



**HAL**  
open science

# Prévision de la disponibilité énergétique des accumulateurs électrochimiques par estimation d'Etats d'Energie (SoE)

Kelli Mamadou

► **To cite this version:**

Kelli Mamadou. Prévision de la disponibilité énergétique des accumulateurs électrochimiques par estimation d'Etats d'Energie (SoE). Energie électrique. Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2010. Français. NNT: . tel-00725621

**HAL Id: tel-00725621**

**<https://theses.hal.science/tel-00725621>**

Submitted on 27 Aug 2012

**HAL** is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

**UNIVERSITE DE GRENOBLE  
INSTITUT POLYTECHNIQUE DE GRENOBLE**

*N°attribué par la bibliothèque*

|\_|\_|\_|\_|\_|\_|\_|\_|\_|\_|\_|\_|\_|\_|\_|

**THÈSE**

Pour obtenir le grade de

**DOCTEUR de l'Université de Grenoble  
délivré par l'Institut polytechnique de Grenoble**

***Spécialité : Génie Électrique***

Préparée au : **Laboratoire de Stockage Électrique (INES/CEA)**

Dans le cadre de l'**École Doctorale : Électronique, Électrotechnique, Automatique, Traitement du Signal**  
présentée et soutenue publiquement

par

**Kelli MAMADOU**

Le 2 décembre 2010

**PREVISION DE LA DISPONIBILITE ÉNERGETIQUE DES ACCUMULATEURS  
ÉLECTROCHIMIQUES PAR ESTIMATION  
D'ÉTATS D'ÉNERGIE (S.O.E)**

**Directeur : Yann BULTEL  
Co-encadrante : Delphine RIU  
Co-encadrante : Élisabeth LEMAIRE-POTTEAU**

**JURY**

Bernard MULTON	,	Président
Corinne ALONSO	,	Rapporteur
Daniel HISSEL	,	Rapporteur
Yann BULTEI	,	Directeur de thèse
Delphine RIU	,	Co-encadrante
Élisabeth LEMAIRE-POTTEAU	,	Co-encadrante
Arnaud DELAILLE	,	Invité
Stéphane BISCAGLIA	,	Invité



*À ma mère*



---

## REMERCIEMENTS

---

Mes remerciements s'adressent à tous ceux qui ont participé de près ou de loin à ces trois années qui, avec le recul, représentent encore une sincère, riche et épanouissante tranche de vie que je souhaite à chacun de pouvoir expérimenter un jour.

Comme à l'accoutumé, je remercie d'abord ceux qui, en dernière instance, ont accepté de juger ce travail et d'échanger en séance par une de ces journées d'hiver comme en fait rarement en plaine à Chambéry. 70 mémorables centimètres de neige. Monsieur Bernard MULTON, Madame Corinne ALONSO, Monsieur Daniel Hissel, c'était un honneur d'avoir votre jugement en qualité de Président et Rapporteurs de ce jury. La lecture de vos publications, bien avant de me décider à faire une thèse, a grandement contribué à allumer, chez moi et d'autres, une fibre "scientifico-politico-économico-renouvelable". Merci !

Certains ont eu à affronter et supporter ces nouvelles prises de consciences "éco-révolutionnaires", Yann BULTEL, Arnaud DELAILLE, Elisabeth LEMAIRE et Delphine RIU. Merci pour cet encadrement de trois ans. Je n'ai pas d'autres mots pour vous remercier que de vous avouer que l'idée de refaire une thèse trotte encore quelque part dans ma tête... ça vous tente ??

Ces trois années auraient été incomplètes humainement et je ne serai pas encore à INES sans mes collègues du LSE et du L2S. Une pépinière de savoir, de talents, de dynamisme, d'ouverture, de déterminisme et...d'humour ! C'est tous les jours un plaisir de travailler en votre compagnie. Un merci tout particulier à Sylvie GENIES, Sothun HING, David BRUN-BUISSON, Marc JUNG, Bruno CROUZEVIALLE qui m'ont accordé de leur temps pour me transmettre une part de leurs savoirs scientifiques et techniques. Merci à Marion PERRIN d'avoir cru en ces travaux afin de continuer la route du SoE et d'autres aventures avec le LSE.

Pour continuer, un grand merci et "chapeau bas !" à tous ceux qui ont bien voulu démarrer faire vivre AP'INES, l'association des Apprenants d'INES. C'était et ça restera un plaisir de partager du temps d'apéro, de barbecue, de savoir avec la nuit astronomie, de week-end aussi pour faire des maquettes pour les enfants, ou préparer des missions d'électrification rurale. Merci à Cédric JAOUEN, tu nous manqueras à tous c'est sûr, Camille GROSJEAN, Jordi VEIRMAN, Guillaume BERSON, Amrouche BADIA et tous les Ap'Inessiens de trois mois à 3 ans et plus.

Enfin, merci à mes amis et ma famille, dont certains ont fait un long déplacement pour que nous partagions cette journée de soutenance ensemble : Matteo, ma mère Marlène, mon père Amadou, mon frère Karim, mes petits neveux Elias, Nora, et Saël, ma coloc Félicie, Laurence, Hervé, Anthony, Guillaume, Anne-Laure, Jeronimo,

## *Remerciements*

---

Marie, Audrey, Rasta, Ti Chauv', Laëtitia', Damien et tous ceux qui m'ont fait l'honneur de leur présence et de leur soutien moral. Ces remerciements ne sauraient se terminer sans se tourner vers les formidables rencontres présentes qui ouvrent la voie d'une vie encore pleine de bonheur et d'aventures !



---

## AVANT-PROPOS

---

Qui peut aujourd'hui se targuer d'indifférence face aux nouveaux défis sociaux, économiques, environnementaux, climatiques et géopolitiques que doivent relever l'ensemble des états de la communauté internationale ? Au cœur de ces enjeux, l'énergie concentre toutes les attentions et toutes les tensions. La Terre compte aujourd'hui 6.5 milliards d'êtres humains dont seulement 18% (1.2 milliards) consomment près de 50% de la production d'énergie mondiale et émettent plus de 30% des gaz à effets de serre. Parmi les autres, environ 2 milliards vivent avec moins de deux dollars par jour. Ils n'ont accès ni à l'eau potable, ni à une source moderne d'énergie, et sont ainsi privés d'accès au développement économique.

Le changement climatique, longtemps minimisé, révèle les dérives d'un capitalisme qui, sous la pression de la mondialisation, creuse les inégalités, là où il promettait une élévation du niveau de vie pour tous ; délocalise, là où il devait être créateur de richesses ; investit en bourse au lieu de développer l'outil de production ; gaspille et surexploite les ressources de la planète au détriment des plus vulnérables.

Conscients de l'expansion non sélective des Gaz à Effets de Serre (GES), 166 États dont seulement 22 industrialisés se sont engagés à réduire de 5% leurs émissions de GES entre 2008 et 2012 par rapport à 1990, en ratifiant le Protocole de Kyoto en 1992. Cet engagement obligeait ces États à mettre en application des politiques en faveur d'un accroissement de l'efficacité énergétique, d'une protection de l'environnement, d'une promotion d'une agriculture durable et des sources d'énergies renouvelables, d'une suppression graduelle des imperfections du marché, des incitations fiscales, des exonérations d'impôts et des subventions qui vont à l'encontre de l'objectif du Protocole. Sans refonte du modèle économique mondial, et surtout sans ratification des États-Unis et de la Chine, ces politiques ont alors été perçues comme une source de ralentissement, voire un frein au développement économique des États qui s'y sont engagés.

2009, sommet de Copenhague. La communauté internationale espérait la ratification des États-Unis et de la Chine. C'est fait, mais le texte est jugé décevant car il ne comporte ni échéance, ni engagement chiffré de réduction des émissions de GES.

En attendant que les négociations internationales aboutissent un jour, les glaciers continuent de fondre, la température de la planète d'augmenter, les déserts de s'étendre, le niveau des mers de s'élever, les réfugiés climatiques de se déplacer, les terres agricoles de s'appauvrir, les guerres économique-religieuses de se multiplier, les ressources d'énergie fossiles de s'épuiser et les dirigeants des pays vulnérables mais ô combien riches en ressources énergétiques d'être corrompus.

La liste des désillusions du capitalisme est encore longue. Alors, si au XXI<sup>ème</sup> siècle un esprit scientifique est prude et perplexe face aux théories économiques de ce monde, il n'en est pas moins capable de faire l'amer constat que notre modèle économique privilégie le profit immédiat à la préservation des hommes, des espèces, de la planète et donc d'apporter les preuves probantes de ces dérives. Ainsi, les mises en lumière des conséquences économiques du réchauffement climatique par des groupes d'éminents scientifiques et économistes ont été, malgré tout, entendu par les décideurs européens qui ont adopté en 2008 l'objectif des « trois 20 pour 2020 » : réduction des GES de 20% par rapport à leur niveaux de 1990, amélioration de l'efficacité énergétique de 20%, augmentation à 20% de la part des énergies renouvelables dans le bilan énergétique.

En France, Le Ministère de l'Écologie de l'Environnement et du Développement Durable et de l'Aménagement du Territoire (MEEDDAT) crée, en 2007, six groupes d'experts dont la mission est de préparer des mesures concrètes et quantifiables qui serviront de base aux contrats dits « Grenelle de l'Environnement » entre l'État, les collectivités territoriales, les syndicats, les entreprises et les associations. Ces mesures portent sur la lutte contre les changements climatiques et la Maîtrise la Demande d'Énergie (MDE), la préservation de la biodiversité et des ressources naturelles, l'instauration d'un environnement respectueux de la santé, l'adoption de modes de production et de consommation durables, la construction d'une démocratie écologique et la promotion de modes de développement écologique favorables à l'emploi et à la compétitivité. Ce premier Grenelle fixe le cap d'une France qui se veut exemplaire en Europe et sur la scène internationale quant à la prise de conscience des décideurs politiques. En 2008 puis 2009, les deuxième et troisième Grenelles ont eu pour objectif de mettre en place des instruments normatifs et techniques puis de définir les contributions de l'État sur les trois années à venir de mise en œuvre des programmes du Grenelle : 19 milliards d'euros d'autorisation d'engagement (AE) sur 2009-2011 dont 7.3 milliards de crédit de paiement (CP) sur la même période<sup>1</sup>.

Les mesures politiques, législatives et fiscales retenues tendent, entre autres, à favoriser la part des EnR dans le mix-énergétique français, à améliorer l'efficacité énergétique et à réduire le taux d'émission de CO<sub>2</sub> des véhicules routiers. Dans cet objectif, le MEEDDAT souhaite accélérer la recherche et le développement en lui allouant 1 milliard d'AE dont 575 millions d'euros de CP sur la recherche en développement durable sur la période 2008-2012 et 400 millions d'euros de fonds démonstrateurs sur cinq ans. De son côté, le Ministère de l'Économie de l'Industrie et de l'Emploi a identifié 83 technologies clés présentes à un horizon de cinq ans et porteuses d'avenir en termes d'attractivité et de compétitivité. Parmi celles-ci, les EnR intermittentes avec stockage, identifiées en réponse à un enjeu de production d'énergie « propre », et la gestion de l'énergie à bord d'un véhicule qui couvre la

---

<sup>1</sup> Les AE et CP sont des autorisations parlementaires pour toutes natures de dépenses permettant d'engager juridiquement l'État de s'engager (AE) et de procéder au règlement des dépenses (CP) sur les montants votés au budget. Plus simplement, les AE servent à signer un contrat et les CP à payer la facture.

récupération de l'énergie de freinage, la « mobilité solaire<sup>2</sup> » et l'hybridation de moteurs électrique et thermique. Dans ces deux cas, le stockage constitue un enjeu majeur pour le développement de ces technologies.

Les fluctuations des productions solaire ou éolienne s'observent sur différentes échelles de temps. Ces fluctuations possèdent des composantes cycliques prévisibles (journalières, saisonnières) qui peuvent être mises à profit pour coïncider avec la demande d'énergie grâce à un dispositif de stockage. Néanmoins ces fluctuations ont des composantes aléatoires à plus court terme (de quelques secondes à quelques minutes) qui complexifient la gestion en temps réel des réseaux électriques en présence d'un fort taux de pénétration des productions intermittentes. Le solaire et l'éolien rajoutent ainsi un aléa important à la longue liste de ceux que doit intégrer le gestionnaire du réseau de transport. Ceci l'oblige ainsi, dès à présent, à repenser son système d'équilibrage production/consommation en conséquence et à envisager l'augmentation de ses marges de réserve pour pallier à ces aléas. Pour une production éolienne, l'augmentation de coût engendrée est évaluée entre 1 et 9 euros par MWh produit pour un taux de pénétration de l'éolien allant de 0.8 à 8% et un coût d'achat de l'électricité autour de 120 euros le MWh. Les scientifiques s'orientent donc vers l'amélioration des outils de prévision de ces ressources et la conception de dispositifs de stockage capables de lisser ces productions, tandis que les économistes cherchent les mécanismes de répartition des coûts engendrés par l'intégration et l'adaptation des réseaux de transport et distribution à ces nouvelles formes d'énergie. De nombreux démonstrateurs ont déjà montré la viabilité technique du recours à des dispositifs de stockage électrochimique. Bien entendu, des améliorations sont toujours à faire en termes d'efficacité énergétique sur les matériaux actifs et les systèmes de conversion électrique et de gestion de l'énergie mais on peut s'interroger sur les retours et donc les volontés réelles de concertation des différentes parties prenantes attenantes au partage des surcoûts liés aux dispositifs de stockage.

C'est un constat, en France, le transport et l'habitat se disputent la première et seconde place des principaux secteurs consommateurs et émetteurs de CO<sub>2</sub>. A eux deux, ils représentent en France près de 75% de la consommation finale d'énergie (l'habitat détient la palme avec 43%) et pèsent pour 55% dans les émissions de CO<sub>2</sub> de la France DOM inclus (c'est alors le transport qui se classe en tête avec 34%). En cause pour le transport : des modes de production de l'énergie finale polluants et à faibles rendements énergétiques. Malgré une densité massique énergétique élevée des carburants de l'ordre de 12 kWh/kg, plus de 65 à 70% de l'énergie initiale est perdue lors des cycles de combustion d'un moteur thermique. Le dimensionnement des moteurs thermiques est tel que ces pertes augmentent lorsque la charge (vitesse, poids, frottement) demandée diminue, pouvant ainsi atteindre 85% de l'énergie initiale en utilisation réelle urbaine. En comparaison, les batteries électrochimiques offrent des densités massiques énergétiques mille fois inférieures (entre 20 et 170 Wh/kg) mais sont associées à des convertisseurs d'électronique de puissance et des moteurs électriques aux rendements bien supérieurs (supérieurs à

---

<sup>2</sup> Alimentation des batteries de véhicules électriques par des sources d'énergies renouvelables, en l'occurrence ici, par l'énergie solaire.

90% pour les premiers, de l'ordre de 70 à 80% pour les seconds). Ainsi, techniquement, l'autonomie des véhicules électriques est un véritable challenge qui nécessite d'optimiser tous les processus de conversion et de transferts d'énergie afin de gérer au mieux l'énergie disponible à bord du véhicule. Face à l'épuisement des ressources énergétiques, les véhicules hybrides et électriques seront des solutions de moyen terme tant qu'elles n'auront pas recours à une production d'électricité à partir d'énergies renouvelables. Par ailleurs une analyse globale des véhicules électriques n'efface pas les risques de tensions géopolitiques face à la concentration des réserves de matières premières pour la fabrication des batteries et soulève la nécessité de la mise en place de filières de collecte, de recyclage et de dépollution des millions de batteries qui seraient hors d'usage d'ici à une quarantaine d'années. Dans tous les cas, les ruptures technologiques qui pourraient apparaître dans le domaine du transport dans les années à venir s'accompagneront inévitablement de profondes transformations sociales, économiques ainsi que d'une nouvelle conception de l'aménagement du territoire.

Le stockage d'électricité rentre également dans une réflexion plus large de convergence habitat-transport. Dans l'habitat, l'énergie finale est principalement consommée sous des formes thermique, électrique et rayonnante. En termes techniques, à haut niveau, l'habitat du futur est vu comme un système multi-sources (panneaux thermiques, photovoltaïques, raccordement au réseau), multi-charges (profils de consommation des différentes charges de l'habitat) et multi-stockage (inertie thermique des matériaux, ballon de stockage, compartiments frigorifiés, batteries de stockage électrique des véhicules raccordés,...). Dans cette vision globale, le véhicule électrique particulier devient un nouveau poste de consommation et de stockage qui offre des possibilités accrues de gestion de l'énergie au sein de l'habitat mais qui constitue, pour le gestionnaire du réseau d'électricité, une nouvelle charge dont la consommation d'électricité est évaluée à 6 TWh en 2020 pour 920 000 véhicules électriques en service. En réalité, tel quel, ce chiffre évalue uniquement la quantité de « dispositifs de stockage d'électricité sur roues » répartis sur le territoire car l'évaluation du réel surplus de consommation d'électricité devrait comparer à minima les gains ou pertes de production d'électricité dues à la production de carburant pour ces 920 000 véhicules, de la fabrication des moteurs thermiques par rapport aux moteurs électriques, d'alimentation et de fonctionnement des stations essence par rapport aux stations de charge, etc.

Les EnR intermittentes avec stockage et les véhicules électriques, vus comme une ressource d'énergie pour le réseau, donnent lieu à des projets de démonstrateurs qui trouvent une unité sous le terme de *microréseau*. Les microcréseaux seraient dotés d'une intelligence de gestion étendue à la taille d'un quartier urbain, avec un cerveau central capable de gérer l'alimentation de différentes habitations et de plusieurs véhicules en fonction des productions d'énergies prévues et disponibles localement et des habitudes de consommation de chacun. Ces solutions qui paraissent relever de la science-fiction pour tout un chacun et mêmes pour quelques esprits avisés nécessiteront d'effectuer un retour vers une production et une gestion d'énergie un minimum localisées. Pour une

fois les pays industrialisés et ceux en voie de développement s'orientent vers les mêmes schémas d'extension de l'électricité, hélas avec des moyens sans aucune commune mesure.

---

***O U V R A G E S & R E F E R E N C E S***

- “Les nouveaux défis de l'énergie“, J.-M. Chevalier, Ed. Economica  
“Énergie et environnement“, P. Merlin, Ed. La documentation française  
“Une brève histoire de l'avenir“, J. Attali, Ed. Fayard  
“Les grandes batailles de l'énergie“, L'Expansion HS septembre 2009  
“Comprendre le Capitalisme. Des théories fondatrices aux dérives de la mondialisation“, HS Nouvel Observateur  
“Électricité, enquête sur un scandale africain“, Jeune Afrique n°2471, du 18 au 24 mai 2008

---

## TABLE DES MATIERES

---

Remerciements.....	i
Avant-propos.....	iv
Table des matières.....	ix
Tables des illustrations.....	xii
Liste des abréviations.....	xvi

### **INTRODUCTION GENERALE**

**1**

### **CHAPITRE 1**

**4**

### **LE STOCKAGE ET LES RESEAUX D'ELECTRICITE**

**4**

#### *A. Pour l'équilibre entre production et consommation*

**6**

##### **A.1 Avantage du stockage : le report de production**

**6**

##### **A.2 Cas du lissage de production**

**7**

##### **A.3 Cas de l'Écrêtage de pointe de production**

**9**

##### **A.4 Les plus du stockage centralisé**

**10**

##### **A.5 Fonctions du stockage chez le consommateur/producteur**

**13**

#### *B. Au service des réseaux de Transport & Distribution*

**17**

##### **B.1 Gestion du réseau de transport et répartition**

**18**

##### **B.2 Gestion du réseau de distribution**

**23**

##### **B.3 Fonctions du stockage au service des réseaux de transport et distribution**

**24**

#### *C. Pour intégrer les Microréseaux à EnR intermittentes*

**32**

##### **C.1 Développement des microréseaux**

**32**

##### **C.2 Contraintes d'intégration des Microréseaux à EnR**

**32**

##### **C.3 Fonctions du stockage pour intégrer les microréseaux à EnR**

**34**

#### *D. Conclusions*

**38**

### **CHAPITRE 2**

**40**

### **STOCKAGES ELECTROCHIMIQUES ET MODELISATIONS**

**40**

#### *A. Les technologies de stockage électrochimique*

**42**

##### **A.1 Positionnement**

**42**

##### **A.2 Les accumulateurs Plomb-Acide**

**48**

##### **A.3 Accumulateurs Nickel Métal Hydrure**

**58**

##### **A.4 Accumulateurs Lithium Ion**

**61**

#### *B. Méthodologie usuelle par estimation de l'État de Charge et modélisation de la tension d'usage*

**74**

##### **B.1 Les Estimateurs d'État de Charge**

**76**

##### **B.2 Les modèles de tension et leurs outils de paramétrage**

**78**

#### *C. Synthèse et limites de la méthodologie usuelle*

**82**

##### **C.1 Pour une gestion en temps réel**

**82**

##### **C.2 Pour la conception**

**83**

### **CHAPITRE 3**

**85**

<b>METHODE D'ESTIMATION PAR ÉTATS D'ÉNERGIE</b>	<b>85</b>
<i>A. Théorie d'estimation par État d'Énergie (SoE)</i>	<i>89</i>
A.1 Vers une définition de l'État d'Énergie	89
A.2 Le SoE, un estimateur de l'État énergétique	93
A.3 Relation entre le SoE et les paramètres de décharge : fonction Énergie $\Phi$	96
A.4 Relation entre le SoE et les paramètres de charge : fonction Taux de charge $\Psi$	97
<i>B. Procédures de caractérisation pour la mise en œuvre de la théorie d'estimation par États d'énergie</i>	<i>100</i>
B.1 Conventions	100
B.2 Caractérisation de la fonction Énergie $\Phi$	101
B.3 Caractérisation de la fonction Taux de charge $\Psi$	105
<i>C. Algorithmes de suivi du SoE</i>	<i>112</i>
C.1 Algorithme de la fonction Énergie à iso-température $\Phi_{ T=cte}$	112
C.2 Algorithme de la fonction Énergie $\Phi$ (complète)	116
C.3 Algorithme de la fonction Taux de charge $\Psi$	120
<i>D. Conclusions : Algorithme global de suivi du SoE</i>	<i>124</i>
<b>CHAPITRE 4</b>	<b>131</b>
<b>MISE EN ŒUVRE ET VALIDATION DES MODELES D'ESTIMATION PAR ÉTATS D'ÉNERGIE- CAS DU LITHIUM-ION</b>	<b>131</b>
<i>A. Paramétrage du Modèle SoE</i>	<i>133</i>
A.1 Technologies étudiées	133
A.2 Méthodes	134
A.3 Résultats en décharge à température ambiante pour Plomb et Lithium	136
A.4 Résultats spécifiques du Li-Ion (LiFePO4)	139
<i>B. Validation du modèle pour la technologie Li-Ion</i>	<i>142</i>
B.1 Protocole des tests de validation	142
B.2 TestA123_0	144
B.3 TestA123_1	146
B.4 TestA123_DST_Sans_Regeneration	148
B.5 TestA123_DST_Avec_Régénération	153
<i>C. Mise en œuvre du SoE</i>	<i>157</i>
C.1 Le SoE pour la qualification et la comparaison des technologies de stockage	157
C.2 Le SoE pour le dimensionnement et la gestion en temps réel du stockage	159
<b>CONCLUSIONS GENERALES</b>	<b>168</b>
Annexes.....	172
<b>ANNEXE 1</b>	<b>173</b>
<b>ÉNERGIE, PRODUCTION D'ELECTRICITE ET GESTION DES RESEAUX</b>	<b>173</b>
<i>A. Énergie</i>	<i>174</i>
A.1 Qu'est-ce que l'énergie ?	174

A.2 Classification physique	174
A.3 Critères de comparaison	175
A.4 Classification énergétique	177
<b>B. Caractéristiques des différents moyens de production</b>	<b>180</b>
B.1 Production nationale	180
B.2 Productions d'origine renouvelable	180
B.3 Productions conventionnelles	181
<b>C. Gestion des réseaux</b>	<b>186</b>
C.1 Réseau Public de Transport (RPT) [Web_RTE]	186
C.2 Réseaux de Distribution	203
<b>ANNEXE 2</b>	<b>207</b>
<b>NOTIONS DE RENDEMENT, D'EFFICACITE. GESTION DE CHARGE DES ACCUMULATEURS</b>	<b>207</b>
<b>A. Notions de rendements et d'efficacité</b>	<b>208</b>
A.1 Hypothèses	208
A.2 Analyse d'un cycle élémentaire	208
A.3 Définitions	211
<b>B. Problématique des algorithmes de charge</b>	<b>214</b>
B.1 Une grande variété d'algorithmes de charge	214
B.2 Des algorithmes contrôlés par un régime de charge en courant	215
B.3 Le régime de charge	216
Références et liste Bibliographique .....	219
Index .....	225
Résumé.....	3

**TABLES DES ILLUSTRATIONS**

Tables des Figures

Figure 1. Empilements des moyens de production au cours d'une journée [Lasne08]	6
Figure 2. Description de la fonction « Lissage de production » du stockage	8
Figure 3. Exemple de synoptique d'un dispositif de stockage pour la fonction « Lissage de production »	9
Figure 4. Description de la fonction « Écrêtage de pointe » du stockage	10
Figure 5. Exemple de synoptique d'un dispositif de stockage pour la fonction « Écrêtage de pointe »	10
Figure 6. Avantages de la répartition du stockage pour la fonction « Report de production » [Tid4030]	12
Figure 7. Profils de la consommation journalière en France en 2007 pour 4 journées de pleine saison (en MW) – données : [Web_RTE]	13
Figure 8. Fonctions du stockage chez l'utilisateur industriel ou tertiaire	14
Figure 9. Vision du marché des véhicules électriques [EDF_VE09]	15
Figure 10. Croissance du parc de véhicules rechargeables et impact sur les consommations annuelles prévues en France [EDF_VE09].	16
Figure 11. Réseau électrique interconnecté français. Place des microréseaux	17
Figure 12. Principe du Mécanisme d'Ajustement pour un producteur. Une prévision à J-1 permet d'établir pour chaque producteur son programme d'appel ( $PA_{J-1}$ ) et ses offres d'ajustement ( $OA_{J-1}$ ). Ces offres sont corrigées en temps réel. En infra-journalier, pour chaque instant $t$ , une nouvelle prévision d'OA est réalisée. Les producteurs ont jusqu'à l'instant $t_g$ qui précède $t$ pour répondre à cette nouvelle offre. Puis chacun adopte son nouveau plan de marche ( $PM_t$ ). L'ajustement est la différence entre le plan de marche réel ( $PM_t$ ) et l'programme d'appel à J-1 ( $PA_{J-1}$ ).	22
Figure 13. Part mensuelle du volume d'ajustement de chaque « technologie » : nucléaire, thermique, hydraulique, points d'échange et points de soutirage ainsi que l'échange d'ajustement inter GRT. Gauche : Ajustement à la hausse. Droite ajustement à la baisse [Web_RTE]	22
Figure 14. Délai de Mobilisation des 5 Entités d'Ajustement les plus sollicitées à la hausse et à la baisse, classées en fonction du volume moyen appelé par jour en MWh (gauche), du nombre d'appels moyen par jour (droite) aux mois d'août 2010.	23
Figure 15. Utilisation du stockage pour la fonction « Report d'investissement »	30
Figure 16. Exemple de synoptique de choix du stockage pour le « Report d'investissement »	31
Figure 17. Utilisation du stockage pour le lissage de la production d'une source photovoltaïque	34
Figure 18. Impact de l'éolien sur les volumes d'ajustement (b) et estimation du coût d'ajustement (a) [Maupas07]. <i>Stratégie de référence</i> : les acteurs disposent en J-1 d'une prévision pour le lendemain, et d'une observabilité suffisante pour réaliser de nouvelles prévisions en infrajournalier. <i>Stratégie de sous-estimation</i> : L'acteur éolien sous-estime sa production. Le biais est un indicateur qui estime l'écart entre la prévision et la réalisation de la production éolienne (plus le biais est petit plus la prévision est juste). <i>Stratégie de non participation aux MIJ</i> : L'acteur éolien ne supporte pas les coûts de rééquilibrage sur les MIJ.	36
Figure 19. Entrées et sorties attendues d'un modèle de stockage pour la conception, le dimensionnement ou la gestion des dispositifs de stockage au sein des réseaux d'électricité.	38
Figure 20. Principales technologies de stockage d'électricité	45
Figure 21. Puissance volumique (W/L) et Energie Volumique (Wh/L) des différents moyens de stockage d'électricité	47
Figure 22. Coût (€/kWh) et Durée de vie (Nb. de cycles) des différents moyens de stockage d'électricité	48
Figure 23. Classification des technologies de stockage plomb-acide	50
Figure 24. Fonctionnement de l'accumulateur Plomb Acide [Armand08].	51
Figure 25. (A) Profils de tension en fonction du temps à différents régimes de décharge. (B) Influence de la température sur la capacité restituée [LinRed95].	52
Figure 26. Exemple de détermination du coefficient de Peukert à 25°C de batteries au plomb. 2 batteries de type démarrage (rond), 2 batteries de type tubulaire (triangle) et 2 de type AGM (carré).	54
Figure 27. (A) Profils de tension en fonction de la capacité déchargée à différents régimes de décharge d'accumulateurs NiMH. (B) Influence de la température sur la capacité restituée des accumulateurs NiMH [LinRed95]. Les chiffres et flèches ajoutés à chaque figure indiquent les pourcentages des baisses de tension et de capacité dues à (A) l'augmentation du régime de charge par rapport au régime de plus faible, (B) la baisse de la température par rapport à la température la plus élevée.	59
Figure 28. Classification des technologies de stockage Lithium	63
Figure 29. Principe de fonctionnement d'un accumulateur utilisant du Lithium Métal à l'électrode négative	64
Figure 30. Principe de fonctionnement d'un accumulateur Lithium Ion	65
Figure 31. (A) Profils de tension en fonction de la capacité déchargée à différents régimes de décharge d'accumulateurs Li-Ion. (B) Influence de la température sur la capacité restituée des accumulateurs Li-Ion [LinRed95]. Les chiffres et flèches ajoutés à chaque figure indiquent les pourcentages des baisses de tension et de capacité dues à (A) l'augmentation du régime de charge par rapport au régime de plus faible, (B) la baisse de la température par rapport à la température la plus élevée.	67
Figure 32. Composition d'une batterie Li-Ion. Source : Renault SA, extrait de [Dudezert09]	69
Figure 33. Réduction des plages d'utilisation (régimes de cyclage, SoC et température) des batteries Li-Ion en vue de ne pas aggraver les mécanismes de vieillissement de l'électrode négative en graphite	71

Figure 34. Mécanismes généraux de dégradation des électrodes positives des accumulateurs Li-ion [Vetter05].	71
Figure 35. (A) Vieillessement calendaire d'accumulateurs Li Ion type (C/LCO) et Li-Po à différentes température. (B) Vieillessement en cyclage d'accumulateurs Li Ion de type C/LMO et Li-Po [LinRed95].	73
Figure 36. Approche usuelle en deux temps pour la modélisation de l'énergie disponible. En phase de dimensionnement du stockage et de conception du système global on procède aux étapes 1 (modélisation de l'état de charge) et 2a (modélisation de la tension instantanée), tandis que pour une gestion en temps réel du système, l'étape 2b (mesure de la tension instantanée) est souvent substituée à l'étape 2a.	75
Figure 37. Expression de la tension d'un accumulateur électrochimique [Ttk800]	78
Figure 38. Principe de mise en œuvre des mesures par Spectroscopie d'Impédance Électrochimique. L'impédance de l'accumulateur est mesurée à partir d'expérimentations en mode galvanostatique (a) ou potentiostatique (b). Le diagramme de Nyquist représentant la partie imaginaire en fonction de la partie réelle pour différentes fréquences permet de déterminer les éléments résistifs, inductifs et capacitifs pour différentes fréquences de sollicitation qui serviront à définir le modèle électrique de la batterie et à proposer, le cas pertinent échéant, une interprétation des processus électrochimiques impliqués.	80
Figure 39. Architecture fonctionnelle générale d'un système de suivi de l'état de charge, rendant compte en temps réel de l'autonomie restante et de deux niveaux de disponibilité du système	82
Figure 40. Démarche usuelle de modélisation de l'énergie disponible dans un accumulateur électrochimique	83
Figure 41. Principe de la modélisation par États d'énergie (SoE).	84
Figure 42. Représentation du stockage électrochimique décrivant les liens de causalité entre les paramètres de charge et de décharge (cadres rectangulaires bleu et orange) et l'État énergétique de l'accumulateur (cadre violet). Du fait des liens de causalité et des connaissances a priori sur les paramètres de charge et de décharge et a posteriori sur l'État énergétique de l'accumulateur, il est possible de remonter vers l'État énergétique intermédiaire de l'accumulateur (cadre vert arrondi).	91
Figure 43. Représentation par bloc diagramme du système « stockage électrochimique ». Les deux transformations correspondant aux processus de charge/décharge possèdent chacune un coefficient d'efficacité ou un rendement électrique.	93
Figure 44. Définition du SoE	94
Figure 45. Relation entre le SoE, les paramètres de charge et l'énergie disponible	96
Figure 46. Relation entre le Taux de charge et l'État d'énergie	98
Figure 47. Procédure de caractérisation de l'énergie disponible en fonction de la puissance de décharge $P_d[i]$ , de l'État d'énergie initial $SoE_0[j]$ et de la température ambiante initiale $T_{a0}[k]$ .	102
Figure 48. Procédure pour déterminer $e_{P_N,80\%}$ (a) et $e_{Pd,80\%}$ (b) à 25°C. (c) Quadrillage représentant la base de données des énergies disponibles pour différentes puissances de décharge et partant de différents états d'énergie initiaux à 25°C.	105
Figure 49. Trois des principaux algorithmes de charge utilisés sur trois technologies clés : (a) Ni-MH, (b) Li-Ion type LiFePO4 et (c) Plomb tubulaire à électrolyte liquide. Les graphiques internes présentent le courant et la tension de l'accumulateur en fonction du temps de charge. Les graphiques externes présentent le courant et la puissance injectés dans l'accumulateur en fonction des taux d'avancement faradique et énergétique de la charge exprimés ici respectivement en % des Ah chargés et en % des Wh chargés.	107
Figure 50. Exemple de profil composé de 7 pas de décharge de puissance et de durée variables. Selon la puissance du dernier pas, on cherche à savoir de quelle quantité d'énergie on dispose	112
Figure 51. Algorithme de calcul de l'énergie disponible par passage d'une iso-ligne d'État d'énergie à une autre à chaque pas de décharge	114
Figure 52. Exemple de suivi de l'énergie disponible suivant le profil de décharge proposé par la Figure 50. L'énergie affichée correspond, pour chaque pas, à celle disponible à (a) la puissance de référence, (b) la puissance de décharge du pas suivant.	116
Figure 53. Exemple de profil composé de 3 pas de décharge de puissance, durée et température variables.	117
Figure 54. Algorithme de suivi de l'énergie disponible du passage d'une surface d'énergie à une température à une surface d'énergie à une autre température.	119
Figure 55. Exemple du suivi de l'énergie disponible suivant le profil de décharge en puissance et température proposé par la Figure 53. L'énergie affichée correspond, pour chaque pas, à celle disponible à la puissance de décharge du pas suivant.	120
Figure 56. Exemple de suivi du SoE en charge à une iso-température de 25°C.	123
Figure 57. Synoptique général de l'algorithme de suivi de l'état d'énergie pour la prévision de l'énergie disponible tout au long d'un profil de puissance et température.	125
Figure 58. Description du bloc « Initialisations » de l'algorithme de suivi de l'état d'énergie	125
Figure 59. Description du bloc « Initialisations » de l'algorithme de suivi de l'État d'énergie	126
Figure 60. Description du bloc « Suivi décharge » de l'algorithme de suivi de l'État d'énergie	128
Figure 61. Description du bloc « Suivi charge » de l'algorithme de suivi de l'État d'énergie	129
Figure 62. Plages de fonctionnement en courant et en tension et capacité nominale des batteries testées	136
Figure 63. Énergies disponibles en fonction de l'état d'énergie initial et de la puissance de décharge constante imposée pour une température ambiante initiale de 25°C. Par défaut à l'état d'énergie vide, l'énergie disponible est nulle. Les résultats (e) sont obtenus uniquement à partir des états d'énergie plein (100%).	138
Figure 64 (a) Conditions d'états d'énergie initiaux, de puissance de décharge et de température des tests réalisés sur les éléments de type A123. (b) Énergies disponibles mesurées sur l'élément A123 en fonction de l'état d'énergie initial et de la puissance de décharge constante imposée pour des températures des -30°C, -20°C, -10°C et 25°C	140
Figure 65. (a) Conditions de profondeur de décharge initiale et de régime de charge pour la paramétrisation de la charge des éléments de type A123 à une température ambiante de 25°C. (b) Énergie injectée en fonction de la profondeur de décharge et du régime de charge toujours à une température ambiante de 25°C.	141
Figure 66. Seuils de sensibilité aux variations de température par plage de température	144

## Tables des illustrations

Figure 67. Résultats du test A123_0. (a) De haut en bas : puissance de décharge et tension de batterie mesurée (en fonction du temps réel du test), État d'énergie calculé par l'algorithme. (b) Zoom sur le dernier pas de décharge.	145
Figure 68. Résultats du test A123_1. (a) De haut en bas : puissance de décharge demandée et réelle, tension de batterie (en fonction du temps réel du test) et État d'énergie calculé par l'algorithme. (b) Zoom sur les pas de décharge 59 à 63.	147
Figure 69. Profils des tests utilisés en décharge : « DST Normal (ou soft) » et « DST sévère (ou hard) »	149
Figure 70. Résultats simulations vs expérimentations des tests TestA123_DST_Sans_Régénération à température ambiante sans confinement.	150
Figure 71. Résultats expérimentations vs simulations des tests TestA123_DST_Sans_Régénération à 0°C en enceinte.	151
Figure 72. SoE fonctionnel du modèle en fonction du SoE fonctionnel réel pour les tests TestA123_DST_Sans_Régénération à 25°C et 0°C. L'encadré en bas à droite indique l'écart entre ces deux valeurs.	153
Figure 73. Profil du cycle élémentaire DST contenant des phases de charge utilisé pour évaluer les performances du modèle et de l'algorithme sur des accumulateurs de type A123 lors des tests TestA123_Avec_Régénération.	154
Figure 74. Résultats expérimentations vs simulations des tests TestA123_DST_Avec_Régénération à température ambiante sans confinement.	155
Figure 75. SoE fonctionnel du modèle en fonction du SoE fonctionnel réel pour les tests TestA123_Avec_Régénération à 25°C. L'encadré en haut à gauche indique l'écart entre ces deux valeurs.	156
Figure 76. (a) Performances énergétiques massiques et (b) Énergie réelle disponible par rapport à l'énergie de référence annoncée par le constructeur. Cas, à température ambiante, des batteries KOK (surfaces colorées) et A123 (surface blanches) étudiées.	158
Figure 77. (a) Performances énergétiques massiques et (b) Énergie réelle disponible par rapport à l'énergie de référence annoncée par le constructeur. Cas, à température ambiante, des batteries PL1 (surfaces colorées), TUB3 (surfaces bleutées) et AGM2 (surfaces rosées) étudiées.	159
Figure 78. Principe de gestion d'un dispositif de stockage pour le lissage des fluctuations supérieures à 15% de la puissance crête installée d'un champ photovoltaïque.	160
Figure 79. Profil de puissance vu par un dispositif de stockage. Les trente premières heures correspondent à la répétition d'un cycle standard de 10h utilisé pour caractériser les performances d'un dispositif de stockage pour le lissage de la production photovoltaïque à hauteur de 15% de la puissance installée (ici 130kW). Sur les trente dernières heures, toutes les valeurs de puissance ont été multipliées par 3. En revanche, on conserve la même durée des pas de sollicitations.	161
Figure 80. Résultats de la simulation du profil de puissance de la Figure 79 appliquée à un dispositif de stockage de type A123 de 16 kWh nominale. Les encadrés vert et orange indiquent des zooms de cette figure qui sont présentés par la Figure 81 suivante.	163
Figure 81. Zooms sur deux zones de la Figure 80 où le stockage ne peut répondre au profil demandé. (a) en charge. (b) en décharge.	165
Figure 82. Écarts entre le profil demandé et la réponse de la batterie en fonction du temps en puissance (haut) et en énergie cumulée (bas).	166
Figure 83. Réserves énergétiques mondiales au 1 <sup>er</sup> janvier 2003 [Web_OSMeeddat]	177
Figure 84. Conversion des six principales formes d'énergie [CEAclefs44]	178
Figure 85. Place des énergies dans le système de conversion énergétique [CEAclefs44]	178
Figure 86. Puissance cumulée (graphe externe) et nombre (graphe interne) des installations raccordées au réseau ERDF par type d'EnR. Source : [Web_RTE].	180
Figure 87. Coûts (€/MWh) et puissance type (MW) des différents moyens de production à l'horizon 2015. Source : [DGEMPO3]	185
Figure 88. Mémento sûreté de fonctionnement du réseau – d'après Réf. Technique de [Web_RTE]	188
Figure 89. Loi de réglage statique primaire de la fréquence	191
Figure 90. Réserve secondaire recommandée par l'UCTE en fonction de la charge maximale prévue de la zone de réglage. Réf. Technique de [Web_RTE].	193
Figure 91. Pertes Joules et chute de tension d'une ligne d'interconnexion THT. D'après Erreur ! Source du renvoi introuvable.	197
Figure 92. Variations de tension en un point du réseau en fonction de la puissance transmise pour les différents types de récepteurs	198
Figure 93. Moyens réglage de la tension et de compensation de la puissance réactive sur les réseaux de transport et de répartition. D'après [TId4305]	200
Figure 94. Principe du Mécanisme d'Ajustement pour un producteur. Une prévision à J-1 permet d'établir pour chaque producteur son programme d'appel ( $PA_{J-1}$ ) et ses offres d'ajustement ( $OA_{J-1}$ ). Ces offres sont corrigées en temps réel. En infra-journalier, pour chaque instant $t$ , une nouvelle prévision d'OA est réalisée. Les producteurs ont jusqu'à l'instant $t_g$ qui précède $t$ pour répondre à cette nouvelle offre. Puis chacun adopte son nouveau plan de marche (PM). L'ajustement est la différence entre le plan de marche réel (PM) et le programme d'appel à J-1 ( $PA_{J-1}$ ).	203
Figure 95. Différents défauts de qualité sur le réseau de distribution basse tension. [DISPOWER06]	204
Figure 96. Actions pour le maintien de la qualité de l'électricité sur les réseaux de distribution	205
Figure 97. Solutions chez l'utilisateur pour se prémunir contre les creux de tension et les coupures brèves. [Intersections16]	206
Figure 98. Influence des paramètres de charge et de décharge sur les transformations liées aux processus de charge et décharge.	209
Figure 99. Définitions des rendements globaux en fonction de l'État d'énergie initial et des conditions de charge et décharge	212
Figure 100. Définitions de l'Efficacité de la charge	212
Figure 101. Définition de la condition de Linéarité d'une charge.	213
Figure 102. Le choix d'un protocole et d'un algorithme de charge est un compromis entre les contraintes spécifiques de la technologie, de l'application et du chargeur.	215
Figure 103 Charge IU mise en œuvre sur un accumulateur lithium. Courant (courbe rouge) et tension (courbe bleue) de charge en fonction de la durée de charge et % de la durée de charge complète.	218

Table des Tableaux

Tableau 1. Caractéristique du stockage en fonction Report de Production [TId4030]	6
Tableau 2. Rémunération Réglage de tension sur le réseau de transport en 2008. source : [Web_RTE]	21
Tableau 3. Critères de sélection des dispositifs de stockage pour les applications de transport et de distribution [Epri1001834].	25
Tableau 4. Matrice des technologies de stockage viables pour les applications transport et de distribution de l'électricité [Epri1001834]	26
Tableau 5. Calculs des pertes économiques liées à la participation au réglage primaire de fréquence pour une TAC dans deux cas de fonctionnement. Cas A : sollicitation sur 100h/an. Cas B : sollicitation sur 300h/an.	28
Tableau 6. Services attendus des microréseaux au réseau électrique [DISPOWER06].	33
Tableau 7. Contraintes d'intégration des microréseaux aux réseaux de distribution et de transport. [CRISP13_04]	33
Tableau 8. Quelques critères comparatifs des technologies de stockage [Epri111162], [Robin04], [Divya09], [CEAclefs50], [Bellin06]	47
Tableau 9. Mécanismes de dégradation des accumulateurs plomb-acide [BENCH14_03] [Delaille06]	57
Tableau 10. Mécanismes de dégradation des accumulateurs secondaires NiMH	60
Tableau 11. Procédure de caractérisation de la fonction $\Psi$ à une température de 25°C. Pour une caractérisation à une autre température, seule celle de l'étape 5 devra être égale à la température voulue pour le test, toutes celles des autres étapes restant inchangées.	110
Tableau 12. Technologies étudiées	134
Tableau 13. Plage de fonctionnement et précision des bancs de cyclage utilisés pour les tests.	135
Tableau 14. Conditions d'états d'énergie initiaux et de puissance de décharge des tests réalisées à une température ambiante initiale de 25°C.	137
Tableau 15. Puissances et énergies nominales des batteries testées et temps de décharge (nominal) associé.	139
Tableau 16. Paramètres du TestA123_0 réalisé à température ambiante de la pièce.	144
Tableau 17. Résultats numériques du test TestA123_0.	145
Tableau 18. Profil de décharge du test TESTA123_1. La durée de chaque pas est de 4.5 secondes.	146
Tableau 19. Caractéristiques des tests TestA123_DST_Sans_Régénération à température ambiante sans confinement.	149
Tableau 20. Caractéristiques de cyclage des tests TestA123_DST_Sans_Régénération à 0°C en enceinte.	150
Tableau 21. Résultats réels et simulés des tests TestA123_DST_Sans_Régénération à température ambiante sans confinement et à 0°C en enceinte.	152
Tableau 22. Écart entre le SoE fonctionnel simulé et le SoE fonctionnel réel pour les tests TestA123_DST_Sans_Régénération à température ambiante et à 0°C	152
Tableau 23. Caractéristiques de cyclage des tests TestA123_DST_Avec_Régénération à température ambiante sans confinement.	154
Tableau 24. Résultats réels et simulés des tests TestA123_DST_Avec_Régénération à température ambiante sans confinement.	155
Tableau 25. Écart entre le SoE fonctionnel du modèle et le SoE fonctionnel réel pour les tests TestA123_Avec_Régénération à température ambiante.	156
Tableau 26. Caractéristiques générales du cycle type et du cycle type modifié de la Figure 70	162
Tableau 27. Caractéristiques nominales d'un dispositif de stockage de 16 kWh ayant les mêmes performances qu'un élément Li-Ion du type A123 caractérisé.	162
Tableau 28. Énergies : la nature de l'interaction mise en jeu pour décrire le niveau de concentration	175
Tableau 29. Énergies transportables / stockables	176
Tableau 30. Caractéristiques des différents moyens de production à l'horizon 2015. Source : [DGEMP03]	183
Tableau 31. Caractéristiques des différents moyens de production à l'horizon 2015 (Suite). [DGEMP03]	184
Tableau 32. Domaine de tensions de réseaux de Transport, Répartition et Distribution en France	186
Tableau 33. Plages de variation des tensions sur le réseau français. [ELEC99]	195
Tableau 34. Rémunération Réglage de tension sur le réseau de transport en 2008 [Web_RTE]	201
Tableau 35. Caractéristiques de fourniture de l'électricité des réseaux de distribution. Source : [Web_ERDF]	204

---

## LISTE DES ABBREVIATIONS

---

<b>AFC</b>	Alkalyn FC (PAC alcaline)
<b>AGM</b>	Absorbent Glass Microfibre
<b>BMS</b>	Battery Management System
<b>BT</b>	Basse Tension
<b>C/LCO</b>	Batterie lithium de type Graphite/Oxydes de cobalt lithiés
<b>C/LFP</b>	Batterie lithium de type Graphite/Phosphates de fer lithiés
<b>C/LMO</b>	Batterie lithium de type Graphite/Oxydes de Manganèse lithiés
<b>C/LTO</b>	Batterie lithium de type Graphite/Oxydes de titanate lithiés
<b>CAES</b>	Compressed Air Energy Storage
<b>CEA</b>	Commissariat à l'Énergie Atomique et aux Énergies Alternatives
<b>CERTS</b>	Consortium for Electric Reliability Technology Solutions (U.S.A.)
<b>CRE</b>	Commission de Régulation de l'Énergie
<b>CRISP</b>	Distributed Intelligence in Critical Infrastructures for Sustainable Power (Projet du cluster européen de recherché sur l'intégration des EnR et des sources DG)
<b>CTEC</b>	Centre de la Technologie de l'Énergie de CanmetÉNERGIE- Varennes
<b>DISPOWER</b>	Distributed Generation with High Penetration of Renewable Energy Sources (Projet du cluster européen de recherché sur l'intégration des EnR et des sources DG)
<b>DEC</b>	Carbonate diéthyle (solvant d'électrolyte de batterie Lithium)
<b>DG</b>	Distributed Generation (Génération Distribuée)
<b>DGEMP</b>	Direction Générale de l'Énergie et des Matières Premières
<b>DMC</b>	Carbonate diméthyle (solvant d'électrolyte de batterie Lithium)
<b>DMFC</b>	Direct Méthanol FC (PAC à méthanol direct)
<b>EC</b>	Carbonate d'éthylène (solvant d'électrolyte de batterie Lithium)
<b>EDF</b>	Électricité de France
<b>EnR</b>	Énergie(s) Renouvelable(s)
<b>ERDF</b>	Electricité Réseau Distribution de France
<b>ETM</b>	Énergie Thermique des Mers
<b>FC</b>	Full Cell (PAC)
<b>GRT</b>	Gestionnaire du Réseau de Transport
<b>HT</b>	Haute Tension
<b>INES</b>	Institut National de l'Énergie Solaire
<b>LiPF<sub>6</sub></b>	Lithium Hexafluorophosphate (composant d'électrolyte)
<b>Li-Ion</b>	Lithium-Ion (type de batterie)
<b>Li-PO</b>	Lithium-Ion Polymère (type de batterie)

<b>LiTFSi</b>	Sel de lithium (conducteur ionique)
<b>LMP</b>	Lithium Métal Polymère (type de batterie)
<b>MCFC</b>	Molten Carbonate FC (PAC à carbonates fondus)
<b>MDE</b>	Maîtrise de la Demande d'Énergie
<b>MEEDDAT</b>	Ministère de l'Écologie de l'Environnement et du Développement Durable et de l'Aménagement du Territoire
<b>MT</b>	Moyenne Tension
<b>NaS</b>	Sodium-Soufre (batterie)
<b>Ni-Cd</b>	Nickel-Cadmium (type de batterie)
<b>Ni-MH</b>	Nickel Métal Hydrure (type de batterie)
<b>Ni-Zn</b>	Nickel Zinc (type de batterie)
<b>PAC</b>	Pile à combustible
<b>PAFC</b>	Phosphoric Acid FC (PAC à acide phosphorique)
<b>PEMFC</b>	Polymer Exchange Membrane FC (PAC à membrane d'échange de protons)
<b>POE</b>	Polyoxyde d'éthylène (polymère pour électrolyte)
<b>PSB</b>	Polysulfure de Brome (type de batterie Redox)
<b>PV</b>	Photovoltaïque
<b>PVCR</b>	Photovoltaïque connecté au réseau
<b>REDOX</b>	Type de batterie électrochimique à réservoir variable
<b>RES</b>	Renewable Energy Sources (EnR)
<b>REP</b>	Réacteur à eau pressurisée
<b>RPF</b>	Réglage Primaire de Fréquence
<b>RPT</b>	Réglage Primaire de Tension
<b>RSFP</b>	Réglage Secondaire de Fréquence Puissance
<b>RST</b>	Réglage Secondaire de Tension
<b>RSCT</b>	Réglage Secondaire Coordonné de la Tension
<b>RTE</b>	Réseau de Transport d'électricité
<b>SMES</b>	Superconducting Magnetic Energy Storage
<b>SoC</b>	State of Charge (État de charge)
<b>SoE</b>	State of Energy (État d'énergie)
<b>SoH</b>	State of Health (État de santé)
<b>STEP</b>	Station de Transfert d'Énergie par Pompage
<b>TAC</b>	Turbine à combustible
<b>THT</b>	Très Haute Tension
<b>UCTE</b>	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity
<b>UFE</b>	Union Française de l'Électricité
<b>VE(s)</b>	Véhicule(s) Électrique(s)

*Liste des abréviations*

---

<b>VHR</b>	Véhicule Hybride Rechargeable
<b>VRB</b>	Vanadium Redox Battery (type de batterie REDOX)
<b>ZEBRA</b>	Batterie haute température au Na-NiCl <sub>2</sub> (Sodium-Chlorure de nickel)
<b>ZnBR</b>	Zinc-Brome (type de batterie)

---

# Introduction générale

La simple évocation du stockage de l'électricité pour les réseaux électriques aurait fait bondir n'importe quel adepte de la gestion des réseaux de transport et distribution il y a moins d'une dizaine d'années. C'était alors un quasi-adage : "l'électricité ne se stocke pas". Il fallait entendre par là qu'on ne savait pas la stocker dans des quantités importantes et surtout à des coûts compétitifs. Et pourtant, ce paradigme doit être remis en cause, poussé par le changement climatique et les nouveaux enjeux énergétiques. Le vecteur Electricité s'est ainsi paré de nouvelles valeurs. Il n'est plus évalué qu'en valeur marchande mais s'entoure également de nouvelles valeurs liées à la protection de l'environnement, à l'équité d'accès aux ressources d'énergie, au pacte social et à un nouvel essor économique. Ces nouvelles valeurs n'ont pas de prix et aujourd'hui plus que jamais, on s'assure que les formes de production d'électricité respectent le contrat moral que nous avons passé avec les générations futures. Alors oui aujourd'hui on économise l'électricité, on la préserve et on la stocke par MWh !

Le stockage de l'électricité s'opère selon différentes formes de conversion qu'elle soit électrochimique, électrostatique, électrocinétique, électromécanique, électromagnétique ; il provient de sources d'électricité aux profils distincts (tension, fréquence, dynamique), et alimente des charges électriques aux profils tout aussi divers. Outre nos applications mobiles quotidiennes, le stockage d'électricité est présent dans de nombreux autres secteurs (télécommunication, santé, EnR, réseaux d'électricité, ...) remplissant ainsi une fonctionnalité ou un ensemble de fonctionnalités pour chacune de ces applications : alimentation en énergie, report de charge, alimentation de secours, ... On serait tenté de dire que les fonctionnalités du stockage sont aussi nombreuses que les applications qu'il sert. Pour chaque application, il faudra pourtant être capable de choisir une technologie de stockage, de la dimensionner puis de la gérer au sein du système. Ce travail de thèse s'intéresse aux contraintes applicatives des technologies de stockage électrochimiques au profit de l'intégration des EnR intermittentes.

Nous débutons donc par un état de l'art des fonctionnalités attendues du stockage. Cet exercice nous amène à décrire le fonctionnement des réseaux d'électricité<sup>3</sup> et à mettre en exergue les fonctionnalités du stockage pour la production d'électricité, le transport, la distribution et enfin pour l'intégration des EnR intermittentes. Cet état de l'art montrera que même s'il existe un grand nombre de fonctionnalités, les sollicitations engendrées sur le stockage peuvent être considérées comme assez similaires; de fait, le dimensionnement peut davantage dépendre de critères économiques ou structurels que des performances dynamiques propres de chaque technologie. Nous verrons également que la gestion de ces systèmes complexes doit être alimentée par des modèles capables de fournir l'énergie et la puissance maximale disponibles, pour chaque pas de calcul d'un profil de sollicitation en puissance.

Le second chapitre s'intéresse aux caractéristiques des principales technologies de stockage électrochimique, notamment le plomb-acide et le lithium, ainsi qu'aux méthodes conventionnelles de modélisation de leur réserve énergétique et de leur puissance. A cette occasion, nous verrons que la séparation classiquement effectuée entre la quantité de charges disponible et la tension de l'accumulateur, qui amène à la manipulation de deux modèles avec des variables liées par les processus de charge et de décharge, complexifie la modélisation des réserves énergétiques et de puissance et donc la gestion de ce stockage. Nous avons donc orienté ce travail sur la recherche d'un nouvel estimateur de l'état énergétique d'un accumulateur électrochimique à partir duquel peuvent être déterminées les disponibilités énergétiques de l'accumulateur.

Le troisième chapitre présente ce nouvel estimateur, le SoE pour estimateur de l'État énergétique d'un accumulateur électrochimique (*State of Energy*). Nous débutons ce chapitre par une description de la théorie d'estimation par états d'énergie qui amène à définir le SoE ainsi que deux fonctions dépendant chacune du SoE : l'énergie disponible (notée fonction  $\Phi$  par la suite) et le taux de charge (ou fonction  $\Psi$ ). Ces fonctions dépendent également d'autres critères qui influencent la disponibilité énergétique tels que la température et les régimes de sollicitations de l'accumulateur. Nous poursuivons ce chapitre par la description des algorithmes de suivi de l'estimateur SoE, considérant une paramétrisation préalable des fonctions  $\Phi$  et  $\Psi$ . Nous verrons ainsi que suivre l'énergie disponible dans un accumulateur équivaut, au niveau algorithmique, à se déplacer dans un volume fait de surfaces d'énergie disponibles ou de surfaces de taux de charge à différentes températures en suivant des iso-lignes de puissance et de SoE.

Le dernier chapitre présente des résultats expérimentaux permettant de valider notre estimateur. Un paramétrage de la fonction  $\Phi$  a ainsi été réalisé sur différentes batteries au plomb-acide et au lithium-ion. Des expérimentations ont été menées plus avant sur une batterie lithium-ion pour le paramétrage de la fonction  $\Psi$  afin d'obtenir un canevas complet pour l'algorithme de suivi du SoE. Des tests ont été élaborés afin d'éprouver les performances en terme de précision et de robustesse de l'estimateur et de son algorithme. Les résultats montrent

---

<sup>3</sup> Le lecteur trouvera des compléments à cette description en Annexe 1.

une précision satisfaisante de l'estimateur, n'excédant pas  $\pm 3\%$  par rapport aux mesures, en tenant compte des effets des régimes de sollicitation et des variations de température ambiante. Enfin, pour conclure ce dernier chapitre, des exemples permettront au lecteur d'appréhender des mises en œuvre possibles de cet estimateur pour la comparaison de technologies de stockage électrochimique, le dimensionnement ou en tant qu'outil de prévision de l'énergie disponible au service d'une gestion en temps réel.

Enfin et en conclusion, nous ouvrirons ce travail vers ses perspectives prochaines d'amélioration, notamment le déploiement du modèle sur des assemblages en série et en parallèle d'éléments unitaires et l'intégration des effets du vieillissement.

---

# Chapitre I

## Le Stockage et les Réseaux d'électricité

---

<i>A. Pour l'équilibre entre production et consommation</i>	<b>6</b>
<b>A.1 Avantage du stockage : le report de production</b>	<b>6</b>
<b>A.2 Cas du lissage de production</b>	<b>7</b>
A.2.a.Description	7
A.2.b.Contraintes de simulation pour le choix du stockage	8
<b>A.3 Cas de l'Écrêtage de pointe de production</b>	<b>9</b>
A.3.a.Description	9
A.3.b.Contraintes de simulation pour le choix du stockage	10
<b>A.4 Les plus du stockage centralisé</b>	<b>10</b>
<b>A.5 Fonctions du stockage chez le consommateur/producteur</b>	<b>13</b>
A.5.a.Réduction tarifaire	13
A.5.b.Problématique des véhicules électriques	15
<i>B. Au service des réseaux de Transport &amp; Distribution</i>	<b>17</b>
<b>B.1 Gestion du réseau de transport et répartition</b>	<b>18</b>
B.1.a.Réglage de la fréquence	18
B.1.b.Maintien du plan de tension et compensation de l'énergie réactive	20
B.1.c.Rémunération de la contribution aux services systèmes	20
B.1.d.Mécanismes d'ajustement [Web_RTE]	21
<b>B.2 Gestion du réseau de distribution</b>	<b>23</b>
<b>B.3 Fonctions du stockage au service des réseaux de transport et distribution</b>	<b>24</b>
B.3.a.Stabilité et Qualité des réseaux	24
B.3.b.Report d'investissement	29
<i>C. Pour intégrer les Microréseaux à EnR intermittentes</i>	<b>32</b>
<b>C.1 Développement des microréseaux</b>	<b>32</b>
<b>C.2 Contraintes d'intégration des Microréseaux à EnR</b>	<b>32</b>
<b>C.3 Fonctions du stockage pour intégrer les microréseaux à EnR</b>	<b>34</b>
C.3.a.Fonctions d'équilibrage entre production et consommation	34
C.3.b.Fonctions de réglage du microréseau	35
C.3.c.Stockage et mécanismes d'ajustement	35
<i>D. Conclusions</i>	<b>38</b>

Le stockage d'électricité trouve de nombreuses applications au sein des réseaux de transport et de distribution : équilibrage entre production et consommation, "services systèmes" de gestion des réseaux d'électricité et intégration des EnR intermittentes au sein de microréseaux connectés au réseau d'électricité.

Dans ce chapitre, nous présentons et décrivons les contraintes des différents acteurs (producteur, gestionnaire, consommateur) face aux technologies de stockage d'électricité. La formulation de ces contraintes permet de dégager les critères qui serviront au choix d'une technologie de stockage puis à son dimensionnement en adéquation avec les critères d'optimisation choisis. Nous verrons tout au long de ce chapitre que, malgré la multiplicité des fonctionnalités du stockage, les sollicitations qui en découlent sont, dans plusieurs cas, moins distinctes que les critères d'optimisation ne peuvent l'être initialement. Nous verrons qu'en définitive, les modes de stockage d'électricité peuvent être classés en fonction de la durée moyenne de décharge, tant du point de vue système que du point de vue stockage. Si cette classification a l'avantage de distinguer de grandes classes de technologies (par exemple une STEP par rapport à un volant d'inertie), elle ne permet pas, au sein de la technologie électrochimique, de s'orienter vers des accumulateurs au plomb plutôt qu'au lithium et encore moins de distinguer un fabricant par rapport à un autre. En effet, la pertinence d'un stockage ne s'évalue pas uniquement sur des critères de performances nominales pour ces applications, mais aussi sur des aspects techniques plus fins, économiques, environnementaux ou structurels.

En dernière instance, nous retiendrons de ce chapitre que le choix et le dimensionnement d'une technologie de stockage nécessite des modèles capables de fournir une connaissance de l'énergie et de la puissance disponibles à chaque pas de calcul d'un profil de sollicitations en puissance.

## A. POUR L'ÉQUILIBRE ENTRE PRODUCTION ET CONSOMMATION

En raison des différentes modulations saisonnière, hebdomadaire et journalière de la consommation, et des contraintes techniques et économiques de fonctionnement des différents moyens de production, le gestionnaire de réseau cherche à assurer l'équilibre offre/demande d'électricité en adaptant l'offre grâce à un empilement des moyens de production (cf. Figure 1), en régulant la demande (incitation tarifaire) et en utilisant des dispositifs de stockage.

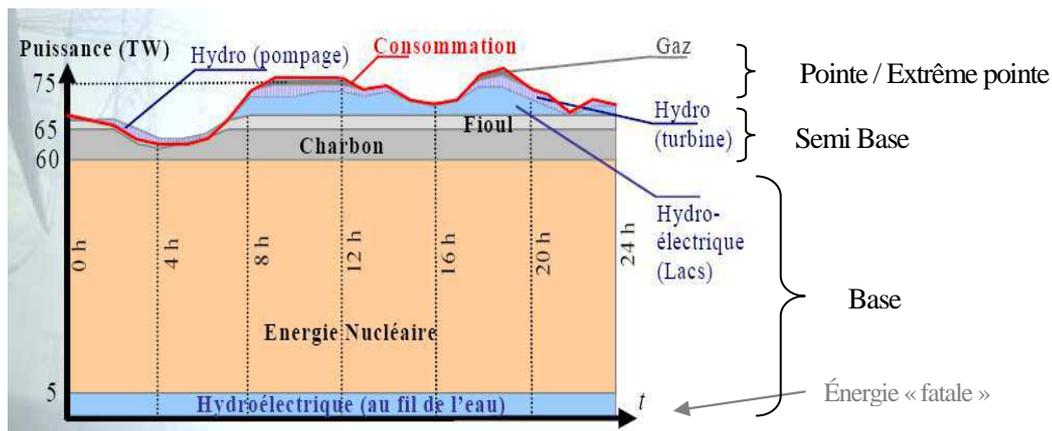


Figure 1. Empilements des moyens de production au cours d'une journée [Lasne08]

### A.1 AVANTAGE DU STOCKAGE : LE REPORT DE PRODUCTION

L'objectif attendu est de **réduire les coûts de production de la pointe d'électricité en stockant l'énergie à bas coût durant les heures creuses et en la restituant aux moments des pointes de demande d'électricité.**

Les avantages économiques de l'utilisation de moyens de stockage sont appréciables en termes :

- **De report d'énergie** : stocker une énergie primaire de base peu chère et la restituer aux moments de pointe, évitant ainsi le recours à des moyens de production de pointe coûteux ;
- **d'économies de réseau** : compenser localement les variations de charge et ainsi améliorer le dimensionnement des réseaux ;
- **de dynamique de réponse** : adapter instantanément l'offre à la demande en utilisant la souplesse des processus de stockage et de restitution.

Fonctions (@)	Puissance	Capacité	Sollicitation	Avantages attendus	Filières actuelles
Report de production (P)	20 à 2 000 MW	quelques heures à quelques semaines	quotidienne à saisonnière	<ul style="list-style-type: none"> <li>● réduction des coûts de production à la pointe</li> <li>● report d'investissement pour production à la pointe</li> </ul>	pompage hydraulique, air comprimé, batterie

Tableau 1. Caractéristique du stockage en fonction Report de Production [TId4030]

Le **report de production**- dont les caractéristiques vues du stockage sont présentées dans le Tableau 1- possède deux composantes décrites plus loin : le **lissage de production** et l'**écrêtage de la pointe de production**

## A.2 CAS DU LISSAGE DE PRODUCTION

### A.2.a. Description

L'objectif du lissage de production est de maintenir constante – autant que possible – la puissance de sortie des moyens de production [TId4030]. A partir d'un profil de consommation (ou de production) discrétisé, il faut déterminer :

$P_{Prod\_Moy} [W]$	la puissance moyenne de sortie que le groupe de production doit maintenir constante
$P_{Batt\_Max} [W]$	la puissance maximale demandée au stockage
$E_{Batt} [Wh]$	la quantité d'énergie demandée au stockage

telles que :

$$P_{Prod\_Moy} = \frac{1}{t_{24} - t_1 + 1} \sum_{i=1}^{24} P_{Conso} [t_i] \times t_i \quad (1)$$

L'énergie et la puissance maximale demandées au stockage sont alors, en première approximation<sup>4</sup> :

$$E_{Batt} = \sum_i (P_{conso} [t_i] \times t_i) \text{ telles que } P_{Conso} [t_i] > P_{Prod\_Moy} \quad (2)$$

$$P_{Batt\_Max} = \text{Max}_i (P_{conso} [t_i]) - P_{Prod\_Moy} \quad (3)$$

Le stockage est en charge lorsque  $P_{Conso} [t_i] < P_{Prod\_Moy}$  et en décharge lorsque  $P_{Conso} [t_i] > P_{Prod\_Moy}$ .

<sup>4</sup> Rendement unitaire du stockage

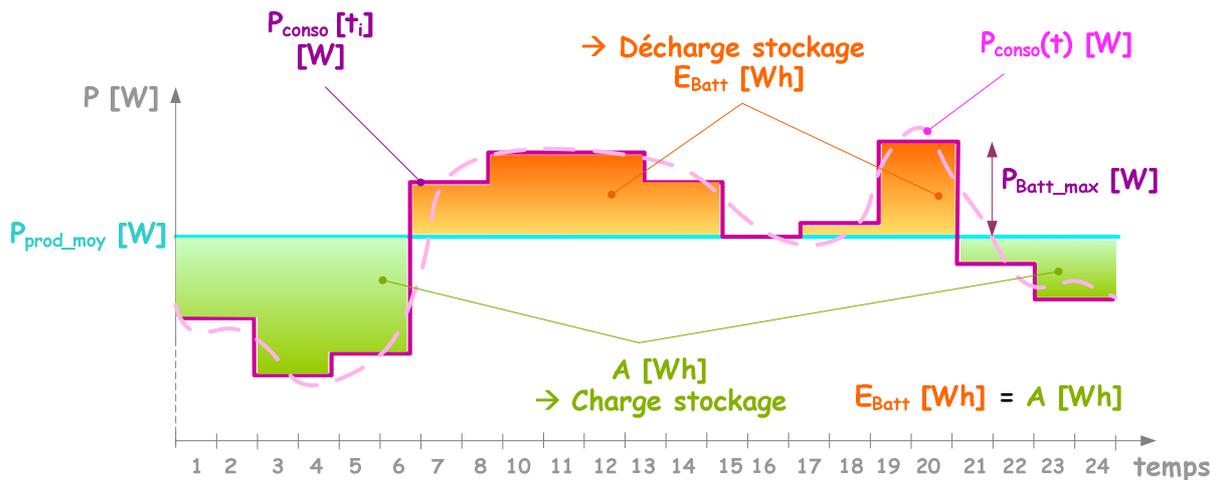


Figure 2. Description de la fonction « Lissage de production » du stockage

Bien que ce problème admette une solution théorique, cette solution peut ne pas être satisfaisante économiquement en raison des coûts de la technologie de stockage avec des demandes en puissance et/ou en énergie trop importantes. En revanche, elle permet d'effectuer le dimensionnement maximal admissible pour le stockage. Au-delà de ces caractéristiques, en puissance ou en énergie, le stockage ne pourra jamais être rechargé comme à l'état initial.

#### A.2.b. Contraintes de simulation pour le choix du stockage

La simulation de cette fonction du stockage procède d'un dimensionnement énergétique du moyen de stockage approprié. Pour la développer, il faut disposer du profil discrétisé de la production voulue – ou au moins du profil de consommation à satisfaire – et des critères ou contraintes économiques à respecter.

Une fois les caractéristiques du stockage théorique cible identifiées ( $E_{Batt}$ ,  $P_{Batt\_max}$ ,...), elles doivent être comparées aux possibilités offertes par les technologies existantes. Plusieurs technologies peuvent répondre à ces caractéristiques. Ainsi une réduction de la taille du stockage peut-être envisagée en fonction des contraintes de l'application (environnement dangereux, volume, etc.). Le coût de chaque technologie identifiée doit être calculé puis optimisé en jouant sur la puissance et l'énergie disponible afin de sélectionner, *in fine*, la technologie de stockage la plus appropriée, c'est-à-dire celle qui respecte au mieux  $P_{prod\_moy}$  et le critère économique fixé au départ.

La Figure 3 présente le synoptique de choix d'une technologie pour la réalisation du « Lissage de production ».

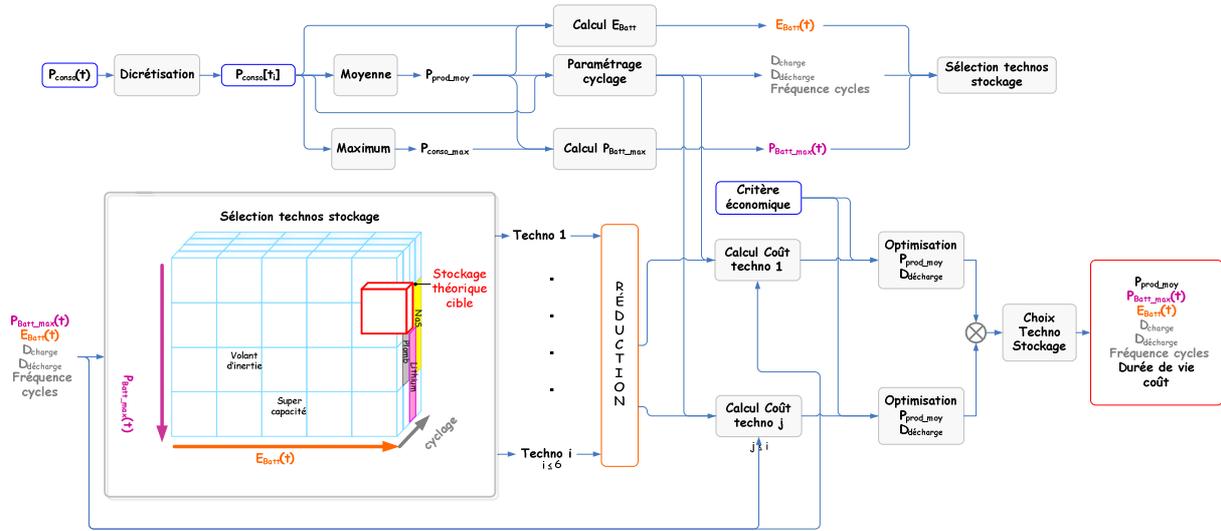


Figure 3. Exemple de synoptique d'un dispositif de stockage pour la fonction « Lissage de production »

### A.3 CAS DE L'ÉCRETAGE DE POINTE DE PRODUCTION

#### A.3.a. Description

L'objectif de l'écrêtage de pointe est de limiter la puissance de sortie du groupe de production à  $P_{prod\_max\_fixé}$  [TId4030]. Pour cela, le stockage doit fournir la puissance et l'énergie nécessaire dès que la demande consommation est supérieure à  $P_{prod\_max\_fixé}$ . Il est rechargé lorsque la puissance demandée par la consommation est inférieure à la puissance de production max du groupe. Dans ce cas, on part de l'hypothèse que  $P_{prod\_max\_fixé}$  est connue.

Alors, l'énergie  $E_{Batt}$  et la puissance maximale  $P_{Batt\_max}$  demandées au stockage sont, en première approximation<sup>5</sup> :

$$E_{Batt} = \sum_i (P_{conso} [t_i] \times t_i) \text{ telles que } P_{conso} [t_i] > P_{prod\_max\_fixé} \quad (4)$$

$$P_{Batt\_max} = \text{Max}_i (P_{conso} [t_i]) - P_{prod\_max\_fixé} \quad (5)$$

La Figure 4 décrit l'écrêtage de pointe. Le stockage y est moins sollicité que pour le lissage de production et peut devenir rentable économiquement compte tenu du coût de l'énergie d'extrême pointe.

<sup>5</sup> Pour un rendement unitaire du stockage

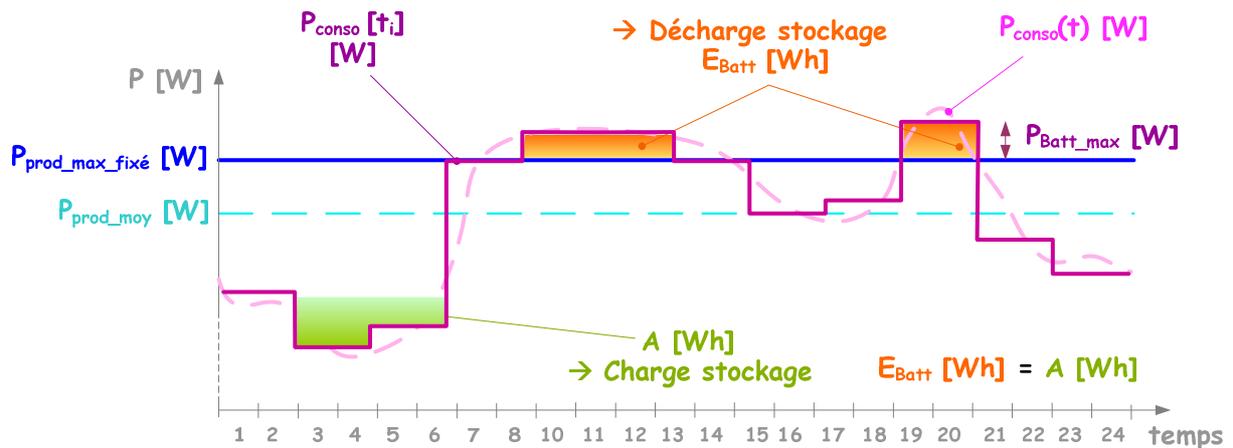


Figure 4. Description de la fonction « Écrêtage de pointe » du stockage

**A.3.b. Contraintes de simulation pour le choix du stockage**

Le synoptique de choix de la technologie de stockage capable de réaliser cette fonction est très proche de celui de la fonction précédente. Les quelques étapes qui diffèrent sont ombragées en bleu sur le schéma suivant.

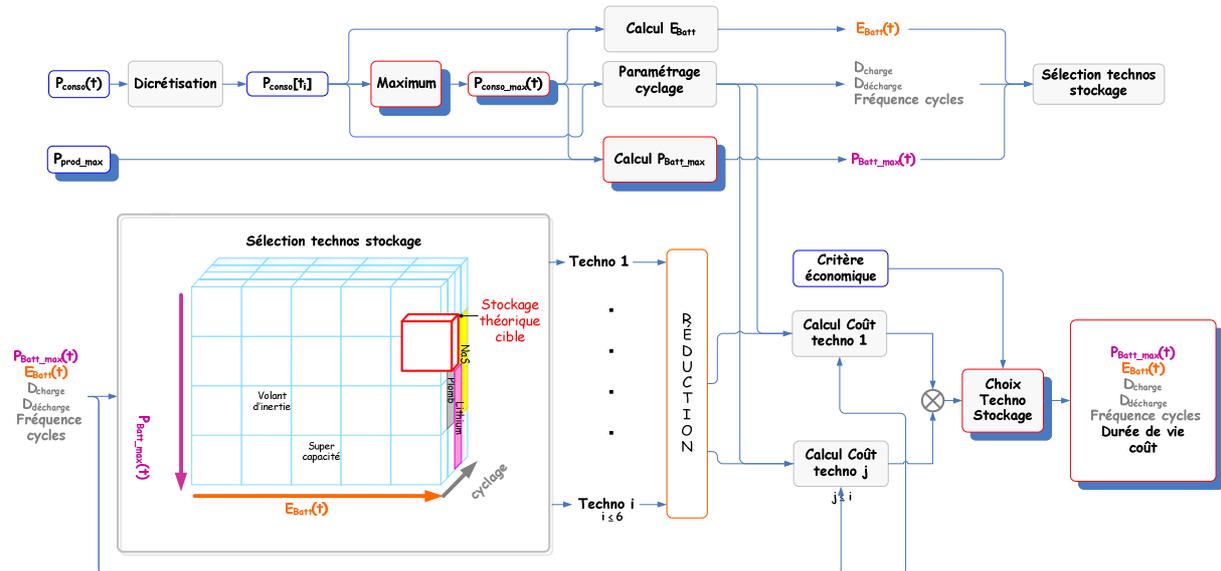


Figure 5. Exemple de synoptique d'un dispositif de stockage pour la fonction « Écrêtage de pointe »

**A.4 LES PLUS DU STOCKAGE CENTRALISE**

Les moyens de stockage peuvent se situer aux niveaux des sources de production, des postes de transformation du réseau ou directement près des consommateurs. On parle alors de **stockage centralisé ou réparti** (relatif à zone géographique donnée du réseau).

Compte tenu de la vitesse d'accroissement des besoins en énergie et en électricité, **un stockage d'électricité centralisé au niveau des sources de production permet de reporter les investissements en production de pointe d'électricité** (cf. § B.3.b Report d'investissement p. 29) [TId4030]<sup>6</sup>.

Lorsque le stockage est réparti au niveau des consommateurs, il peut **contribuer à l'effacement de la production de pointe** mais aussi **lisser la production et réduire la puissance de transit sur le réseau local** permettant ainsi de faire des gains sur le dimensionnement du réseau

La Figure 6 [TId4030]<sup>7</sup> présente 3 profils de consommation C1, C2 et C3 chacun en bout de ligne et un nœud de connexion D à partir duquel les lignes BT sont tirées vers C1, C2 et C3. La résultante au nœud D est la somme de consommations en C1, C2 et C3 (plus les pertes). Deux cas sont considérés. Dans le premier, le stockage est centralisé au nœud D. Dans ce cas, la puissance maximale transitant sur les lignes entre D et les Ci est identique. Dans le second, le stockage est réparti au niveau de chacun des consommateurs permettant ainsi de réduire la puissance maximale transitant dans les lignes du réseau.

---

<sup>6</sup> Version de 1989

<sup>7</sup> Version de 1989

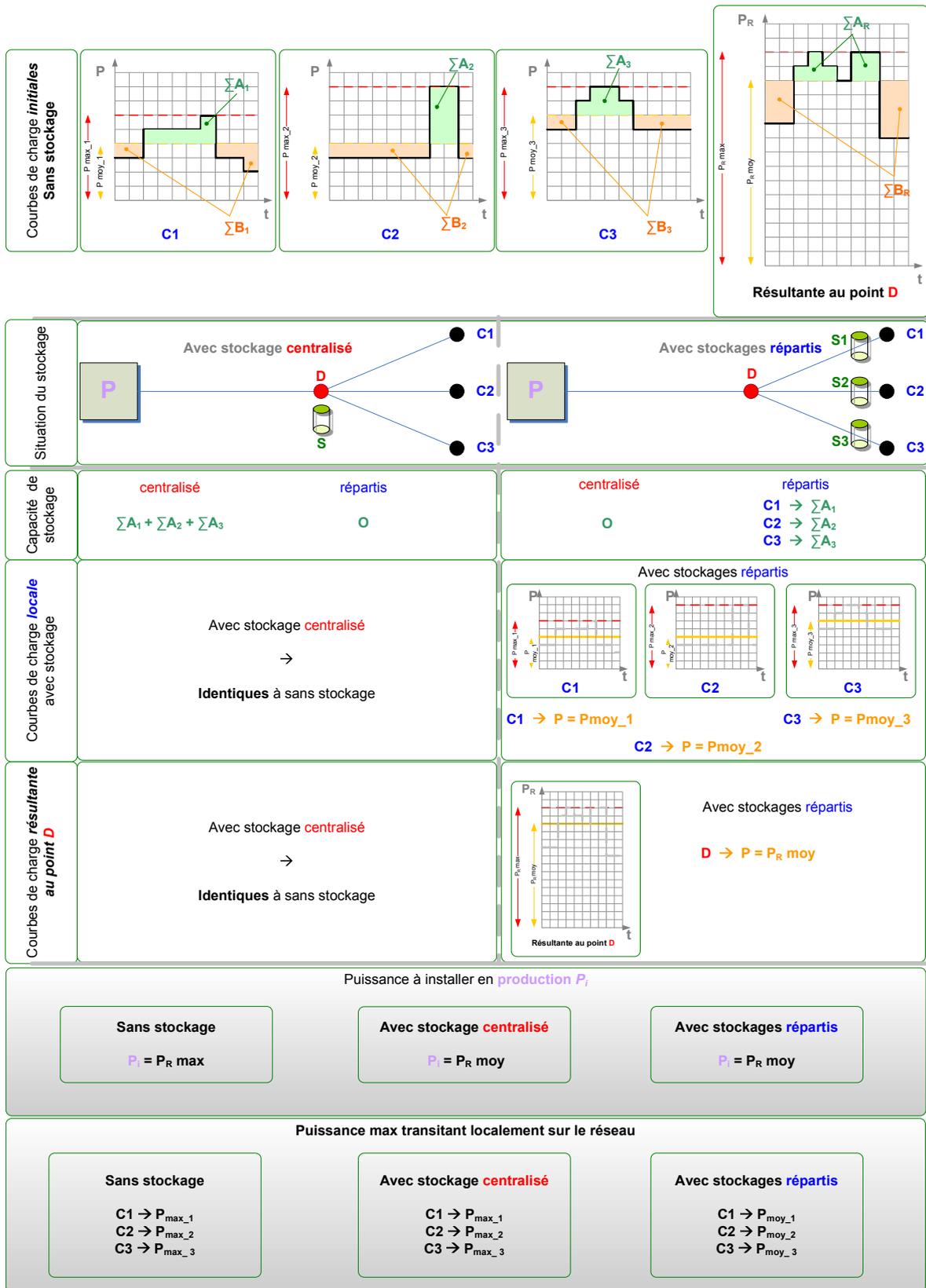


Figure 6. Avantages de la répartition du stockage pour la fonction « Report de production » [TIId4030]

## A.5 FONCTIONS DU STOCKAGE CHEZ LE CONSOMMATEUR/PRODUCTEUR

La **consommation d'électricité varie** au cours de la journée en fonction de la **période de l'année** (cycles et creux annuels, hebdomadaires, journaliers), de la **température**<sup>8</sup>, de la **nébulosité**<sup>9</sup>, des **offres commerciales d'effacement**<sup>10</sup> du **changement d'horaire légal**<sup>11</sup>, des **événements exceptionnels** (ex : tempêtes). Les profils de consommation sont très différents selon le type de consommateur. Ainsi, on distingue généralement les consommateurs résidentiels, industriels et commerciaux.

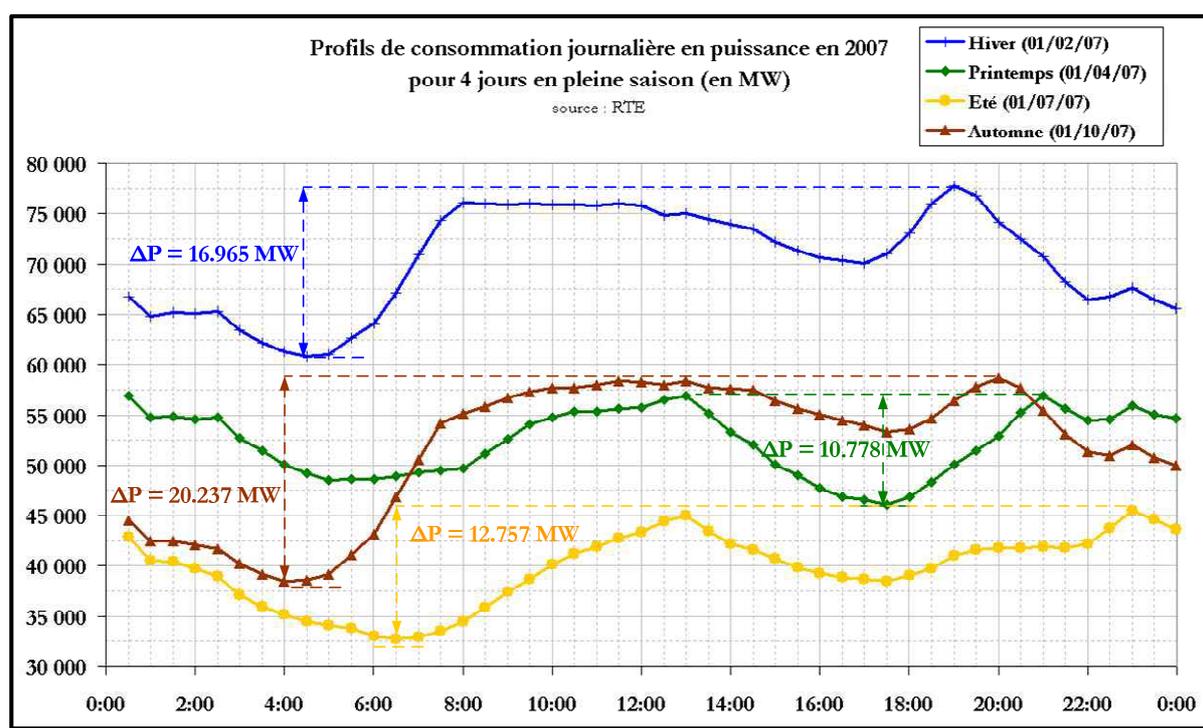


Figure 7. Profils de la consommation journalière en France en 2007 pour 4 journées de pleine saison (en MW) – données : [Web\_RTE]

### A.5.a. Réduction tarifaire

L'utilisateur, qu'il soit industriel ou tertiaire, peut s'intéresser à la fonction stockage d'électricité pour (cf. Figure 8 ci-dessous et Figure 98 p. 206) :

<sup>8</sup> Les variations de température se traduisent par des modifications de l'utilisation du chauffage électrique en hiver ou de la climatisation en été. En hiver, une variation d'un degré sur l'ensemble du territoire entraîne une augmentation de la consommation équivalente à la production d'une centrale nucléaire.

<sup>9</sup> Elle modifie les effets du rayonnement solaire dans les habitations et également en influant sur l'utilisation de l'éclairage et sur le chauffage

<sup>10</sup> Elles incitent les clients à réduire leur puissance électrique consommée par des offres tarifaires (E.J.P. ; Effacement Jour de Pointe)

<sup>11</sup> L'horaire d'été diminue notablement la pointe de consommation du soir.

- améliorer la qualité de la fourniture d'électricité au sein de son réseau électrique interne car il dispose de matériel sensible aux coupures, mêmes brèves, aux faibles variations de tension, ou aux pollutions harmoniques ;
- réduire sa facture d'électricité en réalisant un report de sa consommation d'énergie ; cela consiste à acheter la quantité d'énergie nécessaire lorsque son coût est bas afin de la consommer lorsque son coût est élevé.

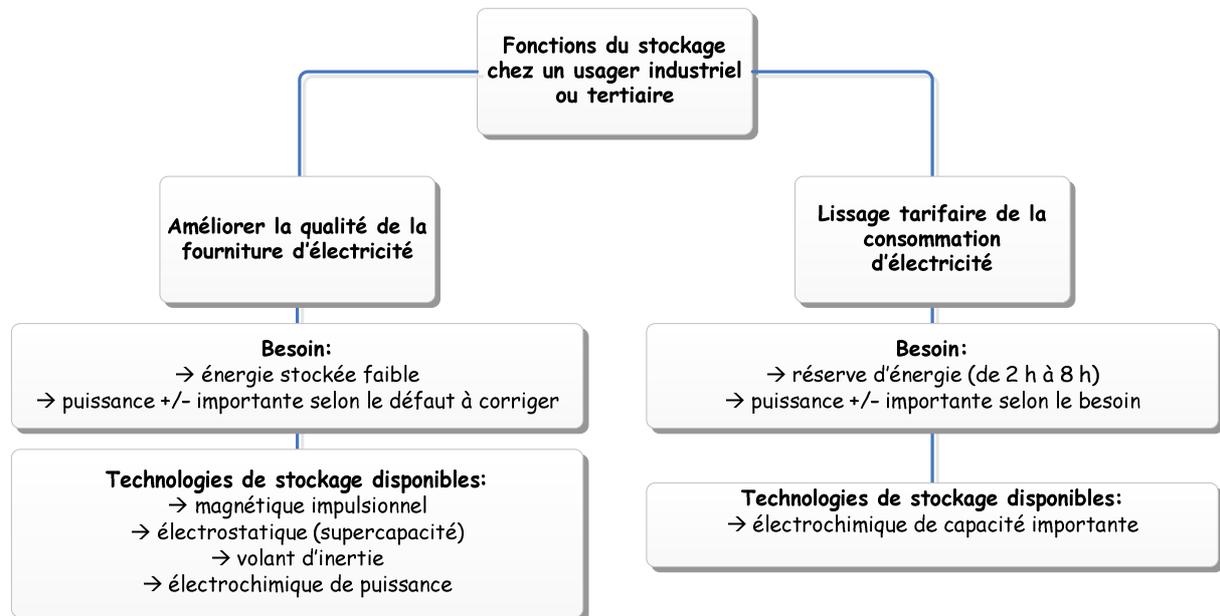


Figure 8. Fonctions du stockage chez l'utilisateur industriel ou tertiaire

Dans le premier cas, nous retrouvons la même problématique que celle décrite dans pour l'utilisation du stockage au sein des réseaux de transport et de distribution, à la distinction près que le bénéfice économique dépend du taux de couverture des risques contre lesquels l'utilisateur souhaite se prémunir. Compte tenu de la courte durée des phénomènes à maîtriser, le besoin d'énergie stockée est faible. En revanche, la puissance demandée au stockage est plus ou moins importante selon le type d'application. De manière générale, la durée de décharge du stockage varie entre une seconde et une dizaine de minutes. Les technologies actuelles qui répondent à ce type d'application sont de nature magnétique impulsionnelle, électrostatique, électromécanique ou utilisent des batteries de puissance [Intersections16].

La réduction tarifaire est la seconde fonctionnalité envisageable par le consommateur. Elle se rapproche par de nombreux aspects de celles du producteur centralisé d'électricité (lissage de production et écrêtage de pointe) décrites aux paragraphes A.2et A.3. Dans le cas de la **réduction tarifaire** [Riffonneau09], l'utilisateur souhaite réduire le coût de sa consommation d'électricité en jouant sur les tarifs horosaisonniers proposés par son fournisseur d'électricité. Notons que les fournisseurs proposent en général une dizaine de contrats tarifaires en fonction des caractéristiques et du profil de consommation de ses clients.

**A.5.b. Problématique des véhicules électriques**

Le véhicule électrique (VE) rentre dans le cadre d'une réflexion sur la convergence habitat transport au sein de réseaux intelligents<sup>12</sup> [SMARTGRIDS06]. En effet, le véhicule propre devient un véritable enjeu sociétal pour la réduction des émissions de CO<sub>2</sub>, la diminution du recours aux énergies fossiles et aussi pour des raisons économiques (volatilité du prix du pétrole). La convergence habitat transport s'est imposée du fait que :

- Les prévisions de croissance du marché des VE et des VHR<sup>13</sup> estiment un parc à 920 000 VE et de plus de 2 millions de VHR en 2020, générant une consommation d'électricité supplémentaire de 5 à 6 TWh (environ 1.2% de la consommation nationale actuelle d'électricité). Cf. Figure 9 et Figure 10.

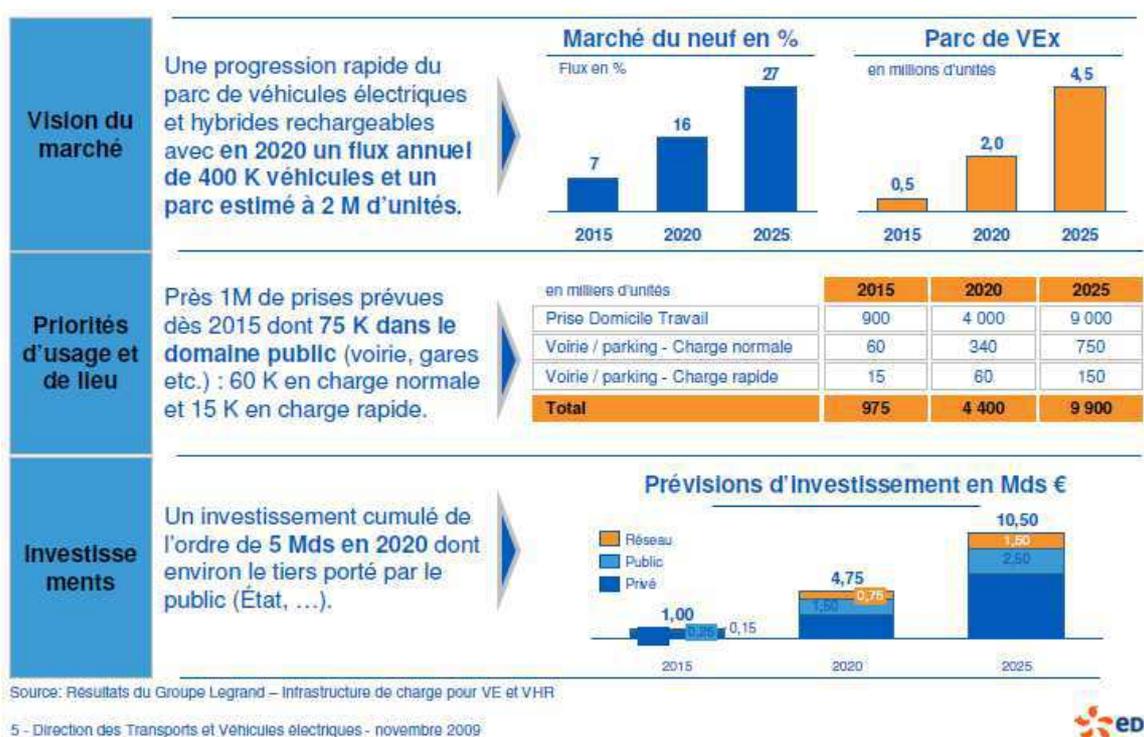


Figure 9. Vision du marché des véhicules électriques [EDF\_VE09]

<sup>12</sup> Smartgrids: Réseau électrique capables d'intégrer intelligemment le comportement et les actions des utilisateurs (producteurs et/ou consommateurs) qui lui sont connectés dans le but de répondre à leurs besoins en électricité de façon efficace, durable, économique et sécurisée.

<sup>13</sup> Véhicule Hybride Rechargeable

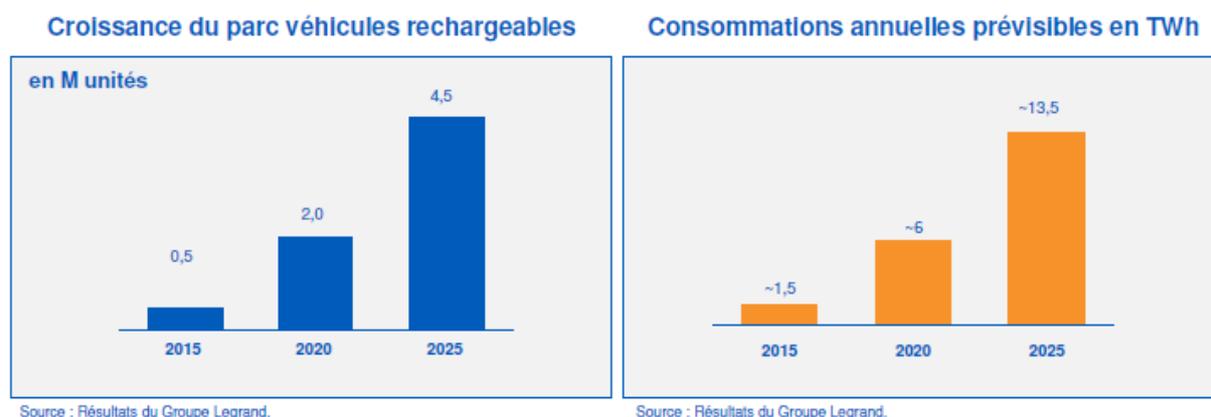


Figure 10. Croissance du parc de véhicules rechargeables et impact sur les consommations annuelles prévues en France [EDF\_VE09].

- Des recharges effectuées durant les heures de pointe augmenteraient le recours aux énergies fossiles donc les émissions de CO<sub>2</sub> et le coût de l'électricité.
- Bien que le taux d'émission en CO<sub>2</sub> de la production nucléaire soit l'un des plus bas (5g/kWh) [UFE\_Defis09], elle n'en reste pas moins une énergie fossile dont la part devra diminuer dans le mix-énergétique afin d'atteindre les objectifs de 2020. Les croissances du PV résidentiel et du PV tertiaire laissent penser que la recharge des véhicules pourrait s'effectuer pendant les heures creuses afin de préserver le réseau.

L'Union Française de l'Electricité soulève "l'absolue nécessité de bien anticiper cette problématique de la recharge très en amont du développement du VE/VHR" et précise : "aujourd'hui, chacun s'accorde à dire que 90% de la recharge doit pouvoir s'effectuer en charge normale, c'est-à-dire au domicile ou sur le lieu de travail. En effet, un véhicule reste en moyenne plus de 95% de son temps à l'arrêt. Ainsi, la charge « normale » représente l'optimum économique en termes d'appel de puissance électrique, puisque concentrée à des heures hors des périodes de pointe".

**Au sein des Smartgrids, les batteries des véhicules électriques deviennent alors des charges/sources de production dont la gestion de l'énergie doit être optimisée au service de la mobilité -de fait- des besoins du réseau et des autres organes qui y sont connectés.**

## B. AU SERVICE DES RESEAUX DE TRANSPORT & DISTRIBUTION

Le réseau électrique permet d'acheminer l'énergie électrique des centres de production d'électricité vers les consommateurs finaux. Les centres de production d'électricité sont répartis sur l'ensemble du territoire en tenant compte de la nature des sources d'énergie primaires utilisées (hydraulique, thermique ou nucléaire) ; de leurs contraintes de fonctionnement<sup>14</sup> et de leur environnement de fonctionnement<sup>15</sup>. Le réseau électrique est conçu et géré sur trois niveaux en fonction des tensions d'acheminement : le réseau de transport, le réseau de répartition, et le réseau de distribution, avec une couverture extrêmement large, de l'échelle locale à l'échelle européenne (cf. Figure 11)

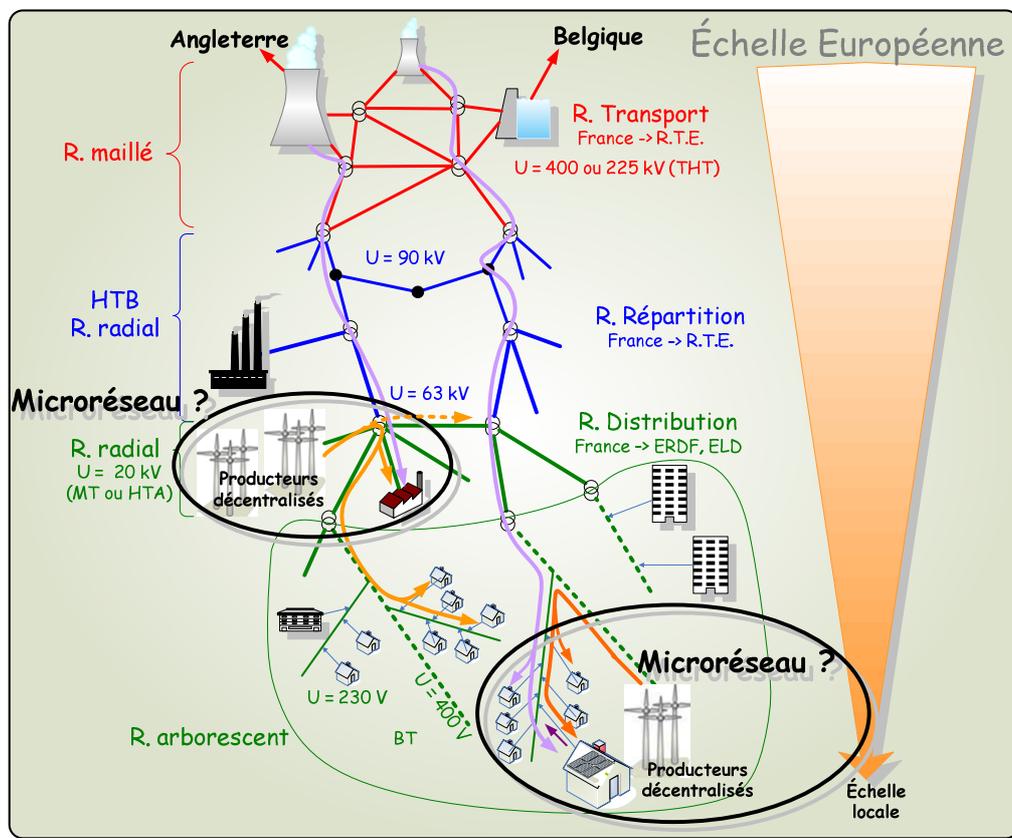


Figure 11. Réseau électrique interconnecté français. Place des microréseaux

<sup>14</sup> Par exemple, les centrales nucléaires ou thermiques nécessitent de grandes quantités d'eau pour les refroidir, des besoins en énergie du territoire de la nature du sous-sol (qui doit supporter des charges importantes)

<sup>15</sup> Par exemple s'il y a des usines à risques à proximité, des zones aériennes, des populations, ou un risque pour l'écosystème.

**Les réseaux de transport et répartition se caractérisent par :**

- la présence de groupes de production raccordés pour la plupart en THT<sup>16</sup>;
- la présence de clients raccordés directement<sup>17</sup> ;
- une structure maillée ;
- des chutes de tension provoquées le plus souvent par la circulation de la puissance réactive.

**Les réseaux de distribution se caractérisent par :**

- la présence de clients raccordés directement en basse tension ;
- une structure arborescente ou radiale, c'est-à-dire que contrairement au réseau de transport, il n'existe qu'un chemin entre la source d'alimentation et un client donné.

**B.1 GESTION DU RESEAU DE TRANSPORT ET REPARTITION**

Le Gestionnaire du Réseau de Transport (GRT), qui doit garantir la sûreté du réseau met en œuvre des actions afin d'en assurer le fonctionnement normal, de limiter le nombre d'incidents, d'éviter - a minima limiter - les conséquences des grands incidents. Ces actions consistent, en première instance, à **régler la fréquence et la tension du réseau** par rapport à des valeurs de consignes et à **compenser la puissance réactive qui transite dans les lignes**. Pour les réaliser, le GRT et les Responsables de Programmation de chaque zone coordonnent les **actions de chaque producteur participant à l'équilibre du réseau dans le cadre des contrats « services systèmes<sup>18</sup> »**. Cf. *Annexe I-C.1 « Réseau Public de Transport (RPT) »*

**B.1.a. Réglage de la fréquence**

**La fréquence du réseau, maintenue à 50 Hz est l'image de l'équilibre production/consommation.** Les écarts sont corrigés en régulant la puissance de sortie des groupes de production selon **trois niveaux de réglages : Primaire, Secondaire et Tertiaire**. Ces réglages diffèrent par leur temps de réponse, les niveaux de puissance mis en jeu et les durées de participation demandées. Les producteurs participant à ces réglages doivent prévoir des réserves de puissance et d'énergie qui sont fixées en fonction de la puissance installée et des caractéristiques des groupes de production (statisme de régulation, temps de réponse). Cf. *Annexe I-C.1.c « Actions contre l'écroulement de fréquence »*.

**Réglage Primaire Fréquence Puissance**

En cas d'écart avec la fréquence de référence, le **réglage primaire est la première action réalisée automatiquement et localement par les groupes de production**. Pour cela, les régulateurs de vitesse des groupes

---

<sup>16</sup> Grâce à la force électromotrice interne des alternateurs, ils constituent des *sources de tension*

<sup>17</sup> Les clients raccordés en HT disposent de transformateurs propres et souvent de moyens de réglage de la tension de leur installation

<sup>18</sup> Ancillary Services

de production asservissent la puissance de sortie des groupes à une valeur de consigne en fonction de l'écart de fréquence mesuré.

Toutes les installations de plus de 40 MW y sont soumises à hauteur de 2,5% de leur puissance installée selon l'arrêté du 30 décembre 1999. L'ensemble de ces réserves, appelé *énergie réglante* doit être mobilisable en moins de 30 secondes pendant une durée maximale de 15 minutes. Dans la zone UCTE, l'énergie réglante est fixée à 18 000MW/Hz pour un réseau de 300 GW mobilisant ainsi 3 000 MW au niveau européen dont 700 MW en France.

### Réglage Secondaire Fréquence Puissance

Lorsque le réglage primaire ne permet pas de rejoindre la consigne, **l'ensemble du programme de production de la zone est modifié par téléajustement**. Pour cela, un régulateur centralisé élabore, à partir des télémesures de la fréquence et des transits sur les lignes d'interconnexion, un signal N appelé *niveau de téléajustement*, compris entre -1 et +1 et l'envoie aux groupes de production afin de modifier leur puissance de consigne.

Les installations de moins de 120 MW ne sont pas tenues de participer au réglage secondaire. En revanche, le GRT exige une demi-bande de réserve secondaire de 4% de la puissance totale installée pour toute installation de plus de 120 MW. Le niveau de participation des groupes au téléajustement dépend de leurs capacités dynamiques à moduler leur production et de leur coût<sup>19</sup>.

### Réglage Tertiaire Fréquence Puissance

Si, à la suite du réglage secondaire, l'écart n'est pas résorbé et que l'on arrive en butée de la réserve secondaire (N = -1 ou +1), une dérive lente est observée entre la production et la consommation. Il devient alors nécessaire de reconstituer le stock de réserve secondaire et de faire appel à la réserve tertiaire qui aura été préalablement définie pour faire face à ces circonstances. La réserve tertiaire, mobilisable en moins d'une demi-heure, est constituée à partir des offres d'ajustement qui ont un délai de mobilisation compatible avec l'utilisation envisagée dans le cadre du fonctionnement normal. Elle se décompose en :

- Une **réserve tertiaire rapide**, d'une valeur minimale de 1000 MW, mobilisable en moins de 15 minutes pour une durée garantie d'au moins une heure pour chaque activation et au moins deux fois par jour. Elle complète les contributions des producteurs au service du réglage secondaire.
- Une **réserve tertiaire complémentaire**, d'une valeur minimale de 500 MW, mobilisable dans un délai compris entre 15 minutes et une demi-heure pour une durée garantie d'au moins 6 heures consécutives et au moins une fois par jour. Elle est destinée à reconstituer la réserve tertiaire rapide.

---

<sup>19</sup> Par exemple : 5% de sa puissance nominale pour une tranche nucléaire de type REP de 900 MW, 10 pour une tranche thermique et jusqu'à 25 pour un groupe hydraulique.

### **B.1.b. Maintenance du plan de tension et compensation de l'énergie réactive**

La tension constitue, avec la fréquence, un des paramètres principaux à prendre en considération pour le maintien de l'état de fonctionnement du réseau. C'est une grandeur amenée à fluctuer en fonction des cycles saisonniers, hebdomadaires et quotidiens de la consommation. Ainsi sans réglage de tension, elle serait basse aux heures de pointe et haute aux heures creuses. Elle est également très sensible aux variations rapides créées par le réseau (changement de topologie, déclenchements). Les chutes de tension observées au niveau des charges (machines, récepteurs) ou au borne d'une ligne ou d'un transformateur sont dues aux flux de puissances active et réactive appelées par les charges. Ainsi, les problèmes de tenue de tension et de compensation d'énergie réactive se posent d'une manière très différente selon le type de réseau. Cf. *Annexe 1-C.1.d « Actions contre l'écroulement de tension »*

**L'objectif sur les réseaux de transport et de répartition est de minimiser les transits d'énergie réactive et de maintenir un plan de tension aussi haut que possible afin de minimiser les pertes par effet Joule.**

Le GRT assure le contrôle de la tension en tout point du réseau à partir de sources de puissance réactive réparties sur le réseau. On distingue : le **Réglage Primaire de Tension (RPT)**, le **Réglage Secondaire de Tension (RST)** et le **Réglage Secondaire Coordonné de Tension (RSCT)**.

#### **Réglage Primaire de Tension**

C'est une **action locale réalisée automatiquement** par les alternateurs dont les régulateurs primaires de tension asservissent la puissance réactive à une valeur se consigne qui dépend de la tension locale du réseau.

#### **Réglage Secondaire de Tension**

C'est une **action centralisée** afin de coordonner les niveaux de réglages des groupes de production **d'une zone**. Le RST consiste à **maintenir le niveau de tension d'un point pilote** représentatif de la tension d'une zone en envoyant un signal de commande  $N_{RST}$ , appelé *niveau*, à l'ensemble des groupes participant au RST.

#### **Réglage Secondaire Coordonné de Tension**

Il est **déployé dans les zones sensibles** en termes de tenue de tension et contraintes par une intensification des interactions entre zone. **Plusieurs points pilotes servent alors de référence**. Les consignes sont calculées toutes les 10 secondes.

### **B.1.c. Rémunération de la contribution aux services systèmes**

#### **Contribution aux réglages de la fréquence (réserves primaire et secondaire)**

Le Responsable de Programmation est rémunéré par pas demi-horaire en fonction de :

- la « capacité de réglage » mise à disposition au prix forfaitaire de 8.04 €/MW ;
- l'énergie produite ou économisée du fait du réglage secondaire au prix de 9.30 €/MWh.

### Contribution au réglage tension/puissance réactive

La rémunération est composée d'une part fixe (notée R), relative à la puissance maximale et au facteur de puissance du groupe ; et d'une part variable, relative à la puissance réactive que peut fournir ou absorber le groupe de production. Seule la part fixe dépend de la zone de réglage (sensible ou normale). Le Tableau 2. indique le montant des ces différentes rémunérations

	Zones sensibles <sup>20</sup>	Zones normales
Part Fixe [ R ] (par an)	R = 639 €/MVA	$\frac{R}{0.32} \times \frac{Q_+}{P_{\max}} \times \sqrt{P_{\max}^2 + Q_+^2}$
Part Variable	0.0288 €/MVA <sub>r</sub> par demi heure de fonctionnement	
Pour une plage de réactif en absorption ou en fourniture allant de Q <sub>-</sub> à Q <sub>+</sub> . Avec P <sub>max</sub> , la puissance active maximale du groupe		

**Tableau 2.** Rémunération Réglage de tension sur le réseau de transport en 2008. source : [Web\_RTE]

#### ***B.1.d. Mécanismes d'ajustement [Web\_RTE]***

Le mécanisme d'ajustement et le dispositif de responsables d'équilibre répondent à deux enjeux :

- inciter les acteurs à fournir les marges opérationnelles nécessaires à l'équilibrage globale et à la sûreté du système électrique ;
- renvoyer aux acteurs du marché la responsabilité financière des déséquilibres en temps réel entre les injections et les soutirages d'électricité.

Ainsi sur appel d'offres d'ajustements émis par le GRT à J-1 et en temps réel, les acteurs soumettent des offres d'ajustements à la hausse ou à la baisse par rapport à leur programme d'appel prévu pour l'instant  $t$  de la journée  $J$ . Ces propositions sont faites sur la base de prévision dont l'incertitude diminue plus l'on se rapproche de l'instant de livraison. Les transactions (virtuelles) cessent à la fermeture du guichet précédent chaque instant de livraison (*gate closure*). Le programme de marche est alors celui décidé lors de la *gate closure*. L'offre d'ajustement correspond donc à l'écart entre le programme de marche réel à  $t$  le programme d'appel formulé à  $J-1$  (cf. Figure 12).

<sup>20</sup> Pour un groupe de production en zone sensible caractérisé par  $\tan \varphi = 0.32$

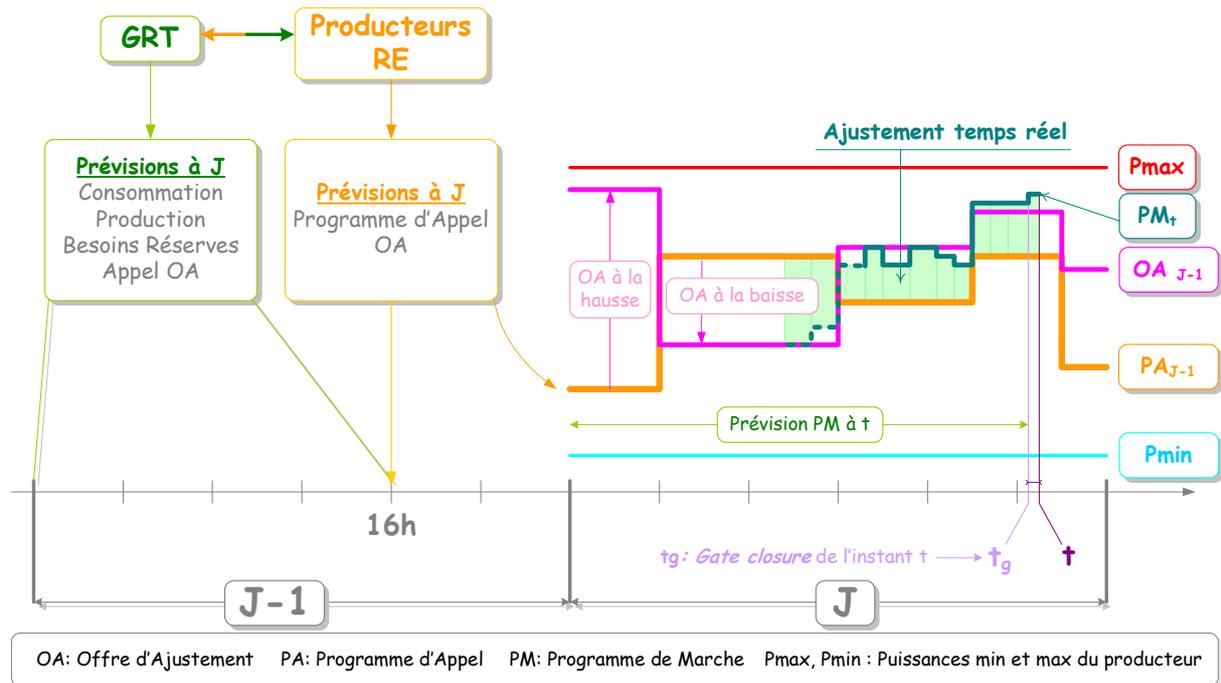


Figure 12. Principe du Mécanisme d'Ajustement pour un producteur. Une prévision à J-1 permet d'établir pour chaque producteur son programme d'appel ( $PA_{J-1}$ ) et ses offres d'ajustement ( $OA_{J-1}$ ). Ces offres sont corrigées en temps réel. En infra-journalier, pour chaque instant  $t$ , une nouvelle prévision d'OA est réalisée. Les producteurs ont jusqu'à l'instant  $t_g$  qui précède  $t$  pour répondre à cette nouvelle offre. Puis chacun adopte son nouveau plan de marche ( $PM_t$ ). L'ajustement est la différence entre le plan de marche réel ( $PM_t$ ) et le programme d'appel à J-1 ( $PA_{J-1}$ ).

Les graphiques de la Figure 13 présentent pour chaque sens d'ajustement, la part mensuelle du volume d'ajustement de chaque « technologie ».

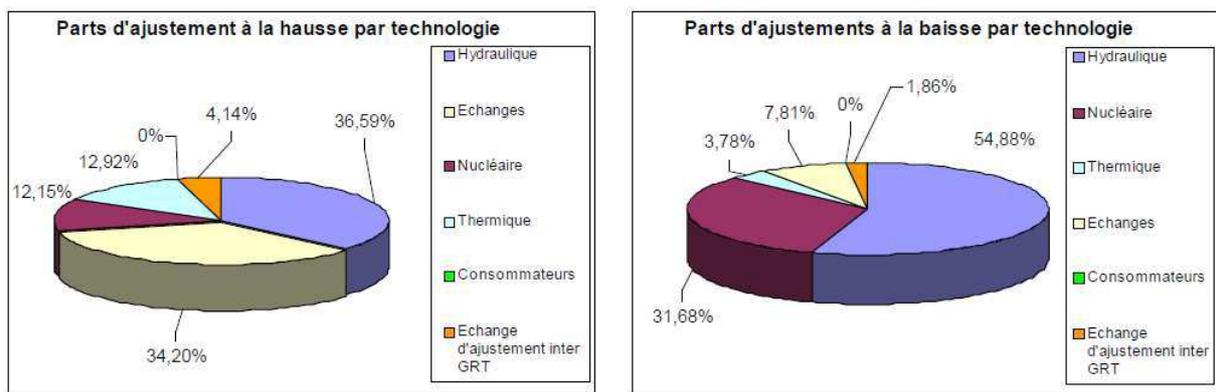


Figure 13. Part mensuelle du volume d'ajustement de chaque « technologie » : nucléaire, thermique, hydraulique, points d'échange et points de soutirage ainsi que l'échange d'ajustement inter GRT. Gauche : Ajustement à la hausse. Droite ajustement à la baisse [Web RTE]

Pour se donner une idée du volume que représente le mécanisme d'ajustement pour une entité d'ajustement, les tableaux de la Figure 14 présentent les classements par énergie et nombre d'appels des 5 entités d'ajustements les plus sollicitées à la hausse et à la baisse ainsi que leur délai de mobilisation au mois d'août 2010.

Classement par Energie				Classement par Nombre d'appels			
<b>Ajustements à la hausse</b>				<b>Ajustements à la hausse</b>			
		Volume moyen appelé par jour (MWh)	Délai de Mobilisation (min.)			Nombre d'appels moyen par jour	Délai de Mobilisation (min.)
1ère	EDA	4 220	60	1ère	EDA	2,42	13
2ème	EDA	1 895	30	2ème	EDA	2,33	13
3ème	EDA	1 888	30	3ème	EDA	2,00	15
4ème	EDA	1 385	30	4ème	EDA	2,00	60
5ème	EDA	1 369	30	5ème	EDA	1,89	13
<b>Ajustements à la baisse</b>				<b>Ajustements à la baisse</b>			
		Volume moyen appelé par jour (MWh)	Délai de Mobilisation (min.)			Nombre d'appels moyen par jour	Délai de Mobilisation (min.)
1ère	EDA	1 518	15	1ère	EDA	2,40	13
2ème	EDA	1 339	13	2ème	EDA	2,37	13
3ème	EDA	1 285	13	3ème	EDA	2,00	60
4ème	EDA	1 187	30	4ème	EDA	2,00	30
5ème	EDA	1 131	60	5ème	EDA	1,97	13

EDA : Entité d'Ajustement

Figure 14. Délai de Mobilisation des 5 Entités d'Ajustement les plus sollicitées à la hausse et à la baisse, classées en fonction du volume moyen appelé par jour en MWh (gauche), du nombre d'appels moyen par jour (droite) aux mois d'août 2010.

## B.2 GESTION DU RESEAU DE DISTRIBUTION

L'objectif des gestionnaires de réseaux de distribution est de fournir à l'ensemble de ses clients la meilleure qualité de fourniture d'énergie possible dans les meilleures conditions de sécurité et au meilleur coût. Les imperfections sont de deux types : défaillances dans la continuité de service et anomalies dans la qualité.

A l'interface entre le réseau de transport et les centres de consommation, le réseau de distribution doit faire face aux variations progressives de la consommation année après année, aux variations de la charge appelée suivant les heures de la journée ou les mois de l'année, et aux fluctuations de la tension HT en provenance du réseau de transport. Pour y répondre, des mesures de maintien de la tension sont prises tant au niveau de la planification du réseau qu'au niveau de son exploitation.

La qualité de fourniture d'électricité est fixée par des normes que le gestionnaire doit garantir. Lorsque le client consommateur dispose d'équipements particulièrement sensibles, il lui revient de s'équiper des dispositifs lui

assurant une stabilité et une qualité accrue de l'énergie. Les caractéristiques des réseaux de distribution ainsi que les actions pour le maintien de la tension et la compensation d'énergie réactive sont décrites dans l'*annexe 1-C.2 « Réseaux de Distribution »*.

### B.3 FONCTIONS DU STOCKAGE AU SERVICE DES RESEAUX DE TRANSPORT ET DISTRIBUTION

#### ***B.3.a. Stabilité et Qualité des réseaux***

L'emploi de dispositifs de stockage pour les applications de transport et de distribution dans le réseau américain a été analysé et décrit dans [Epri1001834]. Cet ouvrage recense un minimum 9 applications élémentaires<sup>21</sup> faisant appel à des réserves de puissance et/ou d'énergie dont les critères de sélection pour le stockage sont repris dans le Tableau 3.

---

<sup>21</sup> Ainsi que 5 combinaisons de ces applications

Applications Parameters	Grid Stabilization (GS)			Grid Operational Support (GOS)		Distribution Power Quality (PQ)		Load-Shifting (LS)	
	Angular Stability (GAS) A	Voltage Stability (GVS) B	Frequency Excursion Suppression (GFS) C	Regulation Control (RC) D	Conventional Spinning Reserve (SR) E	Short Duration PQ (SPQ) F	Long Duration PQ (LPQ) G	Short Duration LS (LS3) H	Long Duration LS (LS10) I
E8 System Unit Power, MW	10 to 500 (10)	10 to 500 (10)	10 to 500 (10)	2 to 200 (10)	2 to 200 (10)	1 to 50 (10)	1 to 50 (10)	1 to 200 (10)	1 to 200 (10)
E8 System AC Voltage, kV	4.2 to 750 (13.8)	4.2 to 750 (13.8)	4.2 to 750 (13.8)	4.2 to 115 (13.8)	4.2 to 115 (13.8)	4.2 to 34.5 (13.8)	4.2 to 34.5 (13.8)	4.2 to 115 (13.8)	4.2 to 115 (13.8)
Equivalent Full Power Discharge Duration	few seconds (1 sec)	few seconds (1 sec)	10 to 30 min (15 min)	3 to 30 min (7.5 min)	2 hr max (2 hr)	seconds (2 sec)	hours (4 hrs)	1 to 4 hrs (3)	5 to 12 hrs (10)
Energy Discharged Per Event	10 MJ to 1 GJ (10 MJ)	5 MJ to 30 GJ (10 MJ)	0.2 to 25 MWh (2.5 MWh)	0.1 to 25 MWh (2.5 MWh)	2 to 100 MWh (20 MWh)	2 MJ to 3 GJ (50 MJ)	1 to 400 MWh (40 MWh)	1 to 200 MWh (30 MWh)	5 to 500 MWh (100 MWh)
Energy Discharge Duty Cycle	10 events/yr 1 event/d 20 cycle/event	10 events/yr 1 event/d	10 events/yr 1 event/d	Continuous Market (Ref 2 cycles/hr)	10 events/yr 1 event/d	100 events/yr 5 events/d 1 event/hr	1 event/yr	60 events/yr 1 event/d	250 events/yr 1 event/d
System Response Time	< 20 msec	< 20 msec	< 20 msec	<10 min	<10 min	< 20 msec	< 20 msec	<10 min	<10 min
Basis for Economic Benefits	Capitalized Costs and Benefits of Alternative System			Market Rates		Capitalized Costs and Benefits of Alternative System		Reduced T Demand Charge, plus Δ Energy Savings plus Capitalized Costs and Benefits of Alternative System	

Tableau 3. Critères de sélection des dispositifs de stockage pour les applications de transport et de distribution [Epri1001834].

Parmi ces applications, celles liées aux réglages de la fréquence et de la tension (GS) ainsi qu’au maintien de la qualité du réseau (PQ) ont été identifiées comme viables pour des technologies de stockage électrochimiques de « moyennes » capacités (Tableau 4) comme le plomb-acide.

Non

Electrochimique ← → Electrochimique

Category	Application	Energy Storage Technology										
		PbA	NCad	NAS	ZnBr	VRB	Regenesys	SMES	Flywheels	Ultracaps	CAES (10 MW above grade)	CAES (135 MW below grade)
Grid Stabilization (GS)	A: Angular Stability (GAS)	✓	M		M			✓	✓	✓		
	B: Voltage Stability (GVD)	✓						M		M		
	C: Frequency Excursion Suppression (GFS)	M	M									
Grid Operational Support (GOS)	D: Regulation Control (RC)											✓
	E: Cyclic Spinning Reserve (SR)											
Distribution Power Quality (PQ)	F: Short Duration PQ (SPQ)	✓	✓	✓	✓			✓	✓	✓		
	G: Long Duration PQ (LPQ)	M										
Load-Shifting (LS)	H: 3 hr (LS3)										✓	
	I: 10h (LS10)			✓		✓	✓				✓	✓
Combined Applications	"T" Utility C1: GFS +	M	M	M								
	"D" Utility	C2: SPQ +			✓		✓	✓				
		C3: SPQ +	✓	✓	✓	✓	✓	✓				
		C4: LPQ +	✓		✓		M	✓				
	"T" or "D"	C5: LS10 +			✓	M	✓	✓			✓	✓

Moyenne capacité

Toxique

Grande capacité

Tableau 4. Matrice des technologies de stockage viables pour les applications transport et de distribution de l'électricité [Epri1001834]

### Peu de présence des technologies de stockage électrochimique de moyenne capacité

On remarquera l'absence des technologies au Lithium. En effet, bien que leur densité massique énergétique et leur durée de vie les placent en meilleure position que le plomb, elles souffrent de faibles capacités élémentaires, d'un manque de fiabilité et de reproductibilité des systèmes assemblés (séries/parallèles) et de coûts de production élevés, les rendant inappropriées pour ce type d'application.

Bien que la technologie plomb-acide ne dispose que de capacités élémentaires moyennes, sa maturité au regard du lithium permet de développer des systèmes capables de gérer de très grands nombres d'éléments. Ainsi, J. Parker et C. D. Garche ont recensé dans [VRLA] plus d'une dizaine de réalisations de systèmes industriels ou de démonstrateurs de stockage plomb-acide installés depuis 1980 pour ce type d'applications<sup>22</sup>. Les puissances installées vont de 400 kW à 2 MW pour des dispositifs de stockage comportant entre 100 et 400 batteries.

### Contraintes des profils de sollicitations vues du stockage

Plus la fréquence des événements à compenser est importante (réglage primaire), plus le stockage est sollicité en puissance avec des profils de cyclage a priori inconnus (événements aléatoires) et des durées de décharge courtes. Inversement, plus la fréquence des événements est faible, plus le gestionnaire de réseau dispose de moyens de prévision pour définir des profils de cyclage. Ainsi, le stockage constitue une réserve d'énergie avec des temps de décharge long.

Le réglage de la tension du réseau de transport nécessite une réserve permanente de puissance avec un temps de réponse très court. Les temps de charge et de décharge qui en découlent sont nécessairement très courts et les puissances appelées très importantes. En outre, les principales technologies qui pourraient répondre à ce type d'application sont des stockages de nature, soit électrochimique, avec de grandes capacités (avec de possibles surdimensionnements) ; soit mécanique ou électrostatique, i.e. loin de l'objet de ce travail. Les contraintes sont les mêmes pour la réserve de puissance destinée aux réglages primaire et secondaire de la fréquence<sup>23</sup>.

D'autre part, les réserves de réglage primaire et secondaire de fréquence sont sollicitées en permanence par le gestionnaire de réseau et bien que des prévisions de mise à disponibilité puissent être faites la veille pour le lendemain, leur utilisation effective se gère en temps réel. Ainsi, un groupe participant à l'énergie réglante du réseau peut être sollicité davantage en fourniture de puissance (augmentation de sa vitesse de rotation) qu'en limitation de puissance (ralentissement de sa vitesse de rotation). En projetant cette application sur un dispositif de stockage, celui-ci pourrait voir au global un déséquilibre entre cycles de charge et décharge. Il est donc difficile au premier

---

<sup>22</sup> cf. Table 10.1 page 307 de l'ouvrage

<sup>23</sup> À moins de planifier une gestion plus complexe de multiples moyens de stockage au cours de la journée

abord, compte tenu de la variabilité de ces applications, de définir un cycle *charge/décharge* type permettant de choisir et dimensionner correctement un stockage

### Problématique de la rémunération des services systèmes.

Les tarifs de rémunération des services systèmes sont actuellement trop peu intéressants pour rentabiliser le recours à des technologies de stockage électrochimiques de moyenne capacité. Le GRT rémunère les groupes participants au réglage primaire à hauteur 16 € le MWh (cf. contrats de participation aux services systèmes [Web RTE]) i.e. à un coût légèrement inférieur à celui de production de l'électricité du moyen de base le plus économe à l'horizon 2015 (cf. Annexe I-B.3 « Productions conventionnelles »).

Prenons l'exemple d'une TAC au fioul domestique de 500 MW pouvant participer à hauteur de 2.5% de sa puissance installée aux réglages primaire et secondaire. Le coût de production d'un MWh par cette TAC au fioul varie entre 89 € et 471 € selon sa durée de fonctionnement annuelle (respectivement 300h/an et 100h/an).

Faisons un calcul rapide. La capacité de réglage de cette TAC est de  $500 \times 2,5\% = 12,5$  MW. Supposons que sa capacité soit effectivement et totalement utilisée par RTE sur ses 100 h (scénario A) ou 300 h (scénario B) de fonctionnement par an. La rémunération de RTE à cette TAC pour participation aux réglages primaire et secondaire est calculée dans le tableau ci-dessous.

	Scénario A (100 h/an)	Scénario B (300 h/an)
Rémunération de la Capacité de réglage « C »	<i>Formule : C = Puissance mise à disposition pendant 1/2 h x prix par MW pour 1/2 h x Nb. de pas demi horaire de fonctionnement</i>	
	$C = 12.5 \times 8.04 \times (100 \times 2)$ $C = 20\ 100$ €/an	$C = 12.5 \times 8.04 \times (300 \times 2)$ $C = 60\ 300$ €/an
Rémunération de l'Énergie de réglage « E »	<i>Formule : E = Énergie pendant 1/2 h x prix par MWh pour 1/2 h x Nb. de pas demi horaire de fonctionnement</i>	
	$E = (12.5 \times 0.5) \times 9.3 \times (100 \times 2)$ $E = 11\ 625$ €/an	$E = (12.5 \times 0.5) \times 9.3 \times (300 \times 2)$ $E = 34\ 875$ €/an
Rémunération Totale « T »	<i>Formule : T = C + E</i>	
	$T = 20\ 100 + 11\ 625$ $T = 31\ 725$ €/an	$T = 60\ 300 + 34\ 875$ $T = 95\ 175$ €/an
Coûts de production « Cp »	<i>Formule : Cp = Énergie produite pour le réglage x coût de production du MWh</i>	
	$Cp = (12.5 \times 100) \times 471 = 588\ 750$	$Cp = (12.5 \times 300) \times 89 = 333\ 750$
Pertes par MWh « P »	<i>Formule : P = (Cp - T) / Énergie produite pour le réglage</i>	
	$P = (588\ 750 - 31\ 725) / (12.5 \times 100)$ $P = 446$ €/MWh	$P = (333\ 750 - 95\ 175) / (12.5 \times 300)$ $P = 64$ €/MWh

Tableau 5. Calculs des pertes économiques liées à la participation au réglage primaire de fréquence pour une TAC dans deux cas de fonctionnement. Cas A : sollicitation sur 100h/an. Cas B : sollicitation sur 300h/an.

Ainsi, afin de remplir ses obligations de participation au réglage primaire, ce producteur perd entre 64 et 446 € par MWh produit et utilisé pour les réserves primaire et secondaire.

Compte tenu des rémunérations affichées, utiliser un moyen de stockage pour remplir cette fonction revient à disposer d'un moyen de stockage dont le coût de revient au MWh est inférieur à 446 €/MWh ! Aujourd'hui, aucune technologie de stockage, quelles que soient ses caractéristiques, ne le permet. Les moins coûteuses (plomb-acide) ont des prix de revient au MWh plus de 25 fois supérieurs aux exigences de ce producteur.

Ces mêmes calculs, effectués pour le réglage de la tension, aboutissent à la même conclusion. Ainsi, malgré un grand intérêt porté aux applications de stabilisation et de maintien des réseaux, leur viabilité en France semble peu assurée par des technologies de moyennes capacités (hormis les technologies plomb-acide).

### B.3.b. Report d'investissement

Une autre fonction qui incombe aux gestionnaires de réseau peut être réalisée avec un dispositif de stockage. Elle n'a pu être décrite précédemment car elle touche à la planification des investissements pour le renforcement des capacités de transits des lignes. Il s'agit du report d'investissement [Sand7069\_05].

#### Description

Lorsqu'une augmentation future de la consommation risque d'entraîner une surcharge de certaines lignes du réseau existant. Le gestionnaire doit planifier l'augmentation de la capacité maximale transmissible de ces lignes. Le coût de ce renforcement dépend de la future puissance maximale appelée par le consommateur et de la durée pendant laquelle elle dépassera la puissance maximale actuellement transmissible sur la ligne. En y associant toutes les charges fixes, le GRT détermine le coût annuel en euros par kilowatt ajouté par an (€/kW<sub>ajouté</sub>/an).

Pour qu'un moyen de stockage permette de reporter les investissements de renforcement de ces lignes d'un, deux ou trois ans, il faut qu'il puisse répondre aux besoins supplémentaires dans la limite du critère économique du projet. Le dimensionnement du stockage se fait en considérant que :

La puissance maximale demandée au stockage est :

$$P_{Batt\_max\ x} = P_{max\_lign\_1} - P_{max\_ligne\_0}$$

$$E_{Batt} \geq \sum_i [(P_{max\_ligne\_0} - P_{conso\_1}[t_i]) \times t_i]$$

Si le moyen de stockage est alimenté via le réseau ou une source EnR locale, l'énergie journalière demandée au stockage est telle que :

telles que

$$P_{conso\_1}[t_i] < P_{max\_ligne\_0}$$

Ce stockage, placé au plus près de la consommation finale doit permettre de réduire la puissance maximale circulant sur la ligne, comme expliqué sur la Figure 15.

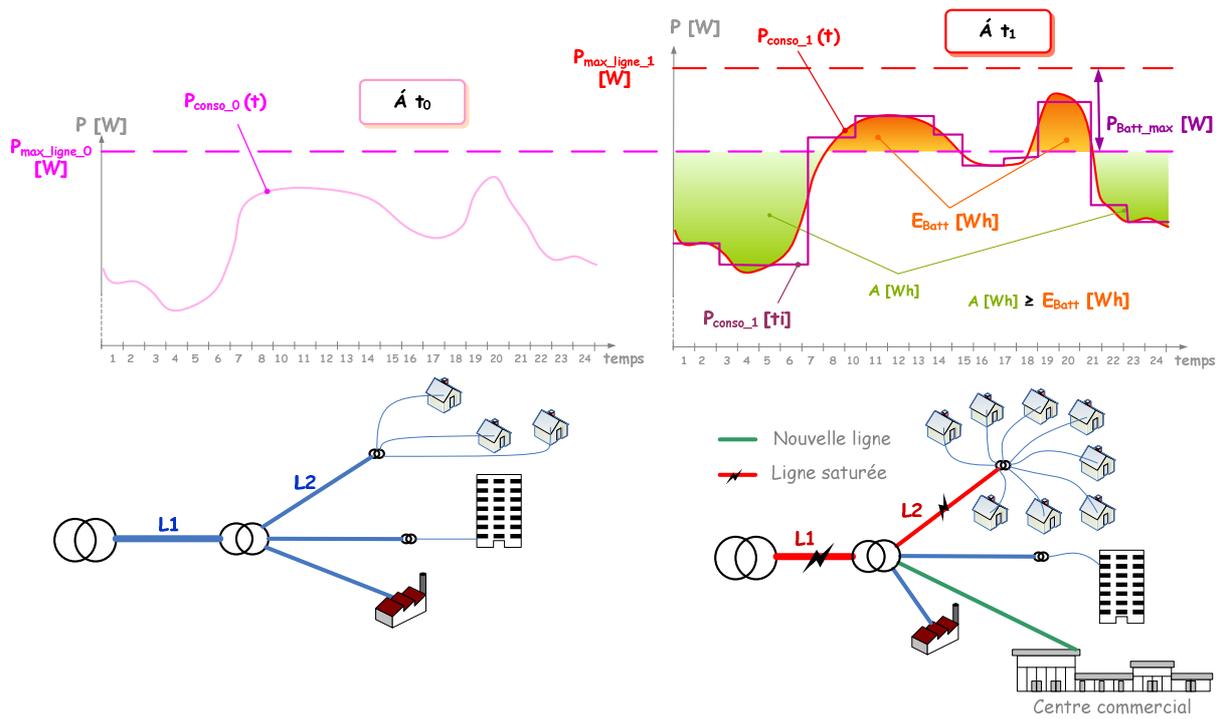


Figure 15. Utilisation du stockage pour la fonction « Report d'investissement »

### Contraintes de simulation

Les caractéristiques du stockage théorique cible sont calculées grâce aux profils de production et de consommation actuels et futurs. Les technologies de stockage correspondant à cette cible doivent répondre à des contraintes dynamiques. Elles doivent ainsi éviter de perturber le réseau, voire améliorer sa qualité. L'impact du stockage sur le réseau est simulé en respectant des critères tels que facteur de puissance, chute de tension... La technologie retenue est un compromis entre le respect des critères techniques et économiques fixés par le projet.

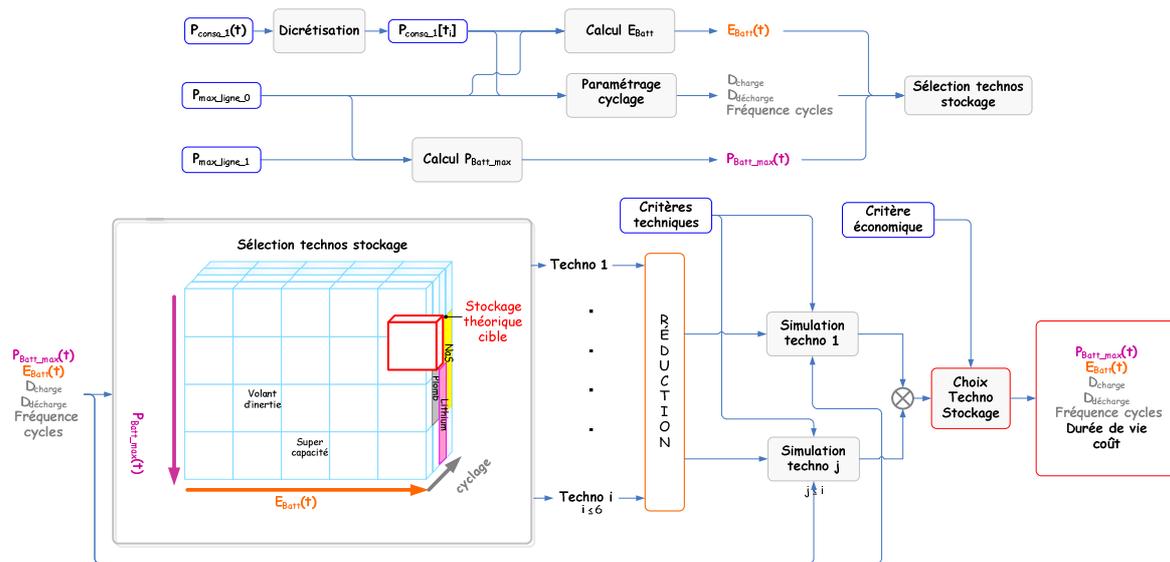


Figure 16. Exemple de synoptique de choix du stockage pour le « Report d'investissement »

## C. POUR INTEGRER LES MICRORESEAUX A ENR INTERMITTENTES

### C.1 DEVELOPPEMENT DES MICRORESEAUX

Les **microréseaux** à EnR intermittentes s'insèrent dans une dynamique de Production Décentralisée<sup>24</sup> d'Énergie encore appelée Génération Distribuée née, dans un contexte de dérégulation du marché, d'une volonté politique et environnementale forte qui consiste à favoriser l'intégration de sources d'énergie renouvelable dans le mix énergétique. Dans [Gaztañaga06] Gaztañaga recense différentes définitions des microréseaux que nous rappelons sommairement ci-dessous.

En Europe les projets européens MICROGRIDS et MORE MICROGRIDS définissent les microréseaux comme des systèmes *“comport[ant] des systèmes de distribution de basse tension avec des sources d'énergie distribuées [...], des systèmes de stockage et des charges contrôlables [...]. Les microréseaux sont connectés au réseau de distribution mais peuvent également travailler en mode îloté, en cas de défaut dans le réseau principal.”*.

Une définition similaire est employée par les américains du CERTS<sup>25</sup> en ajoutant une capacité de production de chaleur au microréseau. Les canadiens du CTEC-Varennes<sup>26</sup>, en utilisant la même définition que les européens, envisagent un travail collaboratif des différents microréseaux d'une région au sein de ce qu'ils appellent un microréseau lointain : *“plusieurs microréseaux formés [...] pouvant travailler en mode îloté sont agrégés pour “former” le réseau qui fournit la puissance d'une région lointaine”*.

Les microréseaux comportent des unités de production d'énergie généralement connectées aux réseaux de distribution<sup>27</sup> associées à un ensemble de charges et de dispositifs de soutien (systèmes de stockage et de compensation, générateurs programmables).

### C.2 CONTRAINTES D'INTEGRATION DES MICRORESEAUX A ENR

Les bénéfices des microréseaux sont attendus en termes de **réduction des gaz à effets de serre et du recours aux énergies fossiles**, dès lors qu'il est fait appel aux énergies renouvelables. L'installation de sources d'énergie au plus proche des sites de consommation permet de **réduire les coûts de transport, les pertes en lignes sur le réseau ainsi l'appel de puissance réactive**. De fait, les **délais d'installation sont plus courts et la recherche de sites d'installation appropriés est facilitée** [Richardot06].

---

<sup>24</sup> Ou Dispersée selon les auteurs

<sup>25</sup> Consortium for Electric Reliability Technology Solutions

<sup>26</sup> Centre de la Technologie de l'Énergie de CanmetÉNERGIE- Varennes

<sup>27</sup> A la différence des sources de productions centralisées qui sont connectées au réseau de transport.

Le recours à des énergies propres est le moteur du développement des microréseaux. Les sources EnR intermittentes offrent une **large gamme de puissances allant de quelques dizaines de kW à quelques dizaines de MW** capables, dès lors, de **répondre aux besoins de stabilisation du réseau**<sup>28</sup> (Tableau 6).

Ancillary service	Non-renewable DG Technology				Renewable DG Technology					
	CCGT	Large CHP	Mikro CHP	Diesel & CCGT standby	Wind: Non-DFIG	Wind: DFIG	Biomass	Land Fill Gas	Solar PV	Hydro
Size	>100 MW	1-100 MW	1-5 kW	<50 MW	<50 MW	>50 MW	1-100 MW	1-10 MW	<100 kW	>1MW
Frequency	YES	Limited	NO							YES
Reserve	YES	Possible	Possible: high penetrations	YES	Possible	Possible	Possible	Possible	Possible	Possible
Reactive	YES	YES	NO	YES		YES	YES	YES	YES	YES
Network support	YES	YES	Possible: high penetrations	YES	YES	YES	YES	YES	Limited	YES
Black start	Possible	Future island opportunity?	NO	Future island opportunity?	NO	Future island opportunity?	Future islanding?	Future islanding?	NO	Future islanding?

Tableau 6. Services attendus des microréseaux au réseau électrique [DISPOWER06].

A contrario, **l'intermittence des sources d'énergies renouvelables, dégrade la qualité de l'énergie et complexifie la planification et la coordination de la production d'électricité**. Les contraintes à l'intégration des microréseaux se situent aussi bien au niveau des réseaux distribution que du réseau de transport. Elles sont synthétisées dans le tableau ci-dessous d'après les travaux du projet CRISP [CRISP13\_04].

Impacts sur le réseau de Distribution		Impacts sur le réseau de Transport	
Sécurité	- <b>Courts-circuits</b> : principalement à cause de l'insertion de générateurs synchrones	Sécurité	- <b>Risque de congestion</b> : particulièrement là où l'hydraulique est déjà fortement présent
Qualité	- <b>Plan de tension modifié</b> → + : augmente judicieusement le plan de tension si le microréseau est bien situé → - : les variations de tension du microréseau entraîne un phénomène de flicker	Équilibre production/consommation	- <b>Augmentation de la réserve primaire</b> ← intermittence des EnR
Stabilité	- <b>Oscillations de puissance</b> → dues aux échanges entre différents réseaux distribution	Exploitation	- <b>Transits imprévus de puissance réactive</b> - <b>Transits de puissance imprévus aux interconnexions:</b> ← les réseaux des autres états sont plus sensibles aux aléas de production d'une région
Planification	- Établissement d'une <b>nouvelle architecture</b> permettant un contrôle des flux de puissance	planification	- <b>gestion en temps réel des réserves secondaire et tertiaire</b> (au lieu de respectivement 15 min et 30 min de délai)

Tableau 7. Contraintes d'intégration des microréseaux aux réseaux de distribution et de transport. [CRISP13\_04]

<sup>28</sup> Toutefois, l'insertion d'une source de production au sein en bout d'un réseau « faible » doit être préalablement évaluée car elle peut entraîner des inversions des flux de puissances sur les lignes.

Ces caractéristiques des EnR intermittentes amènent à la résolution d'une équation particulièrement complexe dont le recours à des dispositifs de stockage est l'un des éléments de réponse.

### C.3 FONCTIONS DU STOCKAGE POUR INTEGRER LES MICRORESEAUX A ENR

On retiendra de ce qui précède que :

- dans le mix énergétique, le handicap majeur des microréseaux à EnR est leur **faible indice de confiance au niveau prévision de production**. Il peut être augmenté soit en **améliorant les méthodes de prévision de la production**, soit en **insérant un moyen de stockage capable de lisser la production**.
- La gestion et la planification du transport et la distribution de l'énergie doivent être révisées afin de permettre leur pénétration et leur intégration.

Ainsi, les dispositifs de stockage trouvent de nombreuses applications au sein des microréseaux, qui peuvent être étudiés tant du point de vue du producteur que de celui du consommateur.

#### C.3.a. Fonctions d'équilibrage entre production et consommation

On retrouve naturellement les fonctions de **lissage de production** et d'**écrêtage de la pointe de consommation** évoquées précédemment. Le profil de sollicitations du stockage peut cependant prendre une allure différente selon la nature de la source EnR.

Prenons l'exemple de la fonction lissage de production. Appliquée au microréseau, elle conserve les mêmes caractéristiques que celles appliquées au réseau, à ceci près que les valeurs des critères d'optimisation et la courbe de production (ici avec des EnR intermittentes) diffèrent. Il faut donc déterminer un taux de fluctuations à lisser et par la suite, une puissance de sortie à réguler (Figure 17). On voit que si le maintien d'une puissance constante en sortie d'un groupe thermique paraît « simple », l'approche est plus complexe dans le cas des Microréseaux à EnR intermittentes.

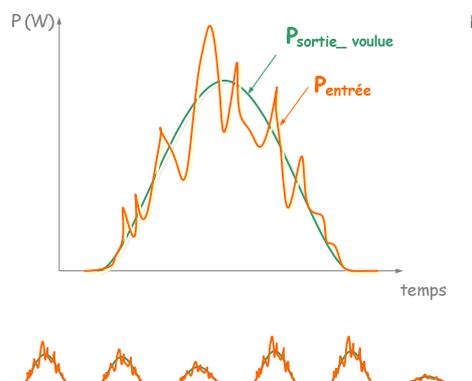


Figure 17. Utilisation du stockage pour le lissage de la production d'une source photovoltaïque

### **C.3.b. Fonctions de réglage du microréseau**

Comme pour le réseau électrique national, la fréquence et la tension du microréseau doivent être stabilisées pour un fonctionnement connecté au réseau ou îloté du microréseau. Il est très difficile d'établir des généralités ou de prodiguer de bonnes pratiques sur l'usage des dispositifs de stockage en la matière car les solutions à trouver sont très dépendantes de la topologie du réseau auquel est interconnecté le microréseau (plan de tension, etc.), de la répartition des charges avoisinantes et de la nature des sources EnR intermittentes utilisées. Le retour d'expérience des premiers projets de microréseaux sont très spécifiques du microréseau étudié et concerne principalement l'impact de l'interconnexion/déconnexion des sources EnR du réseau en régimes statique et dynamique. A titre d'exemple, nous citons ici les résultats de deux expérimentations du projet européen MICROGRIDS [MICROGRIDS12\_05] :

- Sur l'île Samothraki (Grèce). Le microréseau de l'île est constitué de 12 éoliennes de 0.7 MW chacune soit 7.2 MW de puissance nominale installée. Il est interconnecté au réseau national grec par des câbles sous-marins. La topologie du réseau permet de répartir les flux de puissance des éoliennes sur les charges locales et vers le réseau interconnecté. Pour un fonctionnement à pleine puissance des éoliennes, on détecte une instabilité de court-terme de la tension lorsque le système perd la ligne d'interconnexion avec le réseau national. Cette instabilité disparaît lorsque la puissance de sortie des éoliennes est réduite à 75% de leurs puissances nominales.
- Sur les îles des Saintes (Guadeloupe, Antilles françaises). Le projet de microréseau est constitué de 5 éoliennes de 300 kW, raccordées à un réseau MT de 20kV dont la demande en pic s'élève à 1,4 MW. L'ensemble est interconnecté au réseau principal de la Guadeloupe. Les résultats des simulations ont montré et ceci même avec un taux de pénétration d'EnR sévère (50%), une bonne stabilité du microréseau. Les amplitudes de tension des transitoires étaient raisonnables et n'excédaient pas 5 secondes. le réseau était suffisamment robuste pour supporter les variations de puissance des éoliennes. En revanche, le plan de protection du réseau devait tenir compte des courants de court-circuit importants durant les transitoires.

Ces expérimentations ne confortent cependant pas le choix du recours à des dispositifs de stockage pour le réglage des instabilités à très court terme du microréseau.

### **C.3.c. Stockage et mécanismes d'ajustement**

#### **Impact d'une production EnR intermittente sur les marges et les coûts d'ajustement : le cas de l'éolien**

Maupas [Maupas08], dans son analyse de l'impact économique de l'aléa éolien sur la gestion de l'équilibre d'un système électrique, s'est intéressé à l'impact de l'éolien sur l'efficacité de la gestion de l'équilibre infrajournalier et sur le nouveau partage des coûts et des gains engendrés par cet aléa entre les différents acteurs. Il évalue le coût de gestion de l'impact éolien lié au mécanisme d'ajustement (cf. Figure 18) selon trois stratégies. Celle de référence (courbe rose) suppose que tous les acteurs ont une observabilité suffisante pour faire des

prévisions sur la production en infrajournalier. Une autre stratégie sous-estime la production d'éolien (courbe bleue). Enfin la dernière consiste à ne pas faire supporter les coûts de rééquilibrage à l'acteur éolien en l'autorisant à ne pas participer aux marchés infrajournaliers (courbe verte). Les résultats de ses simulations menées dans le cas du système électrique français montrent que ce coût de gestion augmente avec la capacité de production éolienne installée et peut être multiplié par un facteur 3,5 pour 12 GW d'éolien. La sous-estimation de la production d'éolien n'engendre pas d'écart significatif par rapport à la stratégie de référence. Ce coût est réduit, toujours pour 12 GW d'éolien installés, à un facteur 2,5 lorsqu'il n'est pas supporté par les acteurs éoliens.

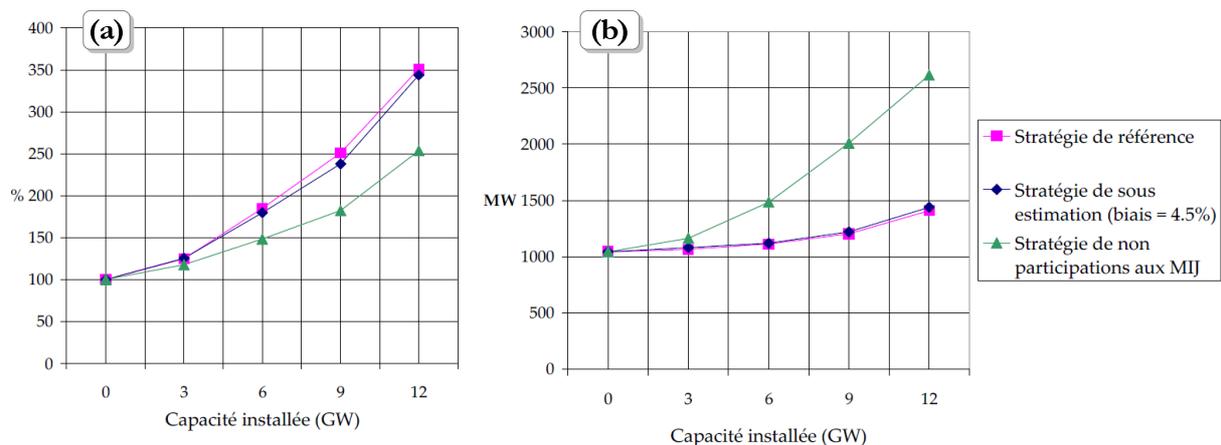


Figure 18. Impact de l'éolien sur les volumes d'ajustement (b) et estimation du coût d'ajustement (a) [Maupas07]. *Stratégie de référence* : les acteurs<sup>29</sup> disposent en J-1 d'une prévision pour le lendemain, et d'une observabilité suffisante pour réaliser de nouvelles prévisions en infrajournalier. *Stratégie de sous-estimation* : L'acteur éolien sous-estime sa production. Le biais est un indicateur qui estime l'écart entre la prévision et la réalisation de la production éolienne (plus le biais est petit plus la prévision est juste). *Stratégie de non participation aux MIJ*<sup>30</sup> : L'acteur éolien ne supporte pas les coûts de rééquilibrage sur les MIJ.

Ces coûts doivent se répartir entre l'acteur *éolien*, l'acteur *consommateur* et les autres acteurs *non éoliens*. Maupas [Maupas08] soulève par ailleurs trois déterminants liés à l'équilibre entre production et consommation ayant un impact sur le coût d'intégration de l'éolien : le positionnement de la *gate closure*<sup>31</sup>, le niveau d'agrégation des responsables d'équilibre et la liquidité des marchés.

### Pour quelles fonctions du stockage ?

On attend du stockage qu'il réduise l'aléa lié à la production des EnR intermittentes, mais son coût reste encore bien trop élevé en comparaison de celui lié à la gestion de cet aléa pour être rentable par cette seule fonctionnalité. Une orientation vers la mutualisation du stockage et/ou la valorisation à travers une autre fonction est

<sup>29</sup> Acteur éolien, acteur consommateur et acteur non-éolien.

<sup>30</sup> Marché Infrajournalier.

<sup>31</sup> La *gate closure* désigne l'instant où il n'est plus possible de modifier les programmes de production pour un instant de livraison donné.

nécessaire. Pourquoi pas vers des fonctionnalités de type report d'investissement ou lissage de consommation, avec du stockage réparti dont l'illustration la plus complexe serait probablement celle des véhicules électriques gérés au sein des réseaux intelligents (*smartgrids*).

Les stockages électrochimiques présentent dès lors un réel avantage en termes de délais de mobilisation. Leur temps de réponse est de l'ordre de la seconde quand celui de l'entité d'ajustement la plus sollicitée est de 13 minutes<sup>32</sup> (cf. Figure 14, p. 23).

---

<sup>32</sup> Appelée environ deux fois et demi par jour.

## D. CONCLUSIONS

Dans ce chapitre nous avons identifié les applications actuelles et potentielles du stockage dans les réseaux électriques au niveau de la production d'électricité, de la gestion des réseaux de transport et de distribution, de la consommation ainsi que de l'intégration des EnR intermittentes.

La démonstration de la rentabilité économique du dispositif de stockage en vue de répondre à une application, donc à une problématique donnée, n'est pas triviale. De même son impact environnemental est encore difficilement estimable, ce qui nuit à l'estimation de leurs coûts, dès lors qu'on s'attaque à des dispositifs électrochimiques de grande capacité. Le recours aux dispositifs de stockage au sein des réseaux intelligents de demain nécessite d'explorer différentes stratégies combinatoires de applications potentielles du stockage.

Ces stratégies sont simulées puis expérimentés sur des démonstrateurs sur la base de modèles de stockage capables de fournir à chaque pas de simulation la capacité (puissance maximale disponible en charge comme en décharge) et le volume d'énergie disponible.

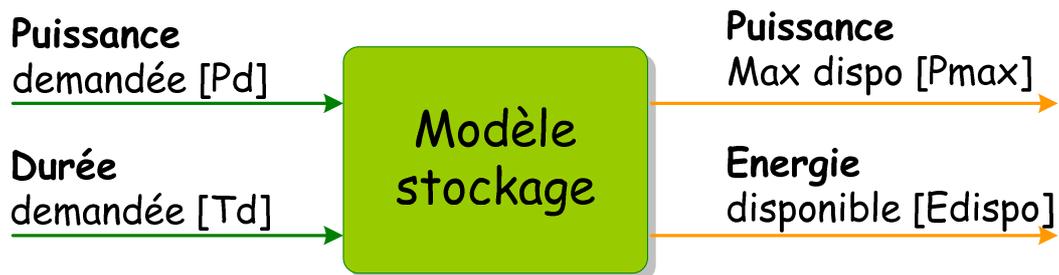


Figure 19. Entrées et sorties attendues d'un modèle de stockage pour la conception, le dimensionnement ou la gestion des dispositifs de stockage au sein des réseaux d'électricité.

Ce travail s'intéresse principalement aux stockages par voie électrochimique à réservoir fixe, communément appelées batteries. Ces termes seront précisés dans le chapitre suivant. Cependant, nous devons préciser à ce stade que la modélisation de ce stockage est contrainte par une relation non-linéaire liant l'énergie disponible et la puissance demandée. Ainsi, la puissance maximale disponible diminue avec l'augmentation des sollicitations de puissance demandées au stockage en décharge. Cette information « puissance maximale disponible » est essentielle pour la simulation de la disponibilité énergétique du dispositif<sup>33</sup> au sein d'un mix-énergétique constitué de plusieurs dispositifs de production, de consommation et de stockage.

---

<sup>33</sup> Par exemple pour déterminer des marges d'ajustement

Le peu de disponibilité et le manque de précision de modèles énergétiques adaptés à la conception de ces systèmes complexes constituent l'un des verrous scientifiques à l'évaluation objective de la pertinence d'utiliser des dispositifs de stockage électrochimique à réservoir fixe pour des applications liées au réseau d'électricité. L'orientation prise dans ce travail consiste donc à **développer un modèle adapté à la conception, tout en réduisant autant que possible les variables d'entrée** à celles énoncées sur la Figure 19. Cette orientation nous amènera, dans le chapitre suivant, à réaliser un état de l'art du fonctionnement de deux grandes classes d'accumulateurs électrochimiques (plomb-acide et lithium), des méthodes de modélisation de leur disponibilité énergétique, ainsi que de la mise en œuvre de ces modèles pour le dimensionnement du stockage et leur gestion.

Avant de conclure, nous souhaitons soulever que cette orientation s'insère, bien évidemment, dans un cadre plus large de résolutions des verrous liés aux accumulateurs électrochimiques. Citons notamment les recherches actuelles sur des matériaux de plus fortes densités énergétiques massique et volumique, de maîtrise des risques lors des processus de charge et décharge, d'analyses du cycle de vie, de développement de filières de recyclage, de garantie de préservation des ressources, qui sont toutes à mêmes de créer une plus grande acceptation, non seulement technico-économique mais également sociétale sans laquelle aucun développement n'est possible.

---

# Chapitre 2

## Stockages électrochimiques et modélisations

---

<i>A. Les technologies de stockage électrochimique</i>	<b>42</b>
<b>A.1 Positionnement</b>	<b>42</b>
A.1.a.Critères de comparaison des technologies de stockage d'électricité	42
A.1.b.Caractéristiques des dispositifs de stockage	44
A.1.c.Les dispositifs de stockage électrochimiques	48
<b>A.2 Les accumulateurs Plomb-Acide</b>	<b>48</b>
A.2.a.Généralités	48
A.2.b.Fonctionnement	51
A.2.c.Performances	51
A.2.d.Mécanismes de dégradation	56
<b>A.3 Accumulateurs Nickel Métal Hydrure</b>	<b>58</b>
A.3.a.Généralités	58
A.3.b.Fonctionnement	58
A.3.c.Performances	59
A.3.d.Mécanismes de dégradation	59
<b>A.4 Accumulateurs Lithium Ion</b>	<b>61</b>
A.4.a.Généralités	61
A.4.b.Famille Lithium Métal Polymère (LMP)	64
A.4.c.Famille Lithium Ion (Li-Ion)	65
A.4.d.Performances	66
A.4.e.Vieillessement	68
<i>B. Méthodologie usuelle par estimation de l'État de Charge et modélisation de la tension d'usage</i>	<b>74</b>
<b>B.1 Les Estimateurs d'État de Charge</b>	<b>76</b>
B.1.a.Capacité et capacité nominale	76
B.1.b.De nombreuses définitions de l'État de Charge	76
B.1.c.Mise en perspective des indicateurs d'État de Charge	76
<b>B.2 Les modèles de tension et leurs outils de paramétrage</b>	<b>78</b>
B.2.a.Les méthodes de modélisation de la tension	78
B.2.b.Spectroscopie d'Impédance Électrochimique	79
<i>C. Synthèse et limites de la méthodologie usuelle</i>	<b>82</b>
<b>C.1 Pour une gestion en temps réel</b>	<b>82</b>
<b>C.2 Pour la conception</b>	<b>83</b>

Dans le chapitre précédent, nous avons identifié les contraintes rencontrées par les intégrateurs de systèmes ou *Systémiers* lors des phases de conception et de gestion des moyens de stockage au sein de systèmes électriques de plus en plus complexes, de plus en plus multi-sources d'énergie et régis par des lois d'optimisation dont les critères varient tant par leur nature (ex : rentabilité économique, rendements énergétiques, flux d'énergie, etc.) que par leur nombre. Nous avons ainsi pu mettre en exergue les informations primordiales à obtenir sur les moyens de stockage afin de prendre en compte -au mieux- leurs contraintes de fonctionnement dès la phase de conception des systèmes et ainsi d'assurer une meilleure gestion de leurs performances en temps réel. Ainsi, **pour toute application, l'aptitude d'un accumulateur à fournir la puissance demandée et, par suite, la disponibilité énergétique tout au long d'un profil de puissance requis pour le fonctionnement du système sont les deux informations essentielles à la conception et à la gestion de cette source/réservoir d'énergie.**

Nous commençons ce chapitre par un état de l'art sur les différentes technologies de stockage électrochimique, en partant de leur positionnement par rapport à d'autres formes de conversion, puis en se focalisant sur la description de trois des principales technologies à réservoir fixe que sont le nickel métal hydrure, le plomb-acide et le lithium-ion.

Dans une seconde partie, nous présentons la méthodologie mise en œuvre traditionnellement pour répondre à la problématique soulevée. La méthodologie conventionnelle consiste à estimer, d'une part, une quantité de charge disponible [en Ah] et d'autre part, le niveau instantané de tension de l'accumulateur. Nous détaillons également les indicateurs utilisés traditionnellement pour l'estimation de la quantité de charge disponibles ainsi que la nature des modèles et outils de paramétrage utilisés pour la modélisation de la tension.

Enfin, la problématique de mise en œuvre de ces estimateurs et modèles pour le dimensionnement et la gestion en temps réel des moyens de stockage est abordée, problématique qui a permis d'orienter ce travail.

## A. LES TECHNOLOGIES DE STOCKAGE ELECTROCHIMIQUE

### A.1 POSITIONNEMENT

#### A.1.a. Critères de comparaison des technologies de stockage d'électricité

Les énergies primaires telles que le charbon, le pétrole, le gaz, les matières nucléaires, l'énergie des barrages hydrauliques, l'énergie thermique de la terre (géothermie), l'énergie de la biomasse, l'énergie marémotrice, et l'énergie thermique des mers (ETM) sont des énergies stockables. Selon la définition *stricto sensu*, « stocker » signifie *conserver en vue d'une utilisation ultérieure*. La « stockabilité » d'une énergie serait donc son aptitude à être conservée en vue d'une utilisation ultérieure. Cette définition soulève le fait que plusieurs critères doivent être analysés dans la notion de « stockabilité ».

Un premier critère, nécessaire à vérifier, est lié aux contours ou aux limites physiques de l'énergie en question. La forme de l'énergie stockable doit pouvoir être limitée dans l'espace i.e. contenue ou confinée dans un volume aux contours délimités - parfaitement déterminables - et non poreux pour cette forme d'énergie. A ce titre, les états que peut prendre une énergie stockable sont de nature liquide, solide ou gazeuse. A contrario les énergies issues d'un mouvement non confinable telles que l'énergie d'un photon, celle d'une rafale de vent, d'un courant d'eau (marin ou fluvial) ou encore celle d'une vague doivent être converties en une autre forme d'énergie confinable et parfois dans un état différent.

Un autre critère quantifie la perte d'énergie spontanée dans le temps liée au stockage. C'est la notion soulevée par [Balian01] sous le terme de *dégradation*. Un synonyme, répandu chez les électrochimistes, est celui d'*autodécharge*. Ce critère n'a de sens que pour les énergies vérifiant le premier critère. Il permet également de déterminer l'impact des conditions de stockage sur la dégradation de l'énergie pour différentes formes d'énergie, comme par exemple l'influence de l'humidité et de la température pour le stockage de biomasse.

Un autre critère mesure les efforts nécessaires pour confiner l'énergie dans un état stocké, puis de la libérer afin de l'utiliser. Il correspond au *rendement de conversion* global issu des différentes conversions réalisées pour arriver à cet état stocké.

Enfin et bien évidemment, pour que ce stockage soit adéquat pour l'application visée, il faut qu'il puisse fournir la *puissance* demandée pendant un temps donné (i.e. l'*énergie* nécessaire) en respectant les contraintes du cahier des charges de l'application, comme par exemple son volume (*puissance/énergie volumique*), sa masse (*puissance/énergie massique*), sa *durée de vie* (dans certaines conditions), son *impact environnemental*, son *recyclage*, ses *coûts*, son approvisionnement en matières premières, etc.

D'ores et déjà, plusieurs des critères cités précédemment permettent de comparer des technologies de stockage – au moins sur le plan théorique - comme l'énergie massique ou la puissance volumique par exemple. Sur un plan pratique, on s'aperçoit que les contraintes applicatives ont un fort impact sur les performances des technologies de stockage, notamment lorsque celles-ci vieillissent. Ainsi une technologie, au départ moins performante énergétiquement qu'une autre, peut devenir plus rentable économiquement. Le choix d'une technologie de stockage est donc souvent un compromis entre plusieurs *critères d'optimisation*, qui eux-mêmes sont identifiés hiérarchiquement par le concepteur du système.

Toutes technologies confondues, Ibrahim [Ibrahim07] a recensé pas moins de 15 critères à évaluer lors du choix d'un dispositif de stockage :

- **Capacité de stockage** : quantité d'énergie effectivement utilisable après une charge complète du dispositif de stockage.
- **Puissances disponibles** : elles permettent de déterminer la taille du moteur-générateur dans la chaîne de conversion.
- **Profondeur de décharge** : elle permet d'évaluer la disponibilité du dispositif de stockage et donc son aptitude à transmettre la puissance (en charge comme en décharge).
- **Le temps de décharge** : il dépend des conditions opératoires et de la profondeur de décharge.
- **Le rendement** : au sens énergétique d'un système, c'est le rapport entre l'énergie fournie et celle restituée.
- **L'endurance** : ou encore durée de vie qui décrit l'aptitude à endurer des cycles de charge/décharge pour des conditions opératoires déterminées.
- **L'autonomie** : cas particulier d'un temps de décharge où les conditions opératoires sont maximales.
- **Le coût** : doit contenir l'ensemble des coûts d'investissement, d'exploitation, de maintenance et de recyclage.
- **La faisabilité et l'adaptation à la source d'énergie** : notamment les profils de charge imposés par la source impactent sur le rendement, les puissances disponibles et la durée de vie du dispositif de stockage.
- **L'autodécharge** : même définition que celle utilisée par Balian.
- **Les densités volumique et massique** : critères d'adaptation à l'application particulièrement pertinents pour des applications nomades ou les transports.
- **Le suivi et les équipements de contrôle** : en termes de sécurité et de performances qui fourniront des éléments d'évaluation de la fiabilité du dispositif.
- **Les contraintes opératoires** : elles décrivent les contraintes de l'application.
- **La fiabilité** : évaluée en termes de disponibilité et de robustesse.
- **L'impact environnemental** : il est évalué suite à une analyse du cycle de vie.

Un autre critère, non listé par [Ibrahim07] reste pourtant particulièrement pertinent pour des applications de type instantané ou à court terme : le **temps de réponse**.

***A.1.b. Caractéristiques des dispositifs de stockage***

Le stockage de l'énergie peut être de nature thermique, mécanique, électrique, magnétique, chimique ou électrochimique [CEAclefs50]. Aujourd'hui, diverses technologies de stockage - dont les plus usitées sont indiquées sur la Figure 20 - permettent de stocker directement ou indirectement l'énergie électrique. Au regard des critères de comparaison évoqués précédemment, chaque technologie possède des aptitudes propres les rendant plus ou moins bien adaptées à certaines applications.

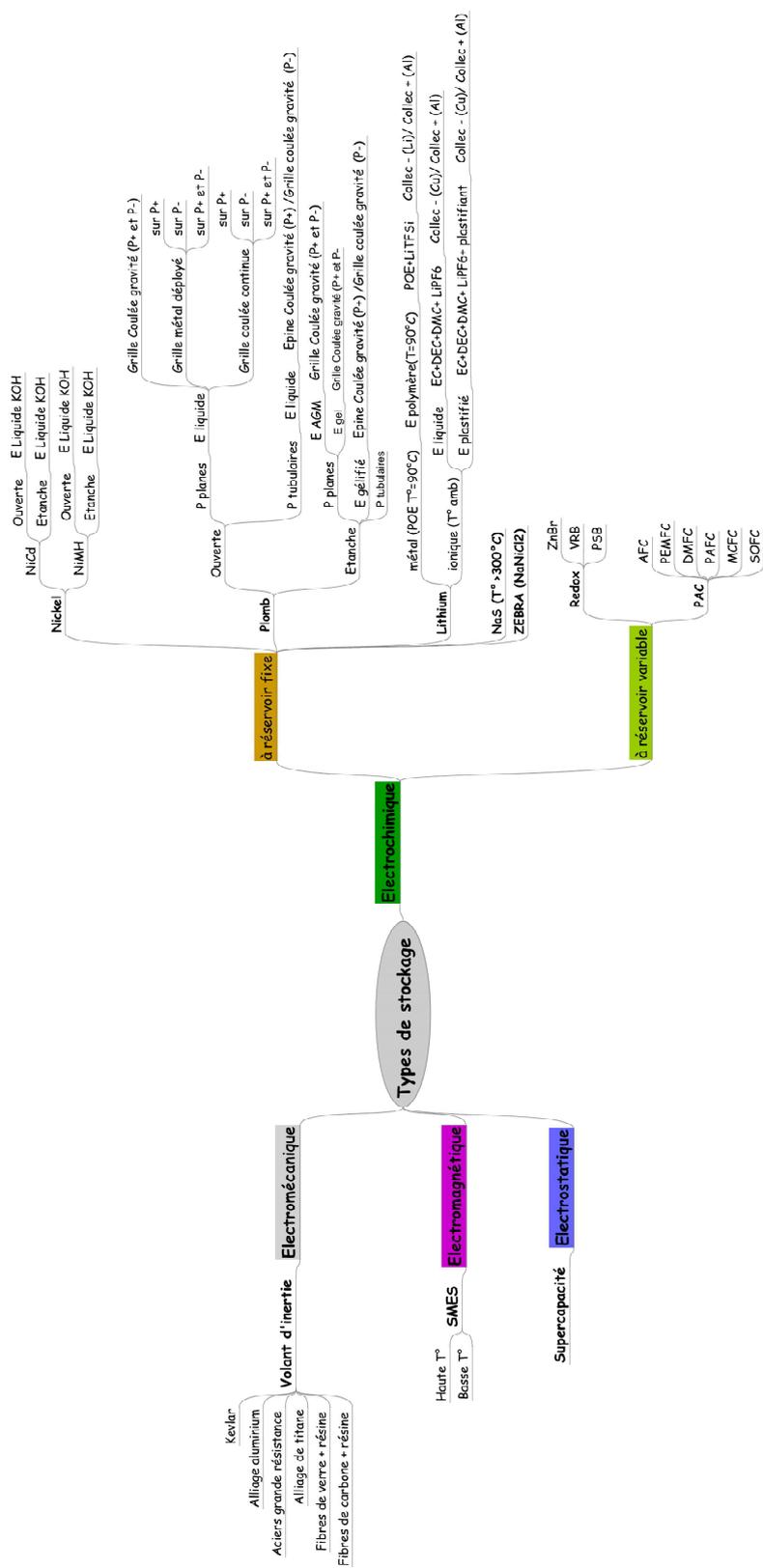


Figure 20. Principales technologies de stockage d'électricité

Divya [Divya09] classent les applications utilisant un dispositif de stockage en fonction de la durée de sollicitation en décharge :

- Applications instantanées (de 0 à quelques secondes) : principalement de type réglages primaires de fréquence ou de tension du réseau.
- Applications court-terme (de quelques secondes à quelques minutes) : services systèmes de réglage secondaire de la fréquence, lissage des puissances de sortie des fermes éoliennes, compensation d'harmonique, etc.
- Applications moyen terme (de quelques minutes à moins de 5h) : rééquilibrage de marché (côté application), arbitrage, lissage de la consommation, report de consommation, etc.
- Applications long terme (plusieurs jours) : pour des applications de plusieurs MWh qui requièrent de hautes densités d'énergie (ex : report d'investissement).

Cette catégorisation des applications permet d'effectuer une première classification des dispositifs de stockage actuels. Le Tableau 8 présente donc les valeurs de quelques uns des critères listés précédemment pour les principaux dispositifs de stockage.

**Notons que ces valeurs ne sont données qu'à titre indicatif car dans la réalité, les coûts et les performances diffèrent selon les spécificités des fabricants et les profils de cyclage subis par le dispositif de stockage.**

Ce comparatif permet de distinguer rapidement les technologies capables de fournir de fortes puissances, à court terme. On y retrouve principalement les SMES et les supercapacités. On distingue les moyens de stockage capables de fournir de grandes quantités d'énergie (long terme). On y retrouve notamment les STEP et les PAC. Enfin, entre ces deux groupes aux caractéristiques bien distinctes et aux profils d'applications bien spécifiques, vient s'insérer le troisième groupe de dispositifs de stockage capables de fournir aussi bien de la puissance que de l'énergie (moyen terme). On y retrouve principalement les dispositifs de stockage par voie électrochimique.

	Type	Techno.	Puiss. Vol. (W/L)	Energie Vol. (Wh/L)	Rendement (%)	Durée de vie (ans)	Nb de cycles	Autodéch. (%/mois)	T° min. de fonct. (°C)	T° max. de fonct. (°C)	Temps de réponse (s)	Coût (€/kWh)
Stockage court terme	Electrostat.	Supercapa.	10 000	3	99	10	750 000	26	-30	70	0	20 000
	Electromécan.	Volant d'inertie	200	1	98	20	300 000	2	-20	50	0,005	770
	Electromagnét.	SMES	20 000	20	97	30	1 000 000	0	-250	-250	0,001	38 000
Stockage moyen terme	Electrochim. à réserv. fixe	Pb	275	100	80	10	1 200	3	-20	60	0,001	100
		NiCd	240	50	85	20	2 500	10	-20	50	0,001	700
		NiMH	350	120	66	15	2 000	40	-20	40	0,001	1 400
		Li	2 000	200	96	15	3 000	5	-10	50	0,001	2 500
		NiZn	1 750	130	80	10	500	5	-20	60	0,001	300
		NaS	20	170	89	15	5 300	0,11	300	300	0,001	285
		NaNiCl	250	170	99	12	3 000	0	300	300	0,001	550
Stockage long terme	Electromécan.	STEP (100m de hauteur)	1 000	870	82	50	1 000 000	0	0	60	250	40
		Electrothermo-dynam.	CAES	1	6	75	30	1 000 000	0	-20	60	600
	Electrochim. à réserv. variable	VRB	1,95	13	96	15	10 000	0	0	40	0,005	116
		ZnBr	1	8		5	2 000				0,002	385
		PAC + Electrolyseur	44	440	40	10	200 000	70	20	20	20	11

Tableau 8. Quelques critères comparatifs des technologies de stockage [Epri111162], [Robin04], [Divya09], [CEAclefs50], [Bellin06]

La Figure 21 met en exergue les quantités de puissance et d'énergie volumiques attendues pour chaque type de dispositifs de stockage répertoriés dans le Tableau 8.

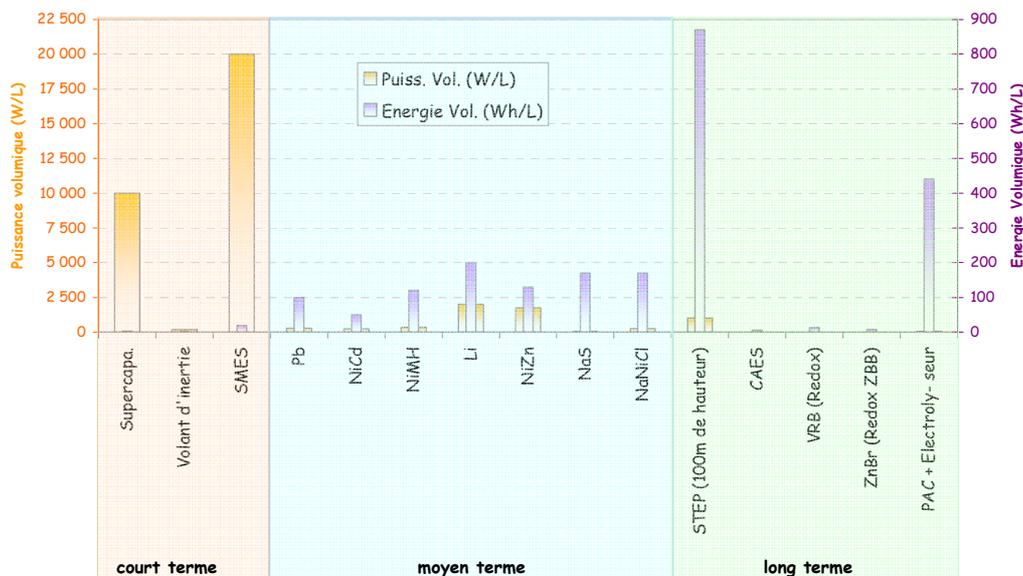


Figure 21. Puissance volumique (W/L) et Energie Volumique (Wh/L) des différents moyens de stockage d'électricité

La Figure 22 compare les coûts et les durées de vie de divers moyens de stockage. Ces deux critères sont particulièrement discriminants pour les technologies de puissance à court terme ainsi que les STEP et les CAES. En revanche, ils jouent en faveur des moyens de stockage électrochimique, qu'ils soient à moyen terme ou à long terme (Redox et PAC)

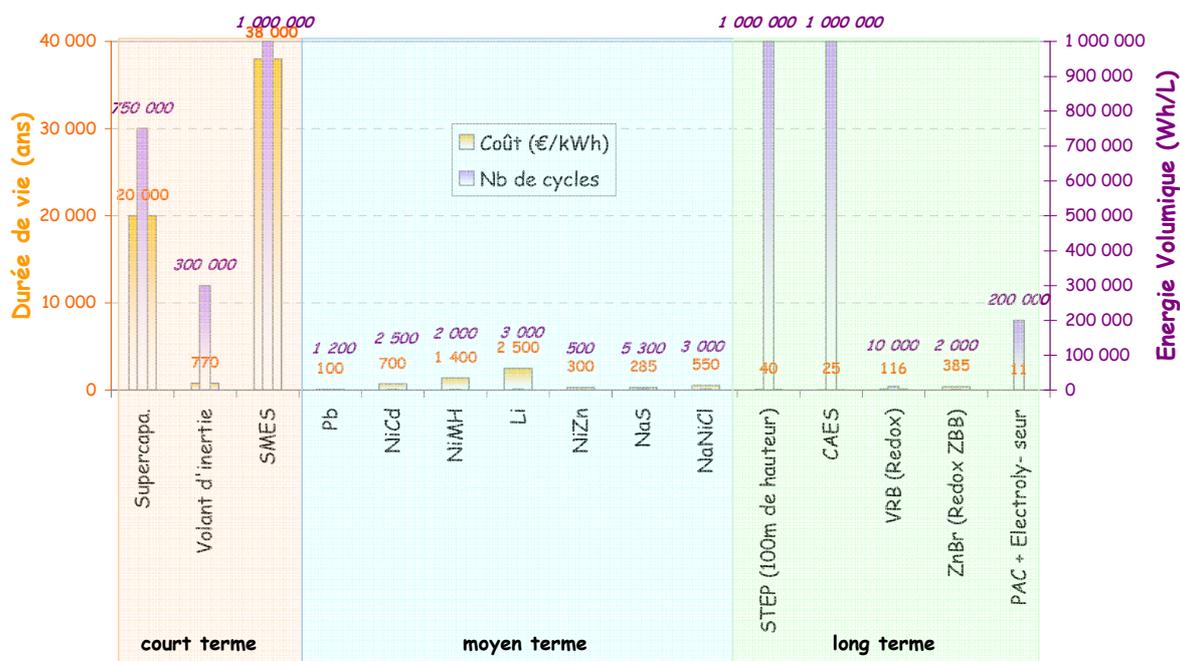


Figure 22. Coût (€/kWh) et Durée de vie (Nb. de cycles) des différents moyens de stockage d'électricité

Après cette introduction générale sur les dispositifs de stockage, les descriptions qui suivent s'orientent sur les dispositifs de stockage par voie électrochimique.

### A.1.c. Les dispositifs de stockage électrochimiques

Les dispositifs de stockage électrochimiques à réservoir fixe sont particulièrement présents pour des applications de moyen terme, tandis qu'on retrouvera ceux à réservoir variables pour des applications de long terme.

## A.2 LES ACCUMULATEURS PLOMB-ACIDE

### A.2.a. Généralités

Inventé en 1859 par Gaston Planté, l'accumulateur au plomb domine encore aujourd'hui le marché du stockage de l'énergie électrique. En dépit d'un rendement énergétique moyen, de l'ordre de 80%, et de faibles puissances et énergies massiques théoriques (275 W/kg et 100 Wh/kg), les batteries au plomb bénéficient d'un des

coûts les plus bas du marché des stockages électrochimiques (200 €/kWh) et d'une durée de vie appréciable d'environ 1200 cycles qui leurs permettent de répondre aux contraintes de nombreuses applications telles que celles des systèmes photovoltaïques en site isolé, des systèmes de démarrage des véhicules légers ou lourds, ou encore des chariots de manutention. Il existe une grande variété d'accumulateurs au plomb qui se distinguent par la nature de leur électrolyte (liquide, gel ou AGM<sup>34</sup>), la géométrie de leurs électrodes (plaques planes fines ou épaisses et tubulaires) et enfin la nature des alliages qui assurent la tenue mécanique des électrodes, notamment pour les batteries à électrolyte liquide (PbSb, PbCa ou PbCaSn<sup>35</sup>). Les choix de conception définiront l'aptitude de la batterie à supporter des puissances de décharges importantes, des cycles de charge/décharge profonds. La Figure 23 présente une classification des technologies plomb-acide que l'on retrouve actuellement sur le marché en fonction de la nature des électrodes et de l'électrolyte.

---

<sup>34</sup> Absorbent Glass Microfibre

<sup>35</sup> PbSb: Plomb Antimoine. PbCa : Plomb Calcium. PbCaSn: Plomb Calcium Etain.

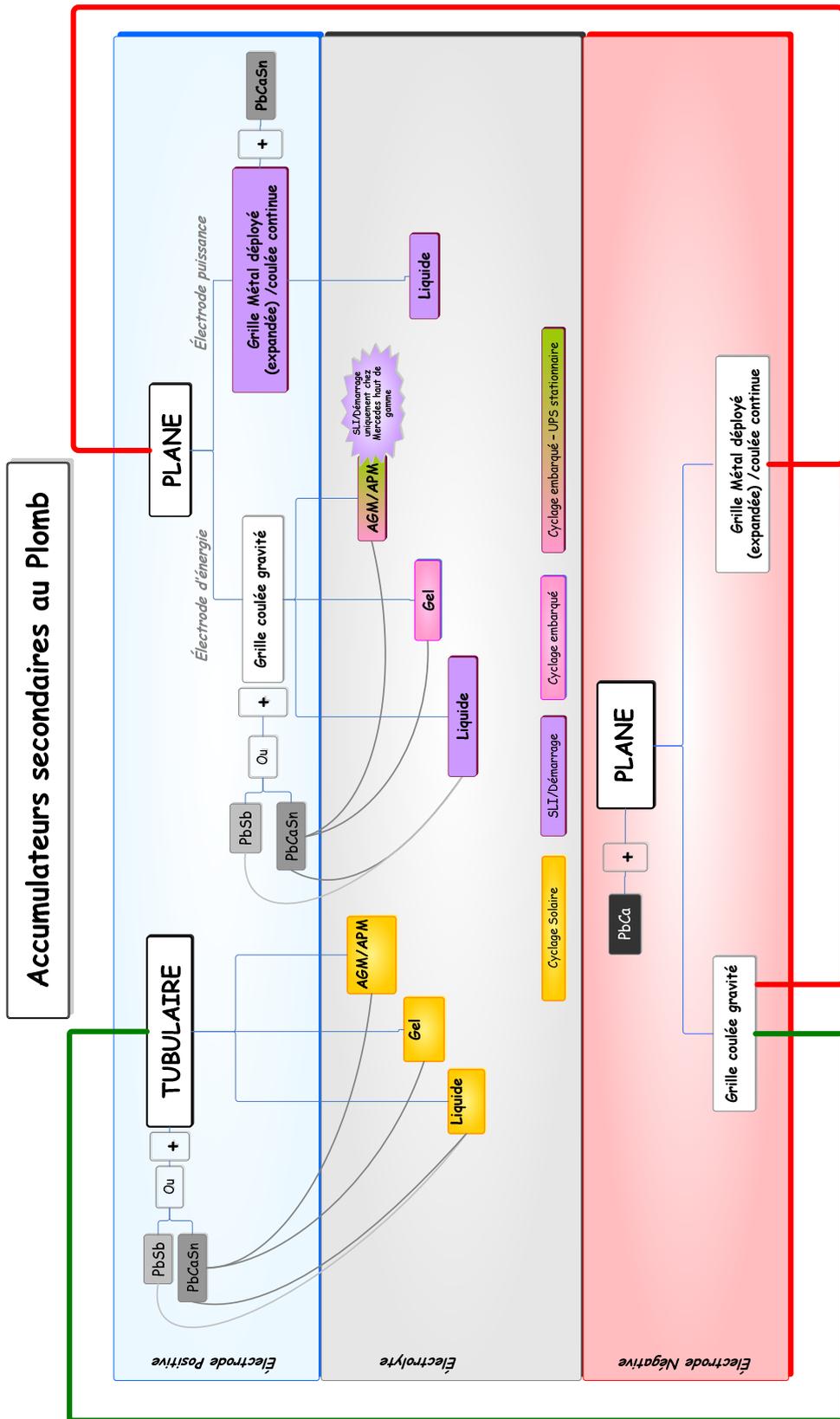
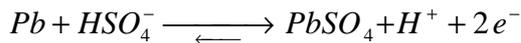


Figure 23. Classification des technologies de stockage plomb-acide

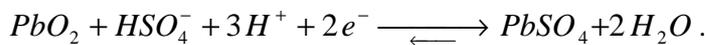
### A.2.b. Fonctionnement

De manière générale, un accumulateur au plomb se compose :

- d'une électrode négative en plomb ( $Pb$ ) qui réagit durant la décharge avec les ions  $HSO_4^-$  contenus dans l'électrolyte. Elle libère ainsi des électrons, des ions  $H^+$  et produit des cristaux de sulfate de plomb ( $PbSO_4$ ). Le processus inverse se produit en charge. La demi-réaction à l'électrode négative est la suivante :



- D'une électrode positive en oxyde de plomb ( $PbO_2$ ) capable d'accepter ces électrons durant la décharge. Elle produit également des cristaux de sulfate de plomb en réagissant avec l'électrolyte mais aussi de l'eau. La demi-réaction à l'électrode positive est la suivante :



- Enfin, d'un électrolyte aqueux à base d'acide sulfurique ( $H_2SO_4$ ), qui assure la conductivité ionique et fournit les ions  $HSO_4^-$ .

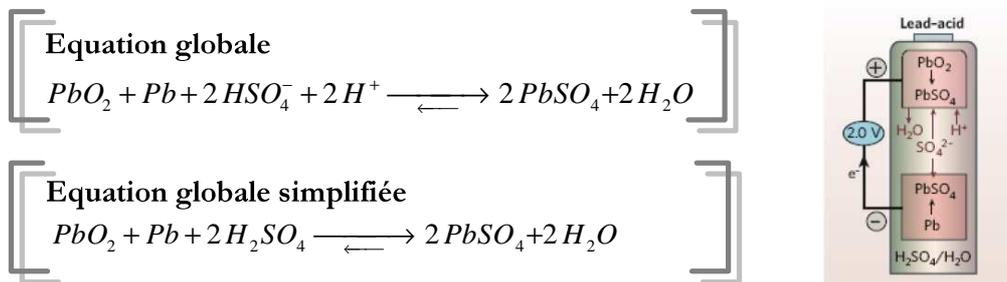


Figure 24. Fonctionnement de l'accumulateur Plomb Acide [Armand08].

### A.2.c. Performances

Les performances des accumulateurs au plomb sont très dépendantes du régime de décharge et de la température de fonctionnement. La Figure 25 présente :

- à gauche : le profil de tension en fonction du temps de décharge à différents régimes de décharge pour des batteries de type traction, tubulaire et stationnaire.
- À droite : l'influence de la température sur la capacité restituée pour des batteries de type traction et stationnaire.

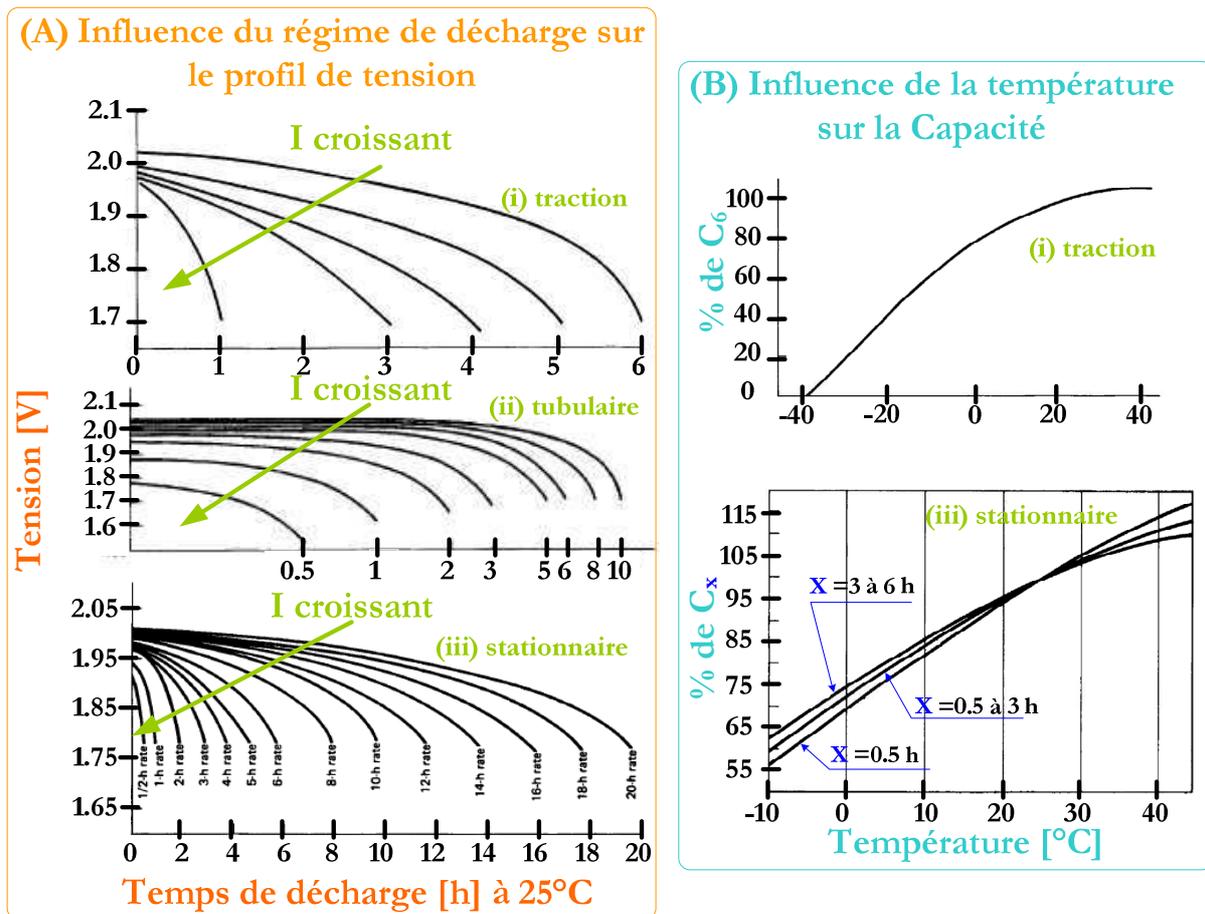


Figure 25. (A) Profils de tension en fonction du temps à différents régimes de décharge. (B) Influence de la température sur la capacité restituée [LinRed95].

### Profil de tension

Les courbes de la Figure 25-A) montrent une **diminution significative de la tension des éléments Plomb-acide au cours d'une décharge à courant constant**. Cette baisse est d'autant plus rapide que le régime de décharge augmente. De fait, la puissance délivrée diminue, à l'image de la tension.

### Capacité et régime de décharge

La **quantité de charge restituée** par l'accumulateur diminue de façon non linéaire lorsque le courant de décharge augmente. Ce constat a été mis en avant dès 1890 par Peukert qui proposa une loi, qui devint la **loi de Peukert**, afin de déterminer la capacité en fonction du courant de décharge. Doerffel [Doerffel06] rapporte que Peukert partit du constat empirique qu'aux régimes de décharge faibles à moyens, le courant et la durée de la décharge peuvent être reliés par une relation de type :

$$(I_d)^n \times t_d = K_I \quad (6)$$

Avec :	$I_d$	courant de décharge constant [A]
	$t_d$	durée de décharge [h]
	$n$	coefficient de Peukert, avec $n > 1$
	$K_I$	constante

En supposant qu'elle soit vraie dans une plage de régime de décharge<sup>36</sup>, on écrit :

$$(I_d \times t_d) \cdot I_d^{n-1} = K_I \quad \Rightarrow \quad C_d \cdot I_d^{n-1} = K_I \quad \text{Soit:}$$

$$C_d = \frac{K_I}{I_d^{n-1}} \quad (7)$$

Avec :	$C_d$	capacité déchargée [Ah]
--------	-------	-------------------------

Pratiquement, pour déterminer,  $n$  et  $K_I$ , on trace, à partir des relevés expérimentaux

$$\log(t_d) = f[\log(I_d)] \quad (8)$$

En effet, en passant au logarithme l'équation (6), on obtient une droite :

$$\log(t_d) = \log(K_I) - n \log(I_d) \quad (9)$$

avec :	$-n$	coefficient directeur
	$\log(K_I)$	ordonnée à l'origine

De même, ce passage au logarithme appliqué à (7) donne la droite d'équation :

$$\log(C_d) = \log(K_I) - (n-1) \cdot \log(I_d) \quad (10)$$

Ainsi obtient-il une relation entre la capacité disponible et le courant de décharge imposé où  $n$  et  $K_I$  sont déterminés expérimentalement.

La Figure 26 présente des exemples de détermination à 25°C de  $n$  et  $K_I$  pour des batteries de type démarrage, tubulaire et AGM dans une gamme de régimes de décharge allant de  $C_5$  à  $C_{100}$ .

<sup>36</sup>Avec  $I_d > 0$

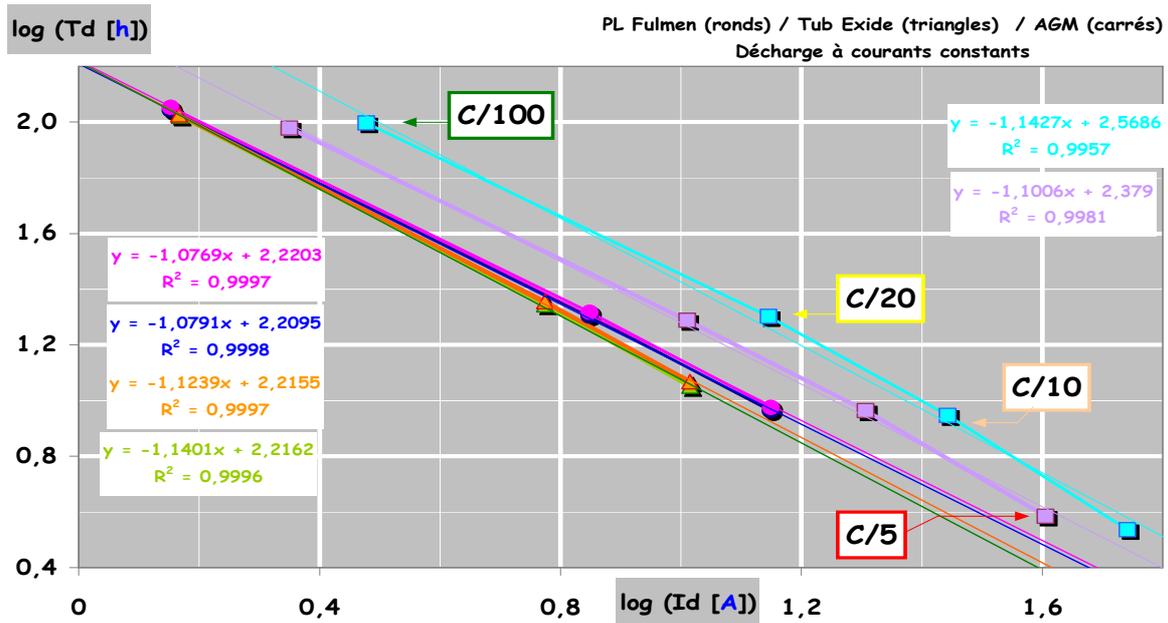


Figure 26. Exemple de détermination du coefficient de Peukert à 25°C de batteries au plomb. 2 batteries de type démarrage (rond), 2 batteries de type tubulaire (triangle) et 2 de type AGM (carré).

Le coefficient de Peuket,  $n$  évalue l'aptitude de la batterie à supporter des régimes de décharge croissants. Plus il sera proche de 1, plus ce sera le cas. Il est d'environ 1.08 pour les batteries de démarrage testées, d'environ 1.13 pour les batteries tubulaires et d'environ 1.12 pour les AGM.

On peut se demander quelle erreur sur la capacité on commet en utilisant la loi de Peukert pour des décharges à courants constants. Supposons, pour y répondre, que la loi de Peukert (7) soit vraie et que l'on commette une erreur  $dn$  lors de l'évaluation de  $n$ . Alors la capacité modélisée  $C_{\text{mod}}$  est telle :

$$C_{\text{mod}} = C + dC = \frac{K_I}{I^{n+dn-1}} \quad (11)$$

Avec :

- $C$  la capacité selon la loi de Peukert
- $C_{\text{mod}}$  la capacité modélisée avec une erreur  $dn$  sur le coefficient de Peukert
- $dn$  Erreur faite sur le coefficient de Peukert
- $dC$  erreur engendrée sur la capacité modélisée

En utilisant (7), on peut écrire :

$$C + dC = \frac{K_I}{I^{n-1}} \times \frac{1}{I^{dn}} = C \times I^{-dn} \quad (12)$$

L'erreur relative serait alors :

$$\frac{dC}{C} = I^{-dn} - 1 \quad (13)$$

Ainsi, pour une batterie de capacité  $C_{100} = 100\text{Ah}$  (i.e. mesurée avec un courant de décharge de 1A), et de coefficient  $n = 1.1$ , une erreur de  $\pm 1\%$  sur l'évaluation de son coefficient de Peukert engendre une erreur d'estimation de la capacité entre  $-5\%$  et  $5.2\%$  pour des régimes de décharge allant de  $C_{100}/100$  à  $C_{100}/6$ .

Malgré une incertitude de départ non négligeable, la loi de Peukert est pratique, en première approximation, pour estimer les capacités disponibles pour des décharges à courant constant si on dispose au préalable d'une mesure de capacité à un régime donné ; ce qui lui vaut d'être couramment citée et utilisée. Elle montre ses limites dès que l'on cherche à **estimer la capacité disponible sous un courant variable** [Shen02]. En effet, le paramètre caractérisant la diffusion et la résistance interne de l'accumulateur sont, dans ces conditions, difficiles à évaluer [Baert99].

### Influence de la température

La **température** joue également un rôle important sur la capacité disponible (Figure 25-B). De plus, à basse température, l'augmentation de la résistance ohmique et des surtensions [Doerffel06] entraîne une forte baisse de la tension de service sous courant. Il s'en suit une baisse générale de l'énergie restituée aux basses températures.

### Facteur de charge et rendement

Pour les accumulateurs Plomb-acide à électrolyte aqueux<sup>37</sup>, des réactions secondaires s'opèrent continuellement en parallèle de la réaction de charge proprement dite. Il s'agit notamment de l'électrolyse de l'eau. Cette réaction consomme des charges qui ne participent pas aux réactions de charge proprement dites et ne seront donc pas restituées lors d'une décharge consécutive<sup>38</sup>. Néanmoins, elle s'accompagne d'un dégagement gazeux dont l'effet déstratifiant sur l'électrolyte<sup>39</sup> permet de préserver la durée de vie de l'accumulateur.

Un inconvénient reste que la quantité de charge à fournir pour « remplir » l'accumulateur est nettement supérieure à celle qui sera stockée. On parle alors de facteur de charge qui peut s'apparenter à un rendement mais le vocabulaire en la matière est très variable (cf. Annexe 2). En conséquence, les rendements de ces accumulateurs à

<sup>37</sup> Mais aussi les accumulateurs au nickel

<sup>38</sup> Lors d'une charge, l'eau de l'électrolyte participe à la réaction de charge proprement dite. Du fait de la tension de cellule de l'accumulateur (2 V) qui est toujours supérieure à la tension d'électrolyse de l'eau (1.23 V), une partie de l'eau est également consommée pour produire – majoritairement – un dégagement de dihydrogène à l'électrode négative et de dioxygène à la positive. De fait, au fur et à mesure que la charge avance, alors que la quantité de sulfate de plomb diminue conformément à la réaction de charge proprement dite et que la tension de la batterie augmente, l'électrolyse de l'eau s'accroît, consommant ainsi davantage de charges.

<sup>39</sup> Durant la charge des accumulateurs Plomb-acide aqueux, la concentration d'acide augmente. Du fait de sa densité supérieure à celle de l'eau, elle se concentre dans les zones basses de la batterie, qui seront alors les plus sollicitées lors de la décharge consécutive [Chao95], [Desmettre98]. Cette inhomogénéité entraîne une usure prématurée qu'il est possible de contenir grâce à une déstratification [Izzo02].

électrolytes aqueux sont de l'ordre de 80% dans les conditions de fonctionnement préconisées par leur fournisseur. Ces rendements peuvent être améliorés jusqu'à 90% pour les technologies à recombinaisons de gaz ou en utilisant des électrolytes gélifiés [Lemaire09].

### **Régime de charge**

La charge traditionnelle des batteries Plomb-acide dure entre 20 et 24h avec un régime de charge initial de l'ordre de  $C_{10}$ . De nombreux protocoles, dits de charge rapide, se proposent de réduire ce temps de charge [WO/09/056619], [Karoui07], [Mamadou08] On pourra se référer à l'annexe 2 « B.3 Le régime de charge » pour plus d'explications sur la définition du régime de charge

#### **A.2.d. Mécanismes de dégradation**

Le Tableau 9 présente les mécanismes de dégradation des accumulateurs au plomb, leurs causes, leurs symptômes ainsi que les remèdes préventifs et curatifs pour s'en prémunir.

Mécanismes	Assèchement de l'électrolyte	Stratification	Sulfatation dure	Corrosion	Shedding de la MAP <sup>1</sup>
<b>Quelles sont les technologies concernées ?</b>	Toutes mais principalement celles avec électrolyte liquide	Avec électrolyte liquide	Toutes mais principalement celles avec électrolyte liquide	Toutes mais principalement celles avec grille en métal déployé	Principalement celles avec électrode positive en plaque plane
<b>A cause de quoi ?</b>	Électrolyse de l'eau principalement mais aussi évaporation naturelle La tension nominale d'un élément (2 V) est supérieure à la tension d'électrolyse de l'eau	L'accumulation de $H_2SO_4$ au fond du bac à cause de sa densité de supérieure à celle de l'eau	Formation de sulfate de plomb par voie chimique à travers un processus de dissolution/recristallisation	Dégagement de lors de l'électrolyse de l'eau qui entraîne une oxydation du collecteur de plomb de l'électrode positive	Décohésion de la MAP au cours des cycles
<b>Quand/ Comment cela apparaît-il ?</b>	Progressivement au cours des cycles de charge/décharge. Augmente considérablement en fin de charge	→ en fin de charge → suite à un cyclage sans forte recharge.	→ l'empérature de fonctionnement > 45°C → concentration acide trop grande → période prolongée dans état de décharge total ou partiel	→ en fin de charge principalement → favorisée par l'° de fonctionnement et états de charge élevés	→ Progressivement au cours des cyclages et particulièrement lorsque l'amplitude des cycles est grande → favorisé par une forte surcharge
<b>Quelles sont les conséquences</b>	⊗ autodécharge permanente (de 2 à 5%/mois) ⊗ Diminution des rendements faradique et énergétique. ⊗ Peut arracher de la matière active des électrodes ⊗ Perte progressive de capacité, risque de sulfatation dure	⊗ sur-sollicitation des parties inférieures des électrodes à la décharge suivante ⊗ perte progressive de capacité	perte progressive de capacité	⊗ augmentation irréversible de la résistance interne ⊗ diminution progressive et irréversible de la capacité à fort courant	⊗ Perte de capacité progressive puis brutale
<b>Quelles sont les remèdes</b>	→ préventif : Ajouter de l'eau régulièrement pour les batteries à électrolyte liquide. Limiter les surcharges pour les batteries à électrolyte (gel ou AGM) → préventif : maîtriser la tension de fin de charge de l'accumulateur	→ préventif : éviter les périodes de cyclage prolongé sans déstratification ou utiliser un électrolyte gel ou AGM → curatif : déstratifier en surchargeant (convection forcée grâce à l'électrolyse de l'eau) ou agiter l'électrolyte (par exemple, bullage d'air comprimé)	→ préventif : contrôler la l'° de fonctionnement, conserver une batterie au repos dans un état chargé → curatif : désulfatation partielle possible avec des charges type « boost-charge » ou « courant pulsé »	→ préventif : éviter le maintien prolongé à potentiel élevé	→ préventif : compression de la MAP ou utilisation de batteries tubulaires

<sup>1</sup> MAP : Matière Active Positive

Tableau 9. Mécanismes de dégradation des accumulateurs plomb-acide [BENCH14\_03] [Delaille06]

### A.3 ACCUMULATEURS NICKEL METAL HYDRURE

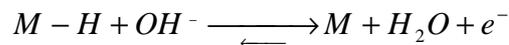
#### A.3.a. Généralités

La première utilisation commerciale du nickel comme matériau d'électrode positive est due à Thomas Edison il y a plus d'un siècle. A l'époque, il avait été associé à du fer à l'électrode négative. Depuis, de nombreux couples ont été éprouvés, notamment Nickel-Fer (NiFe), Nickel-Cadmium (NiCd), Nickel-Hydrogène (NiH<sub>2</sub>), Nickel-Métal hydrure (NiMH) et Nickel-Zinc (NiZn). Le NiCd et le NiMH sont cependant restés les plus largement répandus. Bien que le NiCd dispose de bonnes performances énergétiques, d'une grande tolérance aux décharges profondes et de longues durées de vie en comparaison des autres couples à base de nickel, cette batterie a le défaut intrinsèque de comporter du cadmium, matériau hautement toxique. Les réglementations internationales sont de plus en plus drastiques sur l'utilisation du cadmium si bien que cette technologie est probablement vouée à disparaître. Le NiMH possède quant à lui des performances énergétiques comparables au NiCd mais est plus sensible aux surcharges et aux forts régimes de décharge. Si cette technologie trouve sa place dans de nombreuses applications de faibles puissances (applications portatives), elle fait aussi ses preuves pour celles nécessitant des puissances élevées (VE, VHR) ou des volumes énergétiques importants (applications stationnaires) [Fetcenko10].

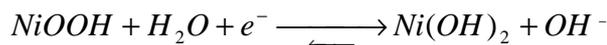
#### A.3.b. Fonctionnement

Une batterie NiMH se compose principalement des éléments suivant :

- Une électrode négative à base d'alliage métallique hydrurable (M-H). L'électrode est un alliage de métaux servant de composé d'insertion des ions hydrogène qui viennent s'insérer (charge) et se désinsérer (décharge) au fil des cycles de charge/décharge. Deux classes d'alliage servent de composé d'insertion : les alliages de terres rares de type AB<sub>5</sub>, à base de Lanthanate de nickel (LaNi<sub>5</sub>) et les alliages de type AB<sub>2</sub> à base de titane et de zirconium. La demi-réaction à l'électrode négative est :



- Une électrode positive à base d'hydroxyde de nickel (Ni(OH)<sub>2</sub>) sous forme spongieuse. Durant la décharge, l'hydroxyde de nickel capte les électrons et réagit avec l'eau de l'électrolyte pour former un oxyhydroxyde de nickel (NiOOH). La demi-réaction à l'électrode positive est :



- Un électrolyte aqueux à base d'hydroxyde de potassium (KOH(H<sub>2</sub>O)). Notons que les fabricants préconisent d'effectuer à chaque charge une surcharge de la batterie qui se traduit inévitablement par une électrolyse de l'eau.

A.3.c. Performances

On distingue les accumulateurs pour applications portatives de ceux pour la propulsion (VE, VHR) et les industries (applications stationnaires). Les performances en régimes de décharge et température sont données à titre indicatif sur la Figure 27.

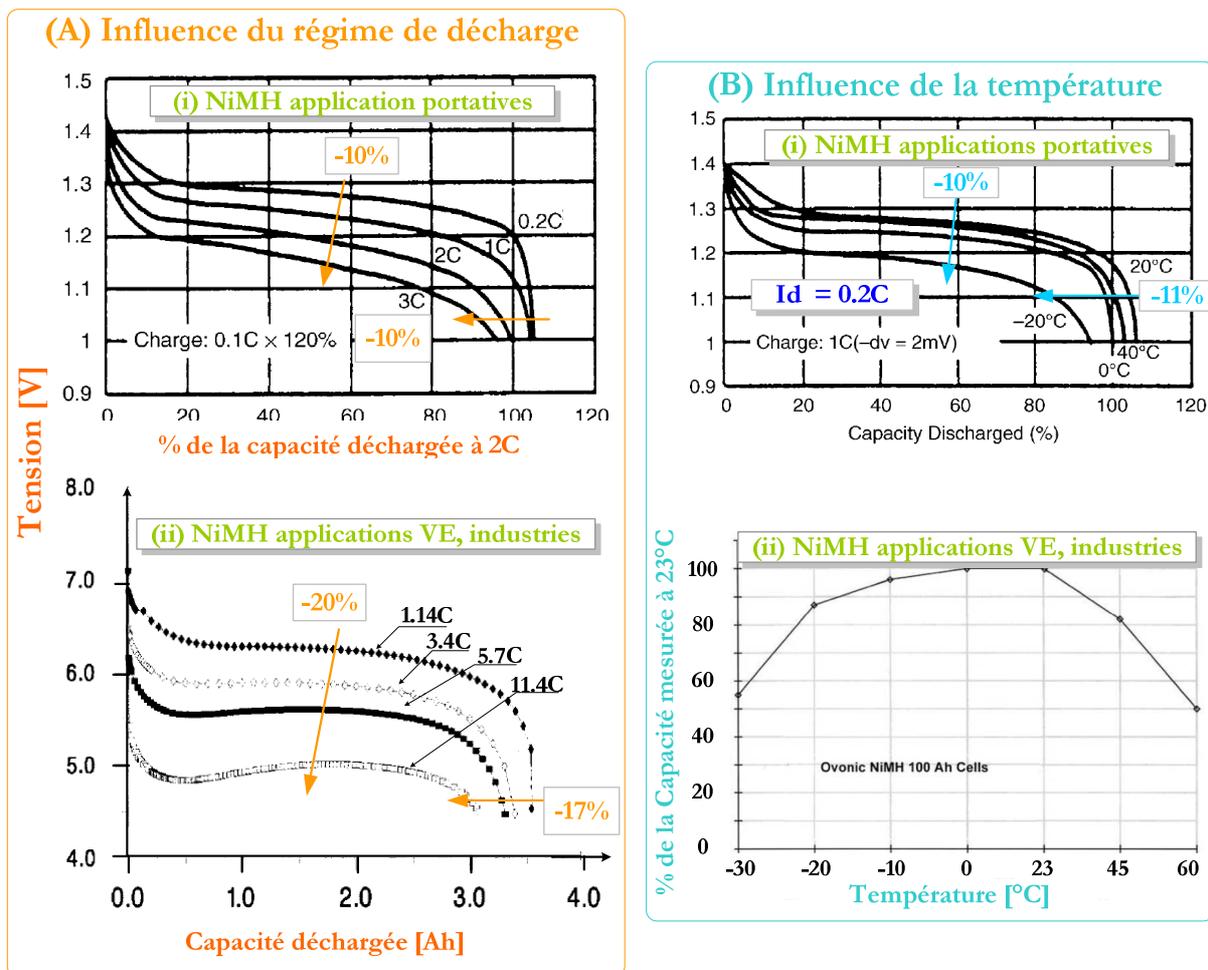


Figure 27. (A) Profils de tension en fonction de la capacité déchargée à différents régimes de décharge d'accumulateurs NiMH. (B) Influence de la température sur la capacité restituée des accumulateurs NiMH [LinRed95]. Les chiffres et flèches ajoutés à chaque figure indiquent les pourcentages des baisses de tension et de capacité dues à (A) l'augmentation du régime de charge par rapport au régime de plus faible, (B) la baisse de la température par rapport à la température la plus élevée.

A.3.d. Mécanismes de dégradation

Le Tableau 10 présente les mécanismes de dégradation des accumulateurs Ni-MH, leurs causes, leurs symptômes ainsi que les remèdes préventifs et curatifs pour s'en prémunir.

Mécanismes	Rétention de charge	Emballlement thermique	Effet mémoire, effet de floating
<b>Quelles sont les technologies concernées ?</b>	Ouvertes, étanches	Principalement pour étanches, rarement pour ouvertes	
<b>A cause de quoi ?</b>	→ l'hydrogène contenu dans l'électrode positive la traverse spontanément pour se recombinaison à l'électrode négative. → courant de fuite	$T^\circ$ batterie > $T^\circ$ critique	→ effet mémoire : décharges partielles répétées → effet floating : écroulement de tension
<b>Quand/ Comment cela apparaît-il ?</b>	→ Au repos, sous forme d'autodécharge → lorsque la $T^\circ$ augmente	→ $T^\circ$ ambiante élevée → décharge à trop fort régime surcharge ( → peu d'électrolyte pour les batteries étanches)	→ effet mémoire : décharge complète répétition décharge partielle puis décharge complète → effet floating : longue période de maintien en floating
<b>Quelles sont les conséquences</b>	⊕ Autodécharge permanente (~2-5%/mois) ⊕ Différence de capacité des éléments d'une batterie si $T^\circ$ différente ⊕ Risque d'emballement thermique particulièrement pour les batteries étanches	⊕ destruction de la batterie	⊕ perte réversible de capacité
<b>Quels sont les remèdes</b>		→ préventif : Système de refroidissement → préventif : interdire les forts régimes	→ préventif : Bon dimensionnement de la batterie contre l'écrantage de tension → curatif : décharge complète puis recharge complète

Tableau 10. Mécanismes de dégradation des accumulateurs secondaires NiMH

## A.4 ACCUMULATEURS LITHIUM ION

### A.4.a. Généralités

Le premier brevet décrivant l'utilisation du lithium pour la conception d'une pile a été déposé en 1949 par Hajek [TId3354]. Depuis, de nombreuses technologies ont vu le jour afin de développer des générateurs primaires à réactions irréversibles (non rechargeables) ainsi que des générateurs secondaires à réactions réversibles (rechargeables). Dans la suite, nous nous intéresserons uniquement à cette seconde catégorie d'accumulateurs.

Le couple oxydo-réducteur  $\text{Li}^+/\text{Li}$  possède un fort potentiel standard électronégatif (-3.05 V) et une capacité massique de  $3.86 \text{ mAh.g}^{-1}$ , ce qui confère aux accumulateurs au lithium des performances en énergie ou puissance bien supérieures aux autres accumulateurs électrochimiques selon la finesse des électrodes. La tension nominale d'utilisation des accumulateurs est de 3,7 V par élément.

Historiquement, les premières réalisations industrielles d'accumulateurs au lithium (dits «Lithium Métal<sup>40</sup>») datent des années 1980 avec MOLI au Canada et Tadiran en Israël. Ces accumulateurs étaient principalement composés :

- d'une électrode négative au lithium (anode en décharge<sup>41</sup>) qui, lors de la décharge de l'accumulateur, libère les ions lithium qui migrent vers la cathode via l'électrolyte et libère également les électrons qui sont conduits vers la cathode à travers le circuit extérieur pour assurer la neutralité électrique.
- D'un électrolyte non aqueux (à cause de la réactivité du lithium vis-à-vis de l'eau) qui assure la conductivité ionique des ions lithium vers l'électrode positive. Les premiers accumulateurs de MOLI et Tadiran utilisaient également un séparateur imbibé de liquide aprotique<sup>42</sup> chargé en sel ( $\text{MoS}_2$ ).
- d'une électrode positive (cathode en décharge) qui sert de composé d'insertion (ou structure hôte) aux ions lithium au sein de son réseau cristallin. Ce matériau est capable d'intervenir de façon réversible dans une réaction impliquant les ions  $\text{Li}^+$ . Initialement MOLI et Tadiran utilisait du  $\text{MnO}_2$ .

Ces premières aventures industrielles ont rapidement été arrêtées car, dans la pratique, l'utilisation de lithium métal à l'électrode négative, bien que prometteuse, suscite quelques désagréments lors de la charge. Ainsi, les ions lithium qui sont libérés du matériau d'insertion de l'électrode positive et conduits vers l'électrode négative via l'électrolyte, réagissent avec l'électrolyte à la surface de l'électrode positive pour former un film de passivation. Ce film modifie la réactivité du lithium et la stabilité de son interface avec l'électrolyte en mode statique et en cours de

---

<sup>40</sup> Sous entendu à électrolyte liquide

<sup>41</sup> Par abus de langage, dans le domaine des accumulateurs électrochimiques, le terme anode est toujours employé pour nommer l'électrode négative bien qu'en charge elle joue le rôle de cathode. Il en est de même pour le terme de cathode abusivement employé pour faire référence à la l'électrode positive.

<sup>42</sup> Une molécule est dite protique lorsqu'elle est susceptible de donner un proton ; la liaison entre l'atome d'hydrogène et un autre atome de la molécule étant alors relativement faible. Une molécule qui n'est pas susceptible de donner un proton est dite aprotique.

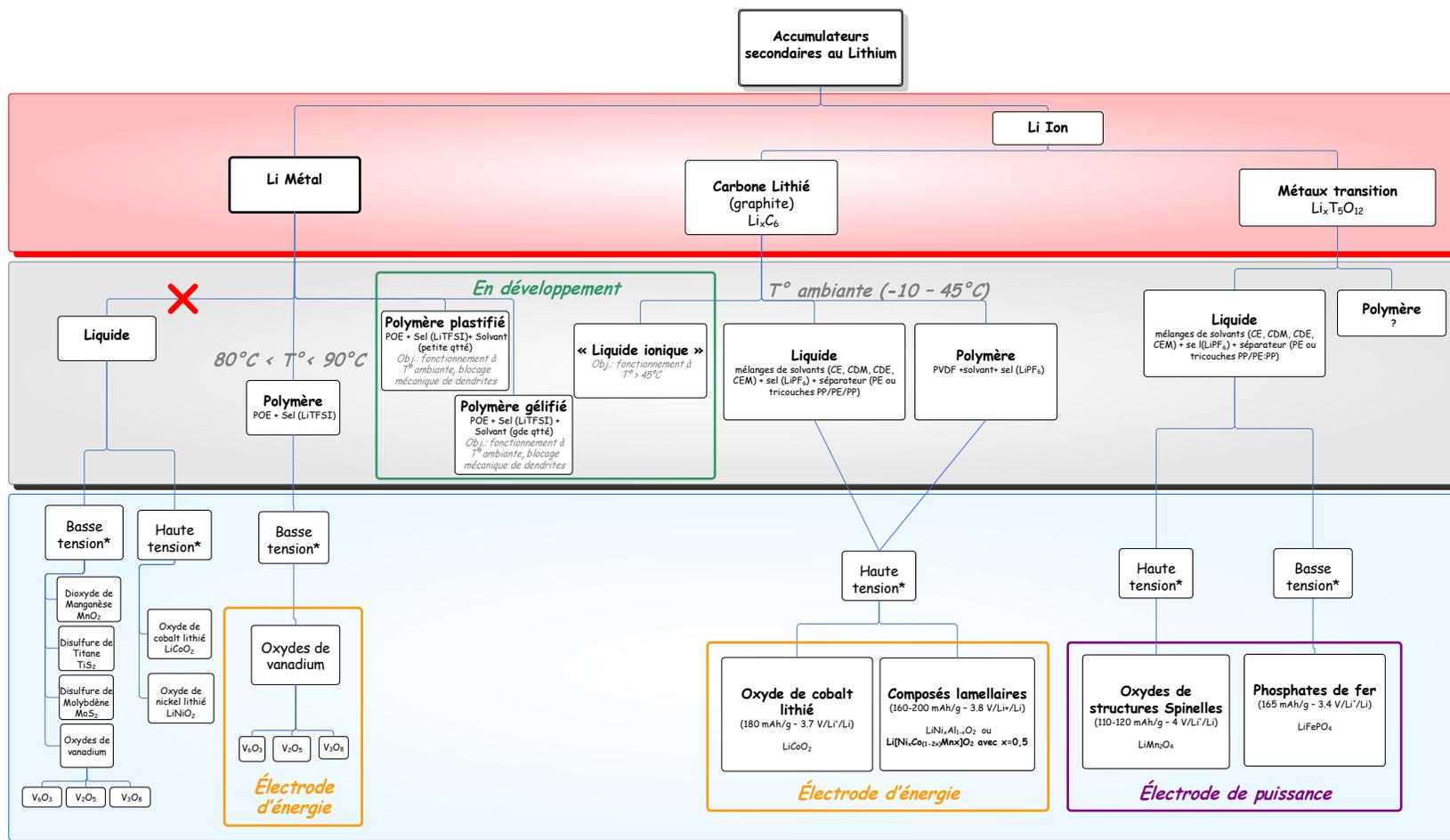
cyclage. D'autre part, en charge toujours, le lithium métallique se dépose de manière dendritique (cf. Figure 29-b) et non uniforme à l'électrode négative. Les dendrites sont alors susceptibles de traverser l'électrolyte, et à terme d'atteindre l'électrode positive, provoquant ainsi un court-circuit qui met hors d'usage la cellule. Elles peuvent également se casser et créer ainsi des micro-agrégats isolés qui, à terme, entraînent une perte de capacité, pullulent dans l'électrolyte et constituent un véritable problème de sécurité. L'effet cumulatif de ces processus au fil des cycles charges/décharges impacte notablement la capacité de l'électrode négative, si bien que la quantité de lithium initiale doit être de 4 à 5 fois supérieure à celle nécessaire en l'absence de passivation.

Pour s'affranchir de ces problèmes, les recherches ont porté parallèlement sur :

- **de nouveaux matériaux d'électrode négative de type composé d'insertion** qui ont donné naissance à la filière **Li-Ion** ;
- **de nouveaux électrolytes dits solides polymères** qui ont ouvert de nouvelles perspectives à la filière Lithium Métal. Les technologies issues de cette déclinaison portent le nom de **Lithium Métal Polymère**.

En réalité, diverses technologies d'électrodes négatives, positives et d'électrolytes ont été associées et étudiées. La Figure 28 présente la palette de variantes technologiques aujourd'hui sur le marché. Par la suite, nous nous attacherons à décrire le comportement global des deux grandes filières (Li Ion et Li Métal polymère).

Figure 28. Classification des technologies de stockage Lithium



\* Potentiel électrode par rapport au Lithium  
Basse tension ≈ 3.2 V  
Haute tension ≈ 4V

#### A.4.b. Famille Lithium Métal Polymère (LMP)

Elle tient son nom du fait que l'électrode négative est à base de lithium métallique et que l'électrolyte est un polymère. Elle est aujourd'hui, mise en œuvre au niveau mondial par un seul et unique fabricant, BATSCAP.

La réaction globale d'un accumulateur au lithium métallique s'écrit :

$$z \text{Li}^+ + \text{A}_x\text{B}_y(\text{s}) + z \text{e}^- \rightleftharpoons \text{Li}_z\text{A}_x\text{B}_y(\text{s})$$
 où  $\text{A}_x\text{B}_y$  est le composé d'insertion de l'électrode positive. La Figure 29 présente le principe de fonctionnement de tels accumulateurs au lithium en charge et en décharge.

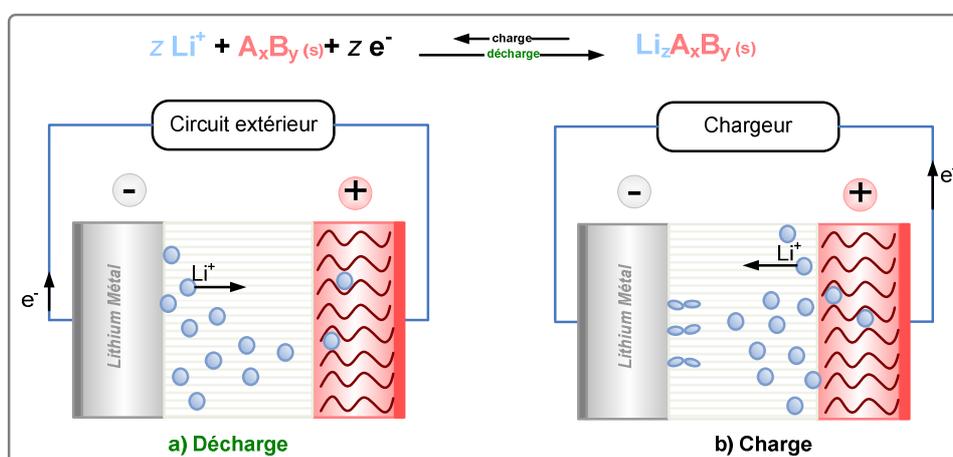


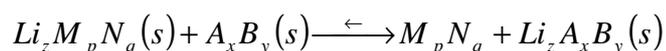
Figure 29. Principe de fonctionnement d'un accumulateur utilisant du Lithium Métal à l'électrode négative

Comme nous l'avons vu dans les généralités, l'utilisation d'un électrolyte polymère est cruciale pour les accumulateurs utilisant des électrodes négatives en lithium métal. En plus d'empêcher la poussée dendritique, le polymère doit assurer une séparation électrique entre les deux électrodes, la continuité ionique et ne pas modifier les propriétés physico-chimiques des électrodes. Le POE (polyoxyde d'éthylène) fondu chargé en sel de lithium (LiTFSI) s'est rapidement imposé pour les accumulateurs à électrode négative de lithium métallique du fait de son inertie chimique face au lithium qui diminue considérablement les risques de réaction explosive. Néanmoins, pour en assurer une bonne conductivité ionique, la température de l'électrolyte doit être maintenue entre 80 et 90°C. La texture du polymère empêche les fuites d'électrolyte et sa flexibilité permet de choisir une configuration qui réunit les avantages d'une réalisation industrielle (possibilité de laminier ensemble les composantes en feuillets), et les critères géométriques qui optimisent les performances (grande surface et faible épaisseur de l'électrolyte).

#### A.4.c. Famille Lithium Ion (Li-Ion)

La famille Li Ion tient son nom du fait que l'électrode négative est un composé d'insertion qui présente, une fois *lithiés*, un potentiel aussi faible que possible par rapport au lithium.

Alors, l'équation de la réaction globale s'écrit :



Où  $M_p N_q$  et  $A_x B_y$  sont les composés d'insertion, respectivement, des électrodes positive et négative.

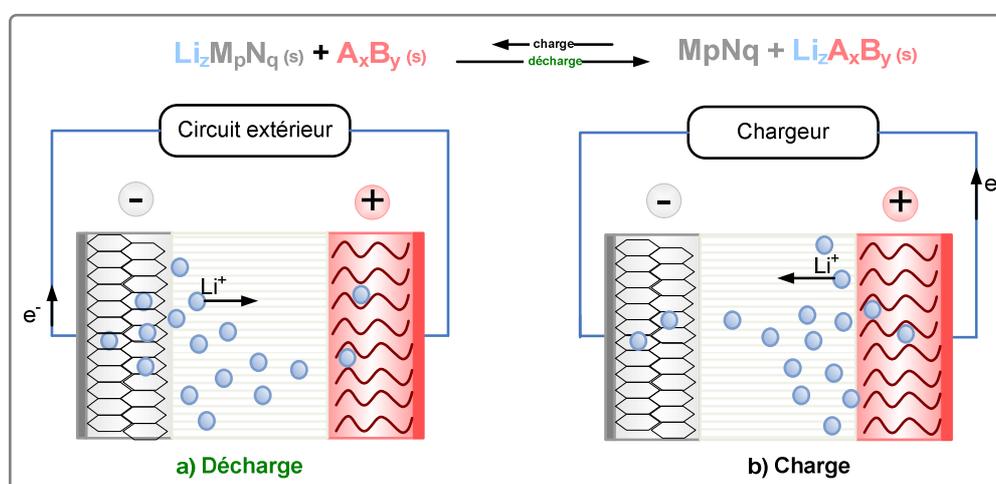


Figure 30. Principe de fonctionnement d'un accumulateur Lithium Ion

Dans cette perspective, de nombreux **composés d'insertion d'électrode négative** ont été étudiés tels le **graphite  $LiC_6$** , la coke  $Li_{0.5}C_6$  ainsi que des **métaux de transition** ( $Li-Al$ ,  $LiWO_2$ ,  $LiMoO_2$ ,  $LiTiS_2$ ,  $Li_xTi_5O_{12}$ ). Parmi ceux-ci, le graphite, puis le  **$LiTi_5O_{12}$**  se sont rapidement imposés, donnant naissance à deux sous-familles. Le  $LiTi_5O_{12}$  est davantage adapté aux recharges à fort régime, ce qui en fait un excellent composant pour accumulateurs de puissance alors que le graphite sera plus adapté aux recharges « lentes » avec un régime de l'ordre de C mais une meilleure capacité théorique ( $372 \text{ mAh.g}^{-1}$ ) ce qui le rend, a priori, plus approprié aux applications de type énergétique. Dans ces conditions, les ions lithium font le va-et-vient entre les sites des composés d'insertion des deux électrodes. Ce mouvement des ions lithium entre charge et décharge a été baptisé « *rocking chair* ».

Sont associées aux électrodes négatives en graphite ou en coke des électrodes positives de haute énergie ; à savoir principalement les oxydes de cobalt lithiés ( $\text{LiCoO}_2$ , 180 mAh/g) et les composés lamellaires (160-200 mAh/g). L'acronyme couramment utilisé est C/LCO.

Aux électrodes négatives en métaux de transition, on associe des électrodes positives de forte puissance telles les oxydes de structures spinelles ( $\text{LiMn}_2\text{O}_4$ , 110-120 mAh/g) et les phosphates de fer ( $\text{LiFePO}_4$ , 160 mAh/g). Les acronymes utilisés sont C/LMO et C/LFP.

### Cas particulier du Lithium-Ion Polymère (Li-Po)

Elles fonctionnent sur le même principe que les batteries lithium-ion traditionnelles. Seul l'électrolyte diffère. Il est remplacé par une matrice polymère solide dans laquelle est emprisonné le liquide conducteur. Il est possible de fabriquer des batteries de toutes formes géométriques. L'objectif de la matrice polymère est d'accroître la sécurité des batteries :

- en réduisant les risques d'inflammation par l'adjonction de polyfluorure de vinylidène à un électrolyte ionique non inflammable ;
- réduisant les risques de courts-circuits grâce à une meilleure tenue mécanique assurée par le polymère.

Toutefois, ces batteries nécessitent une température de fonctionnement plus élevée car la conductivité du polymère est plus basse que celle de l'électrolyte à température ambiante.

#### *A.4.d. Performances*

La Figure 31 présente l'influence du régime de décharge et de la température sur trois types d'accumulateurs Lithium Ion (LCO, LMO et Li-Po).

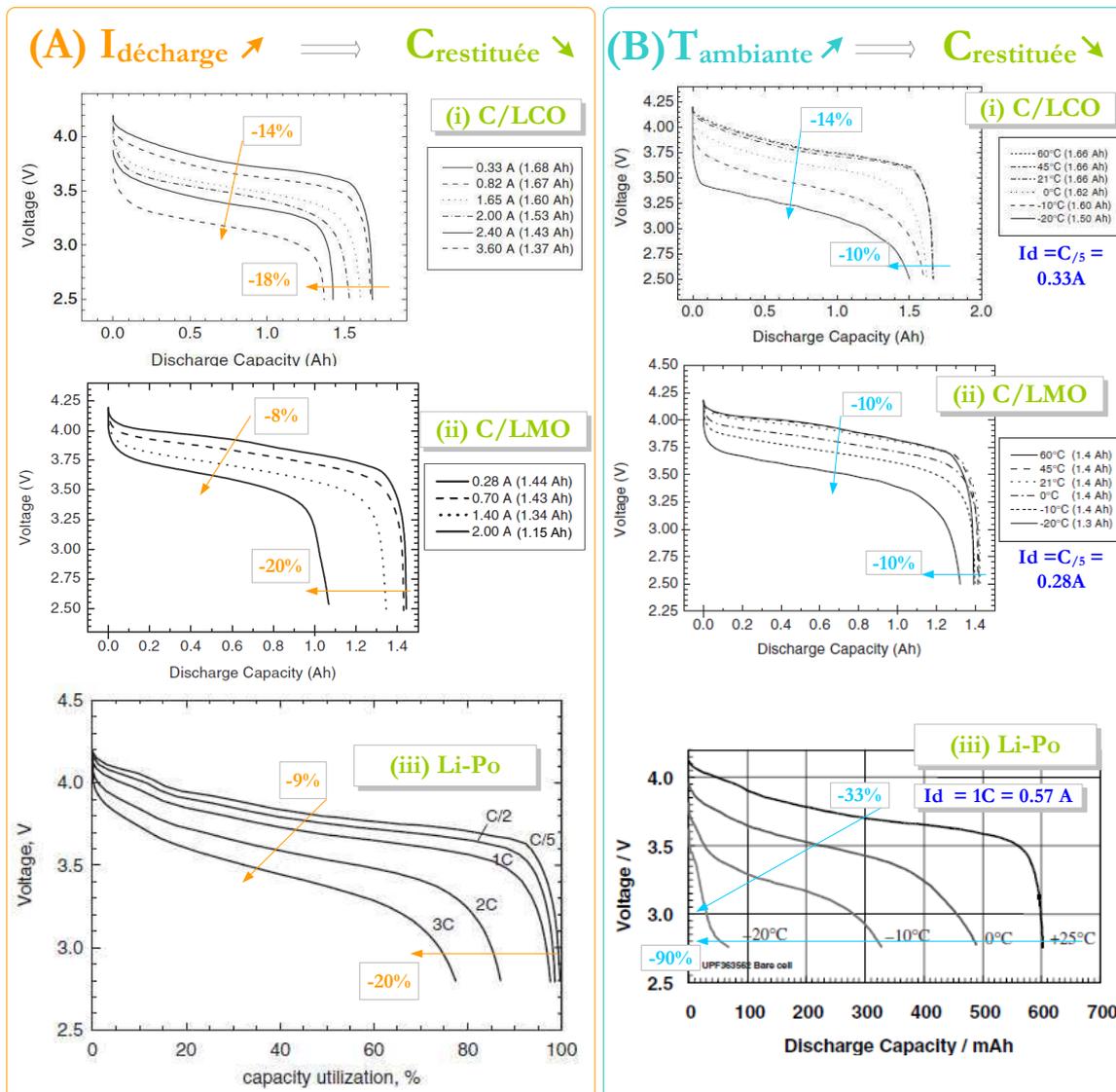


Figure 31. (A) Profils de tension en fonction de la capacité déchargée à différents régimes de décharge d'accumulateurs Li-Ion. (B) Influence de la température sur la capacité restituée des accumulateurs Li-Ion [LinRed95]. Les chiffres et flèches ajoutés à chaque figure indiquent les pourcentages des baisses de tension et de capacité dues à (A) l'augmentation du régime de charge par rapport au régime de plus faible, (B) la baisse de la température par rapport à la température la plus élevée.

### Influence du régime de décharge et de la température

En comparaison de la technologie Plomb-acide, les accumulateurs Lithium-Ion bénéficient de profils de tension qui s'apparentent à des plateaux sur une large plage de décharge et ce même pour des régimes de décharge élevés. La tenue en tension de ces accumulateurs s'est grandement améliorée. Depuis cet ouvrage édité par Linden et Reedy en 1995 (dont sont extraites les courbes de la Figure 31), des recherches ont permis d'améliorer les conductivités ioniques et électroniques des matériaux [US7457018\_08], de mieux comprendre les mécanismes d'insertion/désinsertion des ions lithium au sein des matériaux d'électrodes [Chen06], [Yamada05], [Maccario07],

ainsi que leurs directions de propagation des ions [Morgan04]<sup>43</sup>. Ainsi, les batteries de type C/LFP commercialisées actuellement affichent des tenues de tension qui leur confèrent une disponibilité sur de larges plages de régimes continus de décharge pouvant aller jusqu'à 7C. Cette aptitude est en revanche fortement affectée par une baisse de température ambiante, et ceci d'autant plus pour les technologies Li-Po (qui nécessitent des températures de fonctionnement plus élevées).

### **Régimes de charge**

Les batteries lithium-Ion autorisent des régimes de charge élevés<sup>44</sup>, permettant de charger l'accumulateur en quelques minutes. Au-delà, l'échauffement dû un régime trop élevé et surtout non maîtrisé peut provoquer une dégradation de l'électrolyte, un emballement thermique, une aggravation de la dégradation, un court-circuit et enfin une explosion. Une façon de s'en prémunir est donc de veiller à l'utiliser dans les plages de régimes de charge recommandées par le constructeur.

#### **A.4.e. Vieillessement**

Les études et recherches sur le vieillissement des accumulateurs au lithium portent principalement sur l'électrode négative en graphite qui domine le marché des accumulateurs Li-Ion [Vetter05], [Dudezert09]. Néanmoins, tous les éléments constitutifs (les matériaux actifs de chaque électrode, les électrodes composites, l'électrolyte, le séparateur- cf. Figure 32) sont impactés par des mécanismes de vieillissement qui dépendent eux-mêmes des conditions d'utilisation.

---

<sup>43</sup> Les références fournies ici n'ont aucune prétention d'exhaustivité mais sont proposées en tant que sources de travaux scientifiques de référence et de sources bibliographiques richement documentées.

<sup>44</sup> Charge en 1h comparée à une charge en 20-24h pour du plomb.

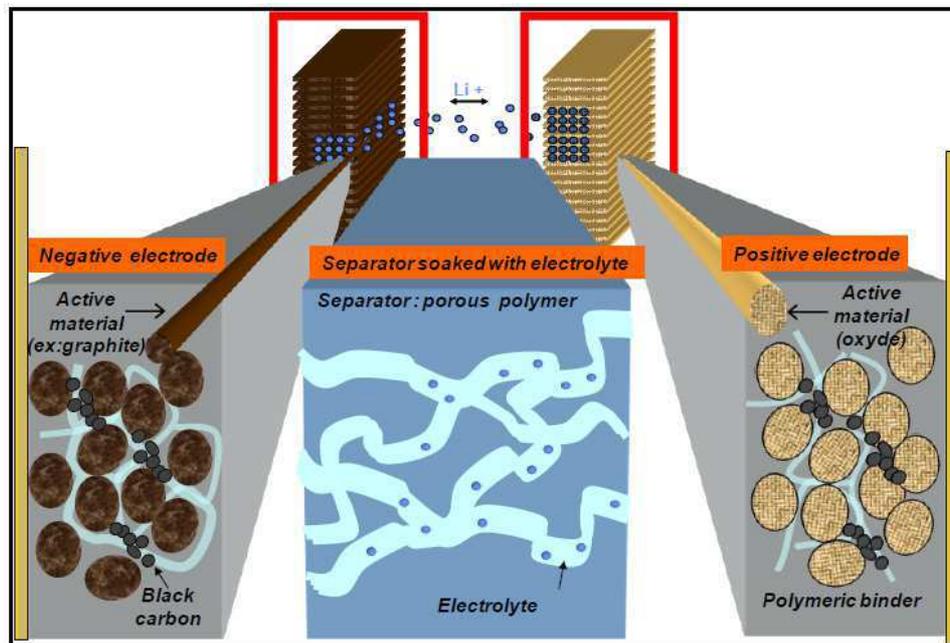


Figure 32. Composition d'une batterie Li-Ion. Source : Renault SA, extrait de [Dudezert09]

Nous synthétisons donc l'état des connaissances sur les mécanismes de vieillissement des accumulateurs Li-ion puis nous présentons les méthodes classiques de quantification du vieillissement des accumulateurs au lithium (vieillessement calendaire et en cyclage).

### Mécanismes de vieillissement des accumulateurs Li-Ion

Vetter [Vetter05] a recensé les mécanismes de dégradation des électrodes négatives en graphite (cf. 1<sup>ère</sup> colonne du Tableau 11), notamment les paramètres les aggravant : plages de températures, de régimes de charge/décharge et de plages d'état de charge en cyclage (cf. dernière colonne du Tableau 11).

Mécanismes	Effets	Conséquences	Remèdes préventifs	Conditions d'utilisations aggravantes
Cause	Effect	Leads to	Reduced by	Enhanced by
Electrolyte decomposition (→SEI) (Continuous side reaction at low rate)	Loss of lithium Impedance rise	<b>Capacity fade</b> <b>Power fade</b>	Stable SEI (additives) Rate decreases with time	High temperatures High SOC (low potential)
Solvent co-intercalation, gas evolution and subsequent cracking formation in particles	Loss of active material (graphite exfoliation) Loss of lithium	Capacity fade	Stable SEI (additives) Carbon pre-treatment	Overcharge
Decrease of accessible surface area due to continuous SEI growth	Impedance rise	<b>Power fade</b>	Stable SEI (additives)	High temperatures High SOC (low potential)
Changes in porosity due to volume changes, SEI formation and growth	Impedance rise Overpotentials	Power fade	External pressure Stable SEI (additives)	High cycling rate High SOC (low potential)
Contact loss of active material particles due to volume changes during cycling	Loss of active material	<b>Capacity fade</b>	External pressure	High cycling rate High DOD
Decomposition of binder	Loss of lithium Loss of mechanical stability	Capacity fade	Proper binder choice	High SOC (low potential) High temperatures
Current collector corrosion	Overpotentials Impedance rise Inhomogeneous distribution of current and potential	Power fade Enhances other ageing mechanisms	Current collector pre-treatment (?)	Overdischarge Low SOC (high potential)
Metallic lithium plating and subsequent electrolyte decomposition by metallic Li	Loss of lithium (Loss of electrolyte)	Capacity fade (power fade)	Narrow potential window	Low temperature High cycling rates Poor cell balance Geometric misfits

Tableau 11. Mécanismes de dégradation des électrodes négatives en graphite des accumulateurs de type Li-Ion [Vetter05].

Ces mécanismes peuvent engendrer des pertes de capacité et/ou réduire le niveau maximum des régimes de charge/décharge que peut supporter l'accumulateur. Ainsi pour ne pas amplifier la baisse de matière active impliquée dans les processus de charge/décharge, les modifications des propriétés physiques (conductivités ioniques et électroniques, oxydation, etc) et morphologiques (homogénéité, porosité, tortuosité, volume) des constituants, le développement et/ou l'augmentation de réactions secondaires ; il est conseillé de réduire les plages d'utilisation en régime de cyclage, en température et en SoC (cf. Figure 33).

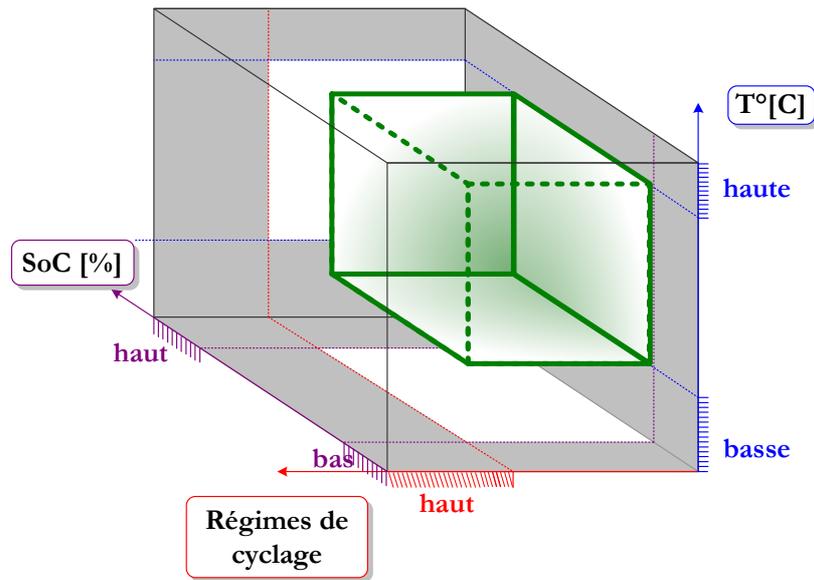


Figure 33. Réduction des plages d'utilisation (régimes de cyclage, SoC et température) des batteries Li-Ion afin de ne pas aggraver les mécanismes de vieillissement de l'électrode négative en graphite

L'électrode négative est également soumise à un certain nombre de mécanismes de dégradation, qui sont décrits sur la Figure 34-a) et listés sur la Figure 34-b) [Vetter05].

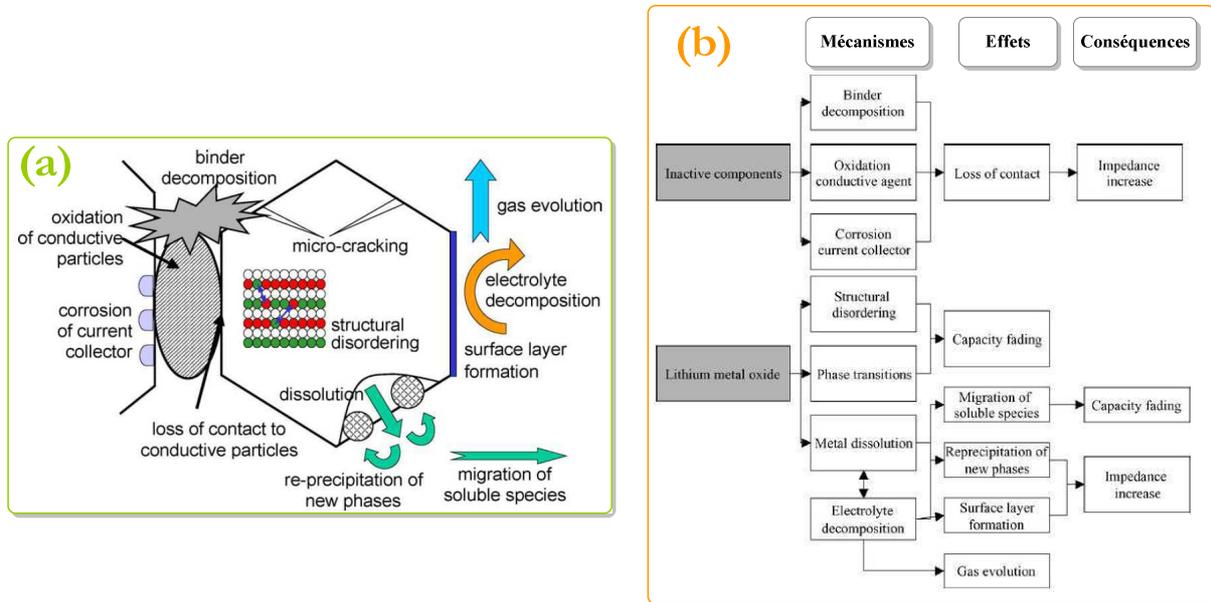


Figure 34. Mécanismes généraux de dégradation des électrodes positives des accumulateurs Li-ion [Vetter05].

Ces mécanismes engendrer également des baisses de capacité et une diminution de l'aptitude de l'accumulateur à supporter des régimes de cyclage élevé. Ils évoluent de façon plus ou moins aigue selon les

matériaux actifs, les additifs constituant l'électrode positive composite, la nature de l'électrolyte et du séparateur, lesquels interagissent eux aussi avec l'électrode négative.

Les mécanismes de vieillissement aux électrodes négative et positive ont des cinétiques d'évolution qui leur sont propres mais interagissent. Ceci montre la complexité d'une modélisation physico-chimique de leur vieillissement.

Des lois, établies de façon empirique, permettent cependant d'estimer l'impact du vieillissement sur la tension et la capacité disponible.

### Quantification du vieillissement

Une façon de quantifier le vieillissement d'un accumulateur est de distinguer son vieillissement pour différentes conditions de charge/décharge (vieillissement en cyclage) de son vieillissement dit calendaire, i.e. au repos (circuit-ouvert) à différentes températures. Les tests de vieillissement calendaire permettent aussi d'estimer l'autodécharge de l'accumulateur.

La Figure 35 présente des vieillissements calendaires et en cyclage d'éléments Lithium-Ion. L'autodécharge des accumulateurs Lithium-Ion est généralement estimée à 3% par mois à 25°C. Elle augmente fortement lorsque la température ambiante augmente. Notons qu'à la suite d'un repos prolongé, des cycles de régénération permettent de restaurer partiellement la capacité de l'accumulateur. Le vieillissement en cyclage est toujours très difficile et long à modéliser. D'abord parce que les résultats des tests sont intimement liés aux paramètres de cyclage. Ensuite, parce qu'ils immobilisent - de fait - les moyens de caractérisation sur de longs mois. Enfin, ils nécessitent une attention et un suivi quotidien afin d'éviter toute erreur expérimentale qui compromettrait la série de tests.

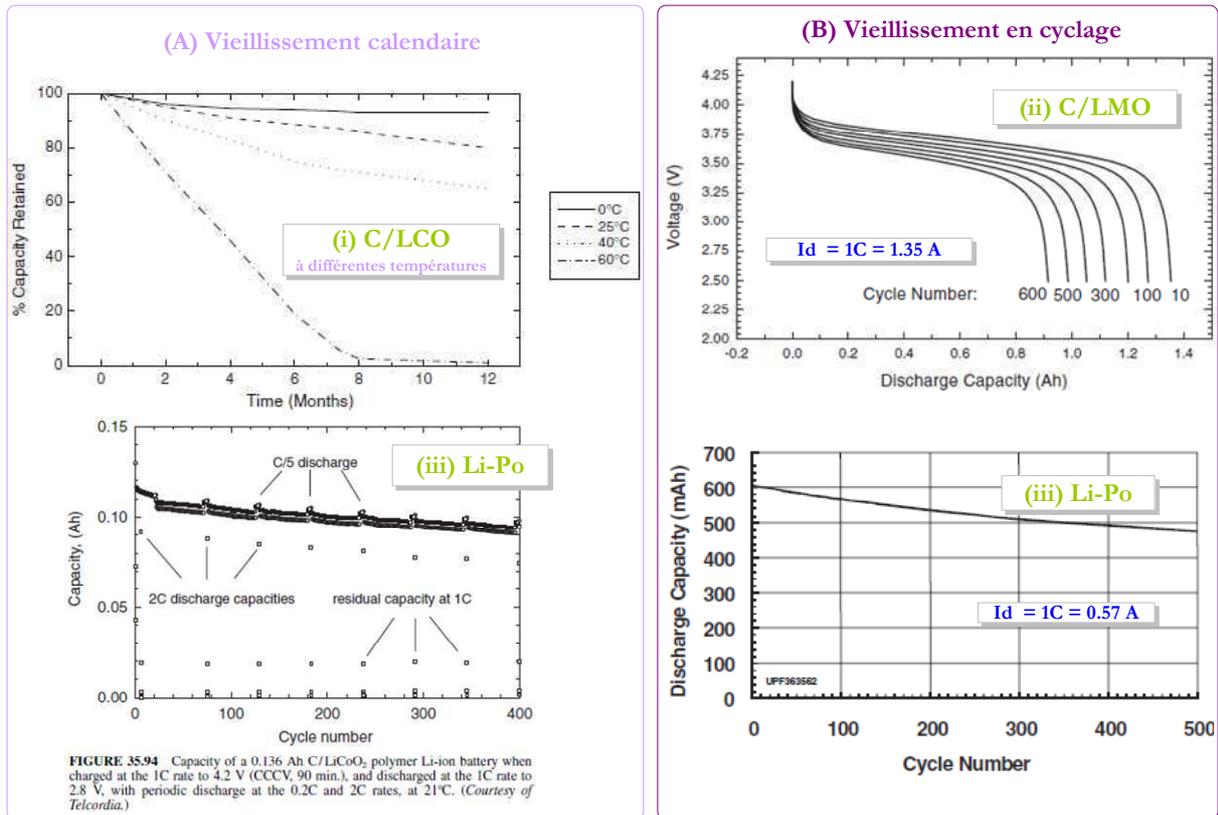


Figure 35. (A) Vieillessement calendaire d'accumulateurs Li Ion type (C/LCO) et Li-Po à différentes températures. (B) Vieillessement en cyclage d'accumulateurs Li Ion de type C/LMO et Li-Po [LinRed95]<sup>45</sup>.

<sup>45</sup> Pour davantage de données en performances, cyclages et vieillissements sur les accumulateurs Lithium-Ion, le lecteur pourra se référer au rapport final d'évaluation des performances des batteries lithium ion Gen 2 développées par le consortium américain PNGV (Partnership for a New Generation of Vehicles) créé à l'initiative du DoE en 1998 [Gen2\_06]

## **B. METHODOLOGIE USUELLE PAR ESTIMATION DE L'ÉTAT DE CHARGE ET MODELISATION DE LA TENSION D'USAGE**

L'approche courante (Figure 36) pour répondre à la problématique de détermination de l'énergie et de la puissance disponibles consiste à déterminer à chaque instant la quantité de charge disponible grâce à un estimateur d'état de charge et à évaluer la tension instantanée. Nous définirons les caractéristiques d'un estimateur d'état de charge couramment appelé, par souci de simplification, état de charge ou SoC (*State of Charge*).

Lors de la phase de dimensionnement du dispositif de stockage, les modèles de la capacité et de la tension sont nécessaires pour définir l'énergie disponible. Pour une gestion en temps réel du système global dans lequel l'accumulateur est seulement l'un est des composants, les mêmes informations sont indispensables. Cependant nous verrons dans la suite de ce chapitre, que les modèles de tension développés actuellement sont, soit basés sur des hypothèses simplificatrices entraînant des écarts avec la réalité trop importants pour la gestion en temps réel, soit trop complexes à implémenter sur des systèmes temps réel. Ainsi, pour de nombreuses applications on préfère avoir recours à une mesure directe de la tension. De fait, dans ce cas de figure, une mesure instantanée de la tension est insuffisante pour la prévision de l'énergie disponible dans d'autres conditions de décharge que celles actuelles. Nous reviendrons sur les limites de cette approche traditionnelle en dernière partie de ce chapitre.

La Figure 36 présente l'approche couramment mise en œuvre lors des phases de dimensionnement du stockage puis au service d'une gestion en temps réel du système global.

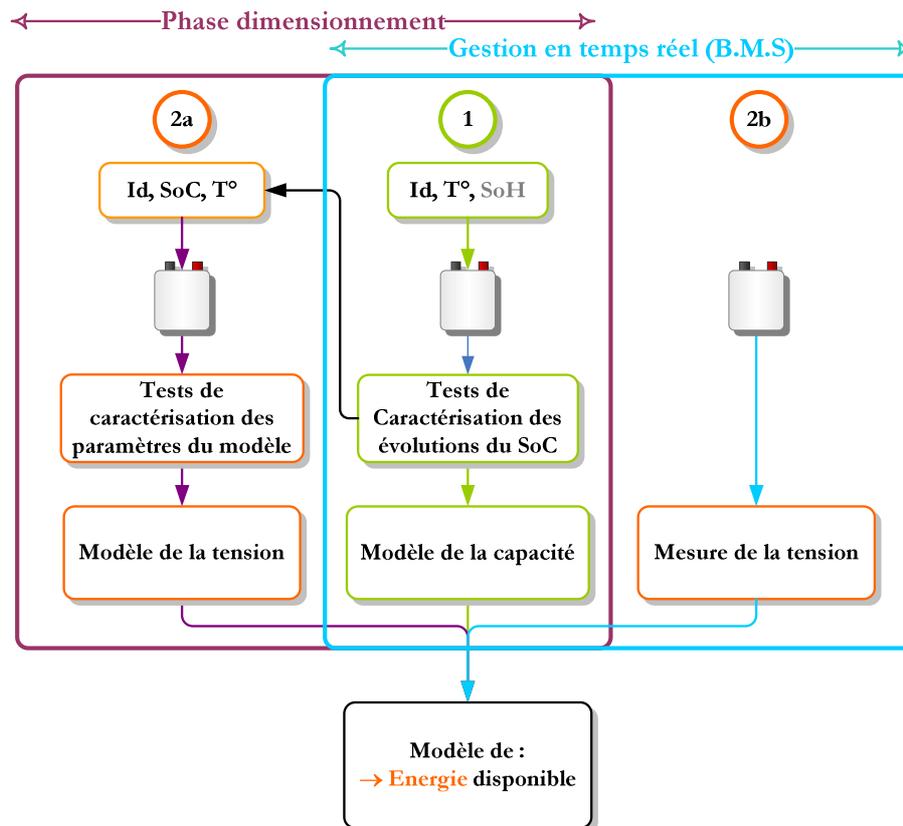


Figure 36. Approche usuelle en deux temps pour la modélisation de l'énergie disponible. En phase de dimensionnement du stockage et de conception du système global on procède aux étapes 1 (modélisation de l'état de charge) et 2a (modélisation de la tension instantanée), tandis que pour une gestion en temps réel du système, l'étape 2b (mesure de la tension instantanée) est souvent substituée à l'étape 2a.

La quantité de charges restituées par un accumulateur dépend du courant de décharge, de la température et de son état de vieillissement (SoH pour *State of Health*). Il en est de même pour la tension sous laquelle l'accumulateur délivre ces charges, à ceci près que cette tension dépend également de la quantité de charge restante. On cherche donc à établir un modèle de la capacité et de la tension en fonction de ces paramètres. Pratiquement, il s'agit de modéliser :

- la capacité disponible grâce à un estimateur communément appelé *état de charge* ou SoC (pour State-of-Charge). Les variations de cet estimateur sont fonction du courant, de la température et de l'état de santé.
- La tension instantanée de la batterie en fonction de l'estimateur d'état de charge (SoC), ainsi que de la température, du courant et de l'état de santé.

## B.1 LES ESTIMATEURS D'ÉTAT DE CHARGE

### ***B.1.a. Capacité et capacité nominale***

Historiquement, les performances des accumulateurs électrochimiques sont évaluées par leur *capacité* en Ampère-heure [Ah]. Celle-ci se définit comme l'intégration du courant de décharge  $I_d$  fourni par la batterie durant une durée de décharge  $t_d$  jusqu'à sa complète décharge. Expérimentalement, cette capacité est estimée en imposant un courant de décharge constant à la batterie, si bien que la capacité s'exprime simplement en ces termes comme le produit :

$$C_d = I_d \times t_d .$$

Dans le but de comparer les performances des accumulateurs, il est coutume de fixer des *conditions standards* de référence pour la mesure d'une capacité, qui sera dite *capacité nominale*. Ces conditions standards sont spécifiques des technologies mais aussi des applications pour lesquelles elles sont définies. Ainsi définit-on des courants nominaux de charge et de décharge, une tension nominale de charge, des températures nominales de charge et de décharge.

### ***B.1.b. De nombreuses définitions de l'État de Charge***

La notion d'*état de charge* d'une batterie ou SoC pour State-of-Charge en anglais, a été et est encore aujourd'hui communément utilisée dans le but de comparer la capacité restituée (par une mesure) ou restituable (grâce à des prévisions) par une batterie dans les conditions d'utilisation à la *capacité nominale*. Il est important de préciser, afin d'éviter toute confusion que, par construction même du SoC, selon les conditions fixées pour la capacité de référence utilisée, il en existe de multiples définitions [Piller01].

### ***B.1.c. Mise en perspective des indicateurs d'État de Charge***

Un indicateur d'état de charge donne une information *sine qua none* pour l'utilisation d'un dispositif de stockage. [Pop05] fait remonter dès 1963 les premières jauges d'état de charge pour l'industrie automobile, basées à l'époque sur des mesures de tension. Depuis, de nombreux indicateurs ont été développés pour suivre l'état de charge d'un accumulateur [Piller01].

### **Qu'est-ce qu'un indicateur d'état de charge ?**

C'est un paramètre mesurable dont on sait qu'il varie – si possible en bijection – avec l'état de charge. On peut donc penser immédiatement à la tension ou à la résistance. Dans le cas des accumulateurs aqueux, Piller *et al.* [Piller01] rappellent que certains paramètres physiques des électrolytes sont également candidats au poste d'indicateurs d'état de charge.

Un autre estimateur couramment utilisé consiste, partant d'une capacité  $C_{ref}$  connue dans des conditions de référence, à intégrer le courant de charge/décharge vu par la batterie. Dans ce cas, on suppose que la capacité disponible dans les conditions d'utilisation est  $C_{dispo}$  telle que :

$$C_{dispo}(t) = C_{ref}(t_0) + \int_{t_0}^t i(t) dt \quad (14)$$

Avec :	$C_{dispo}$	Capacité disponible dans les conditions d'utilisation [Ah]
	$C_{ref}$	Capacité de référence [Ah]
	$t_0$	Instant où les conditions sont telles que $C_{dispo} = C_{ref}$
	$i$	Courant de charge/décharge [A]

La précision de l'estimateur repose alors sur la capacité de référence. On cherche donc à l'évaluer dans diverses conditions d'utilisation afin, à chaque pas de calcul, d'utiliser le  $C_{ref}$  approprié. Les méthodes utilisant ces estimateurs sont appelées *méthodes coulométriques*.

### Choisir un paramètre indicateur

Le choix d'un indicateur d'état de charge est compliqué. En effet, il doit permettre à lui seul de décrire le comportement de la variable extensive représentée par l'état de charge, alors même que cet état de charge dépend de nombreuses autres variables intensives<sup>46</sup>. Ainsi, de nombreux paramètres plus ou moins fins peuvent être proposés sur la base d'hypothèses simplificatrices plus ou moins fines.

### Indicateur de suivi et indicateur de re-calibration

Les modèles proposés connaissent en général des dérives qui sont corrigées par des paramètres et des méthodes de re-calibration judicieusement choisis. Nous distinguons donc les indicateurs de suivi du SoC des indicateurs de re-calibration. Les premiers sont conçus pour suivre l'état de charge sur plusieurs cycles de charge/décharge avec des sollicitations non déterministes. Les seconds estiment l'état de charge dans des conditions prédéfinies. Ainsi, à titre d'exemple, les indicateurs de suivi basés sur des méthodes coulométriques nécessitent davantage d'indicateurs de re-calibration.

<sup>46</sup> En thermodynamique d'équilibre, une variable extensive est une grandeur qui est proportionnelle à la taille du système que cette grandeur caractérise. Par ex : la masse, le nombre de particules, le volume (la surface, la longueur), la charge électrique, l'avancement chimique, l'entropie, l'enthalpie, le débit, les forces. En physique et en chimie, une variable intensive est une quantité qui ne dépend pas de la quantité de matière. Exemple de variables intensives : la vitesse, l'accélération, la pression, la température, la densité de particule, la masse volumique, la tension superficielle, l'affinité chimique. En général une grandeur extensive est associée à au moins une grandeur intensive et vice versa : la température  $T$  est associée à l'entropie  $S$ , la pression  $p$  est associée au volume  $V$ , le potentiel chimique  $\mu$  est associé au nombre de particules  $N$ , etc.

Ces indicateurs doivent être adaptés à l'application en termes de précision, de fréquence d'acquisition des mesures et aussi de durée et de fréquence nécessaire pour la re-calibration.

**Indicateur d'état de charge au service de la prévision**

Enfin, un indicateur d'état de charge doit fournir les informations nécessaires à une gestion en temps réel du système. Il s'agit donc de réaliser à l'instant t des prévisions sur la disponibilité de l'accumulateur.

La complexité de détermination et de conception d'un indicateur d'état de charge efficient n'est pas la seule contrainte à surmonter pour résoudre la problématique de l'énergie et de la puissance disponibles dans un accumulateur. En effet, l'information seule de la capacité est insuffisante pour déterminer l'énergie disponible. Il faut également avoir une connaissance de la tension de la batterie pour les mêmes conditions d'utilisation et ce, à chacun de ses états de charge. Ainsi, dans l'objectif d'évaluer l'énergie disponible, on modélise la réponse en tension de la batterie soumise à différentes conditions de décharge (régimes, température, etc.).

**B.2 LES MODELES DE TENSION ET LEURS OUTILS DE PARAMETRAGE**

**B.2.a. Les méthodes de modélisation de la tension**

Modéliser la tension d'un accumulateur électrochimique, c'est modéliser l'ensemble des processus statiques, thermodynamiques et dynamiques qui ont lieu aux deux électrodes durant les processus de charge et de décharge.

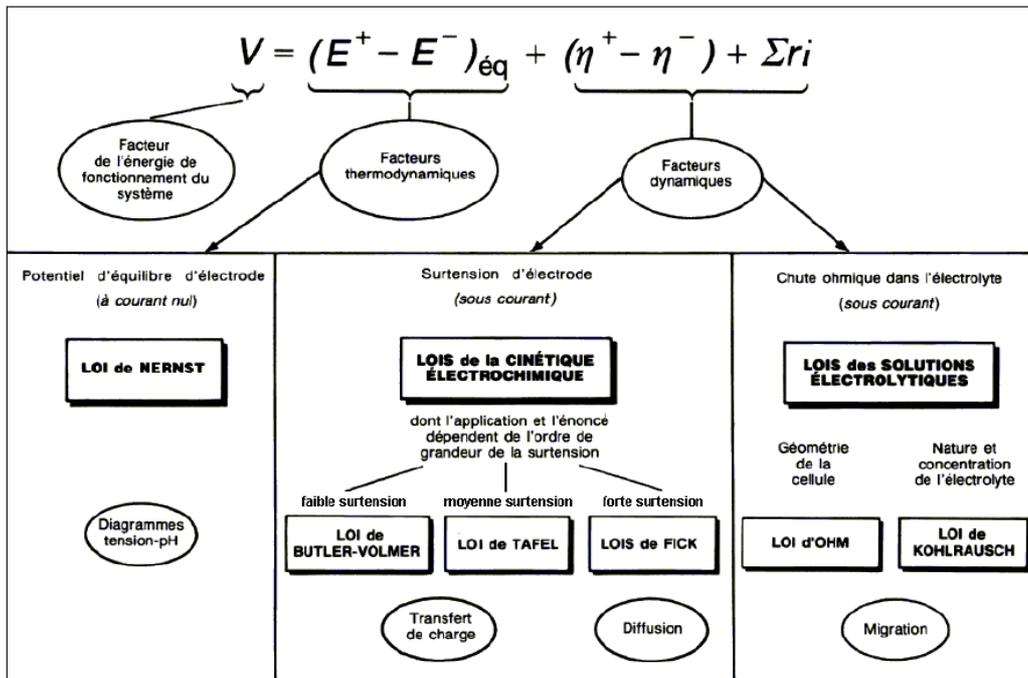


Figure 37. Expression de la tension d'un accumulateur électrochimique [Tik800]

Les modèles de tension peuvent être de différentes natures. Dong [Dong10] recense 4 catégories de modèles :

- les *modèles simples* qui représentent l'accumulateur comme une source de tension idéale en série avec une résistance. Ces modèles ne tiennent pas compte de la thermodynamique et de la dynamique de l'accumulateur
- Les *modèles de représentation de type « boîte noire »* pour lesquels l'accumulateur est représenté par une fonction de transfert dont on ajuste les paramètres. Parmi ceux-ci, on trouve l'ensemble des modèles empiriques ou semi-empiriques.
- Les *modèles physico-chimiques* dont le but est de décrire les processus internes de l'accumulateur. Ces modèles sont peu adaptés pour un interfaçage avec ceux d'autres organes d'un système.
- Enfin, les *modèles par circuit électrique équivalent*. Ce sont des modèles dynamiques qui sont conçus par des analyses temporelles ou fréquentielles. Les analyses fréquentielles permettent de mettre en évidence les différentes constantes de temps des processus internes de l'accumulateur et d'obtenir ainsi des modèles plus fins de leur comportement dynamique.

Parmi ces 4 méthodes de modélisation, celle par circuit électrique équivalent est la plus prisée pour répondre, d'une part à un besoin de précision du modèle, et d'autre part aux contraintes d'interfaçage avec les autres éléments du système. Une technique largement employée pour paramétrer les éléments du circuit équivalent est la spectroscopie d'impédance électrochimique dont nous décrivons le fonctionnement et l'exploitation dans la suite.

### **B.2.b. Spectroscopie d'Impédance Électrochimique**

La spectroscopie d'impédance électrochimique (S.I.E.) est une méthode généralement mise en œuvre pour le paramétrage de modèles de tension par circuits électriques équivalents. Cette technique de mesure permet, à partir d'une sollicitation en courant (respectivement en tension) de forme sinusoïdale dont l'amplitude et la fréquence sont fixées autour d'un fondamental de courant<sup>47</sup> (respectivement de tension) constant, de récupérer la réponse en tension (respectivement en courant) de la batterie. Le rapport entre la sortie et l'entrée, correspondant à l'impédance totale de l'accumulateur pour un point de fonctionnement donné en température, en SoC, en courant<sup>48</sup> (respectivement tension) et une fréquence<sup>49</sup>. L'impédance mesurée pour plusieurs fréquences est alors modélisable par un circuit équivalent comportant des éléments de type résistif, capacitif ou inductif.

---

<sup>47</sup> Ce fondamental peut être un courant de charge, de décharge ou tout simplement nul (repos).

<sup>48</sup> Courant correspondant au fondamental de la sollicitation.

<sup>49</sup> Fréquence de sollicitation surimposée au fondamental.

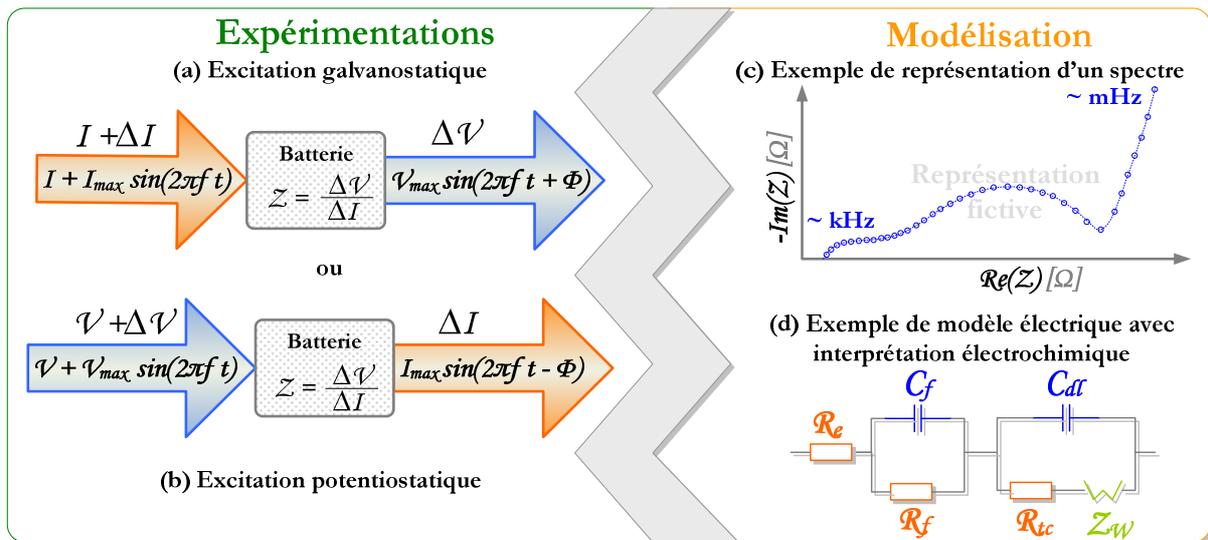


Figure 38. Principe de mise en œuvre des mesures par Spectroscopie d'Impédance Electrochimique. L'impédance de l'accumulateur est mesurée à partir d'expérimentations en mode galvanostatique (a) ou potentiostatique (b). Le diagramme de Nyquist représentant la partie imaginaire en fonction de la partie réelle pour différentes fréquences permet de déterminer les éléments résistifs, inductifs et capacitifs pour différentes fréquences de sollicitation qui serviront à définir le modèle électrique de la batterie et à proposer, le cas échéant, une interprétation des processus électrochimiques impliqués.

Notons que, dans certaines conditions expérimentales pour lesquelles on dissocie l'électrode négative de la positive au moyen d'une électrode de référence, l'interprétation des spectres d'impédance de chacune des électrodes permet d'émettre des hypothèses sur la nature et la prédominance des processus électrochimiques en action à chaque électrode (ex : *diffusion*, *transfert de charge*, etc.). De façon générale, on cherche à modéliser le comportement électrique de l'accumulateur en faisant varier les conditions d'*État de charge* initial, de température ambiante et d'*État de santé* (vieillesse) de l'accumulateur. Ainsi, les paramètres résistifs, capacitifs et inductifs du circuit électrique équivalent sont des fonctions de l'ensemble des conditions auxquelles auront été faites les mesures<sup>50</sup>.

Intrinsèquement et pour être mise en œuvre à bon escient, la spectroscopie d'impédance présuppose une bonne connaissance des processus électrochimiques internes de la batterie lors de la définition du modèle de circuit équivalent à utiliser. Cette condition peut faire défaut lorsque l'on s'attèle à la modélisation d'une nouvelle technologie.

Par ailleurs, chaque mesure expérimentale doit être réalisée dans le domaine de linéarité de l'accumulateur et pour un état quasi-statique, autrement dit, son état (*État de charge*, température, ...) ne devra pas avoir varié entre le début et la fin de la mesure.

<sup>50</sup> Fondamental (courant), température, SoC, SoH

De fait, les mesures par spectroscopie d'impédance cherchant à appréhender des conditions d'utilisation extrêmes de la batterie, par exemple le comportement de la tension de la batterie soumise à un très fort régime de décharge sont inexploitable.

## C. SYNTHESE ET LIMITES DE LA METHODOLOGIE USUELLE

Nous soulevons à présent la problématique de l'usage de ces modèles pour la conception et la gestion en temps réel des dispositifs de stockage.

### C.1 POUR UNE GESTION EN TEMPS REEL

La Figure 39 présente un schéma de l'architecture fonctionnelle générale d'un système de suivi de l'autonomie et du niveau de disponibilité d'une batterie au service d'une application.

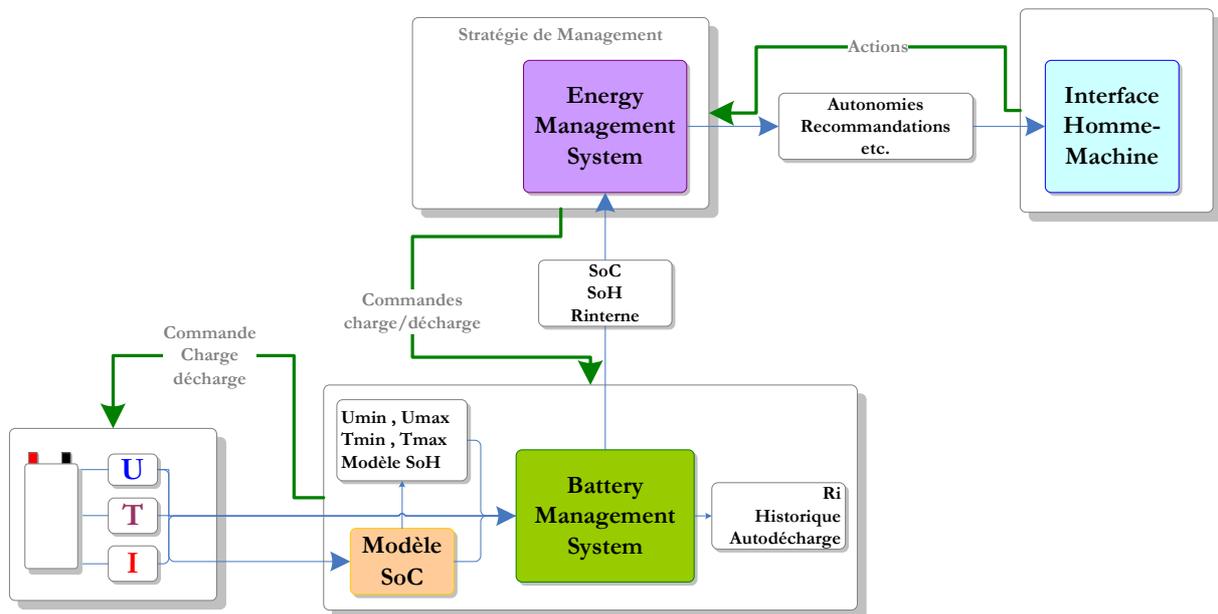


Figure 39. Architecture fonctionnelle générale d'un système de suivi de l'état de charge, rendant compte en temps réel de l'autonomie restante et de deux niveaux de disponibilité du système

Classiquement, les algorithmes implémentés dans le microprocesseur utilisent des modèles d'estimation du SoC. Ils sont alimentés par des paramètres d'entrée mesurables tels que le courant, la tension et la température de l'accumulateur, lesquels modèles sont conçus à partir de différents tests de caractérisation de l'accumulateur.

A tout instant, le système est informé de la quantité de charges disponibles grâce à l'algorithme de suivi du SoC, de même que de la tension, qu'il mesure aux bornes de l'accumulateur. **Cette méthodologie ne permet pas une réelle prévision de l'énergie et de la puissance disponibles grâce à laquelle un véritable scénario prévisionnel de gestion serait envisageable.** En effet, sans un modèle de prévision de la tension, il n'est pas possible de faire de prévision sur la puissance ni l'énergie disponible. Cette information est pourtant essentielle

lorsqu'on parle de réseaux intelligents, d'économie d'énergie, de lissage de la production ou encore d'autonomie des véhicules électriques.

## C.2 POUR LA CONCEPTION

En conception, la méthodologie est quelque peu différente (cf. Figure 40).

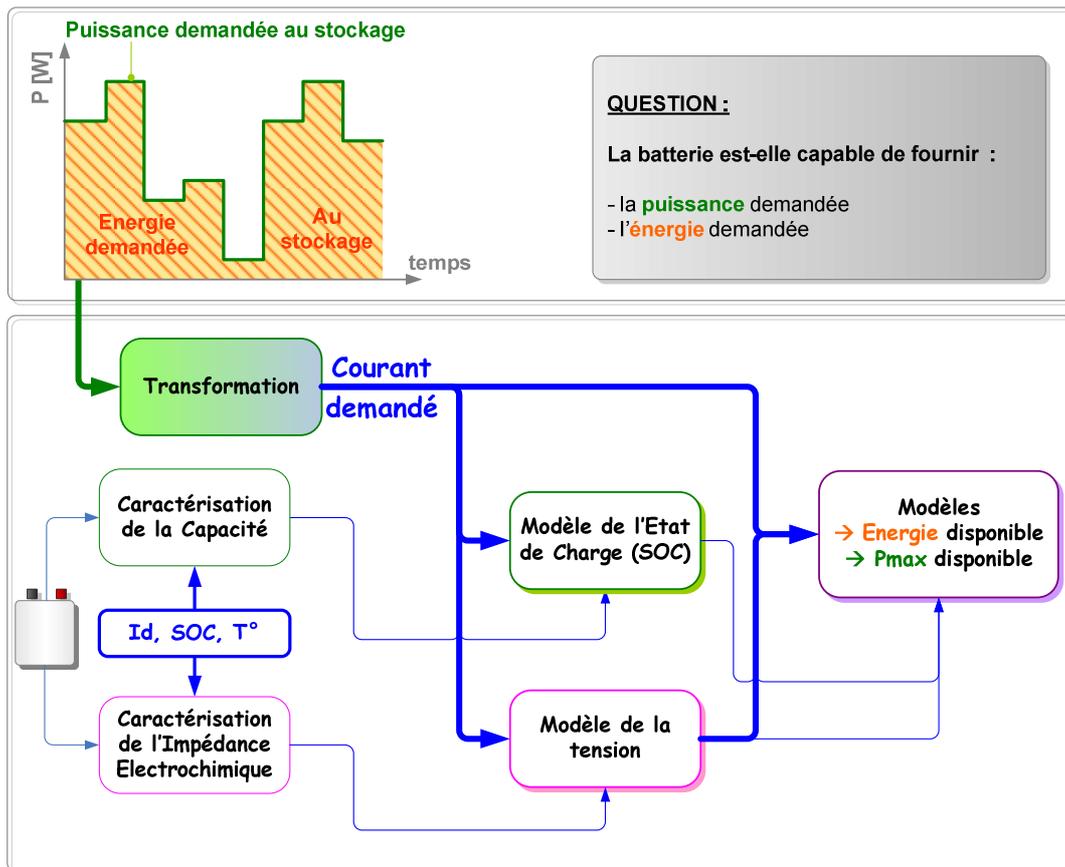


Figure 40. Démarche usuelle de modélisation de l'énergie disponible dans un accumulateur électrochimique

Pratiquement, il est nécessaire de **procéder à une double caractérisation en courant de la capacité et de l'impédance électrochimique** afin de paramétrer les modèles du SoC et de la tension. Pour simuler le comportement de l'accumulateur soumis à une sollicitation en puissance, il faudrait être capable d'**alimenter ces deux modèles par une information d'entrée en puissance**. Or ils sont conçus tous deux avec une entrée en courant. Une transformation du profil de courant en équivalent en puissance est donc nécessaire.

**Dans la réalité du concepteur d'un système électrique multi-énergie, le choix du circuit équivalent issu de la spectroscopie d'impédance pour la modélisation de la tension s'avère complexe**, en raison certes du nombre de variables, mais surtout du fait d'un manque d'expertise (à juste titre) sur les processus électrochimiques

internes aux accumulateurs. En conséquence, **le savoir et les savoir-faire de l'Homme du Métier des accumulateurs électrochimiques restent souvent une condition *sine qua non* pour l'implémentation de ce type de modèle.**

Le passage de la frontière entre le monde des systèmes et celui des accumulateurs électrochimiques est souvent complexifié par une utilisation abusive de vocabulaire aux définitions impropres. Dans la pratique, lors de la conception des systèmes, les modèles proposés sont simplifiés, dégradés, voire écartés lors des phases de (pré)dimensionnement du stockage d'énergie. Ainsi dans les modèles de systèmes complexes, il n'est pas rare de voir celui du stockage réduit à une valeur constante de rendement global (i.e. indépendant du régime de décharge ou de charge, de la température ambiante, de l'état de charge initial, etc.) alors que l'énergie et la puissance disponibles aux bornes du stockage font partie des critères d'optimisation du système en question.

Pour répondre à ces contraintes majeures, nous proposons, dans la suite de ce travail, une méthode d'évaluation directe de la quantité d'énergie disponible dans un accumulateur électrochimique basée sur une approche par *État d'énergie*.

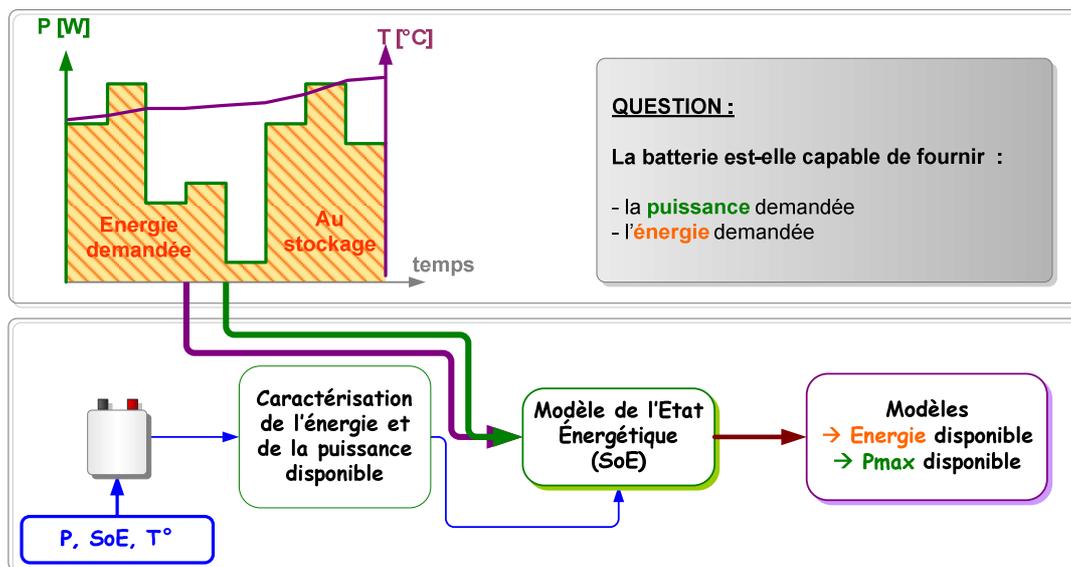


Figure 41. Principe de la modélisation par États d'énergie (SoE).

---

# Chapitre 3

## Méthode d'estimation par États d'Énergie

---

<b>A. Théorie d'estimation par État d'Énergie (SoE)</b>	<b>89</b>
<b>A.1 Vers une définition de l'État d'Énergie</b>	<b>89</b>
A.1.a.La notion d'État énergétique	89
A.1.b.Les paramètres qui influencent l'État énergétique	89
A.1.c.Les différents États énergétiques au cours d'un cycle élémentaire	90
<b>A.2 Le SoE, un estimateur de l'État énergétique</b>	<b>93</b>
A.2.a.Définition du SoE	93
A.2.b.Précision du SoE	95
A.2.c.Conditions d'utilisation du SoE	95
<b>A.3 Relation entre le SoE et les paramètres de décharge : fonction Énergie <math>\Phi</math></b>	<b>96</b>
<b>A.4 Relation entre le SoE et les paramètres de charge : fonction Taux de charge <math>\Psi</math></b>	<b>97</b>
A.4.a.Relation entre le SoE et Énergie chargée	97
A.4.b.Définition du Taux de charge	97
A.4.c.Relation entre le Taux de charge et le SoE	97
<b>B. Procédures de caractérisation pour la mise en œuvre de la théorie d'estimation par États d'énergie</b>	<b>100</b>
<b>B.1 Conventions</b>	<b>100</b>
<b>B.2 Caractérisation de la fonction Énergie <math>\Phi</math></b>	<b>101</b>
B.2.a.Détermination des paramètres nominaux	102
B.2.b.Détermination de l'Énergie nominale	103
B.2.c.Détermination des ensembles de départ	104
B.2.d.Caractérisation	104
<b>B.3 Caractérisation de la fonction Taux de charge <math>\Psi</math></b>	<b>105</b>
B.3.a.SoE et algorithmes de charge : une nécessaire adaptation	105
B.3.b.Convertir le paramètre de caractérisation en courant en paramètre de puissance	108
B.3.c.Détermination des paramètres nominaux et des ensembles de départ	109
B.3.d.Caractérisation	109
<b>C. Algorithmes de suivi du SoE</b>	<b>112</b>
<b>C.1 Algorithme de la fonction Énergie à iso-température <math>\Phi_{ T=cte}</math></b>	<b>112</b>

C.1.a.Présentation d'un cas d'étude	112
C.1.b.Paramétrisation du modèle de $\Phi_{ T=cte}$	113
C.1.c.Méthode de programmation	114
C.1.d.Exploitation-Interprétation du cas d'étude	115
<b>C.2 Algorithme de la fonction Énergie <math>\Phi</math> (complète)</b>	<b>116</b>
C.2.a.Présentation d'un cas d'étude	116
C.2.b.Paramétrisation de la fonction Énergie $\Phi$	117
C.2.c.Méthode de programmation	118
C.2.d.Exploitation-interprétation du cas d'étude	120
<b>C.3 Algorithme de la fonction Taux de charge <math>\Psi</math></b>	<b>120</b>
C.3.a.Paramétrisation	120
C.3.b.Méthode de programmation	121
C.3.c.Remarques: $\Psi$ ou $\Delta$ ?	122
C.3.d.Cas d'étude	122
<b>D. Conclusions : Algorithme global de suivi du SoE</b>	<b>124</b>

Les conclusions du chapitre 2 relèvent une inefficience des modèles de stockage au regard de la complexité et des contraintes liées à la conception et à la gestion de systèmes multi-sources d'énergie. En effet, les modèles de stockage capables de prendre en compte pas à pas l'ensemble des paramètres influençant la quantité d'énergie disponible et de fournir les informations requises pour la simulation d'un système multi-sources augmentent considérablement la complexité du problème et décourage le concepteur d'en faire l'usage. Néanmoins, s'abstenir de l'emploi de tels modèles engendre des approximations lourdes, voire des risques d'erreurs lors du dimensionnement du stockage et/ou pour sa gestion en temps réel. En effet, en dehors de ces modèles, on sait très peu prédire la quantité d'énergie disponible aux faibles états de charge et les puissances maximales que peut supporter le stockage. Une façon de s'en prémunir est alors de surdimensionner le dispositif de stockage et de l'utiliser sur des plages de puissances de décharge et d'état de charge étroites.

Tous les systèmes multi-sources qui intègrent un dispositif de stockage s'appuient sur une conception et une gestion à partir d'un contrôle en puissance et une régulation des flux d'énergie. Ce travail s'est donc orienté vers la définition et le développement d'un outil, simple d'intégration et capable de fournir l'information de l'État énergétique du stockage et ce à chaque pas de simulations/sollicitations d'un profil de puissance. Cet État énergétique exprime, à chaque pas, la quantité d'énergie disponible quelles que soient les conditions de charge/décharge du pas suivant. Dans cet objectif, nous proposons un nouvel indicateur, l'*état d'énergie* ou SoE dont la similitude avec le SoC doit davantage être vue en termes de dualité entre :

- d'une part, une représentation de l'accumulateur en tant que réservoir de charges auquel s'associent les notions de capacité, de courant et d'état de charge,
- et d'autre part, une représentation de l'accumulateur en tant que réservoir d'énergie auquel nous associons les notions d'énergie, de puissance et par suite, d'état d'énergie.

Nous commencerons ce chapitre par une étude d'un accumulateur d'un point de vue énergétique et séquentiel. Ceci nous amènera à préciser la notion d'État énergétique ainsi que les paramètres qui l'influencent. L'**État d'énergie (SoE)** sera alors défini et proposé comme **estimateur de l'État énergétique d'un accumulateur**. Nous décrirons les relations entre cet estimateur et l'énergie disponible dans différentes conditions d'utilisation de l'accumulateur.

Après cette première partie théorique, les **protocoles de caractérisation qui permettent de paramétrer cet estimateur seront détaillés**.

Enfin, **un algorithme a été conçu pour suivre l'État d'énergie tout au long d'un profil de cyclage de l'accumulateur. Cet algorithme prend en entrée la puissance demandée/fournie et la température ambiante et renvoie** à la fin de chaque pas la quantité d'énergie disponible pour les conditions de décharge du pas suivant. Nous verrons que, par construction même du SoE, l'algorithme peut fournir cette information pour les conditions

du pas suivant, ce qui en fait un outil prédictif utilisable pour la gestion en temps réel. Un algorithme étant souvent difficile à appréhender, nous nous appuyerons sur des exemples illustrés pour lesquels la véracité<sup>51</sup> des valeurs utilisées a moins d'importance que la compréhension de la méthode proposée.

Nous concluons ce chapitre par une **présentation synthétique de l'algorithme de suivi**.

---

<sup>51</sup> Si les valeurs utilisées ne sont pas vraies, elles ne sont pour autant pas irréalistes puisque proches des résultats expérimentaux qui seront présentés dans le chapitre 4

---

## A. THEORIE D'ESTIMATION PAR ÉTAT D'ÉNERGIE (SOE)

### A.1 VERS UNE DEFINITION DE L'ÉTAT D'ÉNERGIE

#### A.1.a. La notion d'État énergétique

Supposons que nous disposons d'un accumulateur électrochimique quelconque et que nous l'observons sous l'angle d'un système énergétique capable de recevoir et de fournir de l'énergie. Cet angle d'analyse pourrait être utilisé pour tout type de système comme par exemple les plantes qui utilisent la photosynthèse pour synthétiser de la matière organique en exploitant la lumière du soleil ou encore une turbine couplée à un alternateur qui utilise la force d'un fluide pour produire de l'électricité.

Le point de mire de notre analyse porte sur l'observation de l'énergie de nature électrique apportée à notre accumulateur et celle de nature électrique délivrée par ce même accumulateur. Il va sans dire que les processus intrinsèques à l'accumulateur peuvent aussi dissiper de l'énergie par échange de chaleur avec l'environnement.

En gardant à l'esprit ces informations d'ordre général, et somme toute communes à tout type de système, nous recherchons un estimateur de l'*État* énergétique d'un accumulateur. Par « *État* énergétique », on sous-entendra systématiquement « *État* de disponibilité énergétique électrique » car c'est, d'une part, l'énergie électrique qui nous intéresse et d'autre part, l'aptitude de l'accumulateur à répondre à une demande de puissance électrique dans le temps, i.e. sa disponibilité. Ainsi, le mot *État* écrit en italique représente l'information « vraie », que nous essayerons d'estimer via le critère d'État d'Énergie.

#### A.1.b. Les paramètres qui influencent l'État énergétique

L'énergie restante dans un accumulateur dépend des conditions de puissance de décharge, de température ambiante, et également des conditions de(s) charge(s) précédente(s) [Petkova03] [Zhang06] [Mingant08]. Ainsi, la connaissance de l'*État* énergétique d'un accumulateur est conditionnée à celle des paramètres antérieurs de charge et présents de décharge.

Considérons qu'un cycle élémentaire de l'accumulateur est constitué d'une charge puis d'une décharge. Nous verrons tout au long de ce chapitre pourquoi ce choix, loin d'être anodin, est essentiel pour la définition de l'État d'Énergie (SoE). Si l'assertion « une énergie n'est disponible dans un accumulateur qu'à l'issue d'une charge » est une tautologie, on retiendra néanmoins qu'omettre de tenir compte des conditions de cette charge lors d'un cycle élémentaire équivaut à ignorer une information essentielle pour l'estimation de l'*État* énergétique.

Une fois notre cycle élémentaire établi, on cherche à analyser les liens de causalité, entre les conditions de charge et décharge et l'*État* énergétique dans lequel se trouve notre accumulateur.

**A.1.c. Les différents États énergétiques au cours d'un cycle élémentaire**

L'approche bayésienne<sup>52</sup> [Naim04], bien que basée sur des notions probabilistes - mais une partie du fonctionnement des accumulateurs nous échappe encore aujourd'hui - permet de représenter les liens de causalité entre différents états d'un système donné et les variables qui l'influencent. On retiendra pour l'heure uniquement son approche d'analyse dans le but de déterminer les liens de causalité entre les paramètres de charge et décharge et l'État énergétique d'un accumulateur (cf. Figure 42).

Lors d'un cycle élémentaire, l'accumulateur part d'un État initial déchargé. A l'issue de la charge il est dans un État intermédiaire stocké. En fin de décharge il rejoint un État final déchargé. Le cas échéant, ces États peuvent correspondre à des États pleinement ou partiellement chargé ou déchargé. Ainsi l'accumulateur passe par différents États énergétiques sous la contrainte des paramètres de charge et décharge qui lui sont imposés.

---

<sup>52</sup> Les réseaux bayésiens sont des modèles probabilistes qui intègrent d'une part, les connaissances passées et d'autre part, des connaissances de diverses natures (observations, données provenant d'un retour d'expérience, jugement d'experts exprimés à travers des règles logiques, des équations ou des probabilités subjectives). Un problème ou une question est alors analysé de façon à mettre en évidence des « faits » représentés par des nœuds, qui ne sont autres que des variables aléatoires, et les relations de causalité/dépendance entre ces faits, représentés par des arcs. Généralement, les connaissances des experts servent à construire le réseau et à déterminer les liens de causalité entre les nœuds. L'utilisation d'un réseau bayésien repose sur la notion d'inférence ou propagation de l'information au sein du réseau, par des calculs de probabilités conditionnelles. Le problème étant bien défini et le réseau construit, le modèle doit être alimenté par une table de probabilités a priori, dite encore table de probabilités marginales notée  $P(X)$  associé au nœud X et une table de probabilités conditionnelles, notée  $P(Y|X)$ , attachée au nœud Y dont le parent est X. Cette seconde table définit la distribution de probabilité sur les états de Y sachant X

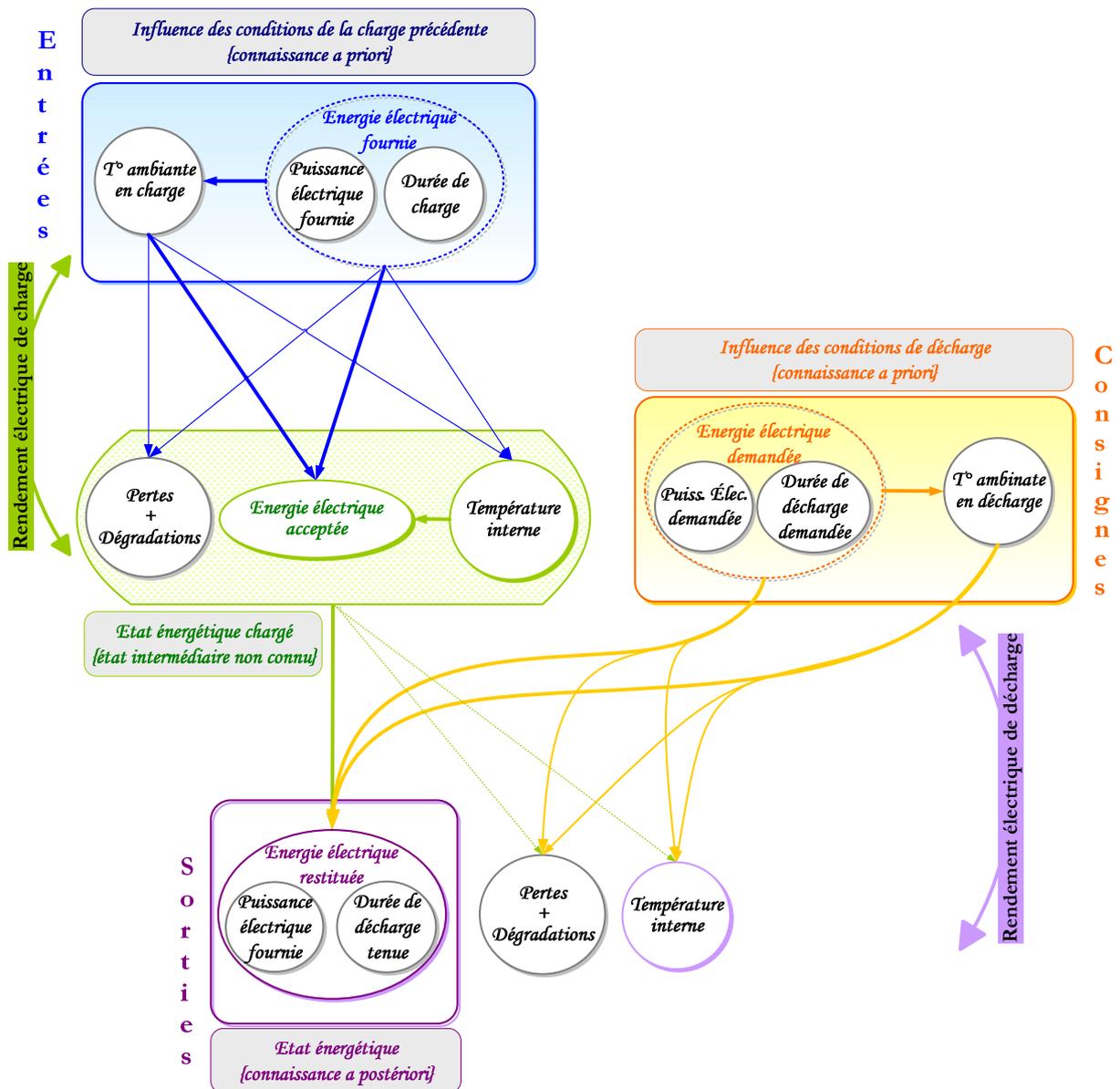


Figure 42. Représentation du stockage électrochimique décrivant les liens de causalité entre les paramètres de charge et de décharge (cadres rectangulaires bleu et orange) et l'État énergétique de l'accumulateur (cadre violet). Du fait des liens de causalité et des connaissances a priori sur les paramètres de charge et de décharge et a posteriori sur l'État énergétique de l'accumulateur, il est possible de remonter vers l'État énergétique intermédiaire de l'accumulateur (cadre vert arrondi).

### De l'État déchargé vers l'État stocké

La température ambiante, la puissance de charge et la durée pendant laquelle cette puissance est appliquée, constituent le vecteur des paramètres de charge (noeud en bleu). Chacun des paramètres de ce vecteur influence sur les processus de charge (arcs orientés bleus).

Lors de la charge, en l'absence de régulation thermique, la température ambiante de la batterie est influencée par la puissance et la durée de la charge. L'*État* énergétique stocké à l'issue de la charge est représenté sur cette figure par le nœud vert. Pour cet *État* intermédiaire, la quantité d'énergie électrique stockée s'accompagne de pertes et d'une variation de la température interne de la batterie, laquelle influe lors du processus de charge sur la quantité d'énergie électrique finale stockée. Ainsi, **la charge est un processus qui, comme tout processus de conversion d'énergie, est affectée d'un rendement de conversion défini par le rapport entre l'énergie stockée et l'énergie injectée**<sup>53</sup>.

#### De l'*État* stocké vers l'*État* déchargé

De façon similaire, la température ambiante, la puissance de décharge, et la durée de la décharge constituent le vecteur des paramètres de décharge (nœud orange). En partant d'un *État* stocké, l'accumulateur rejoint l'*État* énergétique final (le nœud violet) sous l'influence des paramètres de décharge. L'énergie électrique récupérée s'est accompagnée d'une accumulation de température, de pertes et de dégradations de l'accumulateur. Ici encore, **la décharge est un processus affecté d'un rendement de conversion défini par le rapport entre l'énergie restituée et l'énergie stockée**.

#### Synthèse du cycle élémentaire complet

La Figure 43 présente un cycle complet avec les deux transformations correspondant aux processus de charge  $\{\mathcal{H}_{cf}\}$  et décharge  $\{\mathcal{H}_{dc}\}$  ainsi que l'*État* intermédiaire par lequel passe nécessairement le système stockage. En définitive, **l'énergie électrique récupérée et mesurée lors d'une décharge peut s'exprimer en fonction de l'*État* énergétique initial et des vecteurs des paramètres de charge et décharge**.

---

<sup>53</sup> A noter que les énergies stockée et celle injectée n'étant pas de même nature (chimique pour la première et électrique pour la seconde), l'expression de ce rendement nécessiterait une description microscopique du comportement de la batterie grâce à des modèles physico-chimiques.

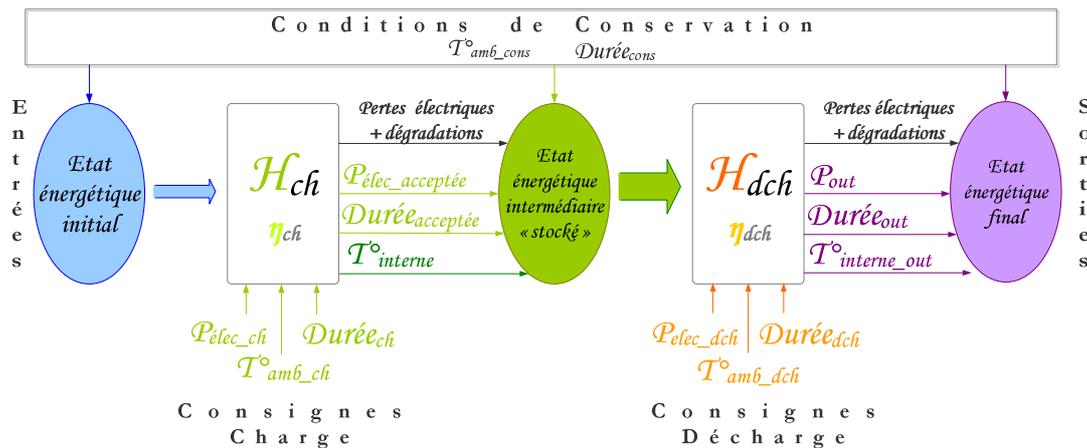


Figure 43. Représentation par bloc diagramme du système « stockage électrochimique ». Les deux transformations correspondant aux processus de charge/décharge possèdent chacune un coefficient d'efficacité ou un rendement électrique.

### Que sait-on sur les paramètres de charge et l'État énergétique initial ?

Les paramètres de charge et décharge sont aisément accessibles *a priori*. En effet, ce sont des paramètres qui sont, soit imposés à l'accumulateur (puissance, durée), soit mesurables (température). Dans le premier cas, nous dirons que nous en avons une connaissance active et dans le second, passive<sup>54</sup>.

L'État énergétique initial d'un accumulateur est difficilement appréhendable *a priori*. Néanmoins, une décharge permet de l'estimer *a posteriori*. La problématique consiste à :

- mesurer de façon reproductible des États énergétiques stabilisés qui serviront de référence afin de connaître tous les États énergétiques initiaux.
- quantifier l'évolution d'un État énergétique initial en fonction des paramètres de charge ou de décharge

## A.2 LE SOE, UN ESTIMATEUR DE L'ÉTAT ENERGETIQUE

### A.2.a. Définition du SoE

Dans l'optique de comparer les États énergétiques d'un accumulateur, il est nécessaire de définir un État de référence. On entend par cela, définir des paramètres de charge de référence pour lesquels on maximise l'énergie stockée (meilleur rendement de charge) et on mesure une stabilité de l'État énergétique plein de l'accumulateur<sup>55</sup> (hors vieillissement). Cet État énergétique plein sera qualifié d'État Énergétique Nominal. Les paramètres de charge de référence utilisés pour l'atteindre seront représentés par un vecteur noté  $X_{nom}$ .

<sup>54</sup> Cas où nous sommes dans l'incapacité d'imposer le paramètre mais où les mesures de son évolution sont suffisamment fréquentes pour négliger l'effet d'une variation du paramètre sur l'état énergétique de l'accumulateur.

Une décharge complète permet d'estimer l'*État Énergétique Nominal*. Néanmoins la quantité d'énergie électrique mesurée durant cette décharge dépend des paramètres de décharge. Pour estimer au mieux l'*État Énergétique Nominal*, il faut, comme précédemment, déterminer les paramètres de décharge qui maximisent l'énergie électrique restituée et permettent une reproductibilité de cette mesure. Le vecteur des paramètres de décharge de référence sera noté  $Y_{nom}$ . L'énergie restituée par l'accumulateur dans les conditions nominales de charge et de décharge sera définie comme l'*Énergie nominale* de l'accumulateur et noté  $E^{Y_{nom}|X_{nom}}$  ou plus simplement  $E^{nom}$  (schéma de gauche de la Figure 44).

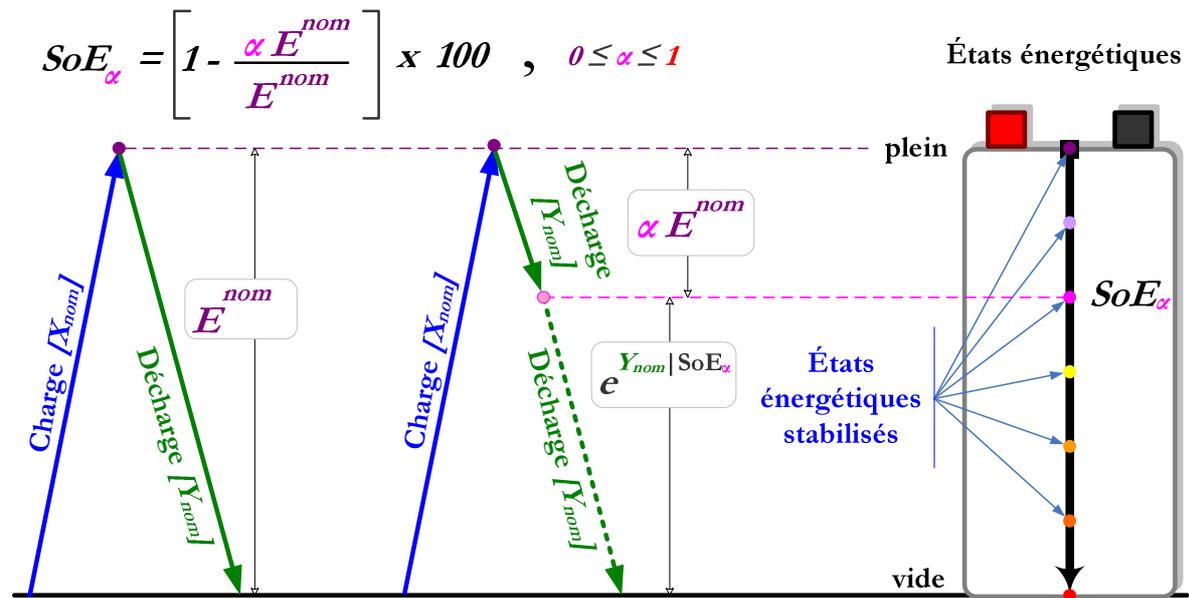


Figure 44. Définition du SoE

Supposons que l'on cherche à atteindre un autre *État* énergétique de l'accumulateur et ce de façon reproductible (schéma central de la Figure 44). Pour cela, depuis l'*État Énergétique Nominal*, on décharge l'accumulateur dans les conditions de référence  $Y_{nom}$  d'une quantité d'énergie  $\alpha E^{nom}$  avec  $0 \leq \alpha \leq 1$

On définit l'*État* d'énergie  $\alpha$  ou  $SoE_{\alpha}$  (pour *State of Energy*) par :

$$SoE_{\alpha} [\%] = \left[ 1 - \frac{\alpha E^{nom}}{E^{nom}} \right] \times 100 \quad (15)$$

<sup>55</sup> Même face à de légères variations des paramètres de charge ou de décharge qui pourraient être dues à une imprécision des appareils de régulation et de mesure.

$SoE_\alpha$  peut alors être vu comme un estimateur de l'État énergétique de l'accumulateur. Ce dernier est estimé vide lorsque  $\alpha$  est égale à 1 ( $SoE_\alpha = 100\%$ ) et plein lorsque  $\alpha$  est nul ( $SoE_\alpha = 100\%$ ).

Partant de cet État d'énergie  $SoE_\alpha$ , l'énergie disponible (mesurée) dans des conditions de décharge de référence  $Y_{nom}$  est notée  $e^{Y_{nom}|SoE_\alpha}$ .

### A.2.b. Précision du SoE

L'erreur  $\varepsilon_\alpha$  commise par cet estimateur dépend des paramètres de charge et de décharge de référence choisis. Elle est évaluée en comparant le  $SoE_\alpha$  estimé au  $SoE_\alpha^r$  réel :

$$SoE_\alpha^r = \frac{e^{Y_{nom}|SoE_\alpha}}{E^{nom}} \quad (16)$$

$$\varepsilon_\alpha = SoE_\alpha^r - SoE_\alpha \quad (17)$$

La précision  $\delta_\alpha$  de cet estimateur est alors :

$$\delta_\alpha = \left[ \frac{SoE_\alpha^r - SoE_\alpha}{SoE_\alpha^r} \right] \times 100 \quad (18)$$

### A.2.c. Conditions d'utilisation du SoE

Le SoE n'est utilisable *stricto sensu* que si sa précision  $\delta_\alpha$  est de 1, autrement dit :

$$\forall \alpha, \quad e^{Y_{nom}|SoE_\alpha} = (1 - \alpha)E^{nom} \quad (19)$$

L'égalité au sens strict étant difficilement atteignable, puisque les grandeurs de part et d'autre de l'égalité sont des grandeurs mesurées, on approche cette condition en jouant sur les paramètres de charge et de décharge  $X_{nom}$  et  $Y_{nom}$  de telle sorte que :

$\forall \alpha, \quad \delta_\alpha < \delta_0$  où  $\delta_0$  est une valeur seuil choisie en fonction de la précision voulue pour l'application et des caractéristiques de la technologie.

A.3 RELATION ENTRE LE SOE ET LES PARAMETRES DE DECHARGE : FONCTION ÉNERGIE  $\Phi$

Pour un  $SoE_\alpha$  donné, on peut mesurer l'énergie disponible pour n'importe quel paramètre de décharge  $Y \neq Y_{nom}$ . L'énergie mesurée dans ces conditions (cf. schéma de droite de la Figure 45) est alors notée  $e^{Y|SoE_\alpha}$ .

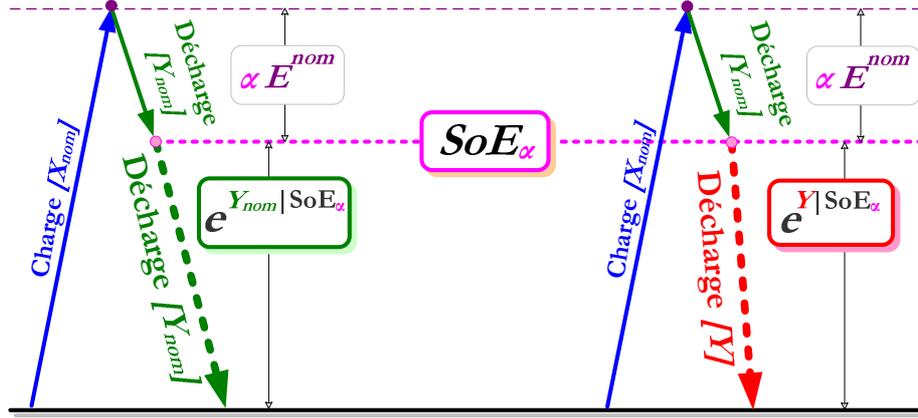


Figure 45. Relation entre le SoE, les paramètres de charge et l'énergie disponible

Il n'y a pas nécessairement de relation directe et évidente entre  $e^{Y_{nom}|SoE_\alpha}$  et  $e^{Y|SoE_\alpha}$  ou entre  $e^{Y|SoE_\alpha}$  et  $E^{nom}$ . Une série de mesure de  $e^{Y|SoE_\alpha}$  pour différentes valeurs de  $Y$  permet d'établir un modèle de l'énergie disponible en fonction de  $Y$  et de  $SoE_\alpha$  i.e. de trouver une fonction  $\Phi$  telle que :

$$\Phi : \mathbf{R} \times \mathbf{R}^2 \longrightarrow \mathbf{R} \tag{20}$$

$$\{SoE_\alpha, Y\} \mapsto e^{Y|SoE_\alpha}$$

Où :  $Y = \begin{bmatrix} P_d \\ T^\circ \end{bmatrix}$  est le vecteur des paramètres de décharge.

A.4 RELATION ENTRE LE SoE ET LES PARAMETRES DE CHARGE : FONCTION TAUX DE CHARGE  $\Psi$

A.4.a. Relation entre le SoE et Énergie chargée

La quantité d'énergie que peut accepter un accumulateur dépend de son *État Énergétique* initial, c'est-à-dire de son  $SoE_\alpha$  initial, et des paramètres de charge  $X$ . Cette quantité est définie pour le paramètre de charge  $X$  et sera notée  $a^{X|SoE_\alpha}$ . Pour les conditions nominales de charge, on adopte les notations  $a^{X_{nom}|SoE_\alpha}$  et  $A^{nom}$ .

Si  $\alpha = 1$ , i.e.  $SoE_\alpha = 0$  (accumulateur vide), alors  $a^{X|SoE_\alpha}$  correspond à la quantité maximale d'énergie que peut accepter l'accumulateur dans les conditions de charge  $X$ . Cette quantité maximale sera notée  $A^X$ .

La fonction  $\Delta$  décrit la quantité d'énergie chargée en fonction de l'état d'énergie initiale  $SoE_\alpha$  et des paramètres de charge  $X$ .

$$\begin{aligned} \Delta : \mathbf{R} \times \mathbf{R}^2 &\longrightarrow \mathbf{R} \\ \{SoE_\alpha, X\} &\mapsto a^{X|SoE_\alpha} \end{aligned} \quad (21)$$

Où :  $X = \begin{bmatrix} P_C \\ T^\circ \end{bmatrix}$  est le vecteur des paramètres de charge.

A.4.b. Définition du Taux de charge

Le taux de charge  $\tau^{X|SoE_\alpha}$  est le rapport entre l'énergie chargée dans les conditions  $X$  partant de  $SoE_\alpha$  et l'énergie chargée dans les conditions de charge nominale  $X_{nom}$  partant de  $SoE_\alpha$  :

$$\tau^{X|SoE_\alpha} = \frac{a^{X|SoE_\alpha}}{A^{nom}} \times 100 \quad (22)$$

Si  $\alpha = 1$ ,  $\tau^{X|SoE_\alpha} = \frac{A^X}{A^{nom}} \times 100 = T^X$  est le rapport entre l'énergie maximale que peut accepter l'accumulateur dans les conditions  $X$  et l'énergie maximale qu'il peut accepter dans les conditions nominales  $X_{nom}$ .

A.4.c. Relation entre le Taux de charge et le SoE

On cherche la relation qui lie le taux de charge  $\tau^{X|SoE_\alpha}$  à l'État d'énergie  $SoE_\alpha$  pour des paramètres de charge  $X$  donnés.

Sur la Figure 46, on schématise par des flèches ascendantes des charges sous différents paramètres de charge  $X$  partant d'un  $SoE_\alpha = 0$  et d'un  $SoE_\alpha = 40\%$ . Un des paramètres de charge est le  $X_{nom}$  (flèche bleue). Les taux de charge  $\tau^{X|SoE_\alpha}$  correspondants sont indiqués sur l'axe des ordonnées de gauche.

Des décharges dans les conditions de référence  $Y_{nom}$  effectuées consécutivement à chacune de ces charges (flèches vertes), permettent, en mesurant l'énergie restituée, d'estimer *a posteriori* l'État d'énergie  $SoE_\beta$  dans lequel était l'accumulateur avant la décharge par le rapport :

$$SoE_\beta = \frac{e^{Y_{nom}|SoE_\beta}}{E^{nom}} \quad (23)$$

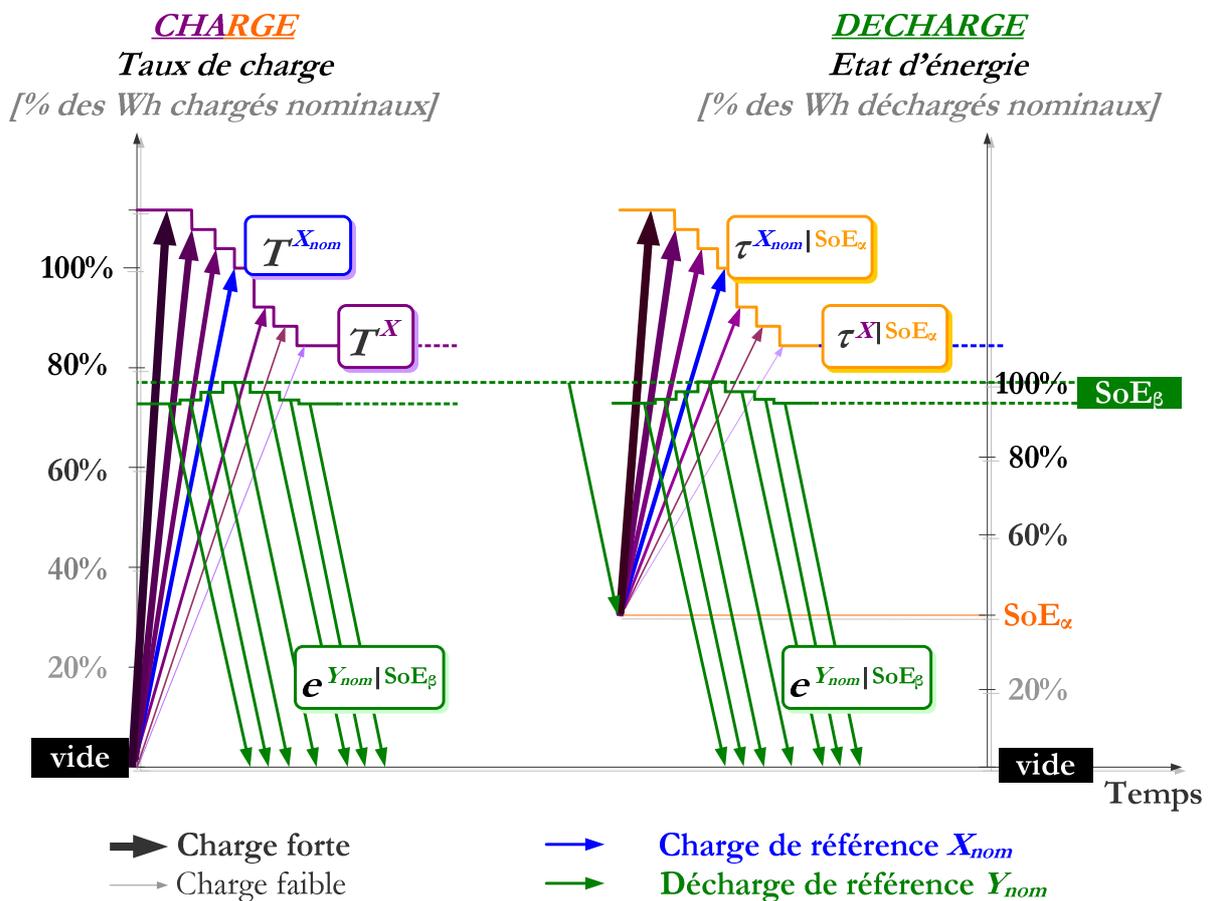


Figure 46. Relation entre le Taux de charge et l'État d'énergie

Une série de mesure pour différentes valeurs de  $X$  et  $SoE_\alpha$  permet d'établir :

- Un modèle du taux de charge, autrement dit, de la quantité maximale d'énergie que peut accepter un accumulateur dans des conditions de charge  $X$  en partant d'un  $SoE_\alpha$  donné :

$$\Psi : \mathbf{R} \times \mathbf{R}^2 \longrightarrow \mathbf{R} \quad (24)$$

$$\{SoE_\alpha, X\} \mapsto \tau^{X|SoE_\alpha}$$

Où :  $X = \begin{bmatrix} P_c \\ T_c \circ \end{bmatrix}$  est le vecteur des paramètres de charge.

- Une estimation de  $SoE_\beta$ , l'État d'énergie consécutif à une charge, en fonction des paramètres de la charge précédente  $X$  et de l'État d'énergie initial de la charge précédente  $SoE_\alpha$  :

$$\Psi^{-1} : \mathbf{R} \times \mathbf{R}^2 \longrightarrow \mathbf{R} \quad (25)$$

$$\{\tau^{X|SoE_\beta}, X\} \mapsto SoE_\beta$$

Où :  $X = \begin{bmatrix} P_c \\ T_c \circ \end{bmatrix}$  est le vecteur des paramètres de charge.

### Cas particuliers

Si  $\forall \{SoE_\alpha, X\}, e^{Y_{nom}|SoE_\beta} = E^{nom}$ , on dit que l'efficacité de la charge est constante quelles que soient les conditions de charge. Cette efficacité peut être partiellement constante pour l'un des paramètres qui compose le vecteur  $X$ . Une efficacité partiellement constante en fonction du régime de charge n'est pas rare dans le cas des accumulateurs lithium-ion. Cette propriété, quand elle est observée, permet de simplifier les modèles et les algorithmes de suivi de l'État d'énergie en charge. *Se référer à l'annexe 2-A qui présente une analyse des « Notions de rendements et d'efficacité ».*

## **B. PROCEDURES DE CARACTERISATION POUR LA MISE EN ŒUVRE DE LA THEORIE D'ESTIMATION PAR ÉTATS D'ÉNERGIE**

L'estimation par états d'énergie (SoE) nécessite une première phase expérimentale qui consiste à évaluer, à partir de tests de caractérisation, les performances en puissance et en énergie de la batterie pour différentes valeurs des paramètres de charge et décharge. Cette caractérisation est ensuite mise en œuvre afin de définir et paramétrer des modèles de suivi du SoE en charge et en décharge. Ces modèles permettent *in fine* de prévoir le comportement de l'accumulateur dans diverses conditions de sollicitations à des fins de dimensionnement ou de gestion en temps réel.

Les protocoles décrits dans la suite ont pour but de déterminer les fonctions :

$$\Phi : \mathbf{R} \times \mathbf{R}^2 \longrightarrow \mathbf{R}$$

$$\{SoE_\alpha, Y\} \mapsto e^{Y|SoE_\alpha}$$

$$\Psi : \mathbf{R} \times \mathbf{R}^2 \longrightarrow \mathbf{R}$$

$$\{SoE_\alpha, X\} \mapsto \tau^{X|SoE_\alpha}$$

### ***Fonction Énergie***

(Correspond à l'énergie disponible en fonction du  $SoE_\alpha$   
initial et de  $Y$ )

### ***Fonction Taux de charge***<sup>56</sup>

(Correspond au rapport entre l'énergie chargée dans les  
conditions  $X$  et l'énergie chargée dans les conditions  $X_{nom}$   
en fonction du  $SoE_\alpha$  initial et de  $X$ )

Avec :

$$X = \begin{bmatrix} P_c \\ T_c \circ \end{bmatrix}$$

vecteurs des paramètres de charge

$$Y = \begin{bmatrix} P_d \\ T_d \circ \end{bmatrix}$$

vecteurs des paramètres de décharge

### B.1 CONVENTIONS

Les procédures de caractérisations sont basées sur les conventions suivantes :

---

<sup>56</sup> La fonction taux de charge évalue une efficacité de charge mesurée en rapport avec la quantité d'énergie chargée dans les conditions nominales de charge (cf. annexe 2-A.3.b « Efficacité de charge »)

### État énergétique plein.

C'est un *État* intermédiaire stocké. Son estimation doit être faite après stabilisation. Il est obtenu suite à une charge dans les conditions nominales à température ambiante suivie d'une période de relaxation d'au moins une heure afin d'achever l'ensemble des processus de diffusion. Son *état d'énergie* (SoE) est égal à 100% ou 1.

### État énergétique vide.

C'est un *État* énergétique en deçà duquel l'énergie restituable est négligeable devant le risque de dégradation de la batterie. Cet *État* est atteint lorsque la tension de la batterie atteint une valeur seuil, généralement fournie par le fabricant. Il arrive que cette valeur seuil puisse varier en fonction du régime de décharge imposé. Pour simplifier, nous admettons ici que l'*État énergétique vide* est atteint lorsque le seuil bas de tension fixé est atteint, qu'il dépende de la puissance et/ou de la température ou non. Par convention, son *état d'énergie* est égal à 0% ou 0.

## B.2 CARACTERISATION DE LA FONCTION ÉNERGIE $\Phi$

Les 4 grandes étapes de la caractérisation de la fonction  $\Phi$  sont résumées par la Figure 47 et détaillées dans les sous-sections suivantes.

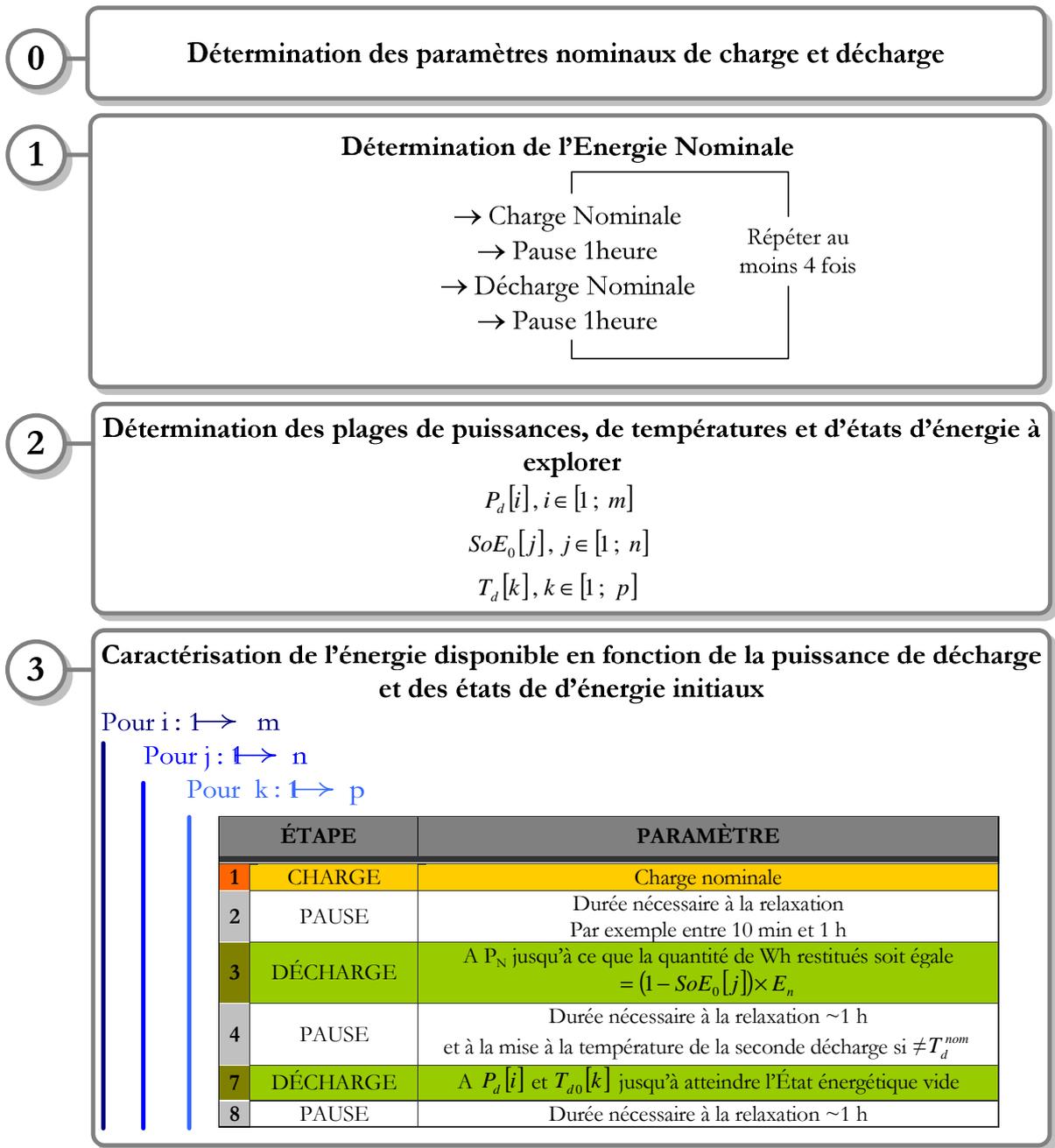


Figure 47. Procédure de caractérisation de l'énergie disponible en fonction de la puissance de décharge  $P_d[i]$ , de l'État d'énergie initial  $SoE_0[j]$  et de la température ambiante initiale  $T_{d0}[k]$ .

**B.2.a. Détermination des paramètres nominaux**

On détermine tout d'abord les paramètres nominaux de charge et de décharge qui serviront de référence à cette procédure de caractérisation. On peut dans un premier temps se référer aux recommandations fournies par le constructeur puis affiner ces paramètres si besoin.

**Charge Nominale.**

C'est celle dont les paramètres (régime, température), d'une part, maximisent l'énergie restituée par l'accumulateur et d'autre part, permettent une reproductibilité de la valeur de l'énergie restituée. En pratique, les paramètres de charge recommandés par le fabricant de l'accumulateur sont, la plupart du temps, appropriés.

**Décharge Nominale.**

A l'image de la charge nominale, c'est celle dont les paramètres maximisent l'énergie restituée (puissance et température de décharge) et permettent une reproductibilité de la valeur de l'énergie restituée. La puissance de la *décharge nominale* dépend de la technologie de la batterie et éventuellement des contraintes spécifiques de l'application. Son choix est primordial car il est à la base de la construction de l'estimateur SoE. Il est utilisé tout au long des tests de caractérisation pour passer d'un *État* énergétique donné (affecté d'un  $SoE_{\alpha_1}$ ) à un *État* énergétique inférieur (affecté d'un  $SoE_{\alpha_2}$ ). La valeur de la puissance de décharge nominale doit :

- être choisie dans la gamme des puissances de décharge recommandée par le fabricant à température ambiante de 25°C ;
- permettre de retrouver les quasi-mêmes valeurs d'énergie restituée à l'issue d'une *charge nominale* pour plusieurs tests consécutifs

**B.2.b. Détermination de l'Énergie nominale**

Partant d'un *État énergétique plein* obtenu après une *charge nominale*, elle définit l'énergie restituée suite à une *décharge nominale*. C'est l'énergie de référence qui servira de base à la construction de l'estimation par États d'énergie (SoE).

L'*énergie nominale* de l'accumulateur est déterminée en effectuant des cycles élémentaires de charge et décharge avec les paramètres de référence.

Entre chaque charge et chaque décharge on procède à une pause d'une heure. En réalité, ce temps de relaxation nécessaire à une stabilisation de l'*État* de l'accumulateur dépend de la technologie de stockage. Il peut être d'une heure pour les batteries lithium-ion jusqu'à plusieurs heures pour les batteries plomb-acide. Pratiquement, il est défini de telle sorte que l'évolution des processus de diffusion soit considérée comme négligeable.

Pour une batterie neuve ou ayant été préalablement inutilisée, il est nécessaire de faire quelques cycles dits de rodage afin que les performances de l'accumulateur se stabilisent. On répète donc au moins 4 fois l'opération

[charge nominale|Pause|décharge nominale]. La dernière valeur d'énergie déchargée mesurée correspond à l'Énergie nominale.

### **B.2.c. Détermination des ensembles de départ**

On détermine l'ensemble des  $Y = \begin{bmatrix} P_d \\ T_d \end{bmatrix}$  et  $SoE_\alpha$  de la fonction  $\Phi$ .

C'est-à-dire les puissances de décharge  $P_d [i]$ ,  $i \in [1, m]$ , les températures ambiantes  $T_d [k]$ ,  $k \in [1, p]$  et les états d'énergie initiaux  $SoE_0 [j]$ ,  $j \in [1, n]$  que l'on souhaite explorer. On privilégiera un quadrillage fin dans les zones extrêmes des plages de puissance et de température recommandées par le constructeur qui sont généralement des domaines de non-linéarité.

### **B.2.d. Caractérisation**

Enfin on procède à la caractérisation qui amènera à réaliser  $m \times n \times p$  tests, d'où l'avantage de mettre à profit les connaissances sur les domaines de linéarité de l'accumulateur afin de réduire le nombre de tests et, le cas échéant, d'affiner le quadrillage sur les domaines de non linéarité.

### **Surface d'énergie à la température nominale**

On commence par faire varier la puissance de décharge et l'État d'énergie en conservant la température nominale de façon à obtenir un quadrillage de la « surface d'énergie à la température nominale » .

Les schémas (a) et (b) de la Figure 48-a) présentent des exemples de la procédure qui consiste à mesurer

respectivement  $e^{\begin{bmatrix} P_d^{nom} \\ 25^\circ C \end{bmatrix}}_{SoE\alpha=80\%}$  et  $e^{\begin{bmatrix} P_d \\ 25^\circ C \end{bmatrix}}_{SoE\alpha=80\%}$  .

En comparant l'énergie mesurée  $e^{\begin{bmatrix} P_d^{nom} \\ 25^\circ C \end{bmatrix}}_{SoE\alpha=80\%}$  à  $(1 - \alpha)E^{nom}$ , on vérifie que les paramètres nominaux de charge et décharge choisis vérifient la condition d'utilisation de l'estimateur (cf. A.2.c. Conditions d'utilisation du SoE).

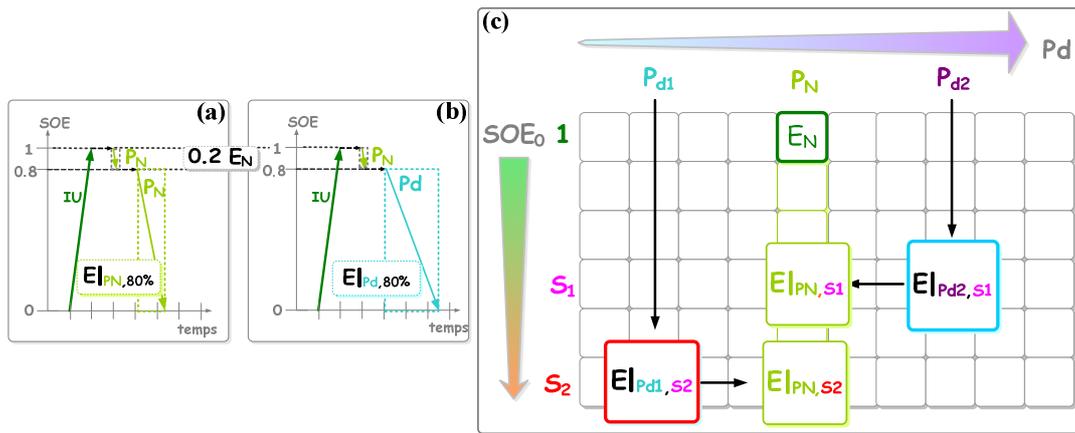


Figure 48. Procédure pour déterminer  $e|_{PN,80\%}$  (a) et  $e|_{Pd,80\%}$  (b) à 25°C. (c) Quadrillage représentant la base de données des énergies disponibles pour différentes puissances de décharge et partant de différents états d'énergie initiaux à 25°C.

### Surface d'énergie à une température quelconque

Le protocole est similaire à celui mis en œuvre dans les deux procédures précédentes, à l'exception près que seule la seconde décharge sera effectuée à la température voulue du test. Il est important, pour se ramener à des *États d'énergie* comparables, que la batterie atteigne un *État* énergétique plein suite à une *charge nominale* (i.e. avec une température de charge initiale à 25°C) et que la décharge vers le  $SoE_\alpha$  se fasse dans les mêmes conditions que celles des tests précédents (i.e. en suivant les paramètres d'une *décharge nominale*). On notera que la mise à la température voulue pour la seconde décharge peut durer plusieurs heures car un temps d'attente est nécessaire pour obtenir une température homogène de la batterie.. L'énergie restituée durant le second test

correspond à  $e = \left[ \begin{matrix} P_d \\ T_d \neq T_{nom} \end{matrix} \right]_{SoE_\alpha}$

En ajoutant ce troisième paramètre (température), les résultats de ce protocole peuvent être représentés sous forme d'un volume intersecté par les surfaces correspondant aux résultats obtenus pour chaque température. L'ensemble des énergies  $e^{Y|_{SoE_\alpha}}$  mesurées à  $\{SoE_\alpha, Y\}$  donnés permet de paramétrer la fonction  $\Phi$  qui servira de modèle pour le suivi de l'énergie disponible tout au long d'un profil de décharge variable.

## B.3 CARACTERISATION DE LA FONCTION TAUX DE CHARGE $\Psi$

### B.3.a. SoE et algorithmes de charge : une nécessaire adaptation

Les algorithmes de charge peuvent être très différents d'une technologie de stockage à l'autre [Lemaire09], et se basent principalement sur un contrôle de la tension et/ou du courant et très rarement sur la puissance. La

méthodologie de caractérisation en puissance utilisée pour la décharge n'est donc pas transposable directement pour la charge.

### Problématique

Le régime de charge, un courant, est l'élément prépondérant pour la conception des algorithmes de charge. Pour la plupart d'entre eux, le courant injecté dans la batterie n'est pas constant sur toute la durée de la charge, exception faite pour la charge des batteries NiMH. Pour tenir compte de l'État de Charge (SoC) de la batterie et éviter une dégradation de l'électrolyte due à de fortes élévations de la tension et de la température, les algorithmes sont conçus de telle sorte que le courant injecté diminue en fin de charge. Dans le cas des batteries au plomb-acide à électrolyte liquide, on procède souvent, à l'issue de la charge, à une légère surcharge à courant constant dont on sait que l'énergie injectée ne sera pas restituée mais participera à des réactions secondaires dont l'effet « déstratifiant » est bénéfique pour la durée de vie de la batterie. Ainsi, pour la majeure partie des cas rencontrés, il n'est pas reconnu qu'un courant constant ou une puissance constante durant toute la charge soit capable d'amener l'accumulateur d'un État énergétique vide vers un État énergétique plein dans un temps raisonnable. Si en décharge nous pouvons imposer une valeur de puissance fixe pour passer de l'État énergétique plein à l'État énergétique vide, il nous manque en revanche la connaissance d'algorithmes de charge à puissance contrôlée (et non en courant et/ou tension) capables d'amener la batterie d'un État énergétique vide à un État énergétique plein.

### Le courant comme paramètre de caractérisation

La Figure 49 (page 107) présente l'évolution du courant et de la puissance injectés en fonction de taux d'avancement de la charge en %Ah et %Wh chargés pour trois des principaux algorithmes de charge communément appelés *I* (ou *CC* pour *Constant Current*), *IU* (ou *CC-CV* pour *Constant Current-Constant Voltage*) et *IUi*, utilisés respectivement pour la charge des batteries NiMH, Lithium Ion et plomb à électrolyte liquide.

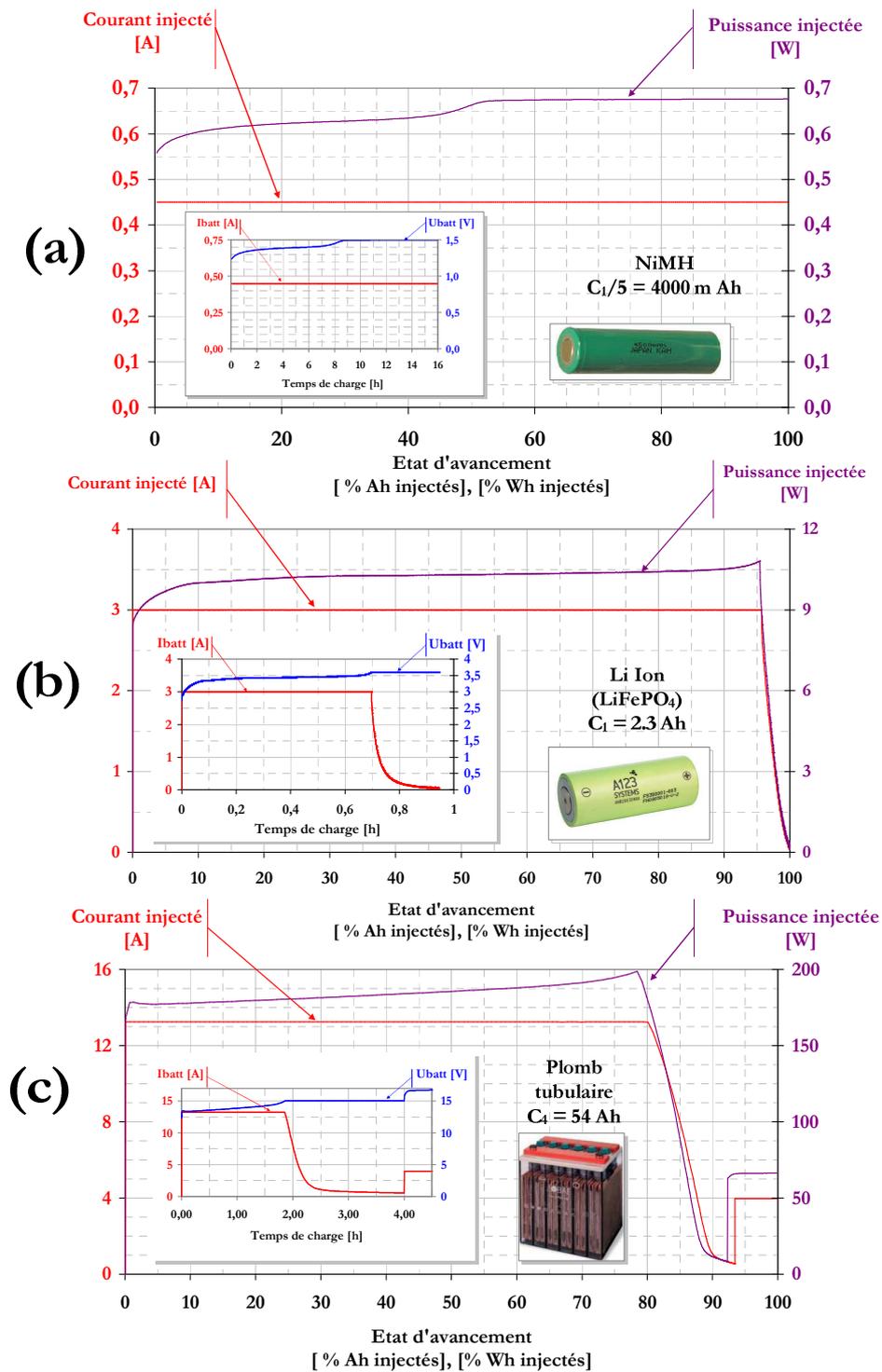


Figure 49. Trois des principaux algorithmes de charge utilisés sur trois technologies clés : (a) Ni-MH, (b) Li-Ion type LiFePO<sub>4</sub> et (c) Plomb tubulaire à électrolyte liquide. Les graphiques internes présentent le courant et la tension de l'accumulateur en fonction du temps de charge. Les graphiques externes présentent le courant et la puissance injectés dans l'accumulateur en fonction des taux d'avancement faradique et énergétique de la charge exprimés ici respectivement en % des Ah chargés et en % des Wh chargés.

**Une nécessaire conversion du paramétrage en courant au paramétrage en puissance**

Face au constat que dans la pratique, les algorithmes reconnus pour leur efficacité de charge sont commandés en courant, le protocole de caractérisation de la fonction  $\Psi$  et doit également être réalisé en courant,

i.e. par des paramètres de charge  $X_I = \begin{bmatrix} I_C \\ T_C \circ \end{bmatrix}$  où  $I_C$  est le courant imposé durant la première phase à courant constant d'un algorithme de charge.

Pour suivre un profil de puissance, l'algorithme de suivi du *SoE* devra convertir la puissance de charge imposée par le profil en courant de charge équivalent. C'est-à-dire qu'il faut trouver l'équivalence entre une entrée

de type  $X_I = \begin{bmatrix} I_C \\ T_C \circ \end{bmatrix}$  et une entrée de type  $X_P = \begin{bmatrix} P_C \\ T_C \circ \end{bmatrix}$ .

**B.3.b. Convertir le paramètre de caractérisation en courant en paramètre de puissance**

**Équivalence entre courant constant de phase I et puissance moyenne de phase I**

Comme  $I_C$  est le courant imposé pendant la première phase à courant constant d'un algorithme de charge, alors la puissance  $P_C$  qui lui correspond est la puissance moyenne de charge pendant cette première phase à courant constant :

$$P_C = \frac{\int_0^{t_I} p(t) dt}{t_I} = \frac{\int_0^{t_I} u(t) dt}{t_I} I_C \quad (26)$$

Où :  $t_I$  est le temps de fin de la première phase I à courant constant

Comme  $P_C$  est calculable à l'aide des fichiers de mesure des tests expérimentaux,  $I_C$  est la valeur imposée pour les tests alors :

$$\forall X_I = \left\{ \begin{bmatrix} I_C \\ T_C \circ \end{bmatrix}, SoE_\alpha \right\} \quad \exists \gamma \in \mathbf{R}, \quad P_C = \gamma I_C \quad (27)$$

Où :

$$\gamma = \frac{\int_0^{t_I} u(t) dt}{t_I}$$

### Fonction de conversion

On note  $\Gamma$  la fonction des coefficients  $\gamma$  de conversion entre les paramètres de charge en courant et les paramètres de charge en puissance :

$$\Gamma : \mathbf{R} \times \mathbf{R}^2 \longrightarrow \mathbf{R} \quad \text{Fonction des coefficients de conversion} \quad (28)$$

$$\left\{ SoE_\alpha, X_I = \begin{bmatrix} I_C \\ T_C^\circ \end{bmatrix} \right\} \mapsto \gamma$$

Pour les accumulateurs Lithium-Ion, cette fonction est constante à iso-température, c'est à dire que pour une température donnée,  $\Gamma$  ne dépend pas de  $SoE_\alpha$  et du régime de charge  $I_C$ . Dans ces cas, la fonction  $\Gamma$  peut être réduite à  $\Gamma_r$  :

$$\Gamma_r : \mathbf{R} \longrightarrow \mathbf{R} \quad \text{Fonction des coefficients de conversion réduite} \quad (29)$$

$$T_C^\circ \mapsto \gamma$$

#### B.3.c. Détermination des paramètres nominaux et des ensembles de départ

Les paramètres nominaux de charge sont ceux qui ont servi à la caractérisation de la fonction  $\Phi$ , autrement dit, les paramètres de la *charge nominale*. La quantité  $A^{nom}$  d'énergie injectée dans les conditions de la charge nominale  $X_{nom}$  a déjà été mesurée lors de la caractérisation de la fonction  $\Phi$ . En effet, elle correspond à la dernière quantité d'énergie chargée pendant la phase de détermination de l'Énergie nominale (étape 1 de la Figure 47).

Comme précédemment, on détermine l'ensemble des  $X_I = \begin{bmatrix} I_C \\ T_C \end{bmatrix}$  et  $SoE_\alpha$ .

C'est-à-dire les courants de charge  $I_C[i]$ ,  $i \in [1, m]$ , les températures ambiantes  $T_C[k]$ ,  $k \in [1, p]$  et les états d'énergie initiaux  $SoE_0[j]$ ,  $j \in [1, n]$  que l'on souhaite explorer. Généralement la plage des régimes de charge autorisés pour la charge des batteries est moins grande que celle des puissances de décharge.

#### B.3.d. Caractérisation

##### Surface de charge à la température nominale

Le protocole de caractérisation à la température nominale est présenté ci-dessous.

Pour différents états d'énergie initiaux  $SoE_0[j]$ ,  $j \in [1; m]$  et pour différentes valeurs de régime de charge  $I_c[i]$ ,  $i \in [1; n]$ , on procède successivement à :

ÉTAPE		PARAMÈTRE
1	CHARGE	Charge nominale
2	PAUSE	Durée nécessaire à la relaxation Par exemple entre 10 min et 1 h
3	DÉCHARGE	A $P_N$ jusqu'à ce que la quantité de Wh restitués soit égale à $(1 - SoE_0[j]) \times E_n$
4	PAUSE	Durée nécessaire à la relaxation ~1 h
5	CHARGE	Charge au régime $I_c[i]$ jusqu'à atteindre l'État énergétique plein
6	PAUSE	Durée nécessaire à la relaxation ~1 h
7	DÉCHARGE	A $P_N$ jusqu'à atteindre l'État énergétique vide
8	PAUSE	Durée nécessaire à la relaxation ~1 h

**Tableau 12. Procédure de caractérisation de la fonction  $\Psi$  à une température de 25°C. Pour une caractérisation à une autre température, seule celle de l'étape 5 devra être égale à la température voulue pour le test, toutes celles des autres étapes restant inchangées.**

Les pauses servent à stabiliser l'État énergétique de la batterie. L'étape 1 permet d'atteindre un l'État énergétique plein. L'étape 3 permet de rejoindre l'État énergétique  $SoE_\alpha$ .

**L'étape 5 permet de :**

- mesurer les  $a^{X=\begin{bmatrix} I_c \\ T_c \end{bmatrix} | SoE_\alpha}$  pour paramétrer la fonction  $\Psi$ ,

- calculer les  $\gamma = \frac{\int_0^{t_I} u(t) dt}{t_I}$  pour paramétrer la fonction  $\Gamma$ .

L'étape 7 permet de mesurer  $e^{Y_{nom} | SoE_\beta}$  afin de calculer les  $SoE_\beta = \frac{e^{Y_{nom} | SoE_\beta}}{E^{nom}}$  qui serviront à paramétrer la fonction  $\Psi_2$

### Surface de charge à une température quelconque

Pour une caractérisation à d'autres températures de fonctionnement, seule la température d'enceinte durant l'étape 5 de la procédure de caractérisation décrite dans le Tableau 12 doit être amenée à la température de caractérisation voulue.

Les modèles  $\Phi$ ,  $\Psi$ ,  $\Gamma$  doivent être intégrés dans un algorithme capable de suivre l'État d'énergie  $SoE_\alpha$  en fonction d'un profil de sollicitations comprenant des pas de décharge de types  $Y = \begin{bmatrix} P_d \\ T_d \circ \end{bmatrix}$  et des pas de charge de type  $X_p = \begin{bmatrix} P_c \\ T_c \circ \end{bmatrix}$ .

### C. ALGORITHMES DE SUIVI DU SOE

Nous découperons la présentation de cet algorithme en trois temps. Le premier porte sur le suivi de l'énergie disponible pour des sollicitations où seule la puissance varie (la température restant constante), puis en décharge à puissance et température variables, et pour finir l'équivalent en charge. Le lien entre la charge et la décharge est fait naturellement par le retour systématique au SoE, commun aux deux configurations.

#### C.1 ALGORITHME DE LA FONCTION ÉNERGIE A ISO-TEMPERATURE $\Phi_{|T=cte}$

Le fonctionnement de l'algorithme de la fonction  $\Phi$  à iso-température est expliqué en suivant son déroulement pas à pas sur un exemple de profil simple.

##### C.1.a. Présentation d'un cas d'étude

On considère que l'accumulateur est initialement plein ( $SoE_0 = 100\%$ ). Il est soumis à des pas de

décharge variables de type  $Y[k] = \begin{bmatrix} P_d[k] \\ T_d = cte \end{bmatrix}$ . Chaque pas a une durée  $t_d[k]$ .

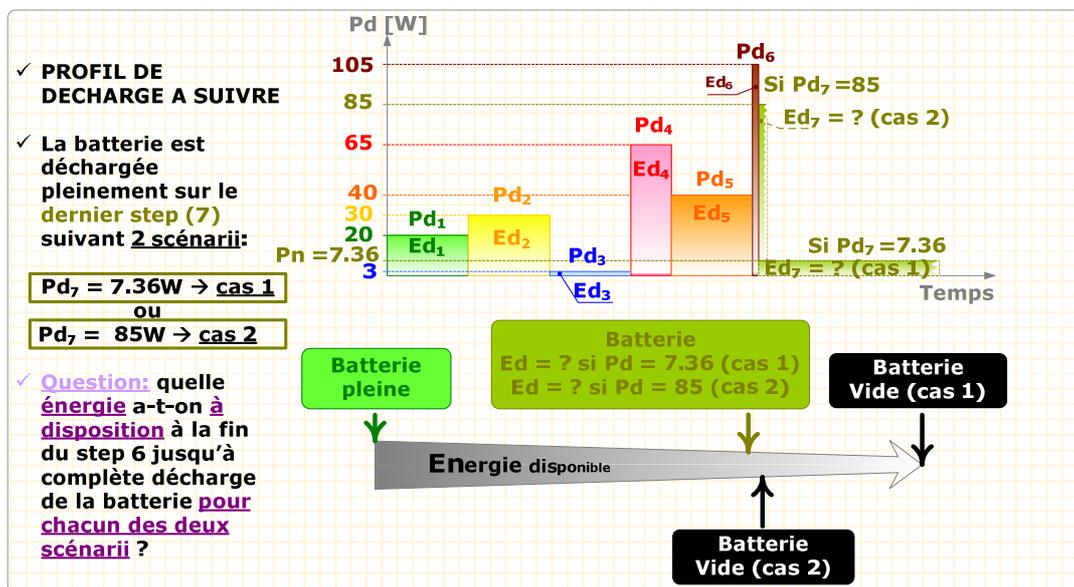


Figure 50. Exemple de profil composé de 7 pas de décharge de puissance et de durée variables. Selon la puissance du dernier pas, on cherche à savoir de quelle quantité d'énergie on dispose

La Figure 51 présente un profil de décharge composé de 7 pas de décharge dont les puissances de décharge  $P_d[k]$  et les durées de pas  $t_d[k]$  sont variables. Ainsi, pour chaque pas  $k \in [1;6]$  l'énergie déchargée  $E_d[k] = P_d[k] \times t_d[k]$ .

Pour  $k = 7$ , on souhaite connaître la quantité d'énergie restante dans deux cas :

- cas 1 :  $Y[7] = \begin{bmatrix} P_d[7] = P_d^{nom} = 7.36 \text{ W} \\ T_d = cte \end{bmatrix}$
- cas 2 :  $Y[7] = \begin{bmatrix} P_d[7] = 85 \text{ W} \\ T_d = cte \end{bmatrix}$

L'algorithme de la fonction  $\Phi_{|T=cte}$  va permettre de déterminer l'énergie disponible à la fin du pas  $k = 6$  dans ces deux cas. On rappelle la fonction énergie :

$$\Phi : \mathbf{R} \times \mathbf{R}^2 \longrightarrow \mathbf{R}$$

$$\{SoE_\alpha, Y\} \mapsto e^{Y|SoE_\alpha}$$

### C.1.b. Paramétrisation du modèle de $\Phi_{|T=cte}$

Le protocole de caractérisation de  $\Phi$  réalisé à une certaine température fournit des triplets  $\{SoE_\alpha, P_d, e^{P_d|SoE_\alpha}\}$  qui servent à déterminer les coefficients de son polynôme d'interpolation<sup>57</sup>. A température constante, la fonction  $\Phi$  décrit sous sa forme réduite  $\Phi_{|T=cte}$ .

$$e^{P_d|SoE_\alpha} = \Phi_{|T=cte}(P_d, SoE_\alpha) \quad (30)$$

Le graphique de la Figure 51 trace la surface d'énergie à la température nominale pour un accumulateur Lithium-Ion.

Chaque nœud de cette surface d'énergie correspond à une mesure expérimentale selon le protocole de caractérisation, ici  $14P_d$  allant de  $P_d^{nom}/20$  à  $16P_d^{nom}$  ( $P_d^{nom} = 7.36 \text{ W}$  est la puissance nécessaire pour décharger la batterie en 1h environ à 25°C) et  $7SoE_\alpha$  allant de 100% à 5% ont été caractérisés à la température  $T_d = T_d^{nom} = 25^\circ\text{C}$ .

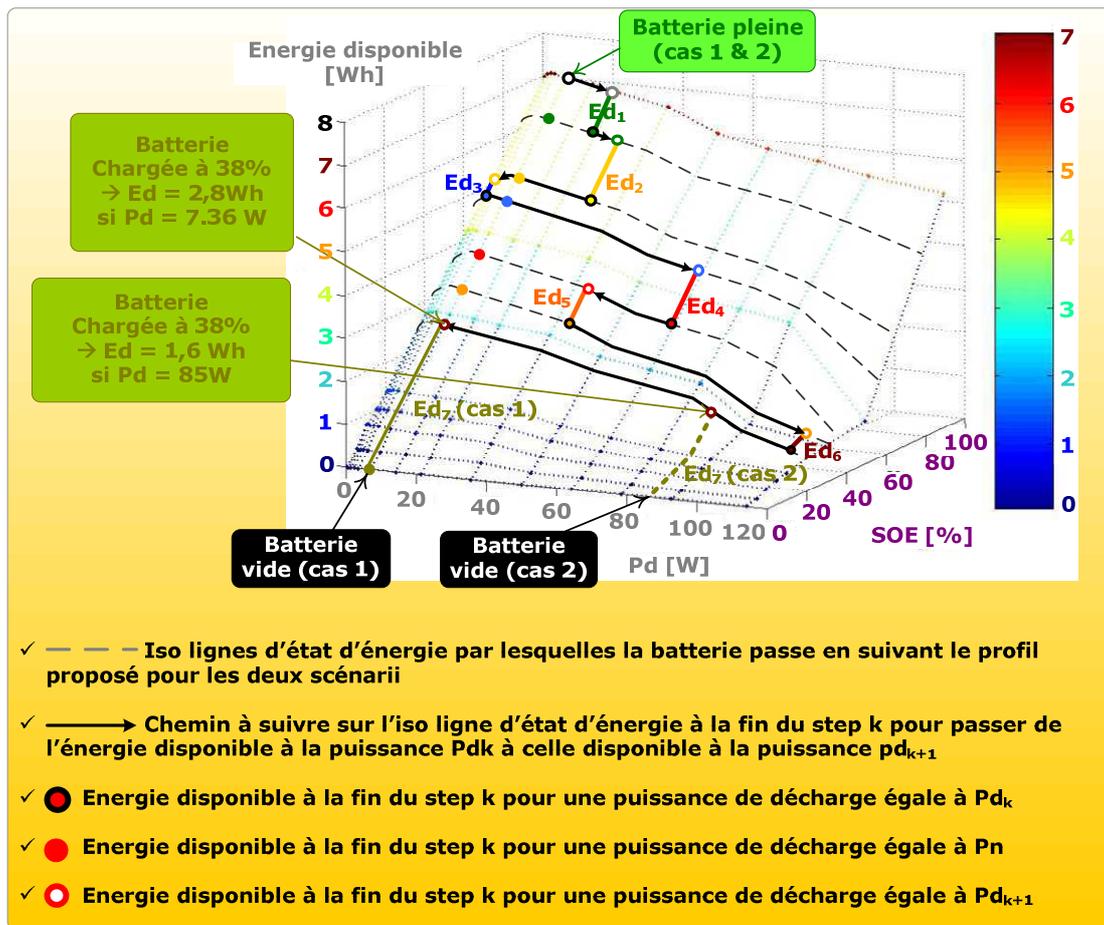


Figure 51. Algorithme de calcul de l'énergie disponible par passage d'une iso-ligne d'État d'énergie à une autre à chaque pas de décharge

*C.I.c. Méthode de programmation*

Passer d'une iso-ligne d'État d'énergie à une autre

Pour un profil de décharge donné, l'accumulateur passe à chaque pas  $k$ , d'un État d'énergie  $SoE_i[k]$  à un autre  $SoE_f[k]$ . On ne peut passer d'une iso-ligne d'État d'énergie à une autre qu'en suivant une iso-ligne de puissance. En effet :

Si  $e^{y[k]SoE_i[k]}$  est l'énergie disponible au début du pas,  $E_d[k]$  l'énergie déchargée durant ce pas, alors :

$$e^{P_d[k]SoE_f[k]} = e^{P_d[k]SoE_i[k]} - E_d[k] \quad \text{est l'énergie disponible à la fin du pas.} \quad (31)$$

<sup>57</sup> Calculés sur Matlab© au moyen *csape*., fonction d'interpolation par splines cubiques

Donc, d'après l'expression (30) de  $\Phi_{|T=cte}$  :

$$SoE_f[k] = \Phi_{|T=cte}^{-1} \left( e^{P_d[k]SoE_f[k]}; P_d[k] \right) \quad \text{est l'État d'énergie final} \quad (32)$$

### Parcourir une iso-ligne d'État d'énergie

Pour une iso-ligne d'État d'énergie, l'énergie disponible dépend de la puissance de décharge. Donc, à la fin de chaque pas, connaissant l'État d'énergie  $SoE_f[k]$ , on peut calculer l'énergie disponible quelle que soit la puissance  $P_d \in [P_d^{nom}/20 ; 16 P_d^{nom}]$  ; a fortiori pour la puissance de décharge du pas suivant :

$$SoE_f[k] \text{ et } P_d[k+1] \text{ connus} \quad \Rightarrow \quad e^{P_d[k+1]SoE_f[k]} = \Phi_{|T=cte} \left( P_d[k+1], SoE_f[k] \right) \text{ connu} \quad (33)$$

Où :  $SoE_f[k]$  est l'État d'énergie à la fin du pas  $k$

### Affichage de l'énergie disponible

A la fin de chaque pas, l'énergie disponible peut être affichée, en fonction des besoins en gestion du dispositif de stockage. Ainsi elle peut-être affichée systématiquement en fonction de  $P_d^{nom}$  ou de  $P_d[k+1]$  ou de la puissance moyenne ou maximale de l'application, etc.

#### C.1.d. Exploitation-Interprétation du cas d'étude

La Figure 52 présente l'énergie disponible correspondant au profil de décharge de la Figure 51 dans le cas où elle est calculée pour  $P_d^{nom}$  (schéma-a) ou pour  $P_d[k+1]$  (schéma-b).

Pour le 7<sup>ème</sup> et dernier pas, le profil envisageait deux situations. Dans la première  $P_d[7] = P_d^{nom} = 7.36 W$  et dans la seconde,  $P_d[7] = 85 W$ .

Sur le schéma (a), l'énergie disponible affichée en fonction de  $P_d^{nom}$  (fixe) diminue continûment.

Sur le schéma (b), l'énergie disponible affichée en fonction de  $P_d[k+1]$  « remonte » à la fin du pas  $k = 6$  dans le cas où  $P_d[7] = 85 W$ . En effet, au pas  $k = 6$ , la puissance de décharge est très importante (105 W) et son État d'énergie est bas (<40%). Dans ces conditions son énergie chute fortement et l'accumulateur ne peut pas fonctionner longtemps à ce niveau. En diminuant la puissance de décharge au pas  $k = 7$ , le point  $e^{P_d[k+1]SoE_f}$  qui suit l'énergie disponible à la puissance du pas suivant remonte sur l'iso-ligne d'État d'énergie

$SoE_f[6]$  et atteint une valeur  $e^{P_d[7]SoE_f[6]}$  supérieure à  $e^{P_d[6]SoE_f[6]}$  car l'énergie déchargée durant le pas 6 :

$$E_d[6] < e^{P_d[7]SoE_f[6]} - e^{P_d[6]SoE_f[6]}$$

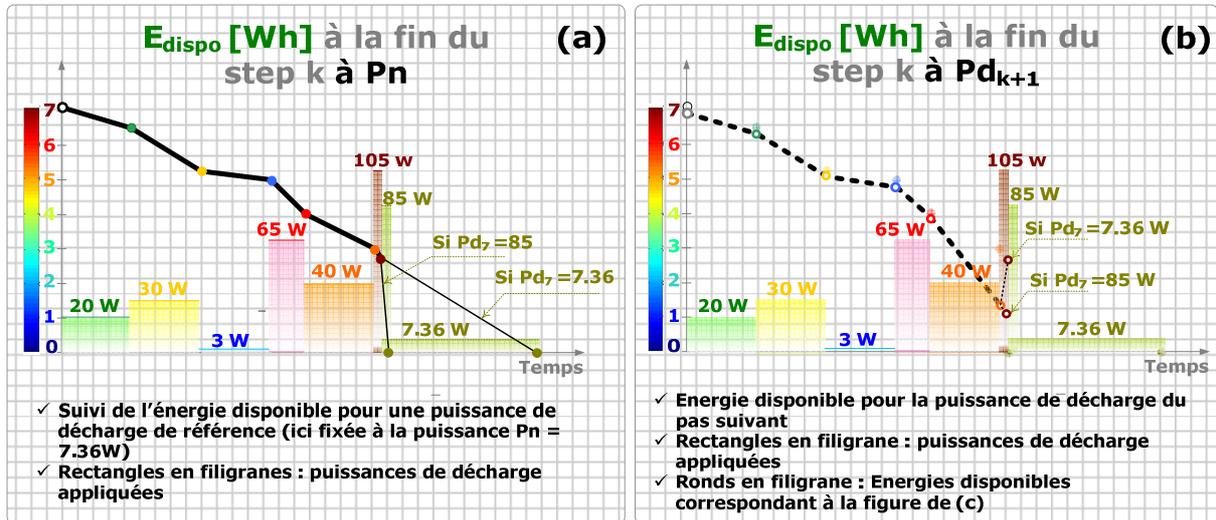


Figure 52. Exemple de suivi de l'énergie disponible suivant le profil de décharge proposé par la Figure 50. L'énergie affichée correspond, pour chaque pas, à celle disponible à (a) la puissance de référence, (b) la puissance de décharge du pas suivant.

## C.2 ALGORITHME DE LA FONCTION ÉNERGIE $\Phi$ (COMPLETE)

### C.2.a. Présentation d'un cas d'étude

On suppose que l'État d'énergie initial de l'accumulateur  $SoE_i[0]$  est connu. L'accumulateur est soumis à

des pas de décharge variables de type  $Y[k] = \begin{bmatrix} P_d[k] \\ T_d[k] \end{bmatrix}$ . Chaque pas a une durée  $t_d[k]$ .

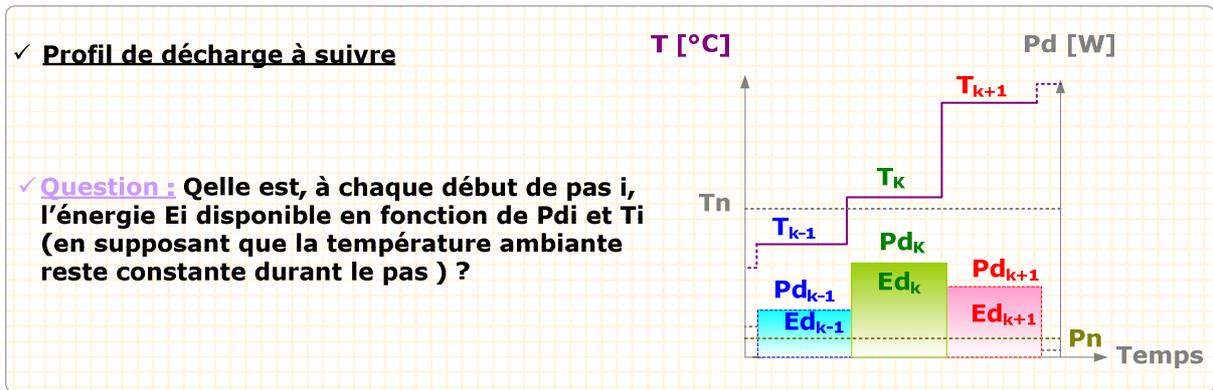


Figure 53. Exemple de profil composé de 3 pas de décharge de puissance, durée et température variables.

La Figure 53 présente un profil de décharge composé de 3 pas de décharge dont les puissances de décharge  $P_d[k]$ , les températures  $T_d[k]$  et les durées de pas  $t_d[k]$  sont variables. Pour chaque pas  $k \in [1;3]$  l'énergie déchargée  $E_d[k] = P_d[k] \times t_d[k]$ .

Pour  $k \in [1;3]$ , on souhaite connaître  $e^{Y[k]|SoE_i[k]}$  l'énergie disponible au début de chaque pas pour les conditions  $Y[k]$  du pas sachant que son État d'énergie initial est  $SoE_i[k]$ .

### C.2.b. Paramétrisation de la fonction Énergie $\Phi$

Le protocole de caractérisation de  $\Phi$  réalisé à différentes températures fournit pour chacune un ensemble de triplets  $\left\{ SoE_\alpha, Y, e^{Y|SoE_\alpha} \right\}_{|T_j}$  mesurés à la température  $T_{j \in [1;p]}$ . Ces triplets permettent de définir  $p$  fonctions  $\Phi_{|T_j}$  telles que :

$$e^{Y=\begin{bmatrix} P_d \\ T_j \end{bmatrix}|SoE_\alpha} = \Phi_{|T_j}(P_d, SoE_\alpha) \quad (34)$$

Ainsi, en calculant les coefficients des polynômes d'interpolation pour chacune des fonctions  $\Phi_{|T_j}$ , on dispose de  $p$  surface d'énergie à iso-température  $T_{j \in [1;p]}$ .

**C.2.c. Méthode de programmation**

Lorsque la température varie, il faut passer d'une surface d'énergie à iso-température à une autre et rechercher sur cette dernière, l'énergie disponible pour les conditions de puissance de décharge et d'États d'énergie voulues.

Pour cela, à partir des triplets  $\left\{SoE_{\alpha}, Y, e^{Y|SoE_{\alpha}}\right\}_{|T_j}$ , on calcule d'abord les polynômes d'interpolation de la surface d'énergie à l'iso-température voulue en utilisant par exemple la fonction *isosurface*<sup>58</sup> de Matlab©. Puis on applique l'algorithme de la fonction  $\Phi_{|T_j}$

Le schéma (a) de la Figure 54 représente les zones des surfaces d'énergie aux températures  $T_{k-1}$  et  $T_{k+1}$  dans lesquelles le chemin de décharge évolue suivant le profil stipulé par la Figure 53. Au début du pas k-1, on suppose que l'état d'énergie initial est connu.

**Du pas k-1 au pas k.**

Schéma (b) de la Figure 54. Connaissant l'état d'énergie initial du pas k-1, on peut se déplacer, sur la surface  $T_{k-1}$ . Ainsi, on calcule l'énergie disponible à la puissance de décharge  $Pd_{k-1}$  de laquelle on retranche l'énergie  $Ed_{k-1}$  demandée durant le pas k-1. A cette nouvelle énergie disponible à la puissance  $Pd_{k-1}$  et à la température  $T_{k-1}$  correspond un nouvel état d'énergie. On recherche les polynômes d'interpolation correspondant à la surface à la température  $T_k$ . Puis, à partir du nouveau SoE et de la puissance de décharge du pas  $Pd_k$ , on calcule l'énergie disponible sur la surface  $T_k$ .

---

<sup>58</sup>  $[f,v] = isosurface(SoE_{\alpha}P_{\alpha}E, T_d, T)$  où T est la température voulue,  $SoE_{\alpha}P_{\alpha}E$  et  $T_d$  sont chacune des matrices de taille  $m \times n \times p$  (cf. Détermination des paramètres nominaux p.102). Puis réorganiser v afin de déterminer les triplets à la température T puis  $\Phi^r$

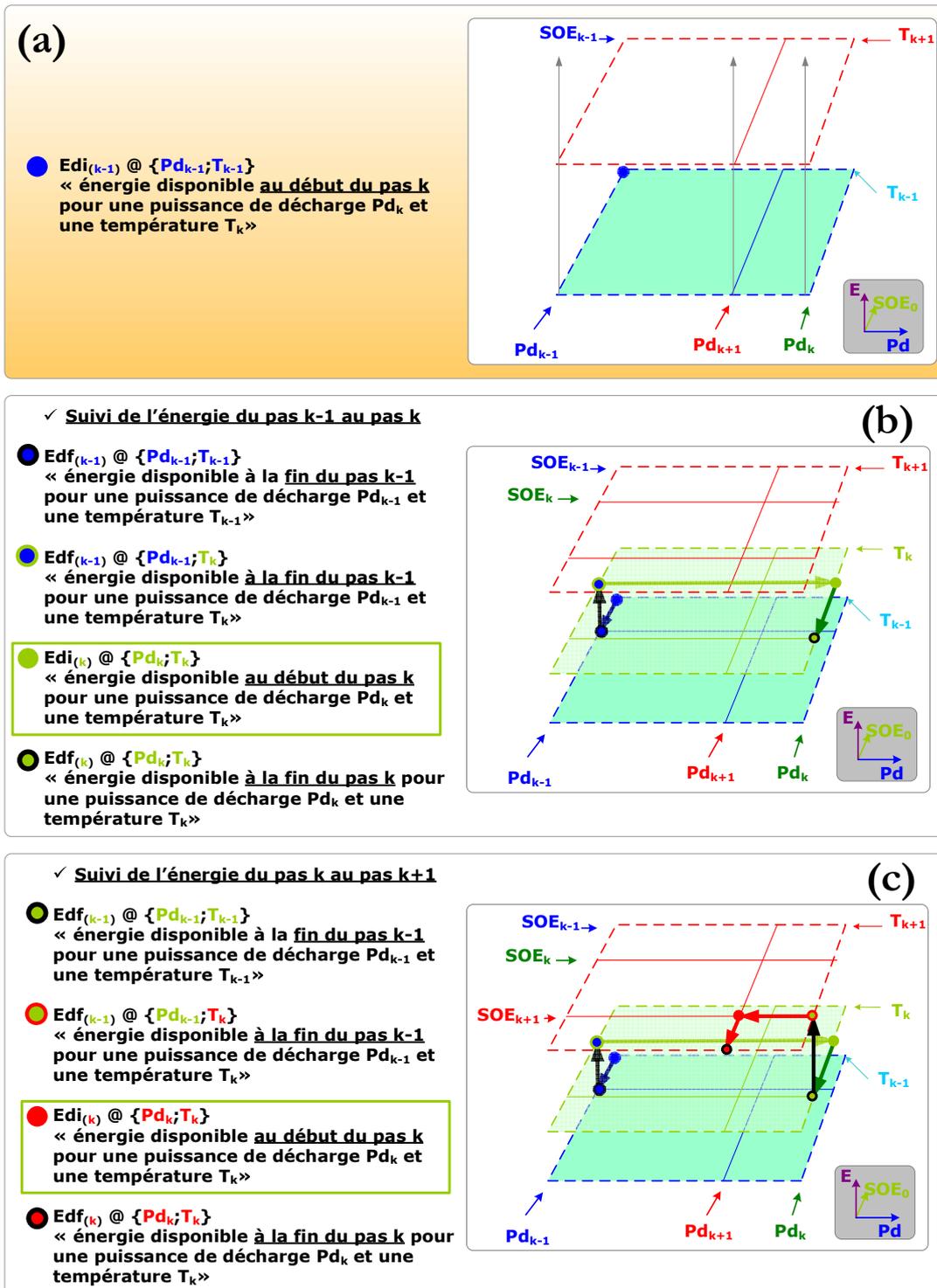


Figure 54. Algorithme de suivi de l'énergie disponible du passage d'une surface d'énergie à une température à une surface d'énergie à une autre température.

C.2.d. Exploitation-interprétation du cas d'étude

Une présentation du suivi de l'énergie disponible pour ce profil est donnée par la Figure 55.

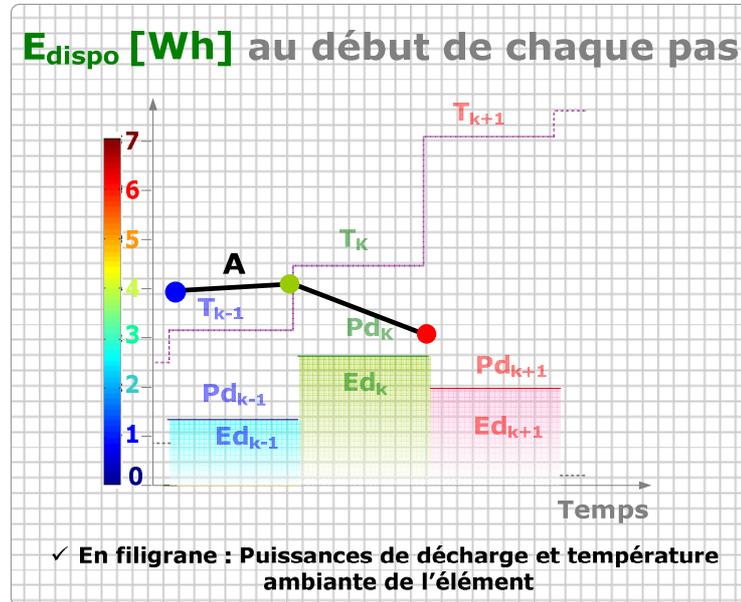


Figure 55. Exemple du suivi de l'énergie disponible suivant le profil de décharge en puissance et température proposé par la Figure 53. L'énergie affichée correspond, pour chaque pas, à celle disponible à la puissance de décharge du pas suivant.

Le segment A indique que l'énergie disponible au début du pas k est légèrement supérieure à celle au début du pas k-1 en dépit du fait que la batterie ait été déchargée de la quantité  $Ed_{k-1}$ . En effet la température ayant augmenté significativement vers une valeur de fonctionnement optimale au début du pas k, elle améliore sa disponibilité énergétique. Cette augmentation aurait été encore plus importante si la puissance  $Pd_k$  était inférieure à la puissance  $Pd_{k-1}$ .

C.3 ALGORITHME DE LA FONCTION TAUX DE CHARGE  $\Psi$

On rappelle la fonction Taux de charge  $\Psi$  :

$$\Psi : \mathbf{R} \times \mathbf{R}^2 \longrightarrow \mathbf{R}$$

$$\{SoE_\alpha, X_I\} \mapsto \tau^{X|SoE_\alpha}$$

C.3.a. Paramétrisation

Son algorithme est similaire à celui de la fonction  $\Phi$ . On détermine ses formes réduites  $\Psi_{|T=cte}$  à iso-température grâce aux triplets  $\{SoE_\alpha, X_I, \tau^{X|SoE_\alpha}\}_{|T}$  qui permettent, après avoir calculé les coefficients de leurs polynômes d'interpolation de déterminer :

- le taux de charge  $\tau^{X_I[k]SoE_i[k]}$  au début de chaque pas en fonction de l'État d'énergie initial  $SoE_i[k]$  et des conditions de charge  $X_I[k]$ .
- le taux de charge maximum  $\tau^{X_I[k]SoE=100\%}$  dans les conditions de charge  $X_I[k]$

Pour suivre un profil de charge en puissance il faut paramétrer la fonction  $\Gamma$ , dont on rappelle l'écriture, qui convertit un régime de charge en courant en régime de charge en puissance :

$$\Gamma: \quad \mathbf{R} \times \mathbf{R}^2 \quad \longrightarrow \quad \mathbf{R}$$

$$\left\{ SoE_\alpha, X_I = \begin{bmatrix} I_C \\ T_C \circ \end{bmatrix} \right\} \mapsto \gamma$$

En pratique, cette fonction est indépendante de l'État d'énergie et du régime de charge dans le cas des accumulateurs Lithium-Ion. Pour simplifier la description nous la considérons ici indépendante de la température,

$$\text{i.e. } \forall \left\{ SoE_\alpha, X_I = \begin{bmatrix} I_C \\ T_C \circ \end{bmatrix} \right\}, \quad \gamma = cte = \gamma_0$$

### C.3.b. Méthode de programmation

Supposons que l'accumulateur soit dans un État d'énergie  $SoE_i[k]$  qu'il soit chargé d'une quantité  $a[k] = P_C[k] \times t_C[k]$  alors son taux de charge initial en fonction de  $X_I[k]$  est :

$$\tau^{X_I[k]SoE_i[k]} = \Psi_{|T_C[k]} \left( \frac{P_C[k]}{\gamma_0}; SoE_i[k] \right) \quad \text{Taux de charge initial avant la charge} \quad (35)$$

A l'issue de la charge, son taux de charge, limité au taux de charge maximum est :

$$\tau^{X_I[k]SoE_f[k]} = \tau^{X_I[k]SoE_i[k]} + a[k] \leq \tau^{X_I[k]SoE=100\%} \quad \text{Taux de charge final après la charge} \quad (36)$$

L'État d'énergie à la fin du pas de charge est :

$$SoE_f[k] = \tau^{X_I[k]SoE_i[k]} = \Psi_{|T_C[k]}^{-1} \left( \frac{P_C[k]}{\gamma_0}; \tau^{X_I[k]SoE_f[k]} \right) \quad \text{État d'énergie à la fin de la charge} \quad (37)$$

**C.3.c. Remarques:  $\Psi$  ou  $\Delta$ ?**

On peut suivre le SoE en charge indifféremment au moyen de la fonction taux de charge  $\Psi$  ou de la fonction  $\Delta$  qui décrit la quantité d'énergie injectée dans un accumulateur en fonction de l'État d'énergie et des conditions de charge (cf. Relation entre le SoE et Énergie chargée p.97) :

$$\Delta : \mathbf{R} \times \mathbf{R}^2 \longrightarrow \mathbf{R}$$

$$\{SoE_\alpha, X_I\} \mapsto a^{X|SoE_\alpha}$$

En effet  $a^{X|SoE_\alpha} = \frac{\tau^{X|SoE_\alpha}}{A^{nom}} \times 100$  où  $A^{nom}$  est une constante qui représente l'énergie chargée dans les conditions nominales en partant d'un  $SoE = 0\%$

**C.3.d. Cas d'étude**

La Figure 56 présente un cas de suivi du SoE en charge avec la fonction  $\Delta$ . La surface de charge a été caractérisée pour 5 régimes de charge  $I_{C_n}$  allant de  $I_{C_n}/4$  à  $4I_{C_n}$  (avec  $I_{C_n}$  le régime de la charge nominale à 25°C permettant de charger la batterie en 1h) et 5 états d'énergie initiaux  $SoE_0$  ([0 ; 20 ; 40 ; 60 ; 80]).

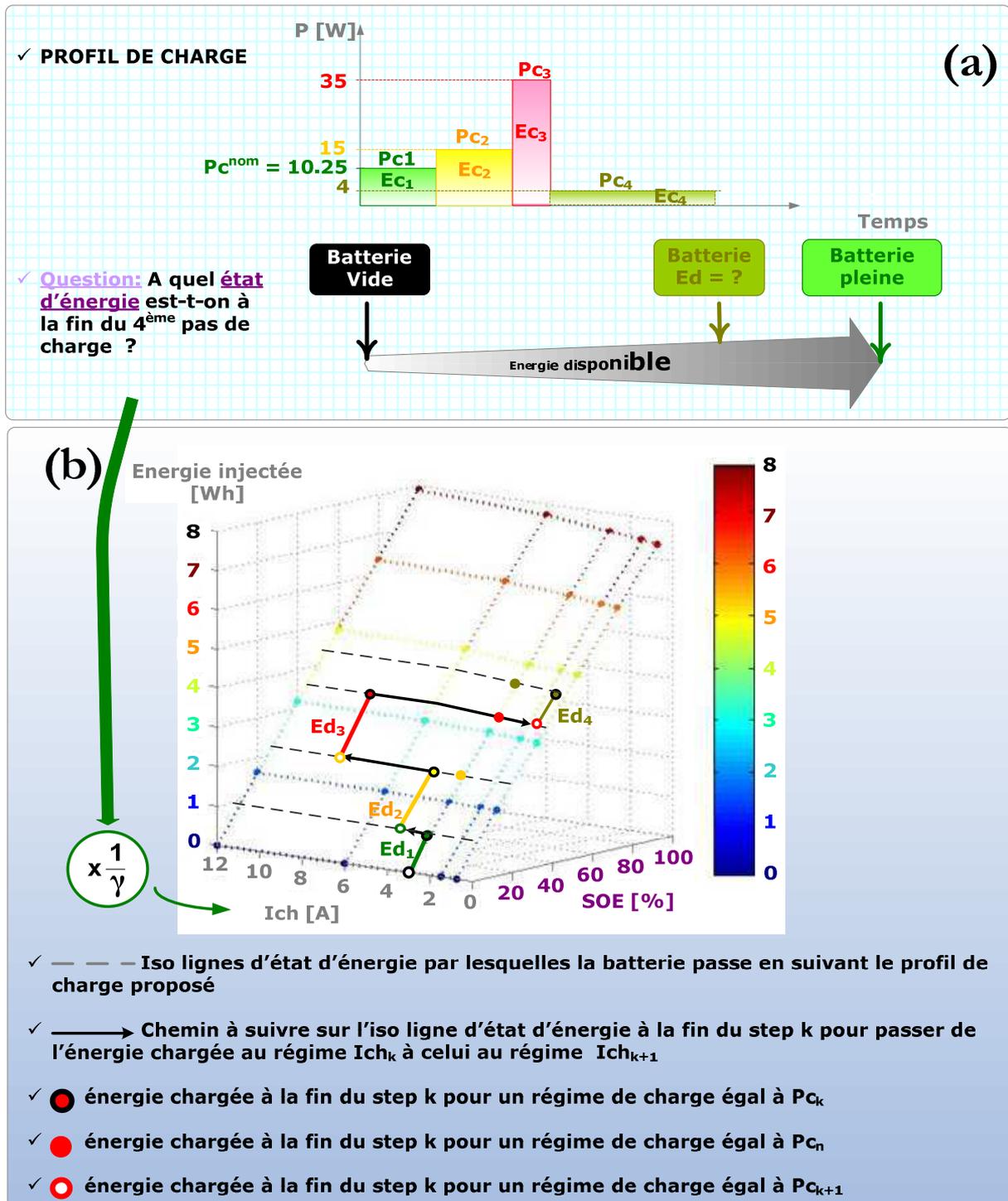


Figure 56. Exemple de suivi du SoE en charge à une iso-température de 25°C.

## D. CONCLUSIONS : ALGORITHME GLOBAL DE SUIVI DU SoE

Tout au long de ce chapitre, à partir de la notion d'*État* énergétique (sous-entendu électrique) d'un accumulateur, nous avons défini les conditions en charge et en décharge qui influencent la variation de cet *État* énergétique et mis en évidence leur niveau de participation sur la variation de l'*État* énergétique. L'*État* énergétique étant l'image de la quantité d'électricité que l'accumulateur est capable de restituer dans des conditions de puissance et de température, nous avons cherché à l'estimer au moyen d'une caractérisation basée sur un indicateur : l'État d'énergie ou SoE (pour State-of-Energy en anglais). Cet indicateur se construit en définissant des conditions nominales de décharge (en puissance et température) qui serviront de référence, d'abord pour la détermination de l'énergie nominale, puis tout au long des protocoles de caractérisation en décharge puis en charge. Le choix des conditions nominales de décharge est primordial pour la reproductibilité et la précision des tests, pour l'obtention d'une durée acceptable du plan d'expériences et enfin pour une cohérence des résultats obtenus.

Le protocole de caractérisation en décharge fournit les données expérimentales qui permettent de paramétrer le modèle de l'énergie disponible en fonction de l'état d'énergie initial (SoE<sub>0</sub>), de la puissance de décharge et de la température ambiante initiale. Le protocole de caractérisation en charge, quant à lui, renseigne le modèle sur la quantité d'énergie présente dans un accumulateur (ou sur le Taux de charge) pour un état d'énergie initial à un régime de charge et donc sur la quantité maximale d'énergie que l'on peut encore injecter à ce régime, partant de cet état d'énergie.

Le lien entre charge et décharge est l'état d'énergie auquel nous nous référons systématiquement et nous a permis de concevoir l'algorithme de suivi du SoE présenté dans la section C de ce chapitre. La Figure 57 présente le synoptique global de l'algorithme de suivi de l'état d'énergie.

Avant de conclure, présentons les synoptiques liés aux principaux blocs de cet algorithme qui sont l'initialisation (bloc 0), le paramétrage du test (bloc 1), le suivi en décharge (bloc 2) et celui en charge (bloc 3).

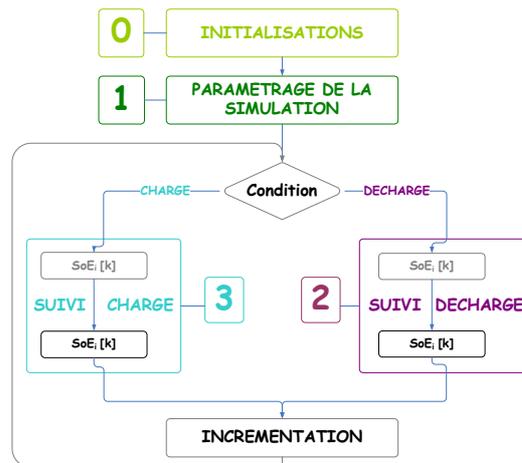


Figure 57. Synoptique général de l’algorithme de suivi de l’état d’énergie pour la prévision de l’énergie disponible tout au long d’un profil de puissance et température.

**Les Initialisations (cf. Figure 58)**

Elles consistent à configurer le modèle énergétique de l’accumulateur qui servira de référence à la simulation. En décharge, la matrice de caractérisation de l’énergie disponible est de dimension  $m \times n \times p$  correspondant aux  $m$  puissances de décharge, aux  $n$  SoE<sub>0</sub> et aux  $p$  températures ambiantes testés. En charge, la matrice de caractérisation du taux de charge est de dimension  $q \times n \times p$  correspondant aux  $q$  régimes de charge, aux  $n$  SoE<sub>0</sub> et aux  $p$  températures ambiantes testés. On n’oubliera pas, pour chaque test de charge, de relever la puissance moyenne appliquée durant la première phase à courant constant afin de déterminer le coefficient de conversion entre le régime de charge en courant et cette puissance moyenne.

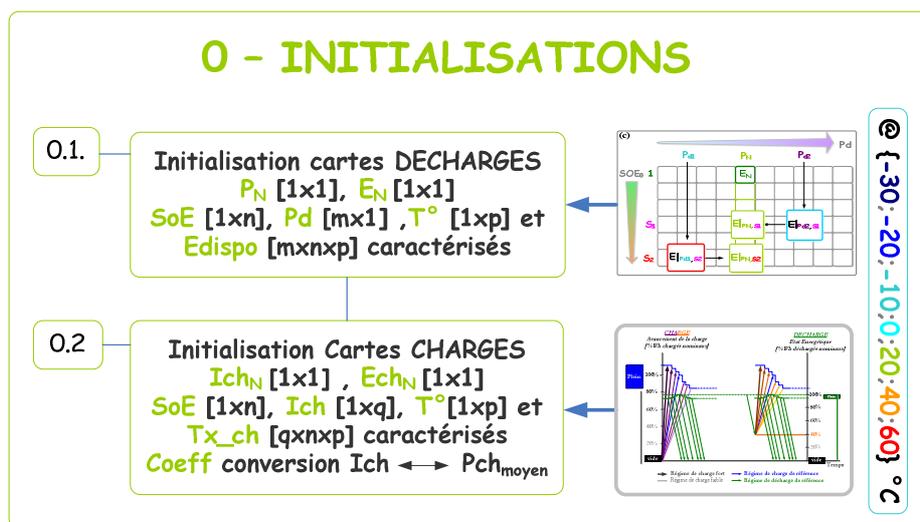


Figure 58. Description du bloc « Initialisations » de l’algorithme de suivi de l’état d’énergie

**Le paramétrage (cf. Figure 59)**

Il consiste à charger les profils de puissance et de température voulus pour la simulation et à adapter le modèle de l'accumulateur de référence en vu de l'utiliser sur un moyen de stockage de même technologie mais d'une autre énergie nominale. On veillera, à l'étape 1.5 du paramétrage, à déterminer les puissances maximales admissibles par l'accumulateur dans les conditions de références, de sorte que toute puissance du profil supérieure à ces valeurs seuils, en charge ou décharge, ne pourra être appliquée. Cela sous-entend, d'une part, que la caractérisation doit aller jusqu'aux régimes maximaux requis pour la simulation ; et d'autre part, que l'algorithme devra être capable de déterminer, pour les cas où la puissance demandée/fournie est supérieure à la puissance maximale de décharge/charge, la puissance maximale que l'accumulateur pourra fournir/accepter sur la durée impartie du pas.

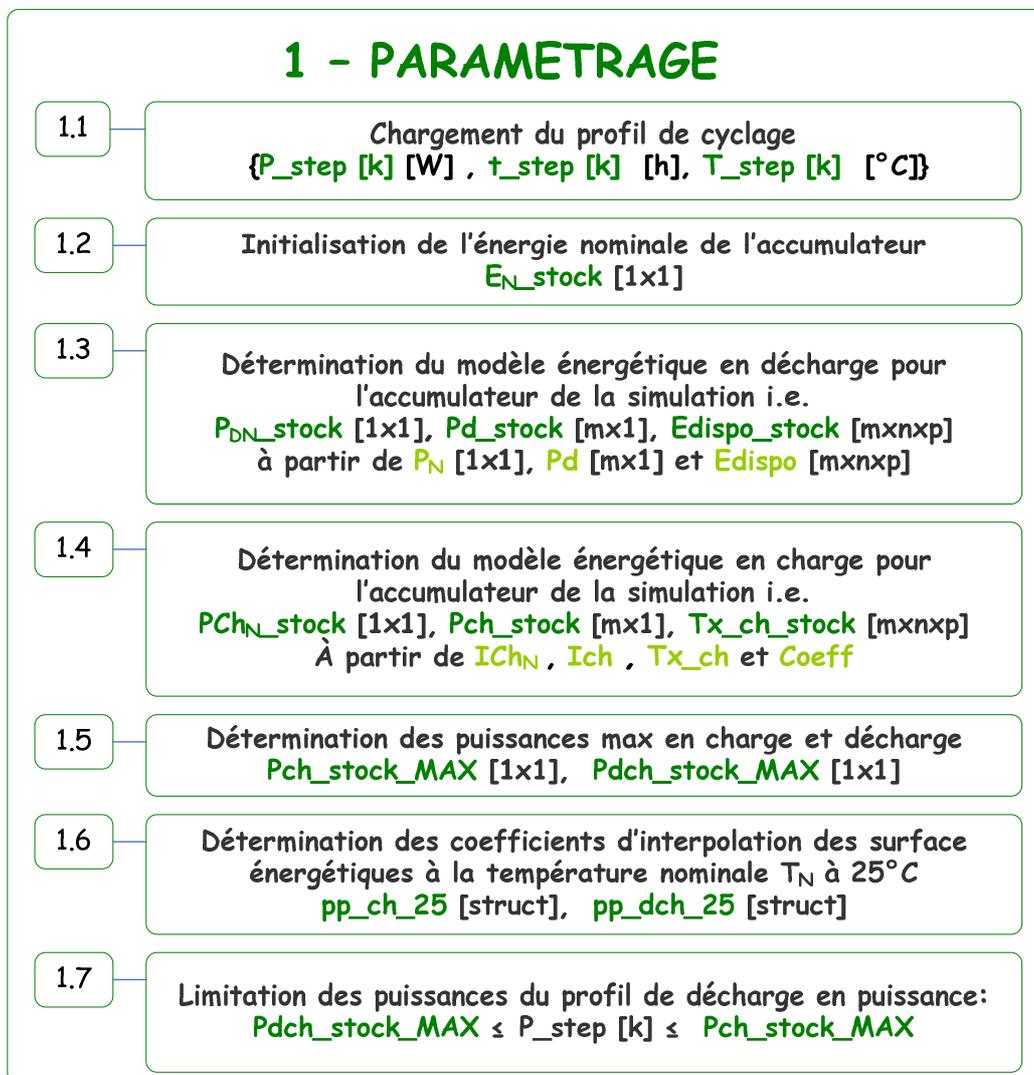


Figure 59. Description du bloc « Initialisations » de l'algorithme de suivi de l'État d'énergie

La Figure 60 et la Figure 61 des deux pages suivantes décrivent les blocs « Suivi décharge » et « Suivi charge » du synoptique global de l'algorithme.

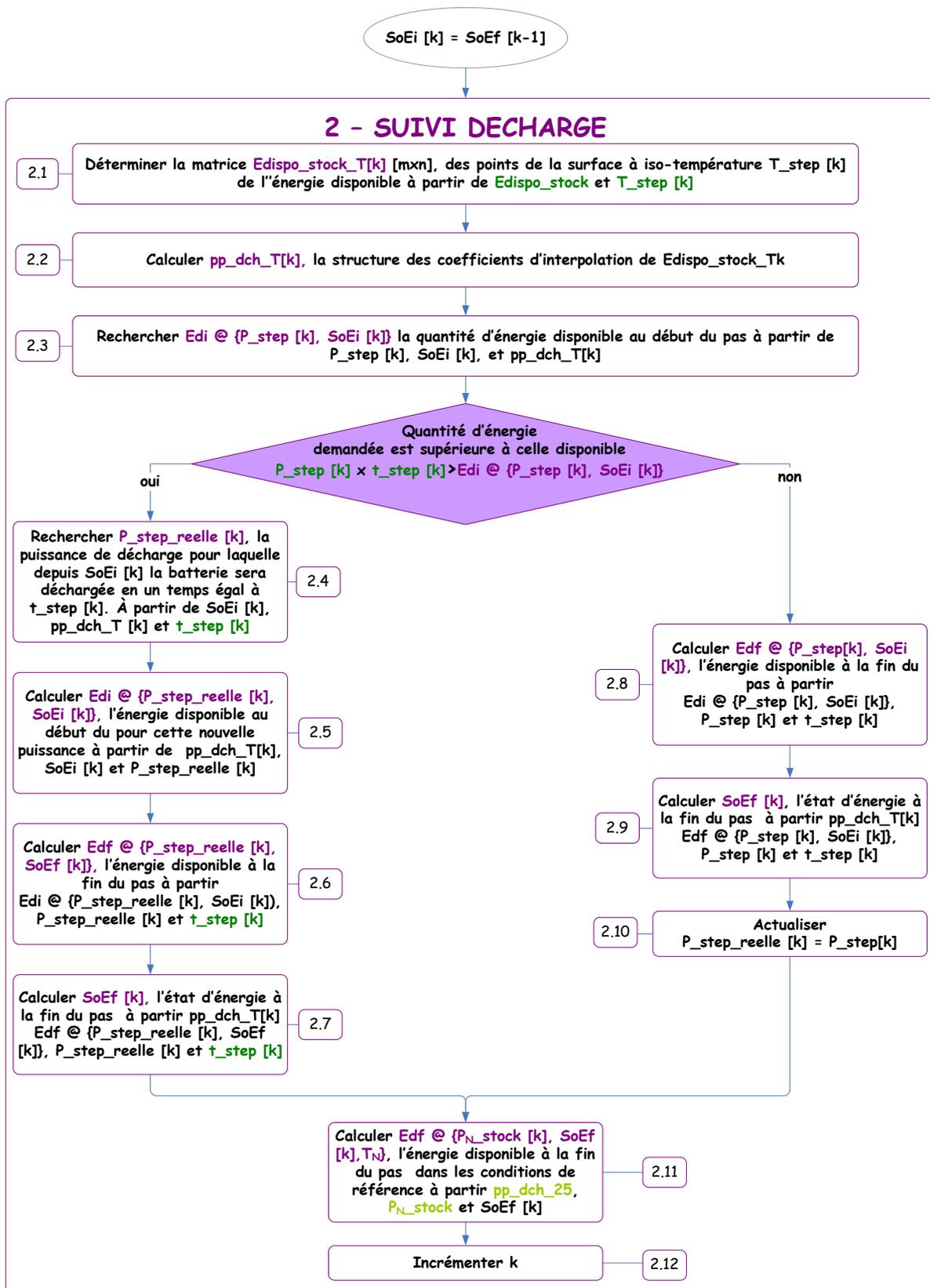


Figure 60. Description du bloc « Suivi décharge » de l’algorithme de suivi de l’État d’énergie

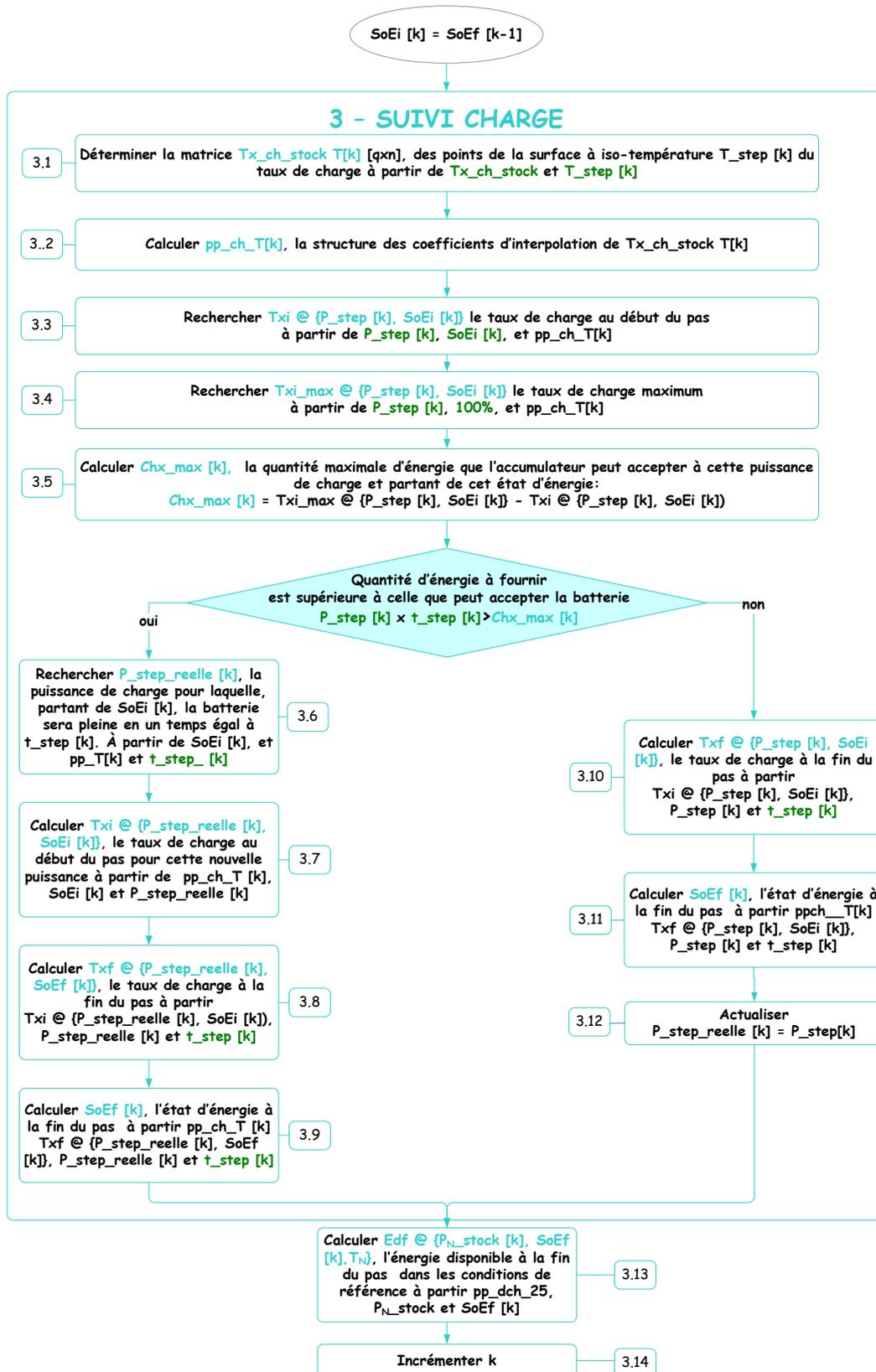


Figure 61. Description du bloc « Suivi charge » de l’algorithme de suivi de l’État d’énergie

**Les Suivis charge (Figure 61) et décharge (Figure 60)**

Ces suivis sont faits de telle sorte que durant un pas de durée et de puissance fixées, la batterie ne puisse subir ni une décharge profonde, ni une surcharge. Pour les pas où l'énergie demandée/à fournir est supérieure à celle que peut fournir/recevoir la batterie, nous avons privilégié de répondre au maximum du profil en recherchant la puissance maximale de décharge/charge permettant de vider/remplir pleinement la batterie dans le temps imparti du pas. Ces actions correspondent aux étapes 2.4 à 2.6 de la Figure 60 et 3.6 à 3.8 de la Figure 61. Les algorithmes des blocs « suivi charge » et « suivi décharge » sont liés par le renvoi systématique de l'état d'énergie. Pour l'utilisateur, on indique systématique l'énergie disponible dans les conditions de référence. Ce choix arbitraire a pour seule volonté de conserver une référence d'affichage fixe. Nous aurions pu également renvoyer systématiquement l'énergie disponible à la puissance de décharge du pas suivant avec l'inconvénient d'afficher une énergie disponible qui peut augmenter en cours d'utilisation (par exemple du passage d'une très forte puissance à une très faible) et créer une incompréhension et par suite un manque de confiance de l'utilisateur, quand bien même ce serait la réalité.

Nous avons ici proposé un indicateur, le SoE, qui se veut capable d'estimer et de suivre l'énergie disponible dans un accumulateur ; le modèle qui en découle devant être alimenté par des données expérimentales selon le protocole précis qui a été décrit dans ce chapitre. Le développement de la méthodologie SoE nous a conduit à réaliser un grand nombre de tests sur différentes technologies de stockage, qui seront présentés dans la suite, et à explorer les différents domaines énergétiques des accumulateurs. Notamment, nous avons pu définir lors de ces tests exploratoires, les domaines de linéarité des batteries étudiées ; domaines dans lesquels nous savons dorénavant qu'il est possible de réduire considérablement le nombre de tests à effectuer tant sur les plages de puissance, de température que d'état d'énergies. Ces informations sur les domaines de linéarité sont essentielles pour la mise en œuvre de systèmes embarqués de gestion des batteries qui possèdent des supports de calculs limités. En particulier, nous avons vérifié que des lois mathématiques simples (et réversibles) peuvent être utilisées en remplacement des interpolations par splines cubiques de Matlab© pour adapter le modèle à de petits calculateurs gérant des produits, des sommes ou des développements limités des fonctions puissance et exponentielle.

Après ce long chapitre méthodologique, venons-en à la mise en œuvre, à la détermination des performances de cette méthode, et aux applications du SoE.

---

# Chapitre 4

## Mise en œuvre et validation des modèles d'estimation par États d'Énergie- Cas du lithium-Ion

---

<i>A. Paramétrage du Modèle SoE</i>	<i>133</i>
<b>A.1 Technologies étudiées</b>	<b>133</b>
<b>A.2 Méthodes</b>	<b>134</b>
<b>A.3 Résultats en décharge à température ambiante pour Plomb et Lithium</b>	<b>136</b>
<b>A.4 Résultats spécifiques du Li-Ion (LiFePO4)</b>	<b>139</b>
A.4.a.Paramétrage de la décharge.	139
A.4.b.Paramétrisation de la charge	140
<i>B. Validation du modèle pour la technologie Li-Ion</i>	<i>142</i>
<b>B.1 Protocole des tests de validation</b>	<b>142</b>
B.1.a.Démarche de validation	142
B.1.b.Conditionnement des données de température	143
<b>B.2 TestA123_0</b>	<b>144</b>
B.2.a.Description	144
B.2.b.Résultats	145
<b>B.3 TestA123_1</b>	<b>146</b>
B.3.a.Description	146
B.3.b.Résultats	146
B.3.c.Analyse	147
B.3.d.Erreur	148
<b>B.4 TestA123_DST_Sans_Regeneration</b>	<b>148</b>
B.4.a.Description	148
B.4.b.Résultats	150
B.4.c.Analyse	151
B.4.d.Erreur	152
<b>B.5 TestA123_DST_Avec_Régénération</b>	<b>153</b>
B.5.a.Description	153
B.5.b.Résultats	155
B.5.c.Analyse	155
B.5.d.Erreur	156
<i>C. Mise en œuvre du SoE</i>	<i>157</i>
<b>C.1 Le SoE pour la qualification et la comparaison des technologies de stockage</b>	<b>157</b>

C.1.a.Problématique des outils actuels	157
C.1.b.Énergie et puissance massiques réelles comparées à celles du constructeur	157
<b>C.2 Le SoE pour le dimensionnement et la gestion en temps réel du stockage</b>	<b>159</b>
C.2.a.Problématique	159
C.2.b.Exemple d'application au lissage d'une production PV	160
C.2.c.Analyse du dimensionnement	162
C.2.d.Vers une gestion temps réel du stockage	163

Le SoE a été défini dans au chapitre précédent en tant qu'estimateur de l'*État* énergétique d'un accumulateur. On lui associe une méthode de caractérisation, également décrite précédemment.

Nous allons à présent quantifier les performances de cet estimateur. Pour cela, deux technologies de stockage électrochimique ont été choisies : le Plomb-acide et le Lithium-Ion. La première est la plus largement répandue pour les applications photovoltaïques isolées; la seconde, l'une des technologies les plus prometteuses pour répondre aux applications connectées au réseau ou encore aux véhicules électriques.

Pour chacune de ces deux technologies, des batteries ou des éléments unitaires qui diffèrent par leur fabrication (nature des électrodes et/ou de l'électrolyte) ou leur taille (capacité plus ou moins grande) ont été sélectionnées.

Ainsi, la première partie de ce chapitre présente les résultats obtenus sur les six types de batteries caractérisées. Par souci de fiabilité des résultats, les tests ont été réalisés sur plusieurs batteries de la même technologie. Des tests de caractérisation approfondis ont été réalisés pour des batteries Lithium-Ion de type phosphate de fer (LFP). Notamment pour prendre en compte la température (caractérisation de la fonction  $\Phi$  complète) et les phases de charge à température nominale (caractérisation de la fonction  $\Psi_{|T^{nom}}$ ). Ces résultats ont servi à paramétrer l'algorithme global de suivi de l'état d'énergie.

Les protocoles de validation sont décrits dans un second temps. Ils ont permis de quantifier et qualifier les performances (précision, robustesse) de l'estimateur SoE et de son algorithme de suivi.

Enfin, nous concluons ce chapitre en montrant les perspectives d'utilisation de cet indicateur tant pour un dimensionnement des dispositifs de stockage que pour leur gestion en temps réel.

## A. PARAMETRAGE DU MODELE SOE

Le paramétrage du modèle consiste, en décharge, à relever les valeurs d'énergie récupérée pour différentes valeurs d'états d'énergie initiale, de puissance de décharge et de température ambiante selon la méthodologie explicitée dans le chapitre précédent § B.2 page 101. En charge, elle consiste à relever l'énergie injectée pour différentes valeurs d'états d'énergie initiales, de régimes de charge et de températures. Pour chaque régime de charge étudié, on relèvera également la puissance moyenne nécessaire durant la première phase de charge à courant constant. Cette méthodologie a été mise en œuvre sur deux technologies électrochimiques phare : le plomb et le Li-ion. Nous avons approfondi la suite de nos expérimentations sur des éléments commerciaux Li-ion à base de phosphate de fer du fait de leur fort potentiel et de la diversité des applications pour lesquelles ils peuvent être utilisés.

### A.1 TECHNOLOGIES ETUDIEES

#### Le plomb-acide.

Parmi les applications à énergies renouvelables connectées au réseau, finalité de ce travail, nous avons choisi de privilégier celles utilisant un stockage avec une source d'énergie photovoltaïque. En cela les batteries tubulaires à électrolyte liquide et AGM présentées dans le Tableau 13 sont particulièrement adaptées. Ce choix, qui n'a d'autre intention que de définir un support d'expérimentation, n'est en rien réducteur quant à la mise en œuvre de la méthode sur d'autres types de technologie. Ainsi, à titre comparatif, deux batteries de démarrage pour véhicule lourd ont également été testées.

#### Le Li-ion

Les batteries Li-ion, qui n'ont guère plus d'une vingtaine d'années d'existence commerciale contre un siècle pour les batteries au plomb, ne bénéficient pas encore du recul nécessaire à une fabrication industrielle d'éléments de très grandes capacités. Cependant, leurs performances énergétiques théoriques (120-160 Wh/kg) et leur bonne durée de vie (~1200 cycles) les rendent particulièrement compétitives pour des applications nomades ou de forte puissance pour lesquelles leur valeur ajoutée sera significative, telles que les appareils portables, les transports électriques ou encore les implants chirurgicaux...

Le transport étant le deuxième poste de consommation d'énergie fossile en France après l'habitat et le premier émetteur de CO<sub>2</sub> avec respectivement 32% de la consommation d'énergie et 40% des émissions de CO<sub>2</sub>, des solutions alternatives utilisant l'énergie photovoltaïque pour la recharge de véhicules électriques ou hybrides émergent<sup>59</sup>. Grâce à leurs performances en puissance, elles rentrent dans la réflexion d'une convergence habitat à énergie positive-transport pour laquelle le stockage est un élément prépondérant. Des éléments Li-ion, déjà

---

<sup>59</sup> Bilans énergétiques de la France pour 2008 et 2009 d'après [Web\_OSMeeddat]

## Chapitre IV

commercialisés sont aujourd'hui sérieusement étudiés pour répondre à ces applications, tandis que de nouveaux types d'éléments sont déjà en préparation dans les laboratoires. Parmi les accumulateurs au lithium, nous avons sélectionné deux grandes technologies capables de répondre à ces applications, à savoir, le Li-ion Polymère (LiPo) et le Li-Ion Phosphate de Fer (cf. caractéristiques dans le Tableau 13).

Ref.	Fabricant Série	$C_{nom}$ (Ah)	$U_{nom}$ (V)	Spécif.	Charge	Appli. usuelles	Poids (kg) Volume (l)	
<b>PLOMB</b>								
PL 1	EXIDE	$C_{10} = 140$ Ah @ 10.5 V	12 V	Electrolyte liquide Plaques planes	<b>Charge IU</b> 1. $I = 30$ A → 16 V 2. $U = 16$ V → $t_i + t_u = 24$ h	Véhicule Poids lourds	40 kg 21.6 l	
PL 2	Fulmen Fe1403							
Tub 3	EXIDE	$C_{120} = 140$ Ah $C_{10} = 103$ Ah @ 1.8 V/élt	12 V	Electrolyte liquide Plaques tubulaires	<b>Charge IU</b> 1. $I = 30$ A → 16 V 2. $U = 16$ V → $t_i + t_u = 24$ h	Solaire	45 kg 19.84 l	
Tub 4	Classic OPzS Solar							
AGM 1	ENERSYS Powersafe 2VE310	$C_{10} = 275$ Ah @ 1.8 V $C_8 = 267$ Ah @ 1.75 V	2 V	Electrolyte AGM Plaques planes	<b>Charge IU</b> 1. $I = 20$ A → 2.4 V 2. $U = 2.4$ V → $I = 1.5$ A 3. $i = 3.95$ A → $t_i = 3$ h	Solaire	18.5 kg 7.71 l	
AGM 2	ENERSYS Powersafe 2V200	$C_{10} = 200$ Ah @ 1.8 V $C_8 = 194$ Ah @ 1.75 V	2 V		<b>Charge IU</b> 1. $I = 27$ A → 2.4 V 2. $U = 2.4$ V → $I = 2$ A 3. $i = 5.2$ A → $t_i = 3$ h			Réseau
<b>LITHIUM</b>								
KOK	DOW-KOKAM SLPB 216216	$C_{0.5} = 40$ Ah @ 2.7V	3.7 V	Polymère	<b>Charge IU</b> $I = 13.32$ A → 4.2 V $U = 3.6$ V → 2 A	Solaire Transport Réseau	0.94 kg 0.43 l	
A123	A123 SYSTEMS ANR26650m1A	$C_1 = 2.3$ Ah @ 2 V	3.2 V	LFP	<b>Charge IU</b> 1. $I = 3$ A → 3.6 V 2. $U = 3.6$ V → 50 mA ( $U = 3.6$ V → $t_i = 45$ mn)	Réseau Transport	70 g 0.08 l	

Tableau 13. Technologies étudiées

### A.2 METHODES

La régulation thermique des batteries est effectuée dans un bain d'eau thermostatée pour les batteries au plomb et dans des enceintes climatiques pour les batteries au lithium. Le comportement des batteries Li-ion étant très stable dans une gamme de température entre 20 et 28°C, les tests à 25°C ont été réalisés (pour le lithium uniquement) à la température de la pièce climatisée à 23°C, sans confinement. La température relevée est celle du bain pour les batteries au plomb et celle dite de peau (au moyen d'un thermocouple) pour les éléments Li-ion.

Les batteries Li-ion présentent un risque d'emballement thermique lorsque leur température dépasse une valeur seuil. Ce seuil est généralement atteint en fin de décharge/charge (résistance interne plus élevée et effet d'accumulation de la chaleur produite par effet joule) ou simplement du fait d'une température ambiante très élevée

(due par exemple à un confinement sans refroidissement). Le risque ultime est l'explosion qui peut se voir accompagnée de projections de matières actives si l'élément n'a pas été doté d'un évent à la fabrication. Cette valeur seuil varie, d'un type d'accumulateur Li-Ion à l'autre, dans une plage allant de 70 à plus de 100°C. Elle constitue un critère discriminant qui doit être pris en compte dans l'évaluation de l'énergie disponible. Ainsi, au-delà du seuil critique de température, la décharge est interrompue et l'énergie potentiellement restante est considérée comme indisponible pour la puissance de décharge demandée. Ce cas reste toutefois peu fréquent.

Les batteries étudiées évoluent dans des gammes de courant et de tension très diverses si bien que leur caractérisation nécessite d'utiliser des dispositifs de cyclage dont la précision est adaptée au test en cours. Ainsi, quatre types de bancs de cyclage, dont les précisions par plage sont indiquées dans le Tableau 14, ont été mis à contribution.

	Plages de fonctionnement Tension - Courant	Précision
ARBIN - BT 2000	20V- 20A	0.02 - 0.1%
BASYTEC - LPS Series	20V- 20A	0.05 %
DIGATRON - BTS-600	14V-600A	±0.05 %
BANC CEA	20V-50A	±0.05 %

**Tableau 14. Plages de fonctionnement et précision des bancs de cyclage utilisés pour les tests.**

Sur la Figure 62, on représente par des surfaces colorées les zones de fonctionnement en tension et en courant de chaque batterie étudiée. La plage de tension se lit en abscisse et celle de courant, sur l'axe des ordonnées de gauche. On indique par une flèche verticale surplombée d'un point, la capacité nominale annoncée par le constructeur de chaque batterie. La lecture de la capacité se fait sur l'axe des ordonnées de droite. Enfin, les doubles flèches externes indiquent les gammes de fonctionnement en tension et en courant des bancs de cyclage par rapport à celles des batteries testées.

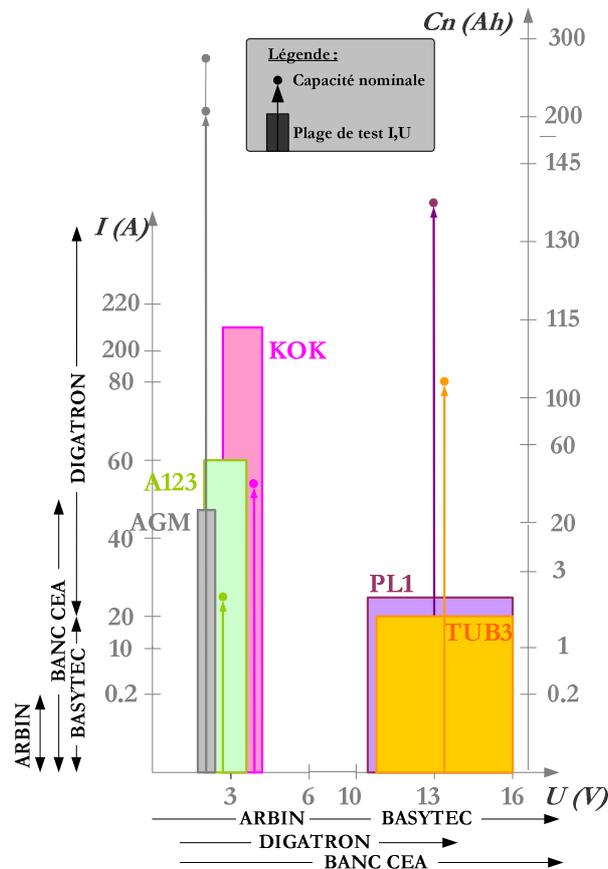


Figure 62. Plages de fonctionnement en courant et en tension et capacité nominale des batteries testées

Cette représentation permet de se convaincre de la diversité des batteries testées tant sur leur plage de fonctionnement que sur leurs performances. En premier lieu, on distingue, par les plages de tensions, les éléments unitaires à gauche (KOK, A123, AGM) des batteries composées de plusieurs éléments à droite (PL1, TUB3). Selon cette représentation, plus la « flèche » de la capacité nominale est haute par rapport à la plage de courant moins l'accumulateur est apte à supporter de fortes décharges. Ainsi, malgré des capacités supérieures à celles des batteries au lithium, les batteries au plomb étudiées supportent des courants de décharge inférieurs. Enfin si les courants de décharge sont importants, les tensions sous lesquelles ces courants sont délivrés le sont tout autant, et la maturité des technologies au plomb ne leur fait là pas défaut (PL1 et TUB3) : les assemblages robustes d'éléments en batterie permettent de disposer de quantités d'énergie importantes.

### A.3 RESULTATS EN DECHARGE A TEMPERATURE AMBIANTE POUR PLOMB ET LITHIUM

Les tests ont été réalisés pour les conditions d'État d'énergie et de puissance de décharge résumées pour chaque batterie dans le Tableau 15.

	PL 1	TUB3	KOK	A123	AGM 1	AGM 2
SOE <sub>0</sub> [%]	{ 100 ; 80 ; 60 ; 40 ; 20 }			{100 ; 60 ; 40 ; 20 ; 15 ; 10 ; 5}	100	
Pd [W]	P <sub>n</sub> /100 P <sub>n</sub> /20 P <sub>n</sub> /10 P <sub>n</sub> /6 P <sub>n</sub> = 282 W	P <sub>n</sub> /100 P <sub>n</sub> /20 P <sub>n</sub> /10 P <sub>n</sub> /6 P <sub>n</sub> = 237 W	P <sub>n</sub> /3 P <sub>n</sub> /2 P <sub>n</sub> 2P <sub>n</sub> 3P <sub>n</sub> 5P <sub>n</sub> P <sub>n</sub> = 150 W	P <sub>n</sub> /20 ; P <sub>n</sub> /10 P <sub>n</sub> /5 ; P <sub>n</sub> /3 P <sub>n</sub> /2 ; P <sub>n</sub> 2P <sub>n</sub> ; 3P <sub>n</sub> 5P <sub>n</sub> ; 7P <sub>n</sub> 9P <sub>n</sub> ; 11P <sub>n</sub> 13P <sub>n</sub> ; 16P <sub>n</sub> P <sub>n</sub> = 7.36 W	P <sub>n</sub> /100 P <sub>n</sub> /20 P <sub>n</sub> /10 P <sub>n</sub> /6 P <sub>n</sub> = 92 W	P <sub>n</sub> /100 P <sub>n</sub> /20 P <sub>n</sub> /10 P <sub>n</sub> /6 P <sub>n</sub> = 67 W

Tableau 15. Conditions d'états d'énergie initiaux et de puissance de décharge des tests réalisées à une température ambiante initiale de 25°C.

Nous présentons ici les résultats obtenus pour un bain régulé à 25°C pour les batteries au plomb et une température de pièce d'environ 25°C pour les éléments Li-ion.

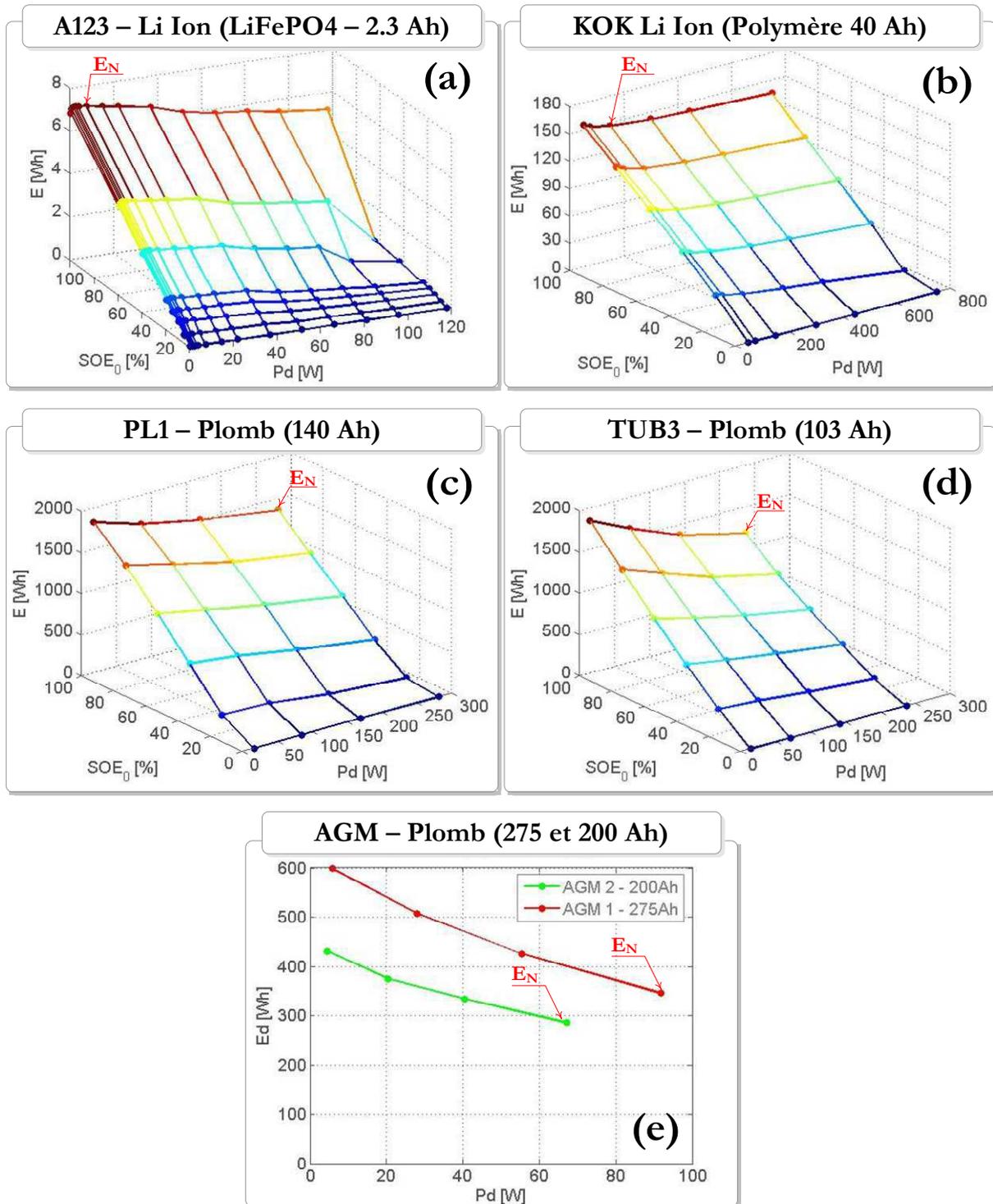


Figure 63. Énergies disponibles en fonction de l'état d'énergie initial et de la puissance de décharge constante imposée pour une température ambiante initiale de 25°C. Par défaut à l'état d'énergie vide, l'énergie disponible est nulle. Les résultats (e) sont obtenus uniquement à partir des états d'énergie plein (100%).

Conformément aux caractéristiques des tests, les graphes (a), (b), (c) et (d) de la Figure 63, présentent l'énergie disponible ( $E$  [Wh]) en fonction de la puissance de décharge ( $P_d$  [W]) et de l'état d'énergie initial ( $SoE_0$  [%]) pour, respectivement, les batteries Li-Ion phosphate de fer (A123), Li-Ion polymère (KOK), Plomb-acide type poids lourd (PL1) et Plomb-acide tubulaire (TUB3) ;

Le graphe (e) présente l'énergie disponible en fonction de la puissance de décharge partant d'un *État* pleinement chargé ( $SoE_0 = 100\%$ ) pour les batteries Plomb-Acide A.G.M. (AGM1 et AGM2).

Pour chaque batterie, l'énergie nominale (mesurée à la puissance nominale) est indiquée dans le Tableau 16 par les flèches rouges portant l'indication  $E_N$  sur graphes de la Figure 63.

	PL 1	TUB3	KOK	A123	AGM 1	AGM 2
$P_N$ [W]	282	237	150	7.36	92	67
$E_N$ [Wh]	1357	1175	147	7.04	346	285
$t_N$ [h]	4.81	4.96	0.98	0.96	3.76	4.25

Tableau 16. Puissances et énergies nominales des batteries testées et temps de décharge (nominal) associé.

#### A.4 [RESULTATS SPECIFIQUES DU LI-ION \(LiFePO4\)](#)

##### A.4.a. [Paramétrage de la décharge.](#)

Les tests réalisés à température ambiante de 25°C ont été reproduits également pour des températures allant de -30°C à 40°C sur des éléments de type A123. On rappelle la précaution expérimentale à prendre : toutes les charges sont effectuées selon les conditions de charge nominale i.e. à une température de 25°C ; de même les décharges permettant d'atteindre l'état d'énergie voulu sont également effectuées à une température de 25°C. Seule la décharge résiduelle qui fournira la mesure d'énergie disponible recherchée est effectuée à la température voulue. Le tableau (a) de la Figure 64 présente les conditions d'états d'énergie initiaux, de puissance de décharge et de température utilisées.

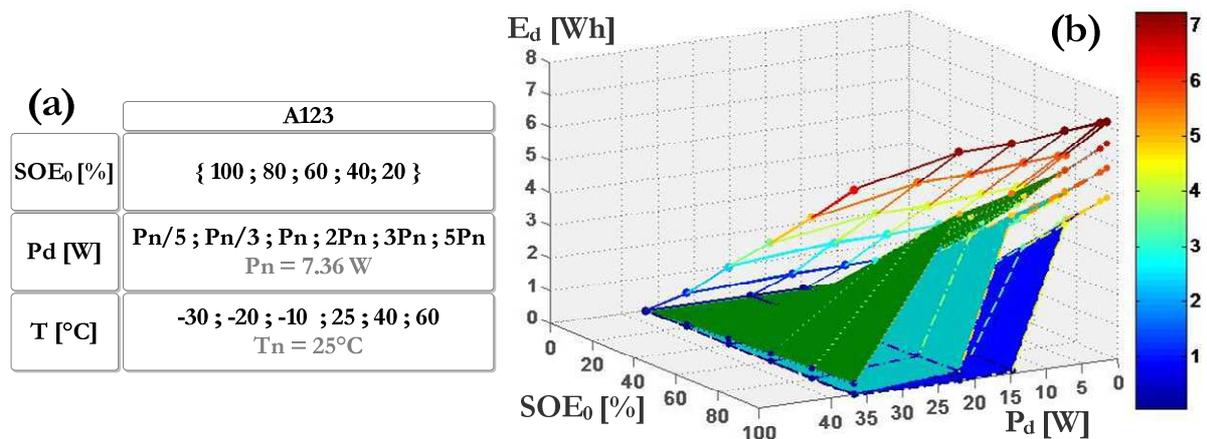


Figure 64 (a) Conditions d'états d'énergie initiaux, de puissance de décharge et de température des tests réalisés sur les éléments de type A123. (b) Énergies disponibles mesurées sur l'élément A123 en fonction de l'état d'énergie initial et de la puissance de décharge constante imposée pour des températures des -30°C, -20°C, -10°C et 25°C

Pour davantage de lisibilité, les surfaces d'énergie à 40 et 60°C ont été retirées des résultats présentés sur la Figure 64 (b). En effet, bien que pour cette technologie, une augmentation de température ambiante au-delà de 40°C soit en mesure d'améliorer de 2 à 3% la disponibilité énergétique pour les faibles régimes de décharge (P<sub>n</sub>/5, P<sub>n</sub>/3), elle la réduit, par ailleurs d'autant aux régimes plus élevés (3P<sub>n</sub>, 5P<sub>n</sub>), si bien que les surfaces d'énergie à 25°C, 40°C et 60°C se confondent par endroits.

#### A.4.b. Paramétrisation de la charge

Le protocole de charge décrit au § B.3 du Chapitre 3 a été réalisé sur un élément de type A123. Pour plus de praticité, on préférera utiliser ici le complémentaire du SoE, i.e. la profondeur de décharge ou DoD (*Depth of Discharge*), égale à  $1 - SoE$ .

Les résultats obtenus sont présentés sur la Figure 65.

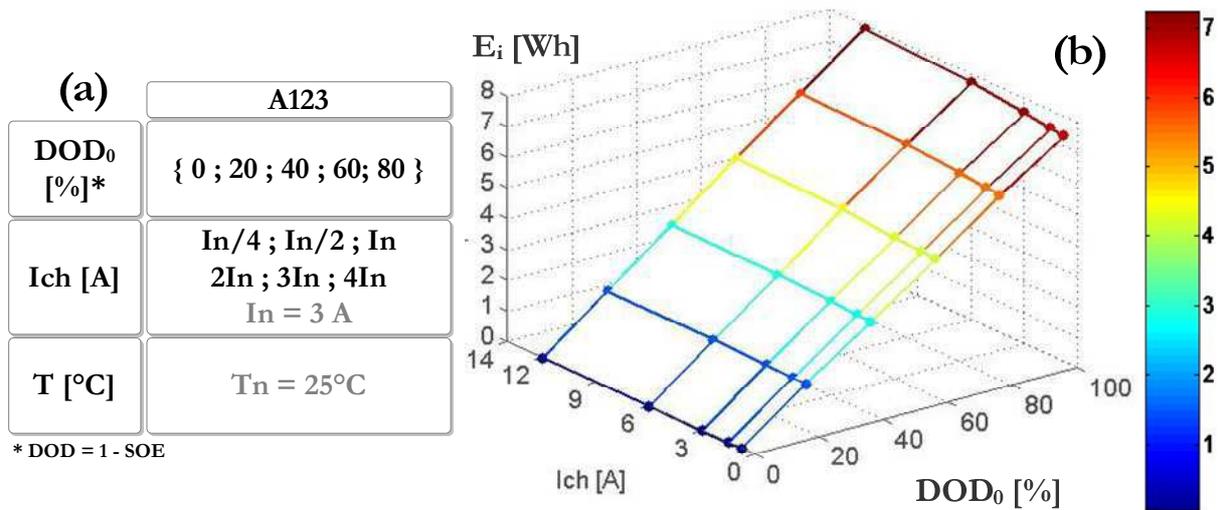


Figure 65. (a) Conditions de profondeur de décharge initiale et de régime de charge pour la paramétrisation de la charge des éléments de type A123 à une température ambiante de 25°C. (b) Énergie injectée en fonction de la profondeur de décharge et du régime de charge toujours à une température ambiante de 25°C.

Une fois le paramétrage réalisé, les triplets  $\{SoE_\alpha, X_1, e^{X|SoE_\alpha}\}$  et  $\{SoE_\alpha, X_1, a^{X|SoE_\alpha}\}$  sont intégrés dans l'algorithme de suivi du SoE. Divers profils de cyclage sont alors proposés pour évaluer la précision et la robustesse de l'estimateur et de l'algorithme.

## **B. VALIDATION DU MODELE POUR LA TECHNOLOGIE LI-ION**

### **B.1 PROTOCOLE DES TESTS DE VALIDATION**

#### **B.1.a. Démarche de validation**

Le protocole de tests de validation à établir doit permettre de déterminer les performances (précision, robustesse) du modèle et de l'algorithme proposés. Pour cela, on cherche à comparer l'état d'énergie estimé par le modèle et l'État énergétique réel, mesuré à partir d'une décharge résiduelle à une puissance constante jusqu'à la décharge complète de l'accumulateur. Soulignons à ce niveau qu'il s'agit là de l'unique façon de déterminer avec exactitude le SoE en un point d'un profil d'usage donné, et donc de l'unique façon que nous avons de quantifier l'erreur du modèle et de l'algorithme.

Dans cet objectif, il est nécessaire de faire varier la température, les puissances de décharge et les régimes de charge du cyclage au cours duquel on souhaite suivre l'évolution du SoE, ainsi que la profondeur de décharge à partir de laquelle se fait l'estimation de l'énergie résiduelle. Intuitivement, on comprend que plus un profil de cyclage est « chaotique », plus il sera en mesure de mettre à l'épreuve l'estimateur proposé. Il en est de même des tests aux régimes de décharges extrêmes.

Les profils de tests utilisés pour la détermination des performances de batteries pour les applications photovoltaïques intègrent la composante chaotique mais les régimes de décharges appliqués ne sont pas suffisamment élevés pour évaluer la robustesse de l'algorithme, notamment pour les technologies Li-ion. En revanche, les profils de tests des batteries pour véhicules électriques ou hybrides seront particulièrement appropriés sur ces deux aspects (variabilité et étendue de la plage des régimes testés).

#### **Analyse de résultats des batteries de type A123**

Une analyse plus fine du comportement énergétique de l'accumulateur de type A123 permet d'orienter le choix des conditions de charge et décharge qui éprouvent la robustesse et la précision du SoE. Nous revenons donc sur la Figure 63 et la Figure 64 et la Figure 65.

Le graphe (a) de la Figure 63 montre qu'à température ambiante, le comportement énergétique de l'accumulateur est quasi linéaire sur une large plage de puissances de décharge allant jusqu'à près de 80 W (11Pn<sup>60</sup>). Au-delà, lorsque l'État d'énergie arrive en deçà de 40%, l'énergie disponible s'effondre rapidement. Elle est alors insuffisante pour fournir les puissances demandées. Dans cette zone, la perte de tenue en puissance de l'élément est due à une perte de tenue en tension.

---

<sup>60</sup> Rappel : pour cet élément Pn = 7.36 W est la puissance délivrée en continue pour décharger la batterie en 1h environ.

Le graphe (b) de la Figure 64 montre que, globalement, lorsque la température varie, l'énergie disponible diminue avec la température et que la zone de perte de tenue en tension se retrouve décalée vers des régimes de décharge plus faibles et inversement lorsque la température augmente.

Le graphe (b) de la Figure 65 témoigne d'une linéarité de la quantité d'énergie à injecter en fonction du régime de charge et de la profondeur de décharge<sup>61</sup>.

### Nature et désignation des protocoles de validation

Les protocoles de tests qui ont été définis permettent d'évaluer les performances de :

- l'algorithme de décharge à température ambiante de la pièce pour des régimes usuels de décharge (i.e. inférieurs à 5Pn soit 36.8W) et peu variables (5 pas de décharge jusqu'à complète décharge) → Test A123\_0 ;
- l'algorithme de décharge à température ambiante de la pièce pour des régimes extrêmes de décharge (i.e. supérieurs à 5Pn avec une puissance de 7Pn) et très variables (75 pas de décharge) → Test A123\_1 ;
- l'algorithme de décharge à température ambiante de la pièce et à 0°C pour des régimes usuels de décharge (i.e. inférieurs à 5Pn), très variables (cyclage DST), avec deux types d'amplitude de régimes de décharge (DST « normal » ou « sévère ») et en effectuant la mesure résiduelle pour des États d'énergie bas (<20%) et médians (entre 30 et 70%) → Tests A123\_DST\_Sans\_Régénération ;
- l'algorithme complet de charge et décharge à température ambiante de la pièce dans les mêmes conditions que précédemment → TestA123\_DST\_Avec\_Régénération.

Ces tests font l'objet de paragraphes B.2 à B.5 suivants.

#### **B.1.b. Conditionnement des données de température**

Les données de température nécessaires aux tests TestA123\_DST\_Sans\_Régénération et TestA123\_DST\_Avec\_Régénération sont issues des fichiers d'enregistrement des tests réels, desquels on extrait les températures initiales pour chaque pas de décharge. On considère, pour ces tests que la température de peau de la batterie est une donnée d'entrée enregistrée.

Notons qu'il est envisageable par la suite de conditionner la fréquence d'acquisition de la température à une valeur seuil de variation de température ( $\Delta T$ ) ; valeur seuil qui pourrait varier en fonction de la plage de

<sup>61</sup> On rappelle que la profondeur de décharge DoD est égale à 1-SoE

température. Ainsi, il sera possible de réduire le nombre de calculs lié aux variations de température. A titre indicatif, les valeurs suivantes pourraient être utilisées.

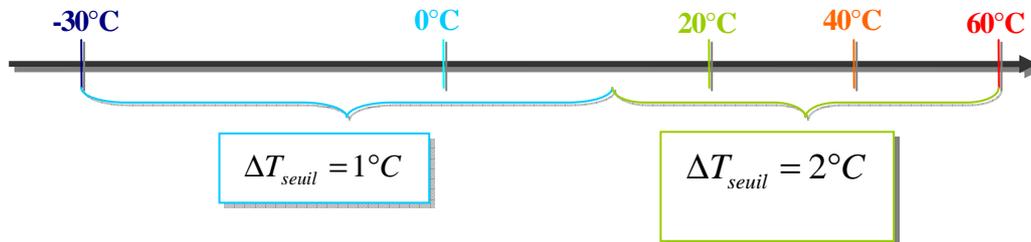


Figure 66. Seuils de sensibilité aux variations de température par plage de température

## B.2 TESTA123\_0

### B.2.a. Description

Pour ce test, on considère que l'information de température n'est pas accessible durant la décharge. Le test consiste à imposer 5 pas de décharge à puissances constantes. Le régime de décharge ainsi que la durée de chaque pas varient. La puissance de décharge du dernier pas, égale à  $4P_n$ <sup>62</sup>, est choisie dans la zone supérieure de la plage des régimes d'utilisation en fonctionnement normal. Le dernier pas de décharge amène la batterie jusqu'à une décharge complète. Le test s'arrête donc sur un critère de tension basse atteinte, i.e. ici 2 V. Les paramètres du test sont consignés dans le Tableau 17.

Régime	Pd [W]	Td [s]	Energie déchargée [Wh]
Pn/15	0,491	3600	0,491
2,5Pn	18,400	600	3,067
Pn/3,8	1,937	600	0,323
1,5Pn	11,040	600	1,840
4Pn	29,440	jusqu'à Ubatt = 2V	?

Tableau 17. Paramètres du TestA123\_0 réalisé à température ambiante de la pièce.

<sup>62</sup> Rappel : Pour l'accumulateur de type A123,  $P_n = 7.36$  W est la puissance fournie en continue par la batterie pour une décharge complète en une heure.

### B.2.b. Résultats

Au cours des quatre premiers pas de décharge, la batterie dont l'*énergie nominale* est de 6.869 Wh aura fourni 5.721 Wh. Si, quelle que soit la puissance de décharge, l'énergie restituée par un accumulateur était constante (comptage Wh-métrique), la décharge résiduelle (au 5<sup>ème</sup> pas ici) permettrait à l'accumulateur de restituer 1.148 Wh sous une puissance de 29.44 W en 140 secondes. Comparons les résultats expérimentaux correspondant à ceux obtenus par le modèle d'Etat d'énergie et l'algorithme de suivi (Figure 67).

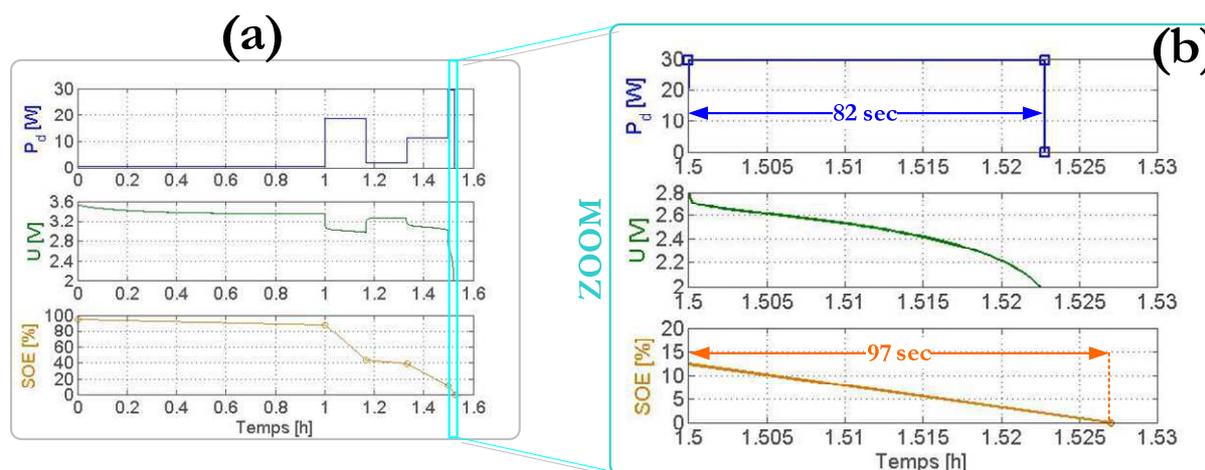


Figure 67. Résultats du test A123\_0. (a) De haut en bas : puissance de décharge et tension de batterie mesurée (en fonction du temps réel du test), État d'énergie calculé par l'algorithme. (b) Zoom sur le dernier pas de décharge.

Les erreurs du modèle SoE s'accumulent à chaque pas de décharge et le dernier pas de décharge permet de mesurer l'erreur globale sur l'ensemble de la décharge. L'erreur globale peut être calculée sur le temps total de décharge ou sur l'énergie totale déchargée. Le Tableau 18 présente les erreurs globales du modèle SoE par rapport au test expérimental, comparées à celles du modèle Wh-métrique classique.

	Test	Modèle SoE	Modèle Wh-métrique
Energie déchargée [Wh]	6,391	6,515	6,868
Temps de décharge total [s]	5482	5497	5540
Erreur modèle sur le temps [%]	-	0,3	1,1
Erreur modèle sur l'énergie [%]	-	1,9	7,5

Tableau 18. Résultats numériques du test TestA123\_0.

L'erreur globale en énergie du modèle SoE est inférieure à 2% contre 7.5% avec un comptage Wh-métrique. Bien que l'énergie disponible ne soit pas constante en fonction de la puissance demandée, le faible taux

d'erreur du comptage Wh-métrique rend compte de la linéarité du comportement énergétique dans les plages de puissance de décharge et d'Etats d'énergie explorées par ce test.

### B.3 [TESTA123\\_1](#)

#### B.3.a. [Description](#)

Le profil de ce test a été conçu à partir d'un profil réel enregistré sur une batterie de véhicule électrique en utilisation. Pour que des pics de décharge importants apparaissent aux bas États d'énergie de l'élément en test, la durée initiale de chaque pas, qui était de 0.8 seconde, a été augmentée à 4.5 secondes ; de même les régimes de décharge ont tous été augmentés proportionnellement afin de balayer une plage de puissances allant de 5Pn à 16Pn. Ainsi le profil final comporte 75 pas de durée identique dont la puissance moyenne est de 7.7Pn (cf. Tableau 19).

# Pas	Pd	# Pas	Pd						
1	51,52	16	58,88	31	44,16	46	74,96	61	70,47
2	36,8	17	51,52	32	66,24	47	77,96	62	47,98
3	58,88	18	44,98	33	58,88	48	80,96	63	51,52
4	37,48	19	50,97	34	73,6	49	80,96	64	58,88
5	38,98	20	58,88	35	58,88	50	56,97	65	51,52
6	40,48	21	51,52	36	58,88	51	73,6	66	73,6
7	40,48	22	73,6	37	51,52	52	66,24	67	44,16
8	38,98	23	51,52	38	38,98	53	58,88	68	73,6
9	38,98	24	44,16	39	38,98	54	36,8	69	44,16
10	38,98	25	58,88	40	40,48	55	51,52	70	56,97
11	38,98	26	66,24	41	40,48	56	44,16	71	107,95
12	38,98	27	44,16	42	43,48	57	44,16	72	104,95
13	36,8	28	58,88	43	50,97	58	47,98	73	70,47
14	44,16	29	51,52	44	58,47	59	80,96	74	58,88
15	73,6	30	51,52	45	71,96	60	107,95	75	73,6

Tableau 19. Profil de décharge du test TESTA123\_1. La durée de chaque pas est de 4.5 secondes.

#### B.3.b. [Résultats](#)

Ce profil a été appliqué à un élément de type A123 de 6.820 Wh d'énergie nominale. Le profil de puissance demandé est représenté par la courbe bleue du premier graphique de la Figure 68 (a). De même que pour le test précédent, on considère ici que l'information de température n'est pas accessible durant la décharge. Le résultat de suivi du SoE est indiqué par la courbe orange du dernier graphique de la Figure 68.

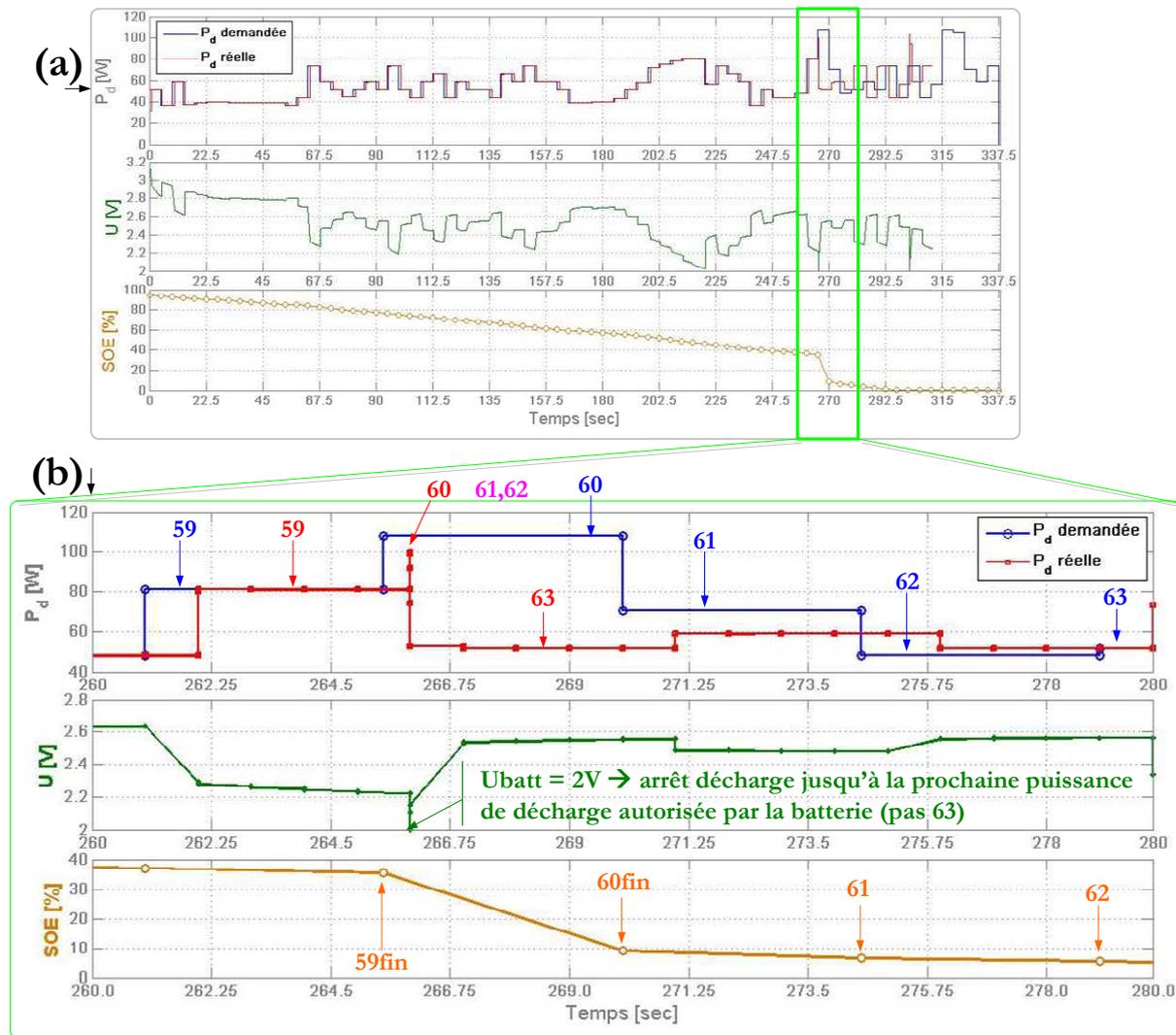


Figure 68. Résultats du test A123\_1. (a) De haut en bas : puissance de décharge demandée et réelle, tension de batterie (en fonction du temps réel du test) et État d'énergie calculé par l'algorithme. (b) Zoom sur les pas de décharge 59 à 63.

### B.3.c. Analyse

Sur la base des puissances de décharge demandées, l'algorithme calcule qu'au 60<sup>ème</sup> pas de décharge l'État d'énergie s'écroulera brutalement, passant d'environ de 40% à moins de 10%. En effet la puissance demandée au 60<sup>ème</sup> pas, proche de 15Pn, est très importante. La Figure 63 (a) montre surtout que pour des États d'énergie inférieurs à 60%, l'énergie disponible chute rapidement à ces niveaux de puissance de décharge. Au 65<sup>ème</sup> pas, l'algorithme de suivi du SoE prévoit que la batterie sera vide. Dans tous les cas, à moins de 10% d'État d'énergie, une gestion en mode dégradée de l'accumulateur est à prévoir.

Comparons ces prévisions aux résultats issus de l'expérimentation. On prêtera une attention particulière à la Figure 68 (b) qui zoome sur les pas de décharge de 59 à 63.

La courbe rouge du premier graphique représente la puissance réelle mesurée sur l'élément durant le test. Le décalage temporel entre la puissance demandée (et simulée) en bleue et la puissance réelle mesurée est dû aux délais de commutation du banc qui s'accumulent au fil des pas de décharge.

Dans la réalité, lors du test, la tension de la batterie (cf. courbe verte du deuxième graphique de la Figure 68 (b)) a chuté brutalement jusqu'à la tension d'arrêt de 2 V au 60<sup>ème</sup> pas. Le cycle est interrompu et le banc tente d'appliquer la consigne du pas suivant sans succès jusqu'au 63<sup>ème</sup> pas. En effet, durant ce très court délai, la batterie a bénéficié d'une relaxation suffisante jusqu'à 2.2 V pour fournir la puissance demandée (58.88 W). Ce phénomène s'est réitéré au 71<sup>ème</sup> pas.

**Cet essai montre que l'estimateur est capable de suivre les changements brutaux dans l'énergie disponible qui seraient dus à des puissances de décharge trop élevées par rapport à la réserve énergétique.**

### **B.3.d. Erreur**

L'erreur réalisée sur ce test doit être relevée au 60<sup>ème</sup> pas. Elle est égale à la différence entre le SoE calculé égal à 8.9% et le SoE réel égale à 0%. Ce résultat semble prometteur au regard de la sévérité du profil et de l'absence d'informations sur la température de l'élément. En comparaison, la méthode Wh-métrique affiche 40% d'énergie restante au 60<sup>ème</sup> pas

## **B.4 TESTA123 DST SANS REGENERATION**

### **B.4.a. Description**

Les profils Dynamic Stress Test (DST), développés par l'USABC pour les batteries destinées aux véhicules électriques et hybrides, répètent un cycle représentatif d'une conduite avec des périodes variables d'arrêt, de freinage et d'accélération jusqu'à une décharge complète. Un cycle DST est composé de 20 pas de repos, charges, et décharges à puissance constante. Dans les tests TestA123\_Sans\_Régénération, on s'intéresse uniquement aux phases de repos et de décharge. Pour éprouver la robustesse du modèle et de l'algorithme, on adapte le cycle DST sans les phases de charge et on définit un deuxième type de cycle dont le régime moyen de puissance est deux fois supérieur. Ainsi on dispose d'un cycle DST sans régénération que nous qualifierons de Normal (ou Soft) et un cycle DST sans régénération que nous qualifierons de Sévère (ou Hard). Ces cycles sont présentés sur la Figure 69.

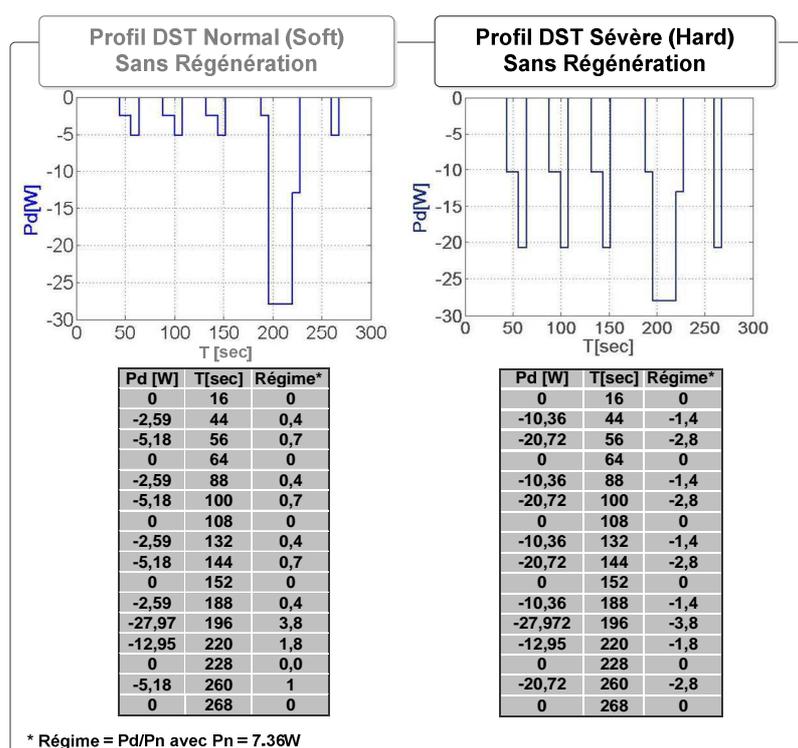


Figure 69. Profils des tests utilisés en décharge : « DST Normal (ou soft) » et « DST sévère (ou hard) »

Dans le but d'évaluer la précision du modèle et de l'algorithme en différentes valeurs d'États d'énergie (i.e. des profondeurs de décharge médianes ou fortes), le cycle est répété autant de fois que nécessaire avant d'effectuer une décharge résiduelle (jusqu'à la tension d'arrêt de 2 V). Une première série de 4 tests a été réalisée à température ambiante, sans confinement, avec les caractéristiques décrites dans le Tableau 20. En raison d'un aléa, certaines des décharges résiduelles des tests ont été réalisées à une puissance différente de Pn.

Nom	Cycle	# Répétitions	DoD finale	Puissance de décharge de la résiduelle
SR_25_Soft_Med	DST Soft	9	médian	Pn (7.36 W)
SR_25_Soft_For	DST Soft	20	fort	3.104 W
SR_25_Hard_Med	DST Hard	3	médian	Pn (7.36 W)
SR_25_Hard_For	DST Hard	7	fort	3.104 W

Tableau 20. Caractéristiques des tests TestA123\_DST\_Sans\_Régénération à température ambiante sans confinement.

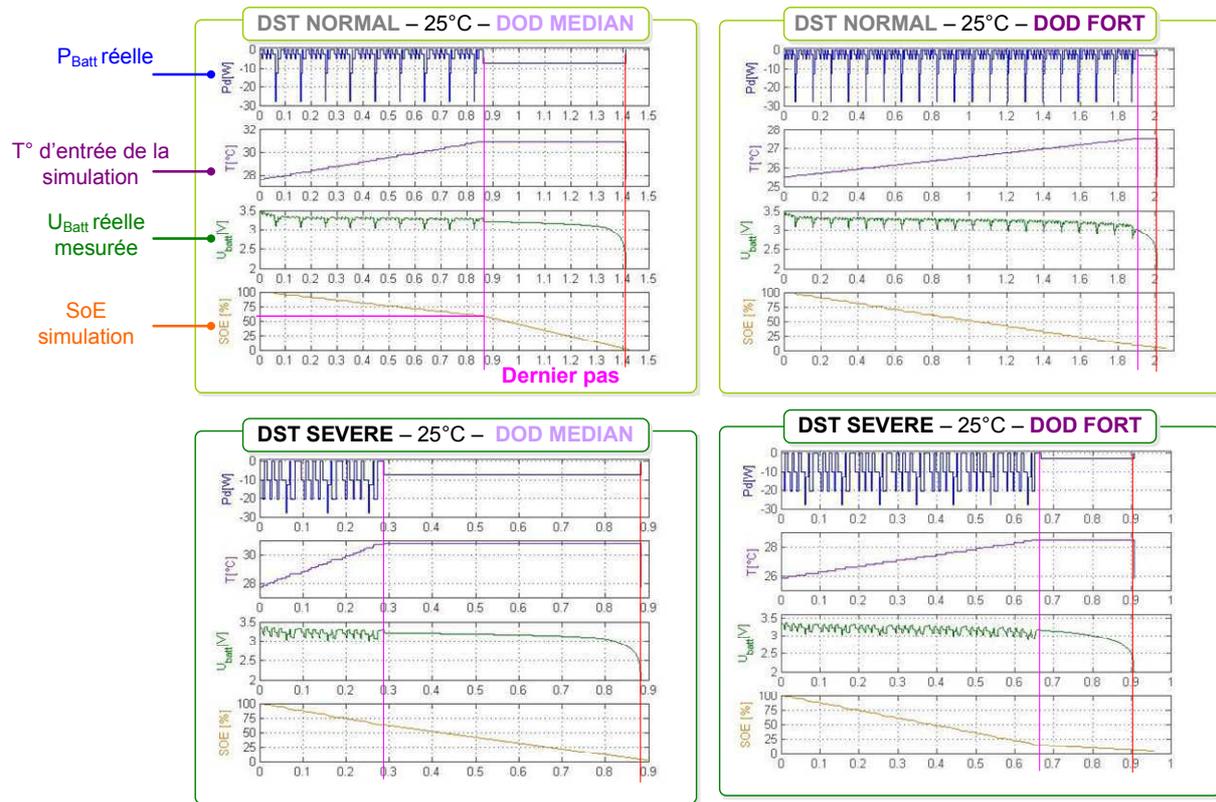
Suivant la même méthodologie, une seconde série de quatre tests a été réalisée en enceinte à 0°C avec les caractéristiques présentées dans le Tableau 21.

Nom	Cycle	# Répétitions	DoD finale	Puissance de décharge de la résiduelle
SR_0_Soft_Med	DST Soft	9	médian	Pn (7.36 W)
SR_0_Soft_For	DST Soft	17	fort	3.104 W
SR_0_Hard_Med	DST Hard	3	médian	Pn (7.36 W)
SR_0_Hard_For	DST Hard	6	fort	3.104 W

Tableau 21. Caractéristiques des tests TestA123\_DST\_Sans\_Régénération à 0°C en enceinte.

**B.4.b. Résultats**

Les résultats des simulations et ceux réels sont présentés sur la Figure 70 pour les tests à température ambiante et sur la Figure 71 pour les tests à 0°C.



\* Température initiale du pas extraite de fichier d'enregistrement des expérimentations

Figure 70. Résultats simulations vs expérimentations des tests TestA123\_DST\_Sans\_Régénération à température ambiante sans confinement.

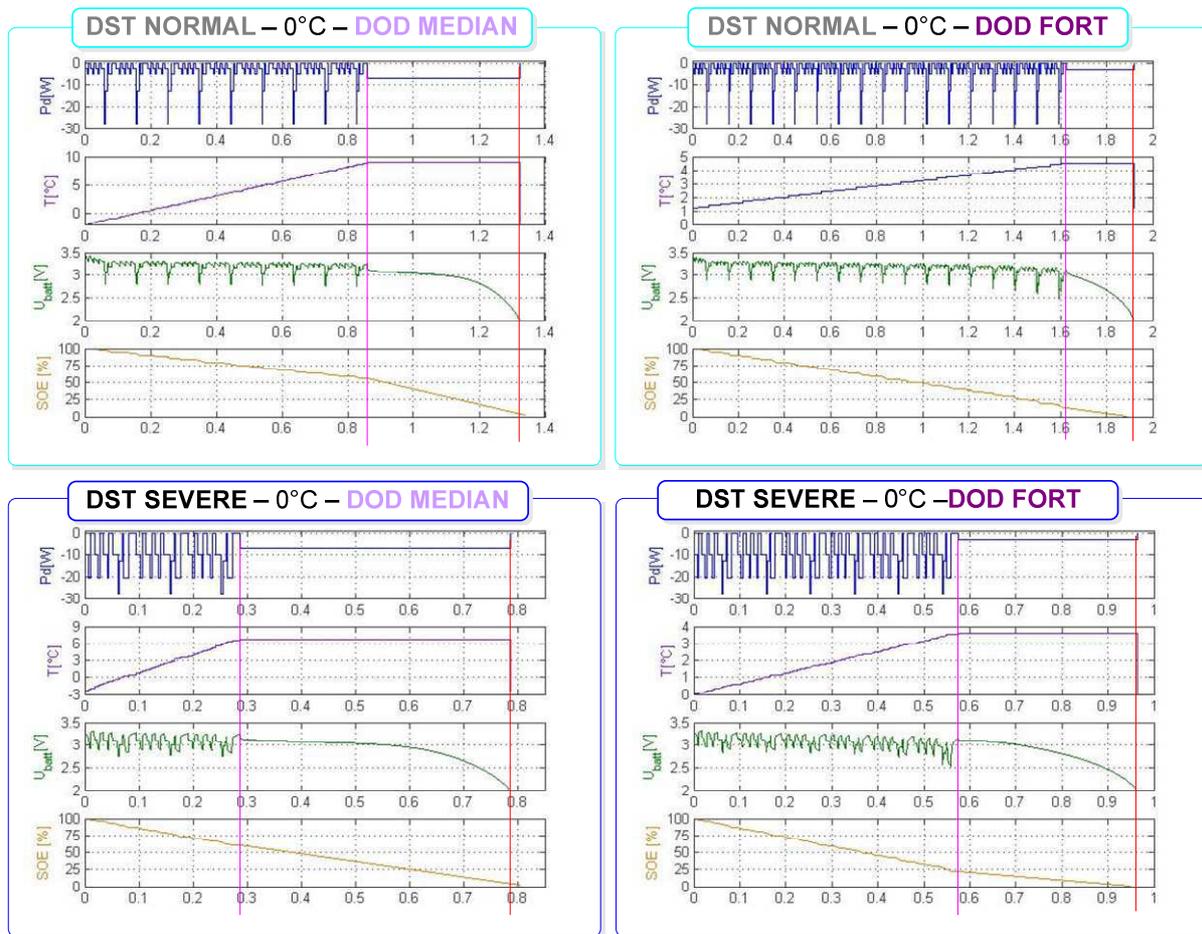


Figure 71. Résultats expérimentations vs simulations des tests TestA123\_DST\_Sans\_Régénération à 0°C en enceinte.

#### B.4.c. Analyse

On exprime l'état d'énergie fonctionnel comme le rapport entre l'énergie restante à la puissance et à la température du pas et l'énergie maximale (i.e. lorsque la batterie est pleinement chargée) à la puissance et à la température du pas considéré. Le SoE fonctionnel permet alors de tenir compte du fait que la décharge résiduelle est faite à une puissance de décharge différente de la puissance nominale et donc de comparer la simulation à l'expérimentation.

Le Tableau 22 et le Tableau 23 comparent les résultats obtenus en simulation et en expérimentation.

Nom	Energie Max disponible à la puissance de décharge du dernier pas [Wh]	SIMULATION			EXPERIENCE		
		Energie disponible pour le dernier pas [Wh]	Durée du dernier pas [min]	SoEf [%]	Energie disponible pour le dernier pas [Wh]	Durée du dernier pas [min]	SoEf [%]
SR_25_Soft_Med	7,111	4,144	33,82	58,3	4,056	33,1	57
SR_25_Soft_For	7,111	0,471	9,11	6,6	0,31	6	4,4
SR_25_Hard_Med	6,877	4,489	36,63	65,3	4,377	35,71	63,6
SR_25_Hard_For	6,877	0,903	17,45	13,1	0,742	14,35	10,8
SR_0_Soft_Med	6,571	3,525	28,76	53,6	3,403	27,76	51,8
SR_0_Soft_For	6,711	0,811	15,69	12,1	0,903	17,47	13,5
SR_0_Hard_Med	6,516	3,800	31,00	58,3	3,672	29,96	56,4
SR_0_Hard_For	6,792	1,163	22,48	17,1	1,210	23,39	17,8

Tableau 22. Résultats expérimentations vs simulations des tests TestA123\_DST\_Sans\_Régénération à température ambiante sans confinement et à 0°C en enceinte.

#### B.4.d. Erreur

L'écart entre le SoE fonctionnel du modèle et celui des expérimentations varie pour ces tests dans une plage  $[-1.5\% ; +2.5\%]$ . Les valeurs sont données sur le Tableau 23 et représentées sur l'encadré dans la Figure 72.

		A profondeur de décharge médiane	A forte profondeur de décharge
25°C	SR_25_Soft_Med SR_25_Soft_For	+ 1,3%	+ 2,2%
	SR_25_Hard_Med SR_25_Hard_For	+ 1,7%	+ 2,3
0°C	SR_0_Soft_Med SR_0_Soft_For	+ 1,9%	- 1,4%
	SR_0_Hard_Med SR_0_Hard_For	+ 1,9%	- 0,7%

Tableau 23. Écart entre le SoE fonctionnel des simulations et le SoE fonctionnel des expérimentations pour les tests TestA123\_DST\_Sans\_Régénération à température ambiante et à 0°C

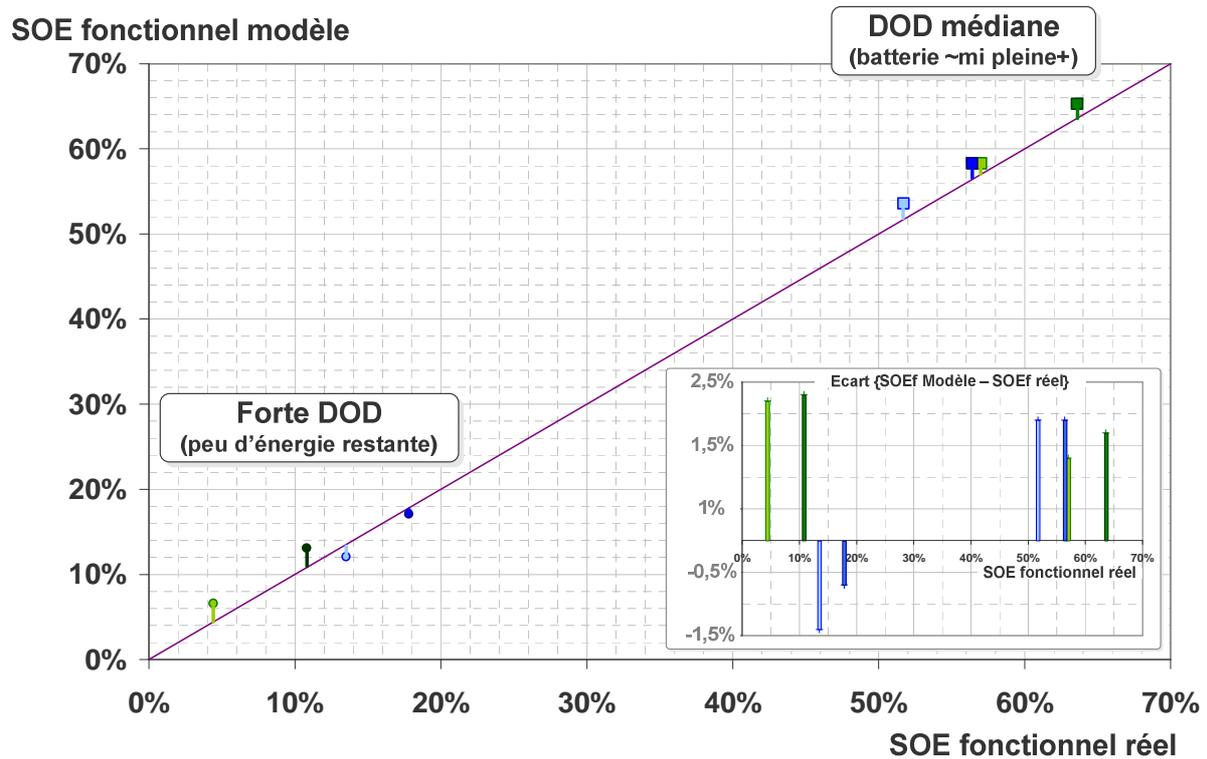


Figure 72. SoE fonctionnel du modèle en fonction du SoE fonctionnel réel pour les tests TestA123\_DST\_Sans\_Régénération à 25°C et 0°C. L'encadré en bas à droite indique l'écart entre ces deux valeurs.

## B.5 [TESTA123 DST AVEC REGENERATION](#)

### B.5.a. [Description](#)

Les tests avec régénération permettent d'évaluer les erreurs du modèle et de l'algorithme en charge et décharge sur l'indicateur d'État d'énergie fonctionnelle. Pour cela on utilise les deux profils DST précédents que l'on complète par des phases de charge. Les nouvelles caractéristiques de cycles élémentaires avec régénération sont présentées sur la Figure 73.

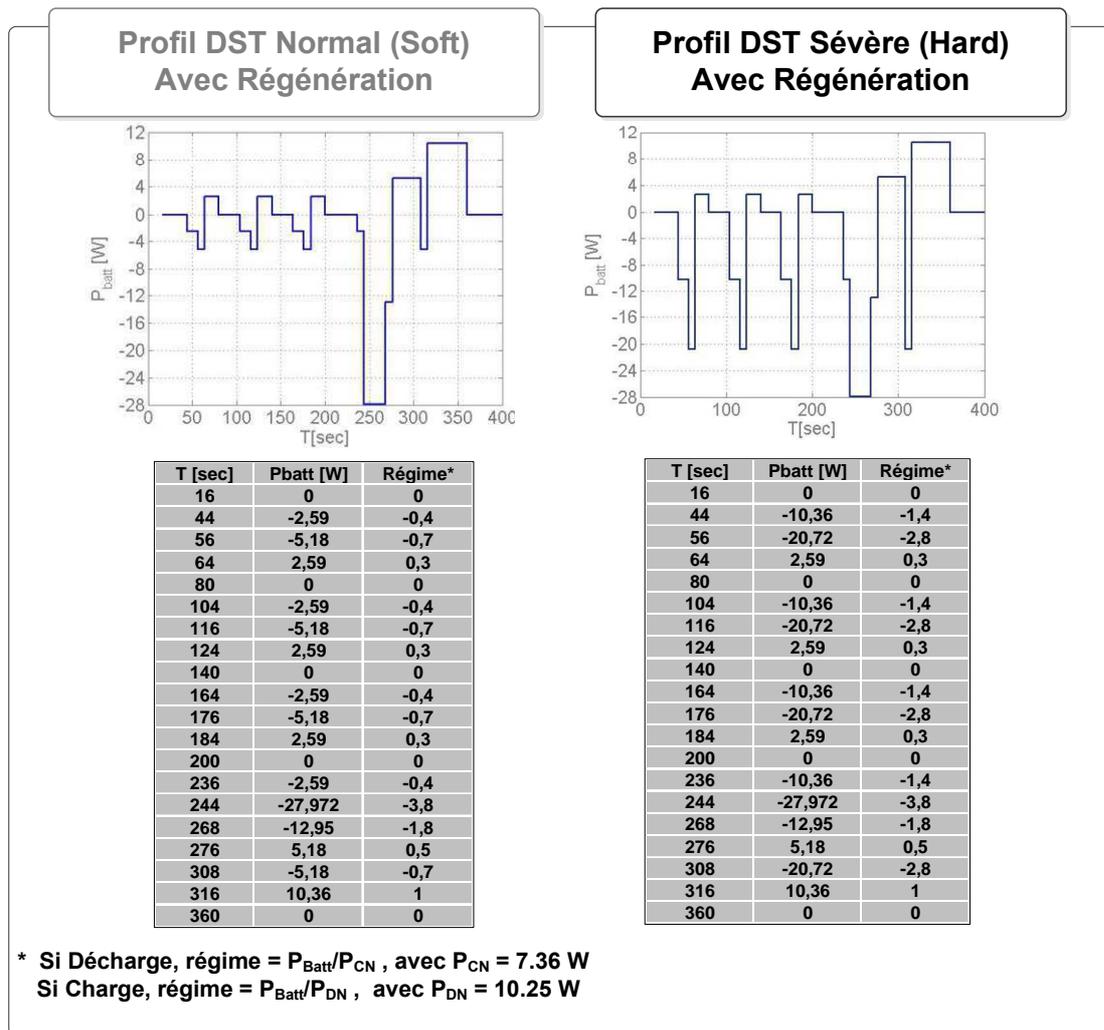


Figure 73. Profil du cycle élémentaire DST contenant des phases de charge utilisé pour évaluer les performances du modèle et de l'algorithme sur des accumulateurs de type A123 lors des tests TestA123\_Avec\_Régénération.

Comme précédemment, on cherche à balayer différents États d'énergie pour la décharge résiduelle. Les critères de cyclage sont résumés dans le Tableau 24.

Nom	Cycle	# Répétitions	DoD finale	Puissance de décharge de la résiduelle
AR_25_Soft_Med	DST Soft	17	médian	3.103 W
AR_25_Soft_For	DST Soft	20	fort	Pn (7.36 W)
AR_25_Hard_Med	DST Hard	6	médian	3.103 W
AR_25_Hard_For	DST Hard	7	fort	Pn (7.36 W)

Tableau 24. Caractéristiques des tests TestA123\_DST\_Avecs\_Régénération à température ambiante sans confinement.

**B.5.b. Résultats**

Ces tests ont été réalisés à température ambiante, sans confinement. Les résultats simulés et réels sont présentés par la Figure 73.

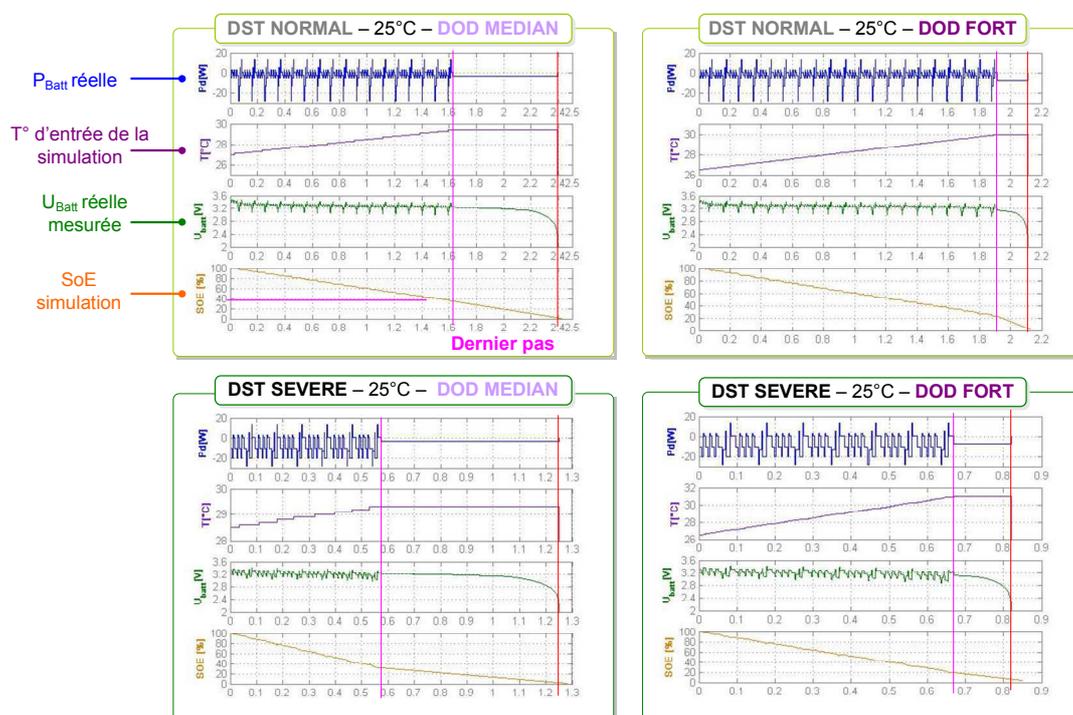


Figure 74. Résultats expérimentations vs simulations des tests TestA123\_DST\_Avec\_Régénération à température ambiante sans confinement.

**B.5.c. Analyse**

Comme précédemment, le Tableau 25 et le Tableau 26 comparent les résultats obtenus en simulation et en expérimentation.

Nom	Energie Max disponible à la puissance de décharge du dernier pas [Wh]	SIMULATION			EXPERIENCE		
		Energie disponible pour le dernier pas [Wh]	Durée du dernier pas [min]	SoEf [%]	Energie disponible pour le dernier pas [Wh]	Durée du dernier pas [min]	SoEf [%]
AR_25_Soft_Med	7,185	2,477	47,9	34,5	2,387	46,1	33,2
AR_25_Soft_For	7,102	1,582	12,9	22,3	1,46	11,9	20,6
AR_25_Hard_Med	7,173	2,193	42,4	30,6	2,102	40,6	29,3
AR_25_Hard_For	7,114	1,318	10,8	18,5	1,109	9	15,6

Tableau 25. Résultats expérimentations vs simulations des tests TestA123\_DST\_Avec\_Régénération à température ambiante sans confinement.

**B.5.d. Erreur**

L'écart entre le SoE fonctionnel du modèle et celui des expérimentations varie dans une plage [+1,5% ; + 2.9%]. Les valeurs sont données dans le Tableau 26 et représentées sur la Figure 75.

	A profondeur de décharge <u>médiane</u>	A <u>forte</u> profondeur de décharge
25°C	AR_25_Soft_Med	+ 1,3%
	AR_25_Soft_For	+ 1,7%
	AR_25_Hard_Med	+ 1,3%
	AR_25_Hard_For	+ 2,9

Tableau 26. Écart entre le SoE fonctionnel du modèle et le SoE fonctionnel réel pour les tests TestA123\_Avec\_Régénération à température ambiante.

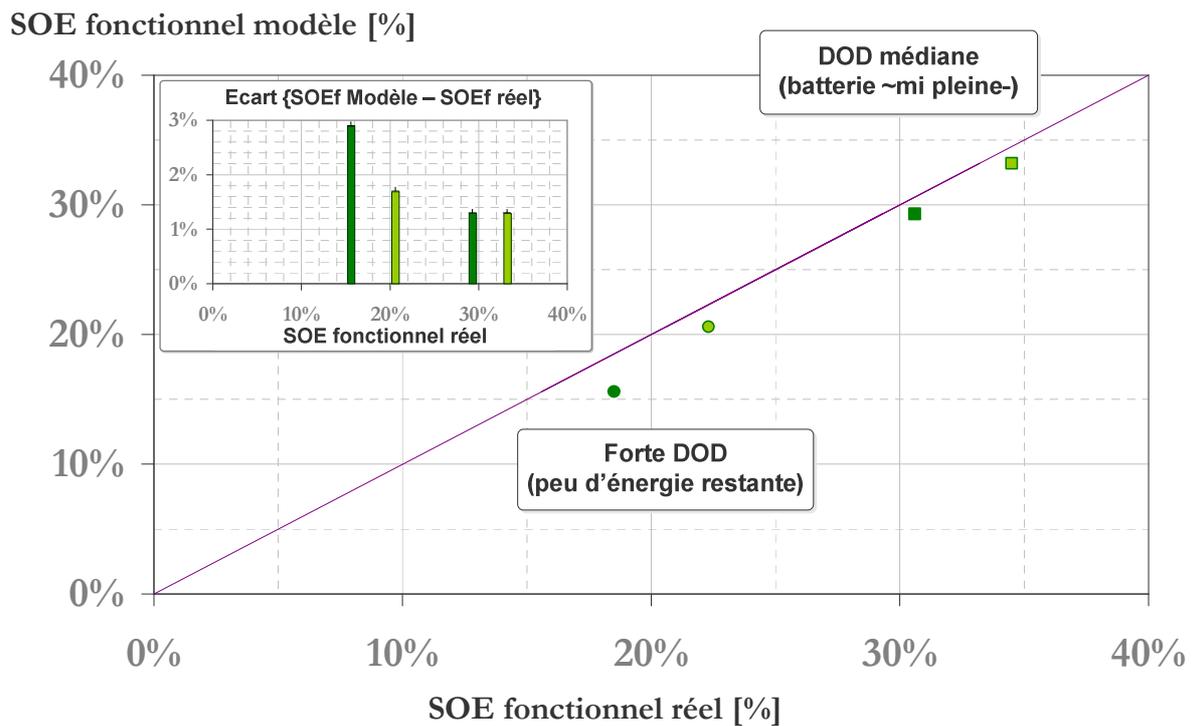


Figure 75. SoE fonctionnel du modèle en fonction du SoE fonctionnel réel pour les tests TestA123\_Avec\_Régénération à 25°C. L'encadré en haut à gauche indique l'écart entre ces deux valeurs.

## C. MISE EN ŒUVRE DU SOE

Tout au long de ce chapitre, le critère d'État d'énergie (SoE) a été mis en œuvre pour évaluer l'État énergétique d'un accumulateur. Par construction, le SoE ne peut suivre qu'un « seul chemin » dans le volume constitué par l'ensemble des surfaces d'énergie à iso température. Cette singularité du critère proposé permet de le mettre en œuvre dans de nombreux objectifs dont quelques exemples sont présentés ci-après pour conclure ce chapitre.

### C.1 LE SOE POUR LA QUALIFICATION ET LA COMPARAISON DES TECHNOLOGIES DE STOCKAGE

#### C.1.a. Problématique des outils actuels

Le premier exemple répond à l'objectif initial de ce travail : qualifier, i.e. donner les performances des dispositifs de stockage dans le but de les comparer.

Les critères actuels ne rendent que très partiellement compte de ces performances. Par exemple, la capacité nominale, généralement fournie par le constructeur, évalue la capacité déchargée pour un régime et une température de décharge donnés.

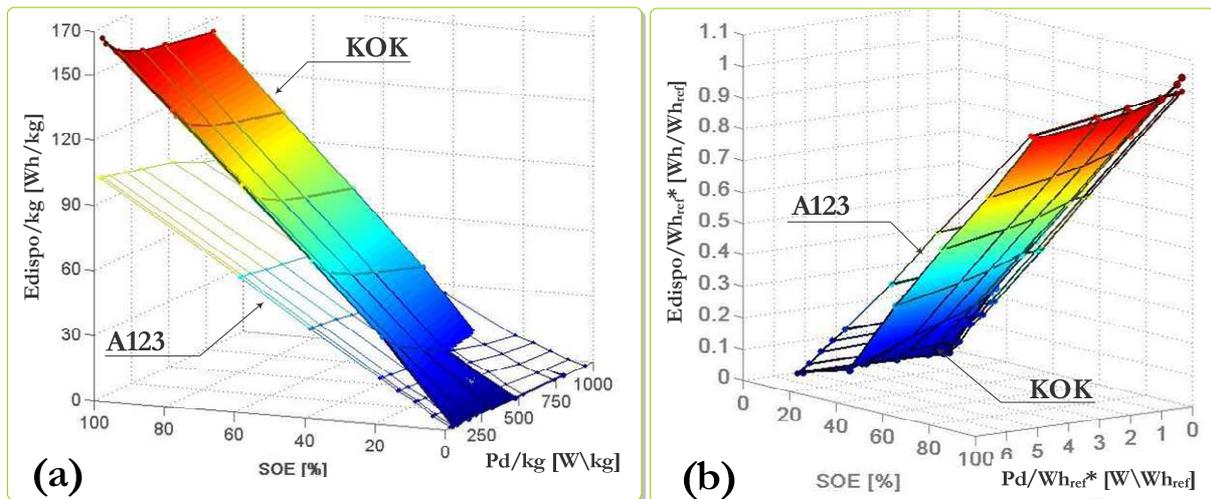
Pour certaines technologies pour lesquelles les effets du régime de décharge sont très vite notables sur la capacité déchargée (ex : plomb), le constructeur peut indiquer une ou deux mesures supplémentaires.

Pour d'autres technologies, le régime de décharge a une influence négligeable sur la capacité déchargée. Dans ce cas, l'utilisateur doit généralement se contenter de cette seule capacité nominale et de profils de tension réalisés pour quelques valeurs du courant de décharge. La variation des profils de décharge témoigne de fait d'une variation de l'énergie disponible.

#### C.1.b. Énergie et puissance massiques réelles comparées à celles du constructeur

##### Lithium-Ion

Lorsque l'on cherche à comparer des technologies ou des batteries d'une même technologie mais de différents fabricants, on souhaite connaître la quantité d'énergie réellement disponible dans les conditions qui sont les nôtres. Les Figure 76 et Figure 77 présentent l'énergie massique (graphiques (a)) et l'énergie réelle disponible rapportée à celle de référence annoncée par le constructeur (graphiques (b)), pour, respectivement, les batteries plomb et lithium. La lecture de ces graphiques permet de répondre à nombre d'interrogations essentielles au dimensionnement des systèmes de stockage.



$$* Wh_{ref} = C_n \times U_n.$$

$$KOK \rightarrow 40 \text{ Ah} \times 3.7 \text{ V} = 148 \text{ Wh}_{ref} \quad A123 \rightarrow 2.2 \text{ Ah} \times 3.2 \text{ V} = 7.04 \text{ Wh}_{ref}$$

**Figure 76. (a) Performances énergétiques massiques et (b) Énergie réelle disponible par rapport à l'énergie de référence annoncée par le constructeur. Cas, à température ambiante, des batteries KOK (surfaces colorées) et A123 (surface blanches) étudiées.**

Globalement, l'énergie massique disponible de la batterie KOK est environ 1,7 fois supérieure à celle de la batterie A123. Elle culmine entre 155 et 167 Wh/kg pour les puissances de décharge inférieures à 100 W, mais diminue notablement de 7 à 15% entre 100 et 750 W demandés. Malgré une énergie massique inférieure, la batterie A123 bénéficie d'une meilleure stabilité de l'énergie disponible en fonction de la puissance de décharge demandée.

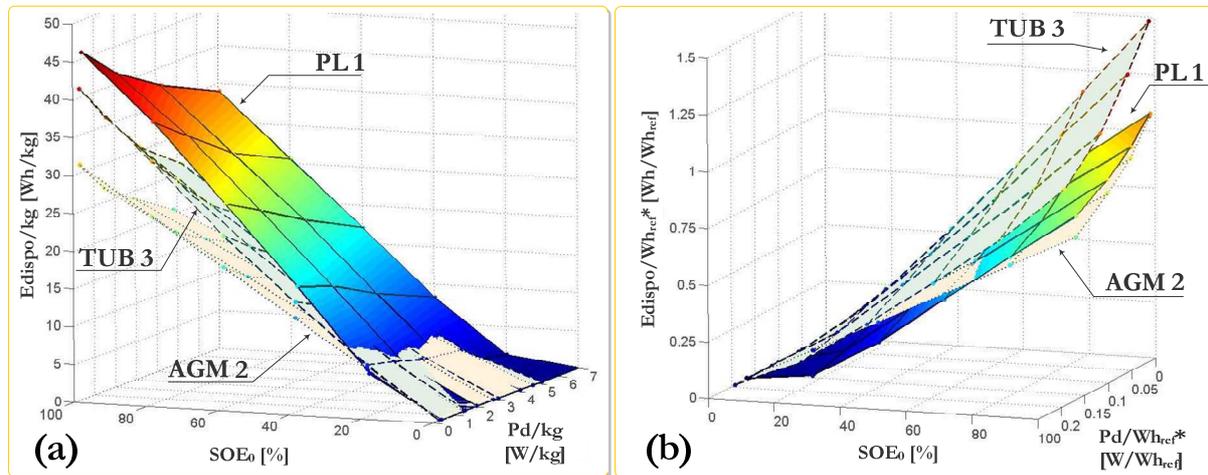
Ainsi, lorsque les batteries sont pleinement chargées, le rapport entre l'énergie disponible et l'énergie annoncée par le constructeur de la batterie A123 est davantage proche de l'unité que celui de la batterie KOK (cf. Figure 76 (b)) sur la même gamme de puissance de décharge étudiée.

D'autre part, la batterie A123 conserve sa tenue en tension lorsque l'*état d'énergie* diminue, si bien que la surface de la batterie KOK passe en-dessous de celle de la batterie A123 pour les états d'énergie inférieurs à 20%. Cette comparaison doit être modérée par celle entre l'*énergie nominale* unitaire des éléments A123 (7.04 Wh) et celle des éléments KOK (155.6 Wh). Il faudrait un assemblage d'environ 22 éléments A123 pour disposer de l'énergie de cet élément KOK, assemblage ainsi susceptible d'induire des pertes non prises en compte dans la comparaison faite ici.

### Plomb-acide

La même lecture peut être faite pour les batteries plomb-acide étudiées. On notera une énergie massique plus importante pour la batterie de type Poids Lourds (PL1), avec un facteur multiplicatif d'environ 1,1 par rapport à une tubulaire (TUB3) et de 1,5 par rapport à une AGM (AGM2). Le rapport entre l'énergie disponible et celle

annoncée par le constructeur subit les plus grands écarts pour la batterie tubulaire, passant de 1,5 à 0,95 sur la plage des puissances de décharge étudiée, alors que cet écart est affecté d'un coefficient allant de 1,1 à 0,8 pour la batterie de type poids lourds et de 1,1 à 0,7 pour l'AGM.



$$* Wh_{ref} = C_{10} \times U_n.$$

PL1 → 140 Ah × 12 V = 1680 Wh<sub>ref</sub>    TUB3 → 103 Ah × 12 V = 1236 Wh<sub>ref</sub>    AGM2 → 200 Ah × 2 V = 400 Wh<sub>ref</sub>

Figure 77. (a) Performances énergétiques massiques et (b) Énergie réelle disponible par rapport à l'énergie de référence annoncée par le constructeur. Cas, à température ambiante, des batteries PL1 (surfaces colorées), TUB3 (surfaces bleutées) et AGM2 (surfaces rosées) étudiées.

Le SoE permet ainsi, pour chaque point de fonctionnement en puissance et en température, de connaître l'énergie disponible dans l'accumulateur. En conséquence, il permet également de comparer l'énergie disponible pour ces différents points de fonctionnement à celle annoncée par le constructeur.

## C.2 [LE SOE POUR LE DIMENSIONNEMENT ET LA GESTION EN TEMPS REEL DU STOCKAGE](#)

### C.2.a. [Problématique](#)

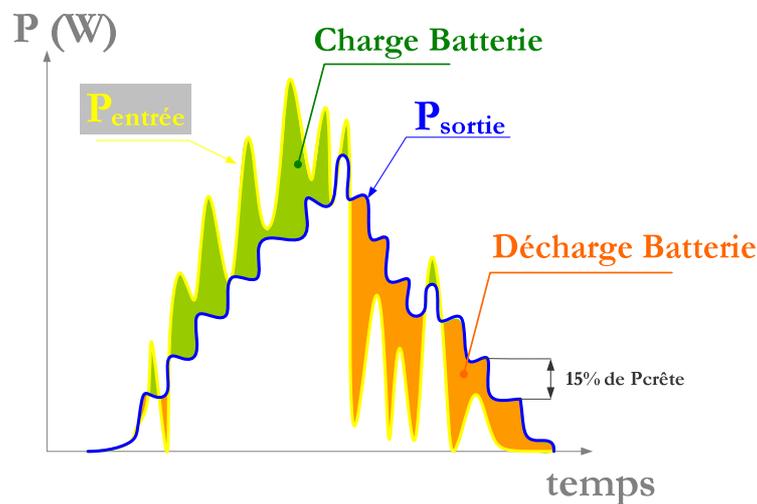
Un second intérêt du SoE est le dimensionnement d'un système de stockage qui tienne compte des contraintes réelles de l'application qu'il servira. Quelle réserve énergétique a-t-on réellement à disposition à chaque pas de simulation d'un système énergétique multi-sources complexe ? Comme nous l'avons vu précédemment, le modèle d'un stockage est souvent réalisé par un simple coefficient constant de rendement pour les systèmes de ce niveau de complexité. Or la prise en compte de la réserve énergétique restante est déterminante pour l'évaluation de la puissance que peut fournir l'accumulateur.

**C.2.b. Exemple d'application au lissage d'une production PV**

Pour ce faire, nous présentons un exemple montrant l'intérêt de prendre en compte l'état énergétique de la batterie tout au long d'un profil de puissance donné, tant pour le dimensionnement que pour la gestion en temps réel du dispositif de stockage.

**Description du profil**

On s'intéresse ici à une application de type lissage de production photovoltaïque. Elle consiste à lisser les fluctuations de la puissance de sortie d'un champ photovoltaïque qui seraient supérieures à 15% de la puissance crête installée. La Figure 78 en présente le principe et les sollicitations que doit supporter le stockage pour assurer cette fonction.



**Figure 78. Principe de gestion d'un dispositif de stockage pour le lissage des fluctuations supérieures à 15% de la puissance crête installée d'un champ photovoltaïque.**

Un profil type d'une durée de 10 h, à même de représenter les sollicitations vues par la batterie pour cette application, a été défini pour un stockage de 16 kWh. Moyennant quelques adaptations, nous appliquerons ce profil au cas de la technologie A123 afin de :

- vérifier l'adéquation entre un dimensionnement et un profil de sollicitation ;
- présenter un mode possible de gestion en temps réel du stockage grâce à une connaissance du SoE.

La Figure 79 présente le profil remanié sur lequel nous nous appuyerons.

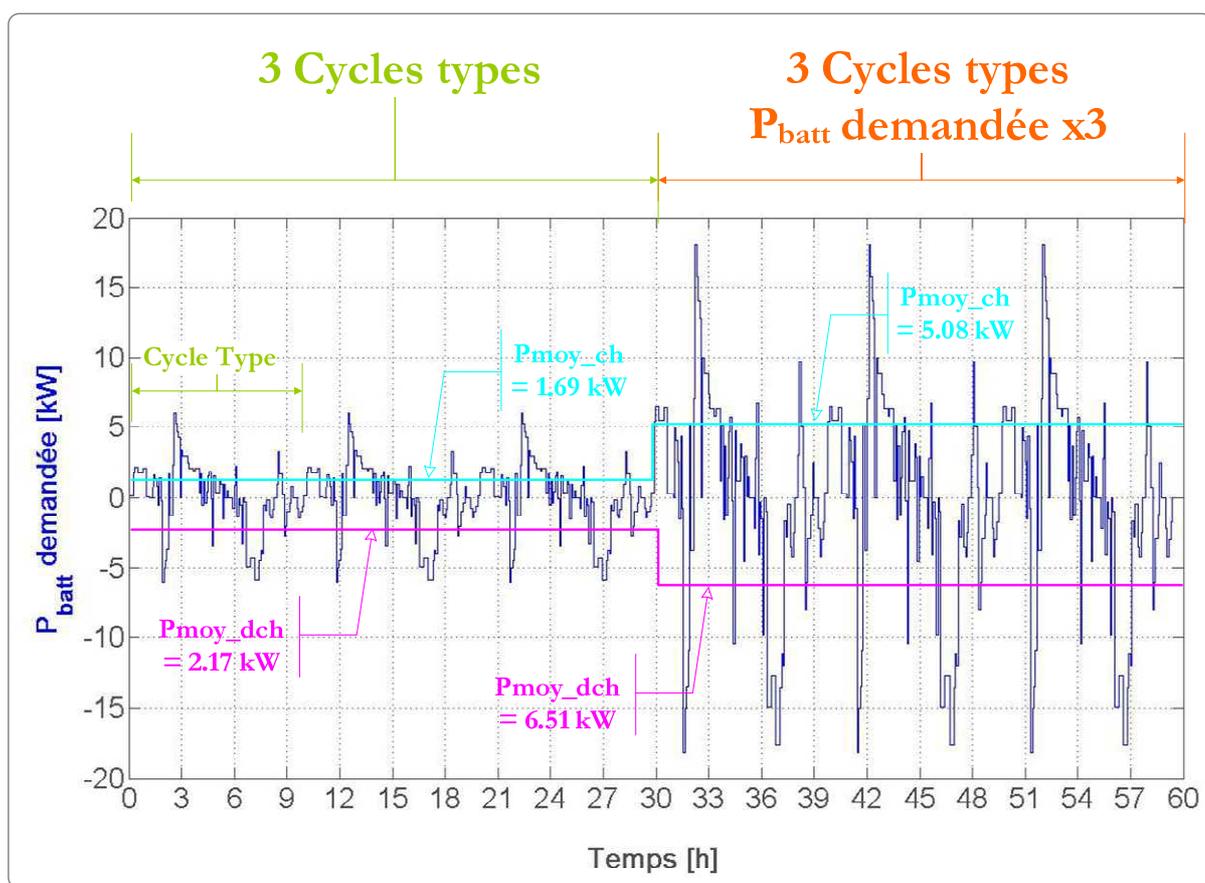


Figure 79. Profil de puissance vu par un dispositif de stockage. Les trente premières heures correspondent à la répétition d'un cycle standard de 10h utilisé pour caractériser les performances d'un dispositif de stockage pour le lissage de la production photovoltaïque à hauteur de 15% de la puissance installée (ici 130kW). Sur les trente dernières heures, toutes les valeurs de puissance ont été multipliées par 3. En revanche, on conserve la même durée des pas de sollicitations.

Ce profil est composé d'une première trentaine d'heures durant lesquelles le cycle type de 10h est répété 3 fois. Puis, pour chaque pas du cycle type, la puissance est triplée, en conservant la durée du pas. Ce cycle type modifié est répété 3 fois à la suite des 30 premières heures. Nous disposons alors d'un profil de 516 pas dont la durée varie entre 5 et 20 minutes, pour un total d'une soixantaine d'heures de cyclage.

Le Tableau 27 présente les caractéristiques générales de ce profil en termes de puissances moyennes et maximales, de durées cumulées en charge et décharge et d'énergie à fournir ou demandée au dispositif de stockage.

	Cycle Standard	Cycle Standard Modifié (Pdemandée[W] x 3)	
<b>CHARGE</b>	Puissance moyenne de charge [kW]	1.69	5.08
	Puissance maximale de charge [kW]	6.04	18.11
	Durée cumulée des pas de charge [h]	5	5
	Energie à fournir [kWh]	8.47	25.41
<b>DECHARGE</b>	Puissance moyenne de décharge [kW]	2.17	6.51
	Puissance maximale de décharge [kW]	6.05	18.15
	Durée cumulée des pas de décharge [h]	4.219	4.219
	Energie demandée [kWh]	9.16	27.48

Tableau 27. Caractéristiques générales du cycle type et du cycle type modifié de la Figure 79

**C.2.c. Analyse du dimensionnement**

En première approche, ces 2 cycles annoncent un bilan global négatif de 690 Wh pour le cycle type et d'environ 2 kWh pour le cycle type modifié. Le profil complet a été simulé sur l'algorithme de suivi du SoE pour la technologie A123 caractérisée. L'ensemble des paramètres a été ramené à un dispositif d'une *Énergie nominale* de 16 kWh. Les caractéristiques de ce dispositif sont présentées dans le Tableau 28. On ne prend pas en compte ici les pertes liées à l'assemblage des batteries, l'objectif étant uniquement de décrire l'utilisation du SoE dans un but de dimensionnement ainsi que les prévisions qu'il permet de réaliser en vue d'une gestion en temps réel de sa disponibilité énergétique au service du système global.

	Elément A123	Dispositif Stockage type A123 de 16 kWh nominale	
<b>CHARGE</b>	Puissance nominale de charge	10.25 W	22.9 kW
	Puissance maximale de charge	41 W	93.2 kW
	Energie de charge nominale	7.544 Wh	17.1 kWh
<b>DECHARGE</b>	Puissance nominale de décharge	7.36 W	16.7 kW
	Puissance maximale de décharge *	36.8 W	83.4 kW
	Energie nominale	7.04 Wh	16 kWh

\* fixée pour ce profil. A123 a été caractérisée jusqu'à 117.76 W à 25°C

Tableau 28. Caractéristiques nominales d'un dispositif de stockage de 16 kWh ayant les mêmes performances qu'un élément Li-Ion du type A123 caractérisé.

Les résultats obtenus par la simulation sont indiqués sur la Figure 80.

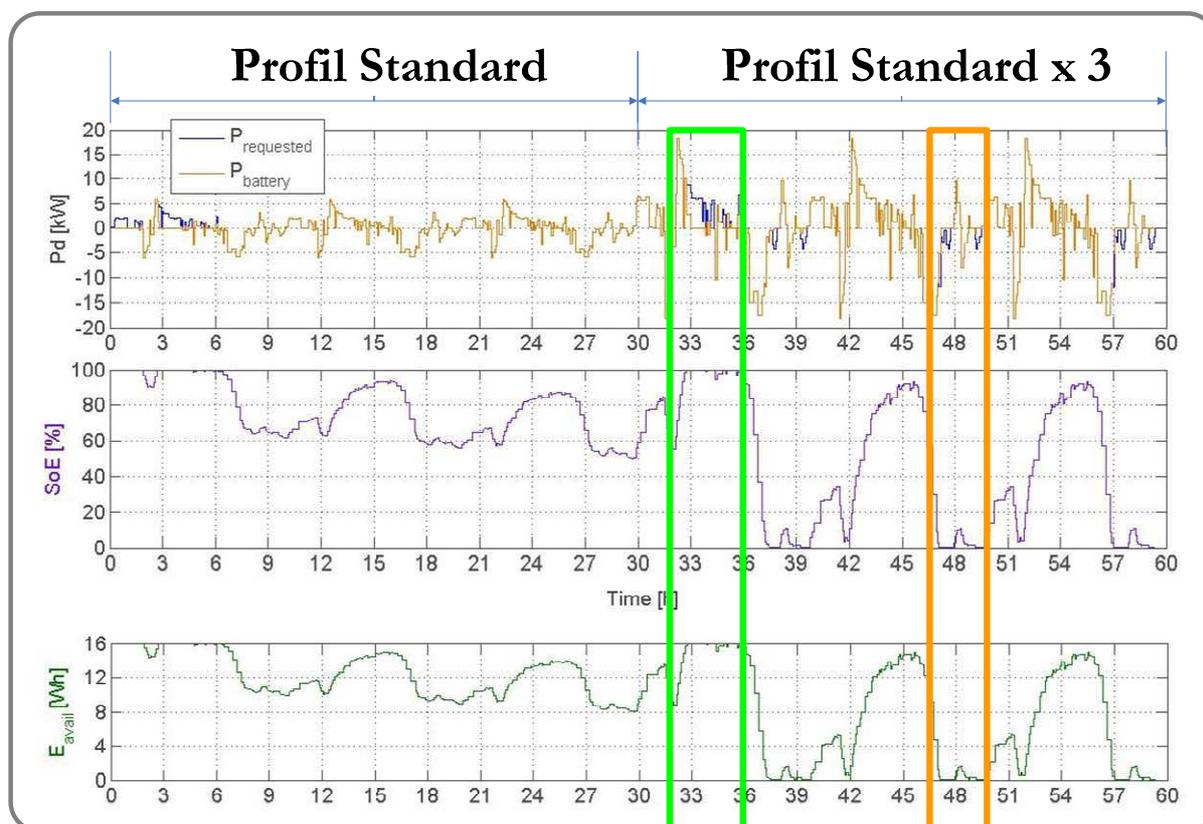


Figure 80. Résultats de la simulation du profil de puissance de la Figure 79 appliquée à un dispositif de stockage de type A123 de 16 kWh nominale. Les encadrés vert et orange indiquent des zooms de cette figure qui sont présentés par la Figure 81 suivante.

Le premier graphique indique en bleu la puissance initiale imposée par le profil et en orange la puissance acceptée/fournie par le stockage d'après les performances du dispositif et les limitations de sécurité et de gestion que nous expliciterons par la suite. Le graphique du milieu présente l'évolution de l'indicateur SoE tout au long de ce profil. Enfin, le dernier graphique présente l'estimation faite grâce au SoE de l'énergie disponible à la puissance et la température nominales.

#### C.2.d. Vers une gestion temps réel du stockage

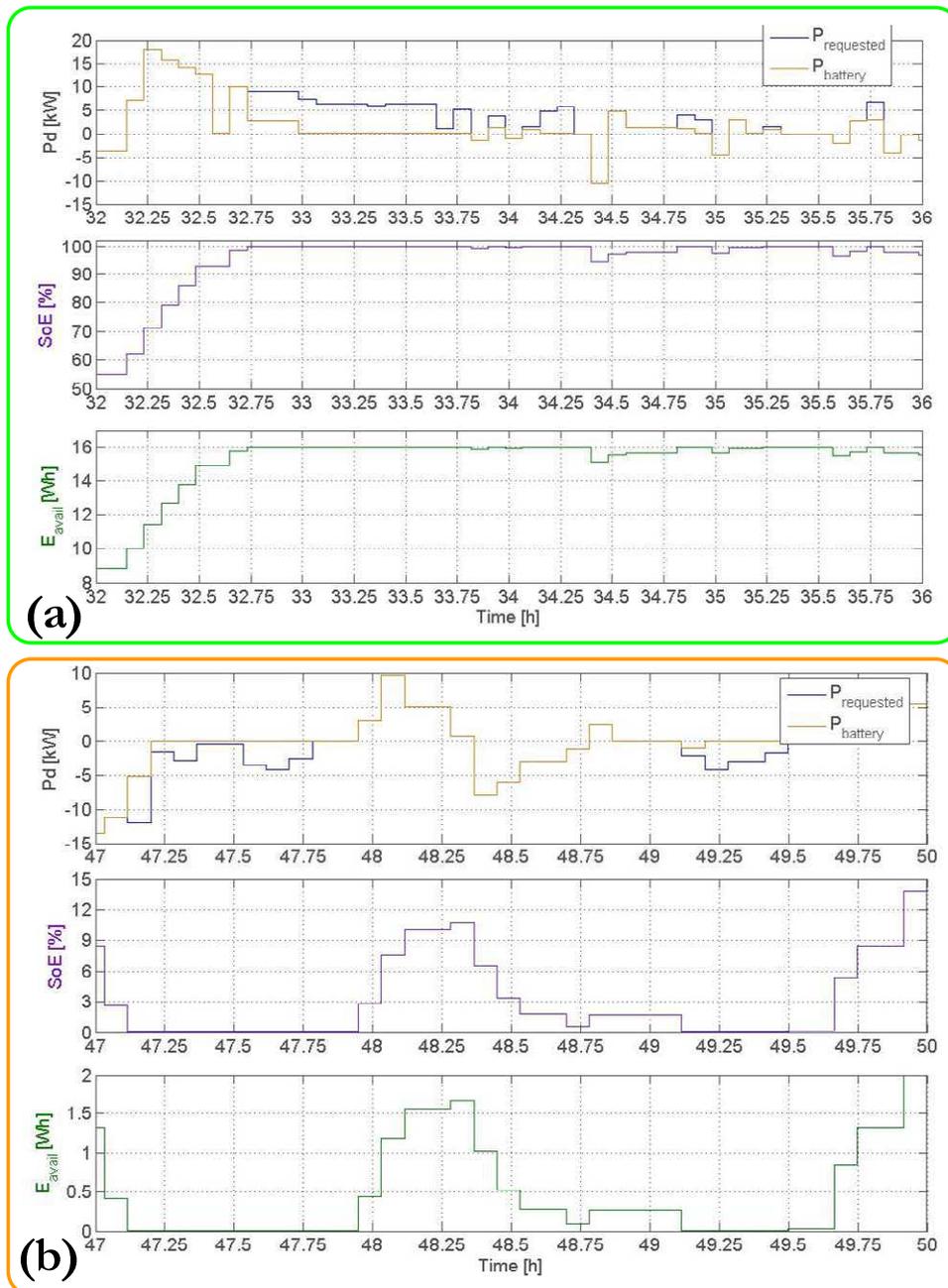
Au début de chaque pas l'algorithme interroge le SoE sur :

- en charge : le taux de charge actuel à la puissance du pas du stockage de façon à déterminer s'il sera capable ou non d'accepter la quantité à lui fournir durant le pas ;

- en décharge : l'énergie disponible à la puissance du pas afin de déterminer si le stockage pourra fournir la quantité d'énergie demandée jusqu'à la fin du pas.

Il est possible, le cas échéant d'appliquer un mode de gestion de type *tout ou rien*. C'est-à-dire que lorsque la batterie ne peut répondre au profil, la puissance s'annule durant toute la durée du pas. Nous avons choisi une autre voie qui consiste, lorsque le stockage est dans l'incapacité de répondre au profil durant tout le pas, à rechercher la puissance de charge ou de décharge qui lui permettra de charger ou vider complètement le stockage, sur la même durée fixée par le pas. Ce choix a pour unique objectif de montrer les performances maximales du stockage par rapport au profil qui lui est demandé. Notons que, le SoE nous permettant d'atteindre tous les *États* énergétiques du stockage, toute autre simulation d'une gestion type temps réel est envisageable. Par exemple, nous pouvons demander un suivi de l'énergie disponible pas à pas sachant que l'on préserve continuellement une réserve d'énergie -à la puissance moyenne ou encore la puissance maximale de l'application- qui lorsqu'elle est entamée oblige l'application à passer en fonctionnement dégradé.

La Figure 81 zoome sur deux zones où la batterie n'est pas en mesure de répondre au profil en charge (a) et en décharge (b) mais où l'algorithme de suivi du SoE nous permet de rechercher ses performances maximales dans le respect des pas de temps fixés par le profil initial.



**Figure 81. ZOOMS sur deux zones de la Figure 80 où le stockage ne peut répondre au profil demandé. (a) en charge. (b) en décharge.**

Par exemple, sur le schéma (a), on constate qu'entre les instants 32,75 et 33 h, la puissance de charge à fournir au stockage (courbe bleue) est de l'ordre de 10 kW. L'accumulateur étant quasiment chargé (cf. courbe du SoE), il ne pourra accepter cette puissance de charge sur toute la durée du pas. L'algorithme calcule alors la puissance de charge qui permettra de charger pleinement le stockage pendant le quart d'heure de ce pas (courbe orange). Cette puissance est de l'ordre de 2,5 kW. On « perd » donc l'équivalent de  $7.5 \text{ kW} \times 0.25 \text{ h} = 1.9 \text{ kWh}$

d'énergie qui aurait pu être fournie au stockage. A la fin de ce pas le stockage est plein et l'énergie produite, représentant ici une production photovoltaïque, ne sera pas stockée tant qu'il n'y aura pas eu au préalable une décharge du stockage. Dans le cas de systèmes photovoltaïques connectés au réseau pour lesquels on souhaite maximiser l'énergie photovoltaïque captée et donc maximiser l'énergie photovoltaïque stockée, il est déterminant d'inclure une simulation de la gestion en temps réel du stockage dans les algorithmes d'optimisation.

Le schéma (b) montre qu'entre les instants 47 et 47,25 h, le stockage répond au profil de décharge demandé sur un premier pas qui amène le SoE de 9 à 3%. Au pas suivant, il n'est plus en mesure de fournir la puissance demandée (10 kW) sur la durée du pas. Comme précédemment, on recherche la puissance maximale qu'il peut fournir sur un pas d'une durée équivalente. Cette puissance s'élève à environ 5 kW. Sur ce pas, on a donc un déficit énergétique pour l'application d'environ  $5 \text{ kW} \times 0.12 \text{ h} = 0.6 \text{ kWh}$ .



Figure 82. Écarts entre le profil demandé et la réponse de la batterie en fonction du temps en puissance (haut) et en énergie cumulée (bas).

La Figure 82 présente les écarts entre le profil demandé et le profil simulé acceptable par le stockage. Les trente premières heures correspondent au profil utilisant le cycle standard. Au début du cyclage l'énergie fournie n'est pas stockée (car le stockage est plein) représentant environ 6 kWh. Cette quantité n'augmentera pas jusqu'à la fin du profil standard. En passant au profil standard modifié (après la 30<sup>ème</sup> heure), ce sont près 14 kWh qui ne pourront être stockés. Sur la suite du profil modifié, le stockage n'aura pas pu fournir près de 10 kWh.

Cet exemple, en soulevant l'impact non négligeable du mode de gestion du stockage sur la performance du système global, montre l'importance d'avoir des modèles précis de l'énergie et de la puissance disponibles afin d'optimiser le dimensionnement du stockage et de gérer les échanges énergétiques à chaque pas de temps.

---

# Conclusions générales

Dans ce manuscrit, nous avons présenté la “théorie d’estimation par États d’énergie” qui a permis de définir un estimateur direct de l’État énergétique d’un accumulateur électrochimique à réservoir fixe. Cette orientation du travail de recherche est née d’une réelle volonté de proposer un outil, d’une part appréhendable par tout corps de métier mettant en œuvre des modèles pour le choix, le dimensionnement et/ou la gestion des accumulateurs, d’autre part, disposant d’une précision et d’une fiabilité suffisante pour des applications de mobilité électrique ou de type EnR raccordées aux réseaux d’électricité.

L’algorithme sous-jacent de suivi de cet estimateur, également décrit dans ce manuscrit, permet de fournir pour chaque pas de calcul l’énergie disponible à partir de la valeur de l’estimateur (SoE) et des conditions réelles de fonctionnement en régime de sollicitation et en température. Une caractéristique intrinsèque de cet estimateur est son aptitude à fournir une prévision des performances énergétiques de l’accumulateur à partir de la seule valeur du SoE pour d’autres conditions de fonctionnement et ce, à chaque pas de calcul. Cet estimateur permet d’acquérir une meilleure connaissance de la disponibilité énergétique dans les conditions extrêmes d’utilisation et de fournir des prévisions qui peuvent être mises à profit pour une gestion de la réserve énergétique. Ces fonctionnalités deviennent particulièrement appréciables pour l’optimisation de l’énergie des systèmes multi-composants et va dans le sens d’une amélioration de l’efficacité énergétique de ces systèmes.

Le SoE permet d’établir des cartes énergétiques d’un accumulateur en conditions réelles d’utilisation (température et régime de sollicitation). Les résultats obtenus sur quelques technologies d’accumulateurs plomb-acide et lithium-ion montrent l’écart entre les performances annoncées par le fabricant et la réalité de ce que l’utilisateur pourra espérer récupérer. Notamment, ces cartes permettent de déterminer les plages de fonctionnement où les performances de l’accumulateur ont des évolutions linéaires ou modélisables par des lois mathématiques simples. Cette représentation permet donc de déterminer rapidement les moyens de calcul nécessaires en fonction du degré de précision final désiré et des plages de fonctionnement couvertes par l’application.

Les fonctions  $\Phi$  et  $\Psi$  qui décrivent respectivement l'Énergie disponible et le Taux de charge en fonction du SoE, de la température et des régimes de sollicitation sont paramétrées suite à des tests expérimentaux dont le nombre est d'autant plus important que l'on souhaite modéliser finement les plages de fonctionnement non-linéaire de l'État énergétique de l'accumulateur. L'optimisation du nombre de tests à effectuer n'a pas été un critère lors du paramétrage des fonctions  $\Phi$  et  $\Psi$  pour les éléments testés à l'occasion de ce travail. La connaissance acquise montre, dans une démarche de continuité de ce travail, qu'une optimisation peut être réalisée en suivant une méthode par dichotomie des plages de fonctionnement afin de cibler rapidement les zones d'évolutions brusques des performances énergétiques. Le plan d'expérience qui sert au paramétrage de ces fonctions est un compromis entre la disponibilité des moyens de caractérisation (nombre de voies de mesure, d'enceintes, de batteries "identiques" disponibles), l'étendue des plages de fonctionnement à sonder et la précision finale désirée. Ainsi, par la suite, cet estimateur pourra être utilisé pour définir des normes de caractérisation des performances des accumulateurs électrochimiques appropriés aux technologies stockage<sup>63</sup>.

---

<sup>63</sup> et aux applications si une telle segmentation s'avère toujours pertinente.

## Conclusions générales

La suite du travail portera sur le développement d'indicateurs de recalibration intégrant l'impact du vieillissement sur les performances de l'accumulateur et le déploiement du modèle sur des assemblages en série et en parallèle.

Les dégradations subies par un accumulateur au cours de son utilisation entraînent d'une part une perte d'énergie disponible du fait de la diminution des quantités de matières actives participant aux processus de charge et de décharge et d'autre part une augmentation de la résistance interne de l'accumulateur due à des changements des propriétés physiques des constituants, à la croissance de la proportions de réactions secondaires, à des décohésion de matières actives, etc. A titre d'exemple, la Figure 83 présente une comparaison des surfaces d'énergie disponible à 25°C d'un élément A123 neuf (surface translucide) et d'un élément ayant perdu 20% de sa capacité nominale (surface colorée). Cette perte de capacité correspond ici à une perte mesurée d'énergie nominale de 22.3%.

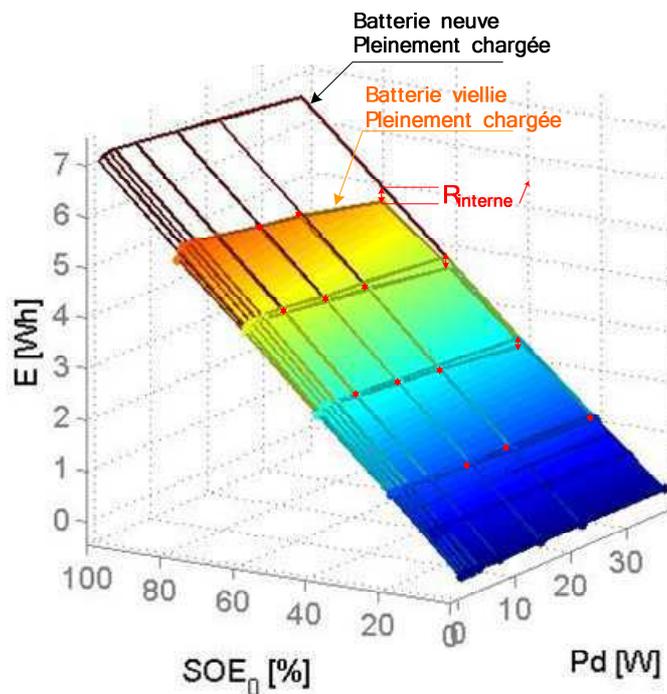


Figure 83. Comparaison de l'énergie disponible à 25°C entre un élément A123 neuf (surface translucide) et un élément A123 ayant perdu 20% de sa capacité nominale (surface colorée). Cette perte de capacité correspond à une perte d'énergie nominale mesurée à 22.3%.

Sur cette figure, on constate bien que lorsque le régime de décharge en puissance augmente, l'énergie disponible diminue, montrant que l'accumulateur est moins apte à supporter des régimes de décharge importants au fur et à mesure de son vieillissement.

La prise en compte d'un vieillissement devra donc intégrer une composante de *vieillissement en énergie*, mesurable par l'évaluation de l'énergie disponible dans les conditions de charge et de décharge nominales ; et une composante de vieillissement en puissance sous forme d'une matrice de pondération reflétant l'impact de l'évolution de la résistance interne. Pour viabiliser cette méthodologie, la matrice de pondération devra être obtenue à l'aide d'un indicateur de recalibration facile à mettre en œuvre et dont la mesure est obtenue dans des temps relativement courts ( $\leq 1$  heure).

L'assemblage en série-parallèle des éléments en packs est nécessaire à l'obtention des niveaux de tension et de courants nécessaires, à l'alimentation de chaque application. Ces assemblages créent des points de contact à l'origine de pertes électriques et thermiques et des confinements à l'origine d'une disparité thermique au sein d'un pack d'éléments. L'enjeu du déploiement du modèle consistera donc à :

- étendre le modèle d'un élément à celui d'un pack complet, sur la base des caractéristiques structurelles, électriques et/ou énergétiques du pack,
- suivre l'État d'énergie du pack en présence non seulement de disparités thermiques mais aussi de disparités dans les régimes et les durées de sollicitations en charge et décharge du pack.

---

## ANNEXES

---

<b>ANNEXE 1</b>	<b>173</b>
<b>ÉNERGIE, PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ ET GESTION DES RÉSEAUX</b>	<b>173</b>
<i>A. Énergie</i>	<i>174</i>
A.1 Qu'est-ce que l'énergie ?	174
A.2 Classification physique	174
A.3 Critères de comparaison	175
A.4 Classification énergétique	177
<i>B. Caractéristiques des différents moyens de production</i>	<i>180</i>
B.1 Production nationale	180
B.2 Productions d'origine renouvelable	180
B.3 Productions conventionnelles	181
<i>C. Gestion des réseaux</i>	<i>186</i>
C.1 Réseau Public de Transport (RPT) [Web_RTE]	186
C.2 Réseaux de Distribution	203
<b>ANNEXE 2</b>	<b>207</b>
<b>NOTIONS DE RENDEMENT, D'EFFICACITÉ. GESTION DE CHARGE DES ACCUMULATEURS</b>	<b>207</b>
<i>A. Notions de rendements et d'efficacité</i>	<i>208</i>
A.1 Hypothèses	208
A.2 Analyse d'un cycle élémentaire	208
A.3 Définitions	211
<i>B. Problématique des algorithmes de charge</i>	<i>214</i>
B.1 Une grande variété d'algorithmes de charge	214
B.2 Des algorithmes contrôlés par un régime de charge en courant	215
B.3 Le régime de charge	216

---

# Annexe I

## Énergie, Production d'électricité et gestion des réseaux

---

<i>A. Énergie</i>	<i>174</i>
A.1 Qu'est-ce que l'énergie ?	174
A.2 Classification physique	174
A.3 Critères de comparaison	175
A.4 Classification énergétique	177
<i>B. Caractéristiques des différents moyens de production</i>	<i>180</i>
B.1 Production nationale	180
B.2 Productions d'origine renouvelable	180
B.3 Productions conventionnelles	181
<i>C. Gestion des réseaux</i>	<i>186</i>
<b>C.1 Réseau Public de Transport (RPT) [Web_RTE]</b>	<b>186</b>
C.1.a.Caractéristiques	186
C.1.b.Obligations du Gestionnaire du Réseau de Transport (GRT)	186
C.1.c.Actions contre l'écroulement de fréquence	189
C.1.d.Actions contre l'écroulement de tension	195
C.1.e.Mécanisme d'ajustement [Maupas08], [Web_RTE]	201
<b>C.2 Réseaux de Distribution</b>	<b>203</b>
C.2.a.Caractéristiques des réseaux de distribution	203
C.2.b.Actions contre les fluctuations de fréquence et de tension	205

## A. ÉNERGIE

### A.1 QU'EST-CE QUE L'ÉNERGIE ?

La notion d'énergie est complexe et mérite quelques réflexions. On parle souvent de « production » et de « consommation » d'énergie or selon le premier principe de la thermodynamique, il ne peut se créer ni se détruire d'énergie. Ces termes production et consommation représentent en réalité un changement de forme de l'énergie ou un transfert d'un système à un autre. Prenons l'exemple des panneaux solaires, « sources d'énergie photovoltaïque ». En réalité un panneau photovoltaïque n'est pas une source d'énergie solaire mais un convertisseur d'énergie lumineuse en énergie électrique. Un photon émis par le soleil est muni d'une énergie  $E = h\nu$  où  $h$  est la constante de Planck et  $\nu$  la fréquence du photon. L'électron, quant à lui, est muni d'une énergie potentielle due à sa gravitation dans le nuage électronique autour du noyau de l'atome du matériau semi-conducteur. Lorsque l'électron absorbe l'énergie du photon et que celle-ci est suffisante, l'électron se retrouve dans un état excité qui lui permettra d'être expulsé du nuage électronique avec une énergie cinétique puis conduit de proche en proche vers un circuit électrique. La densité de tous les électrons soumis à ce processus de transfert d'énergie constitue l'énergie électrique qui sera utilisée pour alimenter un dispositif.

Il en est de même, lorsque l'on dit qu'un téléviseur « consomme de l'énergie électrique ». On entend par là qu'il transforme l'énergie électrique en énergie lumineuse (en passant par l'énergie cinétique des électrons de la cathode), en énergie acoustique diffusée par l'air (par l'intermédiaire des énergies cinétique et potentielle de la membrane du haut parleur) et aussi en chaleur. L'énergie revêt ainsi différentes facettes pour nos usages quotidiens.

La signification du mot « énergie » a beaucoup évolué au gré des découvertes scientifiques ces deux derniers siècles mais l'énergie est multiforme et ne peut-être définie qu'indirectement. Certains s'accordent à dire qu'il n'existe que deux formes d'énergies : l'énergie potentielle et l'énergie cinétique et que toutes les autres sont des dérivées de celles-ci. D'autres diront qu'il existe cinq formes d'énergies : mécanique, thermique, électrique, chimique et nucléaire (ou issue de la matière). En pratique, il existe différentes manières de classifier les énergies et à dire vrai, la classification que l'on choisit dépend fondamentalement du niveau de transformations ou de transferts intermédiaires considérés.

### A.2 CLASSIFICATION PHYSIQUE

[Balian01] classe les énergies observées à l'échelle macroscopique en fonction des quatre interactions fondamentales entre particules élémentaires mises en exergue par la microphysique par ordre décroissant de l'intensité qu'elles mettent en jeu :

- **L'interaction forte ( $\approx 10$  MeV)** responsable de la cohésion des noyaux ; elle est utilisée dans la plupart des réactions nucléaires.
- **L'interaction électromagnétique ou coulombienne ( $\approx 1$  MeV)** ; à la base de nombreux phénomènes énergétiques telle que l'énergie chimique, la force électromotrice d'une pile, les énergies élastique et calorifique des solides, l'énergie radiative.
- **L'interaction faible** responsable de la radioactivité  $\beta$  ( $\approx$  fraction MeV) ; elle n'intervient que dans les réactions de fusion.
- **L'interaction gravitationnelle**, la plus faible des quatre ; elle ne devient sensible qu'à notre échelle grâce à la grande masse des objets. Elle se manifeste par l'énergie des marées, l'énergie potentielle, l'énergie cinétique ou l'énergie thermique.

### A.3 CRITERES DE COMPARAISON

Balian compare les énergies issues de ces interactions en utilisant les critères suivants :

- **Concentration.** C'est la quantité de matière nécessaire pour mettre en œuvre une énergie. On peut par exemple l'évaluer en mesurant la masse de matière nécessaire pour extraire 1 kWh. Les concentrations observées sont alors d'autant plus grandes qu'elles mettent en jeu des interactions importantes.

	Les plus concentrées	Intermédiaires	Les moins concentrées
Type interaction	Interaction forte	Interaction électromagnétique	Interactions gravitationnelles
Masse de matière en jeu pour obtenir 1 kWh	$\approx$ mg ex : Énergie nucléaire : 10 mg d'uranium 5 $\mu$ g d'hydrogène	$\approx$ kg ex : Énergie chimique 0,1 kg carburant	$\approx$ 10 tonnes Ex : Énergie hydraulique 10 t eau lâchée de 40 m ( $\eta=85\%$ )

Tableau 29. Énergies : la nature de l'interaction mise en jeu pour décrire le niveau de concentration

- **Dégradation.** C'est la tendance qu'a une énergie à se dégrader et à se dissiper généralement sous forme de chaleur. Elle est plus couramment analysée à travers la notion de rendement. Cette tendance croît avec la rapidité des processus mis en œuvre. A titre d'exemples, les centrales nucléaires, au fioul, ou au charbon n'ont qu'un rendement de 33 à 38% ; les énergies mécaniques et électriques sont connues pour leur tendance à se dégrader de manière irréversible en chaleur.
- **Transport.** Cette caractéristique est souvent liée à celle du stockage. Cela dit, la première forme d'énergie transportable est sans conteste l'énergie électrique, la seule forme d'énergie à pouvoir être transformée en n'importe quelle autre et être transportée sur de longues distances en grande quantité à un coût énergétique relativement faible.

Énergies transportables	Moyen de transport	Stockable
Électrique	Câble électrique (+ transfo pour transport AC en HT)	Non (pas en l'état)
Charbon	Rail	Oui
Pétrole	Oléoduc, navire pétrolier	
Gaz	Méthanier	
Essence	Camion citerne	
Uranium	Camion	
Bois	Camion	

**Tableau 30. Énergies transportables / stockables**

Le transport induit des pertes d'énergie comme par exemple les pertes par effet Joule dans les câbles électriques ou les fuites de réservoirs.

- **Stockage.** Cette caractéristique se retrouve dans la plupart des énergies transportables à l'exception de l'énergie électrique. On retrouve donc celles mentionnées dans le tableau ci-dessus mais également l'énergie hydraulique. Les autres formes d'énergie (ex : solaire, éolienne) nécessitent d'être converties en une autre forme d'énergie (ex : chimique) afin d'être stockées. Notons que ces transformations induisent inévitablement des pertes d'énergie.
- **Réserves.** Elles permettent de juger de la disponibilité sur le long terme des ressources énergétiques. Les réserves énergétiques fossiles telles que le charbon, le gaz naturel, le pétrole, l'uranium sont déterminées par la recherche de zones géologiques favorables à la formation de ces combustibles, mais aussi en tenant compte de l'évolution des techniques d'extraction qui permettront d'accéder à des réserves aujourd'hui inexploitable et surtout du rythme de nos consommations. La répartition géographique des principales énergies fossiles accessibles dans l'état des technologies actuelles est représentée sur Figure 84.

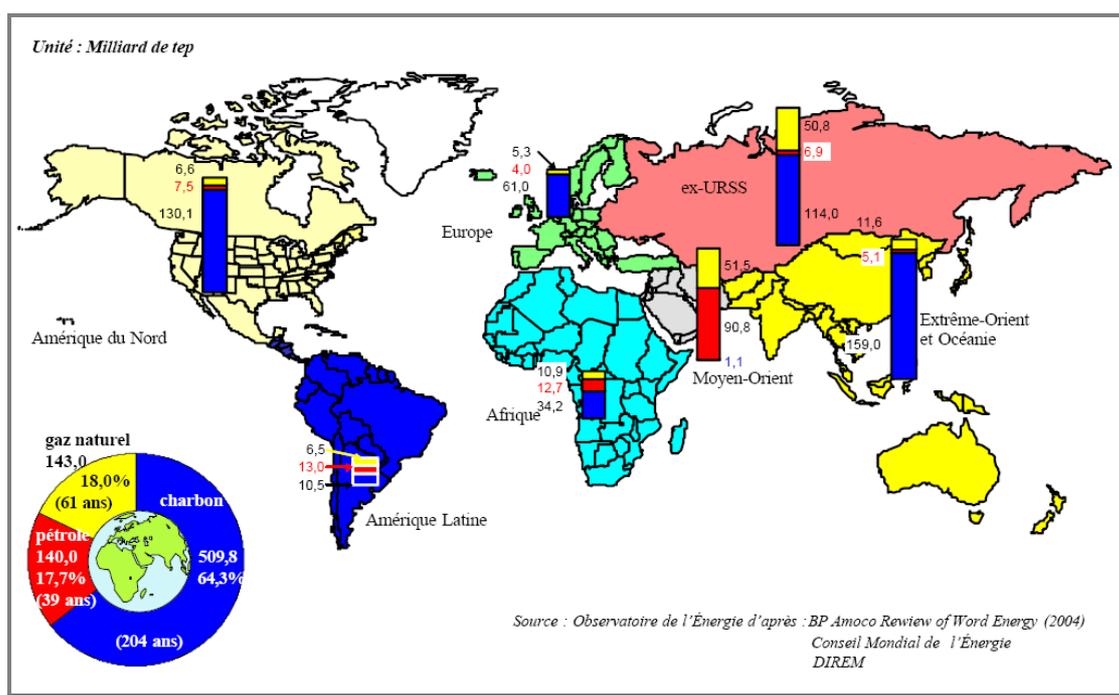


Figure 84. Réserves énergétiques mondiales au 1<sup>er</sup> janvier 2003 [Web\_OSMeeddat]

Dans le cas des énergies dites renouvelables telles que le solaire, le vent, la biomasse, la géothermie, on parlera davantage de leur potentiel énergétique car ces énergies ne sont par définition pas finies à notre échelle de temps. Elles ont toutes pour origine l'énergie solaire reçue par la Terre qui est évaluée à  $720 \cdot 10^{15}$  KWh/an (soit  $2.590.000 \text{ EJ/an}^{64}$ ) [Multon04].

- **Nuisances.** Toutes les formes d'énergie engendrent des nuisances dont les émissions de CO<sub>2</sub> responsables de l'effet de serre, les déchets nocifs pour la santé des populations humaines, mais également pour les espèces animales et la biodiversité. Les nuisances tout au long du cycle de vie des technologies de l'énergie doivent être prises en compte.

#### A.4 CLASSIFICATION ENERGETIQUE

Par ailleurs, les énergéticiens classifient les énergies selon d'une part, les états dans lesquels elles se trouvent, et d'autre part, les niveaux de conversion qui les rapprochent de l'utilisation finale. Ainsi distinguent-ils l'énergie sous ses formes, rayonnante, chimique, mécanique, électrique, thermique et nucléaire.

<sup>64</sup> 1 EJ =  $10^{18}$  Joules

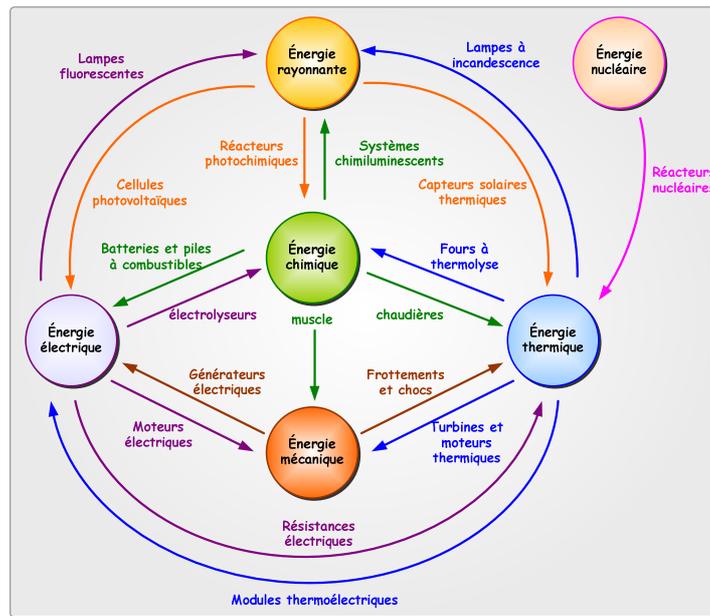


Figure 85. Conversion des six principales formes d'énergie [CEAclefs44]

Les sources d'énergie sont alors pour eux des produits énergétiques classifiables en :

- **Produits énergétiques primaires** extraits directement des sources naturelles comme le charbon, le gaz, le pétrole, etc.
- **Produits énergétiques secondaires** fabriqués à partir des produits primaires comme l'électricité à base de fioul brûlé, les produits pétroliers issus du pétrole brut.
- Mais également selon leur caractère renouvelable ou non.

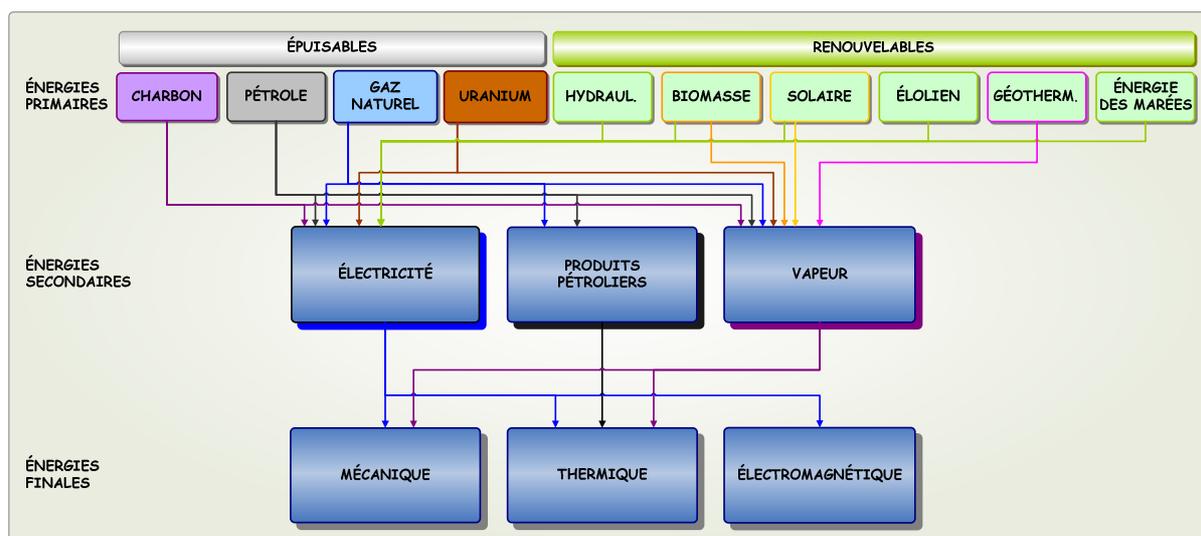


Figure 86. Place des énergies dans le système de conversion énergétique [CEAclefs44]



## B. CARACTERISTIQUES DES DIFFERENTS MOYENS DE PRODUCTION

### B.1 PRODUCTION NATIONALE

En 2009, la production nette d'électricité en France s'est élevée à 519.1 TWh dont 75% de nucléaire, près de 12% d'hydraulique, 10.6% de thermique et 6.4% des autres EnR. La puissance installée du parc de production s'élevait à 120 GW dont près de 4.6 GW sur des installations à base d'EnR (hors hydraulique), en hausse de plus de 40% par rapport à 2008 [Web\_RTE].

### B.2 PRODUCTIONS D'ORIGINE RENOUVELABLE

La production d'électricité à base d'énergies renouvelables ne cesse également d'augmenter. En termes de puissance installée, on notera un fort intérêt des investisseurs pour l'éolien et la cogénération. En ne tenant compte que du nombre d'installations et des puissances totales installées, la puissance moyenne d'une installation éolienne en 2006 est de 6 MW contre 3.4 MW pour une installation à cogénération. En revanche, malgré un développement exponentiel des installations photovoltaïques, leur taille moyenne modeste (5.3 kWc) les rend quasiment invisibles dans le mix énergétique français.

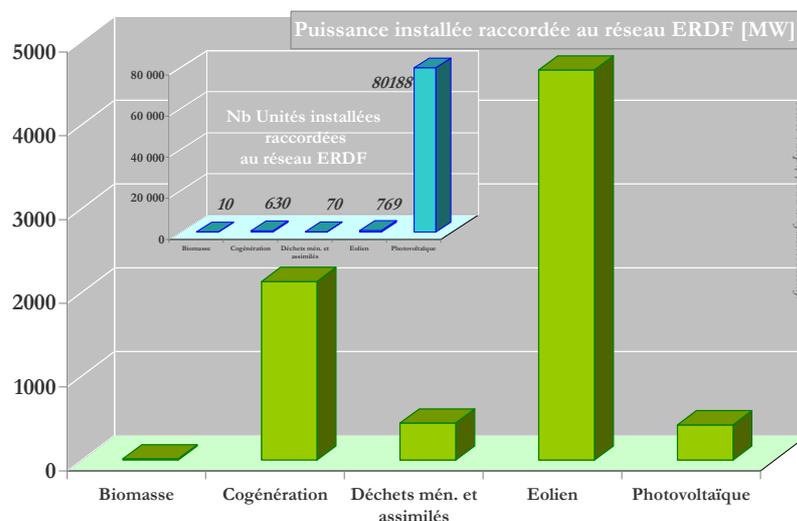


Figure 87. Puissance cumulée (graphe externe) et nombre (graphe interne) des installations raccordées au réseau ERDF par type d'EnR. Source : [Web\_RTE].

Rappelons que depuis la libéralisation du marché de l'énergie EDF n'a plus le monopole de la production d'électricité en France, même s'il reste leader aujourd'hui. On notera donc, sur le marché des petits clients (< 36 kVA), la présence d'Electrabel Groupe Suez, Gaz de France, Endesa, Poweo, Enercoop, Gaz Électricité de Grenoble, Direct Énergie, Proxelia et Alterna [Web\_CRE]; Chacun de ces nouveaux entrants dispose – ou

ambitionne de disposer en partie ou en totalité - de moyens de production d'origine renouvelable (solaire, éolien, biomasse, hydraulique, biogaz), par nature intermittentes, qui sont aujourd'hui supportable par le réseau mais deviendront rapidement significatifs vu le rythme de croissance actuel et les incitations fiscales mises en place pour atteindre les objectifs du protocole de Kyoto. Ces nouveaux investisseurs ainsi que la multiplication des initiatives privées complexifient notablement la gestion du nouveau parc de production français.

### B.3 PRODUCTIONS CONVENTIONNELLES

En raison de la diversité des temps de réponse et des puissances des différents moyens de production, et pour adapter le profil de production à celui de la consommation, le gestionnaire du réseau de transport fait appel à différents moyens de production conçus pour fonctionner soit de manière continue soit de manière discontinue. Ainsi distingue-t-on les moyens de production :

- **de base**, amenés à répondre aux besoins permanents d'électricité. Ils fonctionnent *environ 5 000 h à 6 000 h/an*. Il s'agit en priorité de centrales utilisant des énergies dites fatales (qui sont perdues si elles ne sont pas utilisées) type hydraulique au fil de l'eau ou dont les coûts de production sont faibles, type nucléaire ou cycle combiné au gaz naturel.
- **De semi base**, amenés à fonctionner jusqu'à *3 500 h/an* type centrales au charbon.
- De **pointe (300 h/an)** type hydraulique de barrage, **voire d'extrême pointe (10 h à 200 h/an)** type TAC (Turbine à Combustible) au fioul domestique. Ces centrales sont capables de démarrer en peu de temps (quelques minutes à 3-4h).

En dehors de l'hydraulique, les énergies renouvelables trouvent difficilement leur place dans le parc énergétique. Elles accusent des contraintes difficilement gérables pour le gestionnaire de réseau comme dans certains cas, leurs variations de puissance brusques et aléatoires (solaire, éolien), leur « non stockabilité », leur « non transportabilité » et leurs coûts de production élevés.

La gestion des moyens de production nécessite une prévision des besoins à divers horizons :

- Plusieurs mois à l'avance, les prévisions de conjoncture économique doivent permettre d'estimer la demande d'énergie aux niveaux national et régional. Elle permet au gestionnaire de planifier la maintenance du réseau et aux producteurs de gérer leurs stocks de combustible.
- Quelques jours à l'avance, les prévisions du plan de charge sont affinées en tenant compte de la température, de la nébulosité et de la consommation des jours précédents. Les pics de consommation ainsi que les échanges contractuels entre pays sont prévus.
- La veille, le plan de charge est défini et les valeurs de consigne des différents moyens de production sont déterminées.

- In fine, la gestion du parc se fera en temps réel par réglage de la tension et de la fréquence.

A titre comparatif, le Tableau 31 et le Tableau 32 présentent une synthèse des performances (puissance installée de référence, rendement, taux de disponibilité et durée de vie) et des coûts des différents moyens de production d'électricité connecté au réseau d'électricité à l'horizon 2015 à partir du rapport « Coût de référence de la production d'électricité à l'horizon 2015 » réalisé par la DGEMP. Enfin une synthèse graphique de ces chiffres est présenté sur la Figure 88 qui compare le coût (€/MWh) de ces différents moyens de production à la puissance moyenne d'une installation (MW).

	EPR	Cycles Combinés à Gaz	Centrale au charbon pulvérisé	Centrale au charbon à lit fluidisé circulant	TAC au gaz	TAC au fioul domestique
<b>Caractéristiques</b>	Utilisé en <b>base</b> (8.760 h)	Utilisé en <b>base</b> (8.760 h) ou <b>semi-base</b> (3.000 h)	Utilisé en <b>base</b> (8.760 h) ou <b>semi-base</b> (3.000 h)	Utilisé en <b>base</b> (8.760 h) ou <b>semi-base</b> (3.000 h)	Utilisé en <b>pointe</b> (de 250 h à 3.624 h)	Utilisé en <b>pointe extrême</b> (de 10 h à 200 h) <b>NB 1:</b> La <b>durée d'appel</b> dépend des <b>aléas du reste du parc</b> (T <sub>e</sub> , disponibilité, hydraulique) et peut être nulle certaines années. <b>NB 2:</b> Valeur ajoutée pour le réseau comme <b>compensateur synchrone</b> en fournissant de la puissance réactive sans fournir d'énergie active.
<b>Installation de référence en 2015</b>	<b>1.590 MW (PCN)</b>	<b>900 MW (PCN)</b>	<b>2 x 900 MW</b> cycle 300 bars/650°C/650°C	<b>600 MW</b>	<b>500 MW</b>	<b>500 MW</b>
<b>Durée de vie moyenne en 2015</b>	<b>41 - 45 ans</b>	<b>25 ans</b>	<b>35 ans</b>	<b>35 ans</b>	<b>25 ans</b>	<b>25 ans</b>
<b>Taux de disponibilité annuel en 2015</b>	<b>90.3%</b>	<b>96.3%</b> en semi-base <b>94.9%</b> en base	<b>92.2%</b> en semi-base <b>90.2%</b> en base	<b>92.2%</b> en semi-base <b>90.2%</b> en base	<b>98%</b> à 250 h <b>95.2%</b> à 3.624 h	<b>98%</b> jusqu'à 1.000 h
<b>Rendement en 2015</b>	<b>36.1%</b>	<b>57.1%</b>	<b>46.1%</b> en bord de rivière <b>47.1%</b> en bord de mer	<b>42.4%</b> en bord de rivière <b>43.4%</b> en bord de mer	<b>36.6%</b>	<b>34.7%</b>
<b>Coûts en 2015</b>	<b>28.4 €/MWh</b>	<b>35 €/MWh</b> en base <b>56 €/MWh</b> en semi-base <b>1.4 à 7.1 €/MWh</b> pour valorisation CO <sub>2</sub>	<b>33.7 €/MWh</b> en base <b>70.9 €/MWh</b> en semi-base <b>2.9 à 14.6 €/MWh</b> pour valorisation CO <sub>2</sub>	<b>32 €/MWh</b> en base <b>67 €/MWh</b> en semi-base <b>3 à 15 €/MWh</b> pour valorisation CO <sub>2</sub>	<b>242.7 €/MWh</b> à 250 h <b>59.4 €/MWh</b> à 3.000 h <b>10 €/MWh</b> pour une centrale loin d'un point d'entrée de gaz	<b>470.9 €/MWh</b> à 100 h <b>89 €/MWh</b> à 300 h

Tableau 31. Caractéristiques des différents moyens de production à l'horizon 2015. Source : [DGEMP03]

	Cogénération au Gaz Naturel	Petite hydroélectricité	Biogaz	PVCR	Éolien terrestre	Pile A Combustible	Géothermie	Vagues / courants marins
<b>Caractéristiques</b>	Cogénération au Gaz Naturel Avec Moteurs (CoM) 0.5 MWe → 5 MWhe 5 MWe → 49.37 MWWh Avec TAC (CoTAC) 5 MWhe → 40 MWhe	P < 4.5 MW	200 kW → 3 MW	Solaire résidentiel (PV Res) → Toit Solaire commercial (PV Com) → Façade		Particulièrement bien adapté en base et semi-base: MCFC (Molten Carbonate Fuel Cell) SOFC (Solid Oxid Fuel Cell)	→ Humide (GeHum) (Vapourisation) • À double Vapourisation (GeHum-Vapo) • À Cycle Combiné Binaire (GeHum-CCB) → de roche chaude (GeROC) • Forage multi puits	→ Vagues (houlomotrice) Périmètre de Ocean Power Delivery Ltd Par 40 à 50 mètres de large. → Courants marins (hydrocinétique)
<b>Installation de référence en 2015</b>	CoM 0.5 MWe - 0.55 MWWh 1 MWe - 1.013 MWWh 5 MWe - 49.37 MWWh CoTAC 5 MWe - 6.25 MWWh 10 MWe - 13.75 MWWh 40 MWe - 40 MWWh	Basse Chute (BC) 500 kW → 2.780 kW Haute Chute (HC) 800 kW → 3.000 kW	CSD 100.000 t/an → 1 MW STEP 150.000 t/ab/ / 0.2 MW Méthanolisation (METH) 40.000 t/an → 1 MW Codigestion (CODI) 20.000 t/an → 0.2 MW	PV Res → 5 KWc PV Com → 1 MWc	3.2 MW (20 aérogénérateurs)	PAC SOFC : PAC SOFC + Cogénération → 5 MW PAC SOFC-TG : PAC SOFC + Gaz → 2.5 MW PAC SOFC-bio : PAC SOFC + Biogaz de méthanisation → 1 MW	GeHum-Vapo Type Bouillante (Guadalupe) → 22.5 MWhe Ge-Hum-CCB : → 3.5 MWhe 16 MWWh GeROC 400 kg d'eau à 200 °C par sec → 27 MW	Houlo motrice 1 motale : 750 MW (SD) à 4.7 m 1 ferme : 30 MW (1 km)
<b>Durée de vie moyenne en 2015</b>	CoM/CoTAC : 20 ans	30 ans	15 ans	Nb. d'heures d'ensoleillement moy / an Nord France : 1.600 (Toit) / 933 (Façade) Sud France : 1.800 (Toit) / 933 (Façade) DOM-TOM: 2.000	20 ans	25 ans	20 ans	-
<b>Taux de disponibilité annuel en 2015</b>	CoM 95% à 3.624 h 90% à 8.760 h CoTAC 96.2% à 3.624 h 94.9% à 8.760 h	97% à 3.624 h (theve) 88% à 6.000 h	CSD / MTH: 79% STEP / CODI: 83%		97%		GeHum : 90%	Durée équivalente de fonctionnement: Houlo motrice → 3.000 h à 4.000 h
<b>Rendement en 2015</b>	CoM 1 MWe: P <sub>net</sub> = 37.3%, P <sub>br</sub> = 41% 5 MWe: P <sub>net</sub> = 40%, P <sub>br</sub> = 40.5% 5 MWe: P <sub>net</sub> = 40.5%, P <sub>br</sub> = 40% CoTAC 10 MWe: P <sub>net</sub> = 32%, P <sub>br</sub> = 40% 10 MWe: P <sub>net</sub> = 32%, P <sub>br</sub> = 40% 40 MWe: P <sub>net</sub> = 36%, P <sub>br</sub> = 39%	(en €/MWh) + raccordement BC à 3.624 h: 2.780 kW 500 kW 25.86 +3.07 3.624 h 8.760 h 33 55.38 BC à 6.000 h: 2.780 kW 500 kW 18.62 27.39 +2 13.16 HC à 3.624 h: 800 kW 3.000 kW 25.42 28.97 +2.84 +3.07 HC à 6.000 h: 800 kW 3.000 kW 15.86 18.07 +1.83 +1.92	CSD : 37% STEP / CODI / MTH: 34%	Rendement panneau: 15 - 17% Productivité (en kWh/kW): Nord France: 850 (Toit) / 614 (Façade) Sud France: 1.260 (Toit) / 746 (Façade) DOM-TOM: 1.600	Durée de fonctionnement à pleine puissance : Tb site (7.5 à 8 ms) : 3.000 h Site moy. (6.8 à 7.2 ms) : 2.400 h Site médiane (6 à 6.5 ms) : 2.000 h	PAC SOFC: 65% (+ cogé: 90%) PAC SOFC-TG: 75% PAC SOFC-bio : 50%	GeROC : 16.5%	-
<b>Coûts en 2015</b>	(en €/MWh) CoM 0.5 MWe 85.04 1 MWe 69.57 5 MWe 58.52 CoTAC 5 MWe 75.98 10 MWe 73.65 40 MWe 59.04	BC à 3.624 h: 2.780 kW 500 kW 25.86 +3.07 3.624 h 8.760 h 33 55.38 BC à 6.000 h: 2.780 kW 500 kW 18.62 27.39 +2 13.16 HC à 3.624 h: 800 kW 3.000 kW 25.42 28.97 +2.84 +3.07 HC à 6.000 h: 800 kW 3.000 kW 15.86 18.07 +1.83 +1.92	CSD : 54 €/MWh STEP : 73 €/MWh METH : 51 €/MWh CODI : 103 €/MWh	PV Res : 253 €/MWh à 353 €/MWh PV Com : 161 €/MWh à 225 €/MWh	52.6 €/MWh à 2.000 h 42.8 €/MWh à 2.500 h 36.4 €/MWh à 3.000 h	PAC SOFC + cogé : 54.8 €/MWh à 3.624 h (niveau) PAC SOFC-TG : 38.3 €/MWh à 8.760 h (base) Pac SOFC-bio : 55 €/MWh à 8.760 h (base)	GeHum-Vapo : 45.6 €/MWh GeHum-CCB : 93.9 €/MWh GeROC : 85 €/MWh à 8.760 h (base) 123 €/MWh à 6.000 h (semi base)	59 €/MWh à 4.000 h 78 €/MWh à 3.000 h

Tableau 32. Caractéristiques des différents moyens de production à l'horizon 2015 (Suite). [DGEMP03]

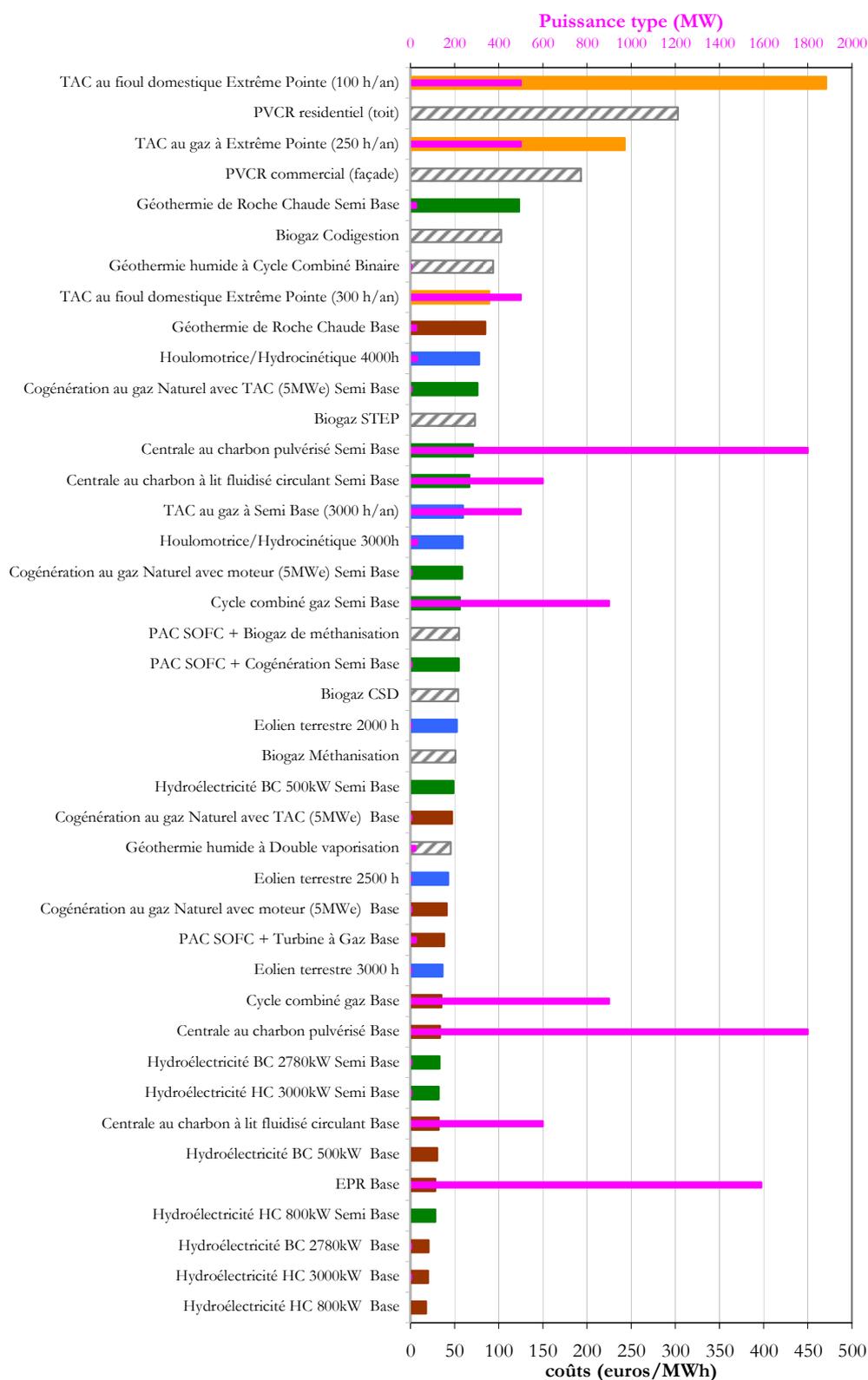


Figure 88. Coûts (€/MWh) et puissance type (MW) des différents moyens de production à l'horizon 2015. Source :[DGEMP03]

## C. GESTION DES RESEAUX

### C.1 RESEAU PUBLIC DE TRANSPORT (RPT) [WEB RTE]

#### C.1.a. Caractéristiques

Le réseau électrique permet d'acheminer l'énergie électrique des centres de production d'électricité vers les consommateurs finaux. Ces centres de production d'électricité sont répartis sur le territoire en tenant compte des sources primaires d'énergie qu'elles utilisent (centrales hydrauliques) ; de leur contraintes de fonctionnement (les centrales nucléaires ou thermiques nécessitent de grandes quantités d'eau pour les refroidir, des besoins en énergie du territoire de la nature du sous-sol (qui doit supporter des charges importantes) et de l'environnement général (usines à risques à proximité, zones aériennes, population, environnement naturel). Le réseau électrique est conçu et géré sur trois niveaux : le réseau de transport, le réseau de répartition et le réseau de distribution en fonction des tensions d'acheminement.

Appellation normalisée	Ancienne appellation (toujours d'usage courant)	Niveau de tension usuel en FRANCE	
HTB	Très Haute Tension (THT)	400 000 V 225 000 V	} Transport
	Haute Tension (HT)	90 000 V 63 000 V	
HTA	Moyenne Tension (MT)	20 000 V	} Répartition
BT	Basse Tension (BT)	380/230 V	
			} Distribution

**Tableau 33. Domaine de tensions de réseaux de Transport, Répartition et Distribution en France**

Le RPT, composé des réseaux de transport et de répartition dispose, en France, de plus de 100 000 km de lignes électriques (dont 47% en THT et 53% en HT). Le transport sur de longues distances de l'énergie électrique est réalisé à haute et très haute tension en régime triphasé alternatif sinusoïdal.

#### C.1.b. Obligations du Gestionnaire du Réseau de Transport (GRT)

Le RPT est géré par RTE, une unique entité indépendante et soumise à la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE). RTE a pour mission de :

- **Garantir la sûreté** de fonctionnement du réseau ; i.e. de maîtriser l'évolution et les réactions du système face aux différents aléas en réduisant autant que possible les risques d'incidents
- **Favoriser la performance économique et l'ouverture du marché de l'électricité.** Pour cela, il doit utiliser et exploiter aux mieux les offres services proposées par les acteurs du marché (offres des entités de production et

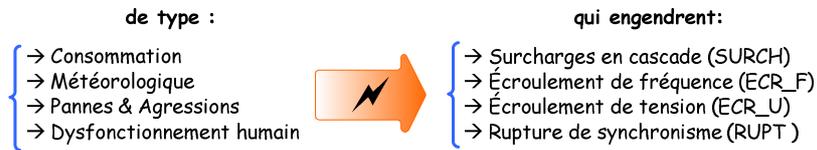
d'ajustement, échanges d'énergie avec les autres réseaux du système électrique, moyens d'action sur l'équilibre offre/demande, services système).

- **Satisfaire les engagements contractuels** vis-à-vis des clients raccordés au réseau en matière de qualité de fourniture d'énergie.

Pour garantir la sûreté du système, RTE doit en assurer le fonctionnement normal, limiter le nombre d'incidents, éviter les grands incidents, et enfin limiter les conséquences des grands incidents. La Figure 89 décrit les risques auxquels est soumis le réseau ainsi que les actions de prévention, de surveillance et les parades ultimes mises en œuvre par RTE pour garantir la sûreté du système. Nous décrivons dans la suite les actions réalisées par le GRT pour contrôler et maîtriser la fréquence et la tension du réseau et évaluer les réserves de puissances nécessaires pour réduire voire éviter la sollicitation des groupes de production dans le cas des parades ultimes contre les écroulements de tension et de fréquence.

## MEMENTO SÛRETE DE FONCTIONNEMENT

LE RÉSEAU EST SOUMIS À DES ALÉAS:



Pour GARANTIR LA SÛRETÉ:

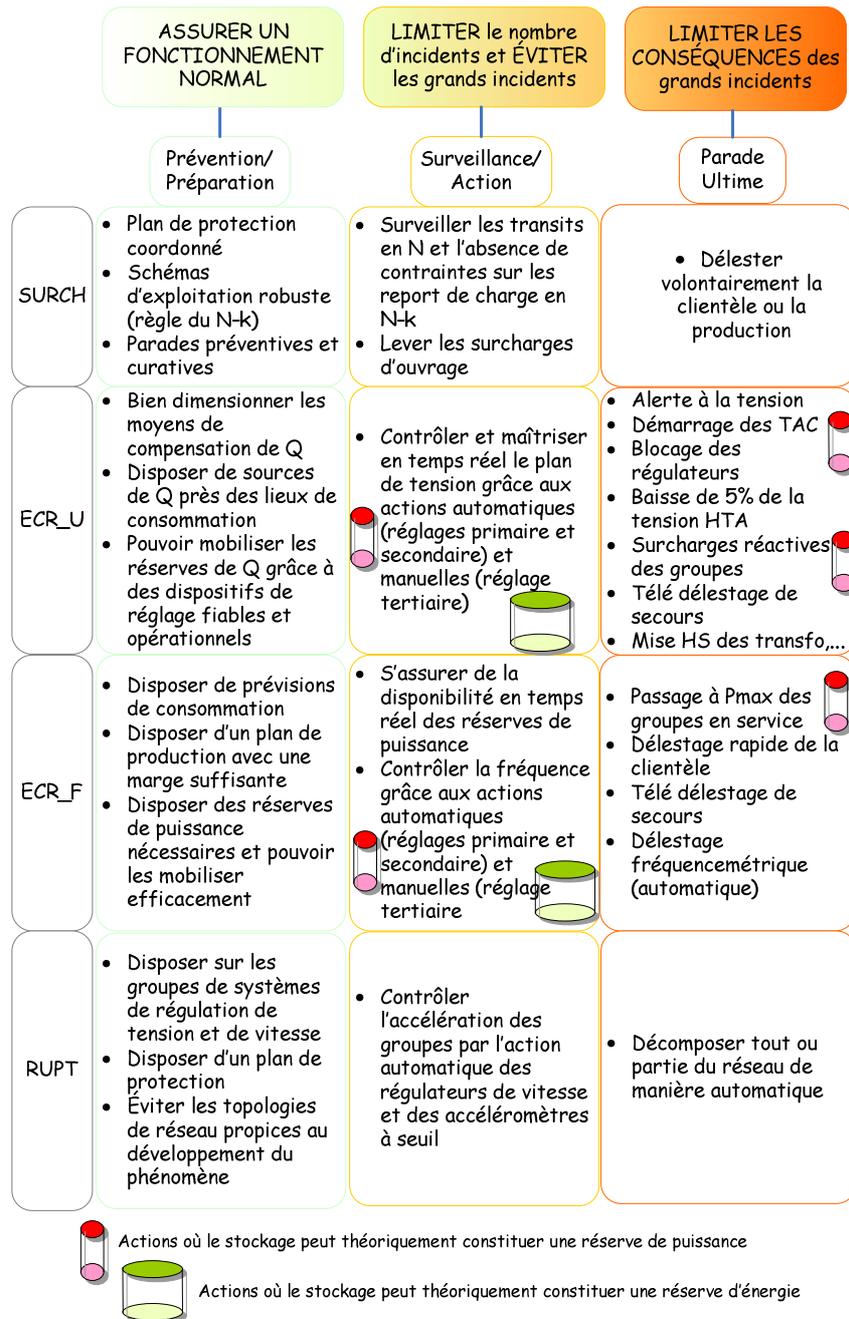


Figure 89. Mémento sûreté de fonctionnement du réseau – d'après Réf. Technique de [Web\_RTE]

### C.I.c. Actions contre l'écroulement de fréquence

La fréquence est la même en tout point du réseau interconnecté. Elle doit être maintenue à 50 Hz +/- 0,5Hz afin de permettre un bon fonctionnement des matériels électriques. Au-delà, pour de trop grandes excursions de fréquence (de 2 à 4 Hz), certains groupes de production se retirent du réseau. Il est donc indispensable de surveiller la fréquence du réseau. Cependant, les aléas de consommation, d'exploitation, etc. entraînent de légers déséquilibres entre production et consommation qui se reflètent sur la fréquence du réseau par de petits écarts autour de sa fréquence de référence (50 Hz). Pour corriger ces écarts et ainsi assurer l'équilibre production/consommation, le gestionnaire régule la production en fonction de la fréquence du réseau et ce sur trois niveaux : le réglage primaire, le réglage secondaire et le réglage tertiaire. Les deux premiers sont opérés automatiquement, le dernier nécessite une intervention manuelle.

#### Réglage Primaire.

Le réglage primaire est la première régulation effectuée en temps réel par le gestionnaire du réseau de transport pour satisfaire l'équilibre production/consommation. Elle s'effectue directement au niveau des sources de production. En effet, lorsque la production est supérieure à la demande (consommation nette + pertes), la fréquence du réseau augmente. Et inversement lorsque la production devient inférieure à la demande. Pour ramener la fréquence du réseau dans la plage admissible [49.5 – 50.5 Hz] pour la satisfaction des clients et la sûreté du système (alternateurs), le gestionnaire dispose de réserves mobilisables à tout instant via un régulateur de vitesse (image de la fréquence). Le temps de réponse des groupes participant au réglage primaire doit être compris entre 0 et 30 s. Ces groupes ne sont pas sollicités au-delà de 15 min. « L'énergie réglante<sup>65</sup> » de la zone UCTE était fixée en 2005 à 21.000 MW/Hz<sup>66</sup> mobilisant ainsi 3.000 MW au niveau européen dont 700 MW de la France

Depuis l'ouverture du marché à la concurrence, les producteurs décentralisés apportent une incertitude supplémentaire au gestionnaire de réseau (intermittence de production dans le cas du solaire et de l'éolien, et consommation fluctuante dans le cas de la cogénération) dont l'impact sur le réseau dépend de la puissance installée. Dans le cas du réseau de transport, l'arrêté du 30 déc. 1999 - *relatif aux conditions techniques de raccordement au réseau public de transport (réseau à 400 kV exclu) des installations de production d'énergie électrique de puissance installée inférieure ou égale à 120 MW* – décrit les niveaux de participation au réglage primaire des producteurs décentralisés. On retiendra qu'à l'exception de producteurs d'énergies fatales<sup>67</sup>, tout

---

<sup>65</sup> L'énergie réglante caractérise la faculté du réseau à limiter les variations de fréquence. Une énergie réglante de 21 000 MW signifie qu'il faut une augmentation de charge de 21 000MW pour faire tomber la fréquence de 50 Hz à 49 Hz. Inversement, une augmentation de production de 21 000 MW provoquerait une augmentation de la fréquence jusqu'à 51 Hz. Ainsi la perte d'une tranche nucléaire (1 300 MW) fait baisser la fréquence de 0,062 Hz

<sup>66</sup> Cette valeur varie régulièrement, elle était de 60 000 MW en 2000.

<sup>67</sup> Par exemple, éolien, hydraulique au « fil de l'eau », usine de valorisation des déchets, etc.

nouveau groupe de production de plus de 40 MW sera tenue de participer au réglage primaire à hauteur de 2,5% de sa puissance installée.

Pour chaque groupe de puissance nominale  $P_n$ , participant au réglage primaire, on définit :

- son *statisme de régulation*  $\partial$  , 
$$\partial = \frac{P_n}{f_0} \cdot \frac{1}{K} \quad \text{avec}$$

$K$  [MW/Hz]                      « Énergie réglante » primaire du groupe

- et son *gain statique*  $k$  , 
$$k = \frac{1}{\partial}$$

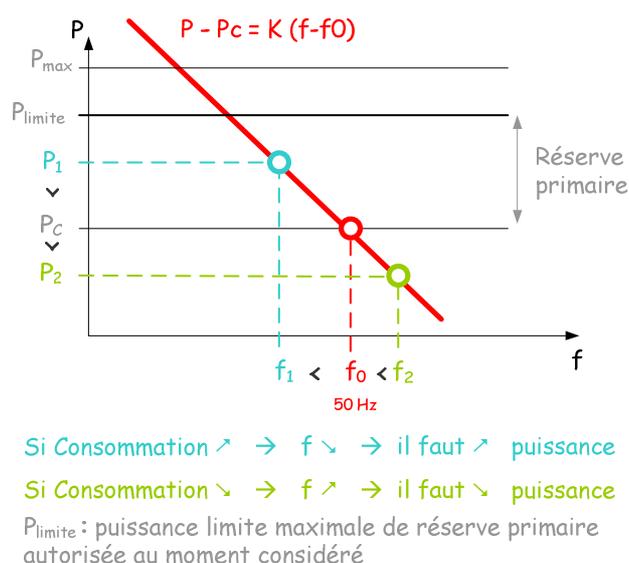
Pour se donner un ordre de grandeur, pour une tranche de 900 MW, l'énergie réglante  $K$  est de 450 MW/Hz (  $\partial = 0,04$  et  $k = 25$  )

La loi de régulation statique du groupe est de la suivante :

$$P - P_c = -K \cdot (f - f_0) \quad \text{avec}$$

$P$ [MW]	Puissance réelle fournie par le groupe en mode quasi stationnaire
$P_c$ [MW]	Puissance de consigne du groupe à la fréquence de référence $f_0$
$f$ [Hz]	Fréquence déduite de la mesure de vitesse du groupe
$f_0$ [Hz]	Fréquence de consigne 50 Hz

Ceci signifie que le point de fonctionnement (f, P) du groupe se déplace sur une droite de pente -K passant par (f<sub>0</sub>, P<sub>c</sub>) comme représenté sur le schéma suivant :



**Figure 90. Loi de réglage statique primaire de la fréquence**

La taille moyenne d'un groupe d'énergie renouvelable aujourd'hui est loin de la barre des 40 MW pour participer au réglage primaire. En revanche, la question se pose dès lors que l'on constate que ces types de producteurs ont vocation à s'implanter dans des zones géographiques propices au développement de leurs activités. De fait des secteurs géographiques adéquats à l'éolien<sup>68</sup> peuvent se voir devenir sources d'une instabilité pour le réseau et la participation au réglage primaire pourrait, dans le futur, être imposée aux producteurs qui y sont implantés. Ajoutons à cela le constat que certaines de ces régions souffrent d'un réseau de transport déjà saturé soit pour cause de présence massive d'hydraulique<sup>69</sup> ou de limites de contrainte<sup>70</sup>. RTE estime en 2007 à 7 000 MW sa capacité d'accueil d'énergie éolienne dans le cas d'une répartition homogène sur l'ensemble du territoire. Compte tenu des nécessités d'implantation de l'éolien, cette capacité d'accueil tombe à 6 000 MW.

Des systèmes de stockage pourraient constituer une réserve de puissance ou d'énergie afin de participer au réglage primaire<sup>71</sup> de la fréquence du réseau quelque soit la nature de la source d'énergie (fossile ou renouvelable)

<sup>68</sup> Zone « Ouest » : Bretagne, une partie des régions Basse Normandie et Pays de la Loire. Zone « Nord » : Nord Pas De Calais, Haute Normandie, Île de France, Picardie et une partie de la région Centre. Zone « Sud » : Languedoc-Roussillon, Auvergne et Rhône-Alpes

<sup>69</sup> Notamment la région Languedoc Roussillon pour laquelle RTE estime aujourd'hui à 1.000 MW la capacité d'accueil de l'éolien

<sup>70</sup> Comme la frontière entre Picardie et Nord-Pas-de-Calais, l'Auvergne (notamment Haute Loire et Cantal), Champagne-Ardenne

<sup>71</sup> On trouve cette fonction du stockage (« réglage primaire ») généralement dans la catégorie des services auxiliaires rendus au réseau (ancillary services) ; mais aussi sous d'autres noms plus larges comme « stabilisation du réseau » (grid stability), « régulation de la fréquence » (frequency regulation). Notons que ces deux dernières appellations sont abus de langage dans la mesure où d'autres actions comme le réglage secondaire (fréquence-puissance) et le réglage tertiaire (fréquence puissance) concourent à stabiliser le réseau et maintenir la fréquence du réseau à sa valeur de référence. Pour ces deux types de réglage, les caractéristiques des stockages compatibles sont très différentes.

**Réglage Secondaire Fréquence Puissance (RSFP)**

Si le réglage primaire automatique a permis d'adapter rapidement la production à la consommation, il n'en reste pas moins imparfait et un léger écart demeure entre la fréquence en fin d'action et celle de référence. Par ailleurs, les groupes participants au réglage ne sont pas sollicités de manière équivalente du fait de leur aptitude intrinsèque aux variations de puissance (temps de réponse plus ou moins long). De fait, les nouvelles puissances qu'ils fournissent en fin de réglage primaire ont évolué par rapport aux consignes fixées initialement lors des engagements d'échanges contractuels entre pays. C'est donc la réserve secondaire qui va être utilisée pour ramener les échanges entre partenaires à leurs valeurs programmées et ramener petit à petit la fréquence à 50 Hz.

La réserve secondaire est activée automatiquement et continûment tant à la hausse qu'à la baisse. Elle réagit rapidement (de 30s à 15min) et reste active le temps nécessaire (jusqu'à la résolution du problème ou jusqu'à son remplacement par la réserve tertiaire). Concrètement, si un incident survenant en France provoque une perte de production  $\Delta P$ , la réaction de l'ensemble des groupe interconnectés se traduit par :

$$\Delta P_i + K\Delta f = \Delta P \quad \text{avec}$$

$\Delta P_i = P_i - P_{i_0}$ [MW]	Écart d'échanges : aide apportée par les partenaires
$P_i$ [MW]:	Puissances observées sur les lignes d'interconnexion en France
$P_{i_0}$ [MW]	Bilan des échanges contractuels à respecter
$K\Delta f$ [MW]	Action du réglage primaire en France
$K$ [MW/Hz]	Énergie réglante = $K_{\text{France} + \text{Péninsule ibérique}}$
$\Delta P$ [MW]	Perte de production en France

En fait, le réglage secondaire utilise le paramètre  $\lambda$ , appelé « énergie réglante secondaire » telle que :  $\lambda = K_{\text{France} + \text{Péninsule ibérique}}$

L'objectif du réglage secondaire est d'annuler l'écart de puissance  $\Delta P_i + \lambda \Delta f$ . Un organe centralisé situé au dispatching national a pour rôle de modifier le programme de production des groupes. Pour cela, il élabore à partir des télémesures de la fréquence et des transits sur les lignes d'interconnexion un signal  $N(t)$  appelé « niveau de téléajustage », compris entre -1 et +1, et l'envoie aux groupes de production participant au réglage secondaire afin de modifier leurs puissances de consigne.

$$N(t) = -\frac{\alpha}{P_R} \int \left( \Delta f + \frac{\Delta P_i}{\lambda} \right) dt - \frac{\beta}{P_R} \left( \Delta f + \frac{\Delta P_i}{\lambda} \right) \quad \text{avec :}$$

$\alpha$ [MW/tour]	Gain intégral ou pente du réglage
$P_R$ [MW]	Demi-bande de réglage

$$\lambda \text{ [MW/Hz]} \quad \text{Énergie réglante secondaire} = K_{\text{France} + \text{Péninsule ibérique}}$$

$$\beta \quad \text{Gain proportionnel}$$

Les paramètres  $\alpha$  et  $\beta$  sont choisis de telle sorte que seul le réglage secondaire du réseau perturbateur assure la correction de la perturbation. L'UCTE fixe une réserve de réglage secondaire  $R_S$  pour chaque zone de réglage secondaire telle que :

$$R_S = [a \cdot L_{\max} + b^2]^{1/2} - b \quad \text{avec}$$

$$a = 10 \quad b = 150$$

$$R_S \text{ [MW]} \quad \text{réserve de réglage secondaire (ou demi-bande)}$$

$$L_{\max} \text{ [MW]} \quad \text{Charge maximale prévue de la zone de réglage pour la période considérée.}$$

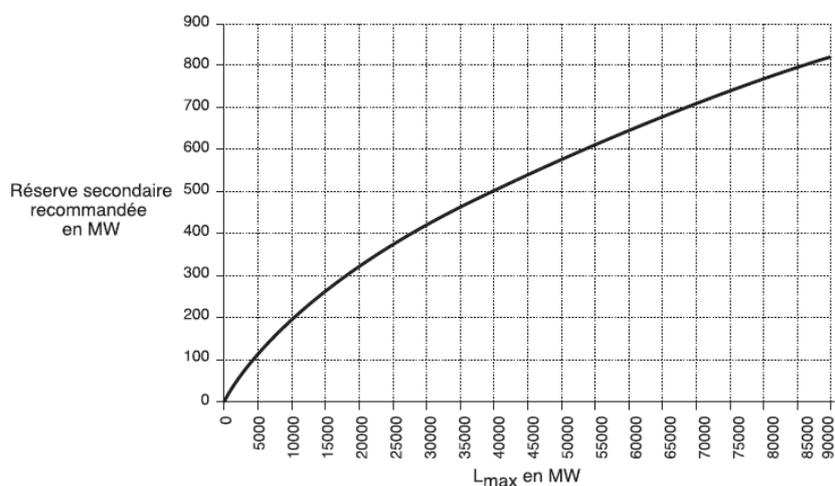


Figure 91. Réserve secondaire recommandée par l'UCTE en fonction de la charge maximale prévue de la zone de réglage. Réf. Technique de [Web RTE].

Le réglage secondaire se manifeste quelques dizaines de secondes après un écart de fréquence et libère son plein effet au bout de plusieurs minutes. Tous les groupes ne participent pas au télé réglage. Les groupes sont en effet choisis en fonction de leurs capacités dynamiques à moduler leur production et en fonction de leur coût. Pour chaque groupe participant au télé réglage, la puissance de consigne  $P_C = P_{C_0} + Np_R$  varie entre  $P_{C_0} - p_R$  et  $P_{C_0} + p_R$  ( $P_{C_0}$  consigne à 50 Hz et  $p_R$  participation du groupe). La relation  $\sum p_R = P_R$  permet d'assurer l'utilisation de toute la bande de réglage pour  $N = \pm 1$ .

Ci-dessous, quelques valeurs possibles de la participation des groupes au télé réglage :

- Pour une tranche nucléaire de type REP 900 MW :  $p_R = 5\%P_n$  soit 50 MW
- Pour une tranche thermique  $p_R = 10\%P_n$
- Pour une groupe hydraulique :  $p_R$  est variable et peut atteindre voire dépasser 25% $P_n$

Selon l'arrêté du 30 déc. 1999, les installations de moins de 120 MW ne sont pas tenues de participer au réglage secondaire. En revanche, on retiendra qu'une demi-bande de réserve secondaire de 4% (rapportée à la puissance totale des groupes de production ou du groupement de producteurs) est exigée par RTE pour toute installation de plus de 120 MW.

### Programmation et facturation des réglages primaire et secondaire

La programmation des réglages primaire et secondaire est gérée entre le Responsable de Programmation de chaque zone et RTE. La veille pour le lendemain, à l'initiative de RTE, ils déterminent ensemble (et en fonction des disponibilités et aptitudes des groupes de production) la contribution du Responsable de Programmation de chaque zone, au titre de participation aux réglages primaire et secondaire, par pas demi-horaire. Le Responsable de Programmation est rémunéré en fonction de :

- La « capacité de réglage » mise à disposition de RTE au prix forfaitaire de 8.04 €/MW par demi pas honaire pour les réserves primaire et secondaire.
- L'énergie produite ou économisée du fait du réglage secondaire au prix de 9.30 €/MWh par pas demi-horaire.

### Réglage Tertiaire

Si à la suite au réglage secondaire, l'écart n'est pas résorbé et que l'on arrive en butée de la réserve secondaire ( $N = -1$  ou  $+1$ ), c'est qu'il y a une dérive lente entre la production et la consommation. Il devient alors nécessaire de reconstituer le stock de réserve secondaire et de faire appel à la réserve tertiaire qui aura été préalablement définie pour faire face à ces circonstances. La réserve tertiaire est la puissance mobilisable en moins d'une demi-heure, constituée à partir des offres d'ajustement qui ont un délai de mobilisation compatible avec l'utilisation envisagée dans le cadre du fonctionnement normal.

Elle se décompose en :

- Une **réserve tertiaire rapide**, d'une valeur minimale de 1000 MW, mobilisable en moins de 15 minutes pour une durée garantie d'au moins une heure pour chaque activation et au moins deux fois par jour. Elle a pour vocation à compléter les contributions des au service du réglage secondaire
- **Une réserve tertiaire complémentaire**, d'une valeur minimale de 500 MW, mobilisable dans un délai compris entre 15 minutes et une demi-heure pour une durée garantie d'au moins 6 heures consécutives et au moins une fois par jour. Elle est destinée à reconstituer la réserve tertiaire rapide.

### C.1.d. Actions contre l'écroutement de tension

#### Contraintes du réseau

La tension sur le réseau de transport constitue avec la fréquence un des paramètres principaux à prendre en considération pour le maintien de la sûreté du réseau. Elle doit être maintenue dans une plage afin de :

- Satisfaire les besoins des récepteurs des clients, la fourniture d'énergie définie à une fréquence donnée et dans la plage de variation de tension acceptée par les termes des contrats avec les distributeurs et les producteurs. En outre, en dehors de ces plages de variations admissibles, certains groupes de production peuvent être contraints de se déconnecter pour maintenir la sûreté du réseau.
- Satisfaire les besoins du système tant d'un point de vue économique (diminuer les pertes en ligne, utiliser au mieux les capacités de transport disponibles) que technique (maintien de la tension).
- Respecter les contraintes de fonctionnement des matériels (des tensions trop hautes provoquent le vieillissement voire la destruction prématurée des matériels raccordés alors que des tensions trop basses conduisent à la surcharge des lignes, à un mauvais fonctionnement des protections et des régulateurs en charge des transformateurs).

	Réseaux de transport		Réseaux de répartition		Réseaux de distribution	Réseaux basse tension
Tension haute	420 kV	245 kV	97 kV	68 kV	22.5 kV	435 V
<b>Tension nominale</b>	<b>400 kV</b>	<b>225 kV</b>	<b>90 kV</b>	<b>63 kV</b>	<b>21 kV</b>	<b>410 V</b>
Tension basse	365 kV	200 kV	83 kV	58 kV	19.5 kV	410 V

**Tableau 34. Plages de variation des tensions sur le réseau français.** Erreur ! Source du renvoi introuvable.

Le Tableau 34 présente les plages de tension sur les réseaux de transport répartition et distribution. La tension est une grandeur amenée à fluctuer en fonction des cycles saisonniers, hebdomadaires et quotidiens de la consommation. Ainsi sans réglage de tension, elle serait basse aux heures de pointe et haute aux heures creuses. Elle est également très sensible aux variations rapides créées par le réseau (changement de topologie, déclenchements). La tension en un point du réseau est fonction des forces électromotrices des générateurs qui y sont raccordés mais aussi des chutes de tension dans les divers éléments du réseau (machines, transfo, lignes, récepteurs). Ces chutes de tension sont dues aux flux de puissances active et réactive appelées par les charges et principalement par le flux de puissance réactive.

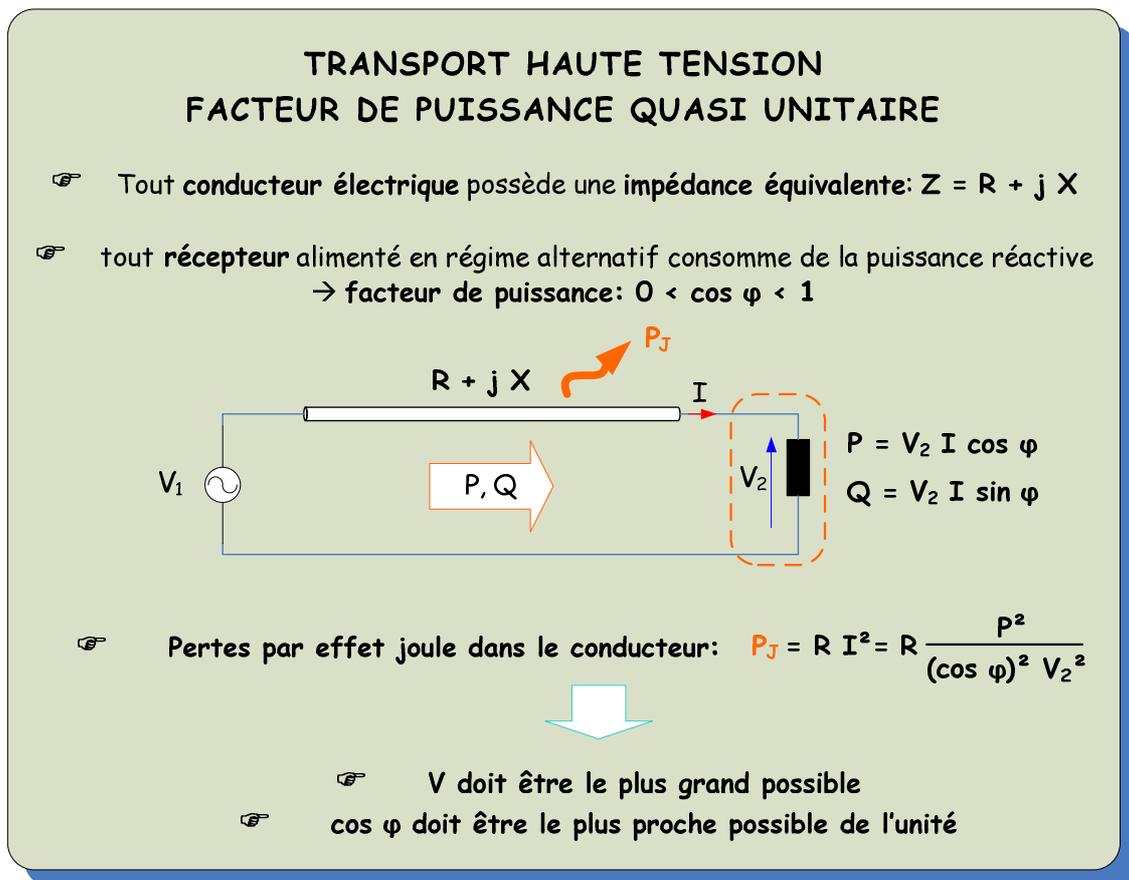
### Tenue de tension et compensation de l'énergie réactive sur les réseaux de transport

Les problèmes de tenue de tension et de compensation d'énergie réactive se posent d'une manière très différente selon le type de réseau<sup>72</sup>. Les réseaux de transport et répartition se caractérisent par :

- La présence de groupes de production raccordés pour la plupart en THT et qui, grâce à la force électromotrice interne des alternateurs, constituent des *sources de tension*.
- La présence de clients raccordés directement alors que les clients raccordés en HT disposent de transformateurs propres et souvent de moyens de réglage de la tension de leur installation.
- Une structure maillée.
- Des chutes de tension provoquées le plus souvent par la circulation de la puissance réactive.

**L'objectif sur les réseaux de transport et répartition est de minimiser les transits d'énergie réactive et de maintenir un plan de tension aussi haut que possible afin de minimiser les pertes Joule.**

Pour s'en convaincre, prenons le schéma de connexion entre un générateur et un récepteur via une ligne THT [lasne\_08]



<sup>72</sup> Nous verrons plus loin les contraintes liées au réseau de distribution

Figure 92. Pertes Joules et chute de tension d'une ligne d'interconnexion THT. D'après Erreur ! Source du renvoi introuvable.

La chute de tension  $\Delta V$  dans cette ligne est égale à :

$$\Delta V = \frac{RP + XQ}{V_2} \quad \text{avec}$$

$\Delta V = V_1 - V_2$ [V]	Chute de tension
$R, X$ [ $\Omega$ ]	Résistance et inductance/capacité de la ligne <sup>73</sup>
$P$ [MW]	Puissance active appelée par la charge <sup>74</sup>
$Q$ [VAR]	[VAR] Puissance réactive appelée par la charge

Pour une ligne THT,  $X \geq 10R$ . Ainsi, c'est bien la circulation de la puissance réactive au sein des conducteurs qui crée généralement les chutes de tension. On approxime donc que cette chute de tension est de l'ordre de :

$$\Delta V \approx \frac{XQ}{V_2}$$

### Maîtrise du pan de tension

Ainsi maîtriser le plan de tension du réseau, c'est permettre à la puissance réactive de transiter correctement des sources vers les charges malgré sa mauvaise aptitude au transport à travers les conducteurs. D'autre part, le réseau a tout de même comme mission de faire transiter de la puissance active qui sera réellement consommée par la charge. Cette double contrainte amène à la limite de puissance maximale transmissible par une ligne THT. La puissance réactive tend à faire :

<sup>73</sup> Les lignes aériennes sont essentiellement inductives. Les câbles enterrés sont essentiellement capacitifs.

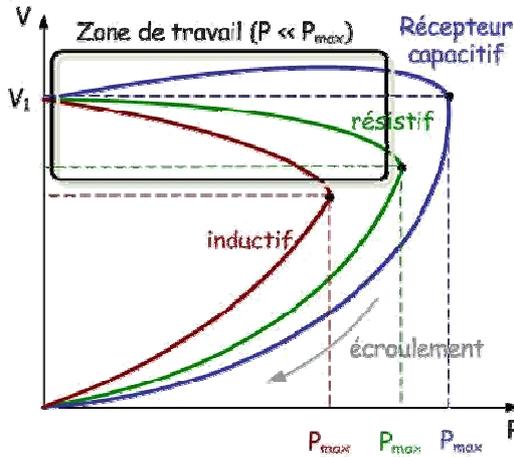
<sup>74</sup> Toute machine électrique utilisant du courant alternatif (moteur, transformateur) met en jeu deux formes d'énergie : l'énergie active et l'énergie réactive. L'énergie active consommée (kWh) résulte de la puissance active  $P$  (kW) des récepteurs. Elle se transforme intégralement en puissance mécanique et en chaleur. L'énergie réactive consommée (kVARh) sert essentiellement à l'alimentation des circuits magnétiques des machines électriques. Elle correspond à la puissance réactive  $Q$  (kVAR).

A chacune des énergies active et réactive correspond un courant. Le courant actif  $I_a$  est en phase avec la tension du réseau. Le courant réactif  $I_r$  est déphasé de  $90^\circ$  par rapport au courant actif soit en retard (récepteur inductif) soit en avance (récepteur capacitif). Le courant apparent  $I_t$  est le courant résultant qui parcourt la ligne depuis la source jusqu'au récepteur. Si les courants sont parfaitement sinusoïdaux, on peut utiliser la représentation de Fresnel et  $I_t = \sqrt{I_a^2 + I_r^2}$ ,  $I_a = I_t \cos \varphi$ ,  $I_r = I_t \sin \varphi$ .

La représentation de Fresnel est aussi valable pour les puissances. On définit ainsi : La puissance apparente  $S = UI$  [kVA], la puissance active  $P = UI \cos \varphi$  [kW] et la puissance réactive  $Q = UI \sin \varphi$  [kVAR].

Pour information : pour un moteur asynchrone à 100% de charge,  $\cos \varphi = 0.85$  ; à 50% de charge,  $\cos \varphi = 0.73$  ; pour une lampe à fluorescence ou un chauffage par induction,  $\cos \varphi = 0.5$ .

- chuter les tensions et la puissance maximale transmissible lorsqu'elle est positive (de nature inductive) ;
- augmenter les tensions et la puissance maximale transmissible lorsqu'elle est négative (de nature capacitive).



La puissance transmissible à une charge depuis une source à « tension tenue » est égale à :

$$P = \frac{V_1^2}{X} \cdot \frac{\cos \varphi}{2[1 + \cos(\beta - \varphi)]}$$

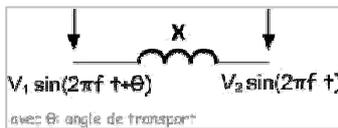
$X [\Omega]$	Impédance de la ligne entre le point à tension tenue et la charge
$\varphi$	Déphasage introduit par la charge ( $\tan \varphi = 0$ lorsque la charge est compensée exactement)
$\beta$	Déphasage introduit par la ligne

Figure 93. Variations de tension en un point du réseau en fonction de la puissance transmise pour les différents types de récepteurs

Elle atteint sa valeur maximale pour  $\varphi = 0^\circ$  et  $\beta = 90^\circ$

$$P_{\max} = \frac{V_1^2}{X}$$

La puissance transmissible entre deux points à « tension tenue » reliés par une réactance est égale à :



$$P = \frac{V_1 V_2}{X} \cdot \sin \theta$$

Elle atteint sa valeur max pour  $\theta = 90^\circ$  :  $P_{\max} = V_1 V_2 / X$

### Compensation de la puissance réactive

Ainsi, pour augmenter la puissance transmissible, il faut :

- travailler sous une tension d'exploitation la plus grande possible, en fixant la tension les valeurs de tension des sommets à tension tenue<sup>75</sup> ;
- utiliser des conducteurs avec de faibles impédances ;
- gérer les moyens de compensation (ramener  $\tan \varphi$  des charges à zéro) de façon à obtenir aux autres sommets des tensions compatibles avec les objectifs fixés.

On définit : le facteur de puissance  $k$  ou  $FP$  comme le rapport entre puissance active et puissance apparente. Ainsi que la variable  $\tan \varphi$  comme le rapport entre puissance réactive et puissance active ou encore entre énergie réactive et énergie active.

<sup>75</sup> Sur le réseau THT, ces sommets correspondent aux postes où sont raccordés les groupes de production en maintenant une tension constante aux bornes de l'alternateur. Sur le réseau HT, ce sont d'une part les sommets où sont raccordés les groupes et d'autre part, les secondaires des transformateurs THT/HT.

---

## Synthèse des actions pour la maîtrise du plan de tension et la compensation de l'énergie réactive

Face aux différentes variations de charge perçues par le réseau (variations périodiques et variations aléatoires brusques<sup>76</sup>), plusieurs moyens sont mis en œuvre pour maintenir le plan de tension et compenser les transits de puissance réactive :

- Ceux consistant à suivre les fluctuations périodiques.
- Ceux consistant à faire face aux variations brusques et aléatoires.

Le gestionnaire du réseau assure le contrôle de la tension en tout point du réseau à partir de sources de puissance réactive réparties sur le réseau. **On distingue le Réglage Primaire de Tension du Réglage Secondaire de Tension.**

Le **Réglage Primaire de Tension** est l'action automatique instantanée et locale exercée au niveau des groupes de production. Le **Réglage Secondaire** est le réglage centralisé de la tension permettant la coordination de l'action des groupes de production qui y sont asservis au niveau régional. Il est effectué au moyen de dispositifs « Réglage Secondaire de la Tension » (RST) et « Réglage Secondaire Coordonné de la Tension » (RSCT)

La Figure 94 présente ces différents moyens, leurs caractéristiques et leur mise en œuvre au sein des réseaux de transport et de répartition.

---

<sup>76</sup> Les variations périodiques sont liées à l'évolution des transits dans les ouvrages et dues aux variations de la consommation et de la localisation des centrales utilisées pour satisfaire celle-ci. Ainsi les pertes réactives sur le réseau français 400 kV et 225 kV peuvent représenter une absorption de 2 400 MVAR en heure de pointe et une fourniture de 6 000 MVAR en heures creuses pour un jour ouvrable d'hiver en 1990.

Les variations aléatoires brusques sont dues à des modifications importantes des transits provoquées par un incident sur le réseau. Elles peuvent atteindre 1 200 MVAR en cas de perte d'un groupe et 500 MVAR en cas de perte d'une ligne.

		<b>Fluctuations périodiques</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>fonctionnement <i>discontinu</i></li> <li>temps de réponse qqes sec &lt; <math>T_R</math> &lt; qqes min</li> <li>→ <b>batteries de condensateurs</b></li> <li>→ <b>inductances</b></li> <li>→ <b>régleurs de charge</b></li> </ul>	<b>Fluctuations aléatoires brusques</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>temps de réponse : <math>T_R \sim 100</math> ms</li> <li>→ <b>groupes de production</b></li> <li>→ <b>compensateurs synchrones</b></li> <li>→ <b>compensateurs statiques</b></li> </ul>
RÉGLAGE TENSION	Transport (225 - 400 kV)		<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Groupes de production</b></li> <li>- réglages primaire (1 min) et secondaire (qqes min)</li> </ul>
	Répartition (63 - 90 kV)	<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Régleurs de charge</b> des transfo THT/HT ou HT/MT</li> <li>- télécommandés ou actionnés par des régulateurs de tension</li> <li>- <math>T_R \sim 30</math> s sur THT/HT</li> <li>- <math>T_R \sim 60</math> s sur HT/MT</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Compensateurs statiques</b></li> <li>- efficace en zone éloigné de la production</li> <li>- réduit les perturbations créées par les utilisateurs (flicker de fours à arc)</li> <li>- améliore la stabilité du réseau</li> <li>- mais cher et crée des harmoniques</li> </ul>
COMPENSATION Q	Transport (225 - 400 kV)	<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Inductances</b></li> <li>- absorbe Q fournie par les lignes THT en heures creuses</li> <li>- directement relié au réseau</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Groupes de production</b></li> <li>- Fournit et absorbe Q pour le réseau de transport</li> <li>- mais compensation partielle de Q des charges</li> <li>- <math>0.33</math> (côté réseau) &lt; <math>\tan \varphi</math> &lt; <math>0.48</math> (côté alternateur) pour une tranche nucléaire de 1.300 MW</li> </ul>
	Répartition (63 - 90 kV)	<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Batteries de condensateurs</b></li> <li>- fournit Q appelé par le réseau de distribution</li> <li>- au plus près de charges (postes THT/HT)</li> <li>- commandés par horloge ou relais + microprocesseur</li> <li>- Installat° et dimensionnem<sup>t</sup> tel que <math>-0.1 &lt; \tan \varphi_{\text{compensé des charges côté MT}} &lt; +0.1</math></li> <li>- Puissance : 20-30 MVAR</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Compensateurs synchrones</b></li> <li>- fournit et absorbe Q sans fournir de puissance active</li> <li>- au tertiaire des transfo THT/HT</li> <li>Puissance : 10-30 MVAR</li> <li>- coûté élevé → plus de mise en place de compensateurs synchrones</li> </ul>

Figure 94. Moyens réglage de la tension et de compensation de la puissance réactive sur les réseaux de transport et de répartition. D'après [TId4305]

### Facturation pour l'année 2008 du réglage de la tension

La rémunération du réglage de la tension au moyen de groupes de production dépend :

- des plages de réactif à rémunérer ;
- de la puissance active maximale  $P_{\max}$  du groupe de production ;
- de la zone à laquelle appartient le groupe de production : le territoire français est divisé en deux zones : les zones dites « sensibles au réactif » et les zones « normales » ;
- du type de réglage (Primaire, RST ou RSCT) ;
- de la durée d'utilisation annuelle.

La rémunération est composée d'une part fixe (R) relative à la puissance maximale et au facteur de puissance du groupe et d'une part variable relative à la puissance réactive que peut fournir ou absorber le groupe de production. Seule la part fixe dépend de la zone de réglage (sensible ou normale). Le Tableau 35 indique le montant de ces rémunérations.

	Zones sensibles <sup>77</sup>	Zones normales
Part Fixe (R)	R = 639 €/MVA par	$\frac{R}{0.32} \times \frac{Q_+}{P_{\max}} \times \sqrt{P_{\max}^2 + Q_+^2}$
Part Variable	0.0288 €/MVAr par demi heure de fonctionnement	
Pour une plage de réactif en absorption ou en fourniture allant de Q <sub>-</sub> à Q <sub>+</sub> Avec P <sub>max</sub> , la puissance active maximale du groupe		

Tableau 35. Rémunération Réglage de tension sur le réseau de transport en 2008 [Web\_RTE]

A titre d'information complémentaire, notons que certains groupes de production ont la capacité d'être couplés au réseau sans fournir de puissance active. La compensation synchrone consiste à les utiliser en absorption ou en fourniture de puissance réactive selon les besoins du réseau. Le gestionnaire prévoit pour ceux-ci une autre rémunération qui couvre les coûts d'accès au réseau aux points de livraison du groupe, et les coûts spécifiques liés au fonctionnement en compensateur synchrone (de l'ordre de 56 €/MWh pour les groupes hydrauliques et 75 €/MWh pour les groupes thermiques).

### C.1.e. Mécanisme d'ajustement [Maupas08], [Web\_RTE]

L'équilibre entre production et consommation est le résultat de deux processus :

- Les marchés de l'électricité centralisés (bourses pool) ou décentralisés (gré à gré) où vendeur et acheteurs échangent de promesses de production et de consommation. Ces marchés se déroulent à un horizon plus ou moins éloignés de l'instant de livraison. Les marchés proches de l'instant de livraison sont soumis à un processus de nomination par le GRT.
- Les réglages (primaire et secondaire) et le *mécanisme d'ajustement* qui permettent de compenser le déséquilibre entre production et consommation.

Chaque jour, le GRT établit une prévision de la consommation, des besoins de production et des marges qui serviront à pallier les aléas en temps réel. Il incite donc les acteurs du marché à offrir les moyens disponibles pour constituer ces marges d'ajustement. Le mécanisme d'ajustement est établi à J-1 ainsi qu'en temps réel.

### Offre d'Ajustement

A J-1 avant 16h, chaque acteur (producteur ou consommateur) transmet au GRT :

- son programme de production ou Programme d'Appel pour J (PA<sub>J</sub>) s'il est producteur ou sa référence de consommation s'il est consommateur
- les offres d'ajustement de chacune de ses entités d'ajustement selon les paramètres suivants : sens d'ajustement (hausse/baisse), période sur laquelle porte l'offre, prix<sup>78</sup>, conditions d'utilisation.

### Soumission des offres d'ajustement

Le mécanisme d'ajustement fonctionne en continu. Pour instant  $t$  de livraison futur, le GRT réévalue ses prévisions (dont l'incertitude diminue plus on se rapproche de l'instant de livraison) et les acteurs peuvent faire des propositions d'offres d'ajustement jusqu'à un instant  $t_g$  de fermeture précédent l'instant  $t$ .  $t_g$  est appelé *fermeture de guichet* ou *gate closure*. Entre la gate closure et l'instant de livraison. Aucune transaction ne peut plus être réalisée. Chacun des acteurs d'engage à respecter ses engagements. Ce mécanisme se répète autant de fois qu'il y a d'instant de livraison définis dans la journée.

### Soumission des offres d'ajustements

Le GRT mobilise les offres d'ajustements à différents horizons des instants de livraison pour :

- rétablir l'équilibre offre demande national ;
- résoudre une congestion sur le réseau national, le réseau régional ou sur une interconnexion internationale ;
- reconstituer les minima requis en réserve primaire et secondaire des Services Système ;
- restaurer la marge d'exploitation au niveau requis pour les diverses échéances futures.

La Figure 95 présente le principe du mécanisme d'ajustement sur le programme d'appel journalier d'un producteur pour l'instant  $t$  de livraison de la journée J.

---

<sup>77</sup> Pour un groupe de production en zone sensible caractérisé par  $\tan\varphi = 0.32$

<sup>78</sup> Éventuellement différent sur des plages horaires définies a priori,

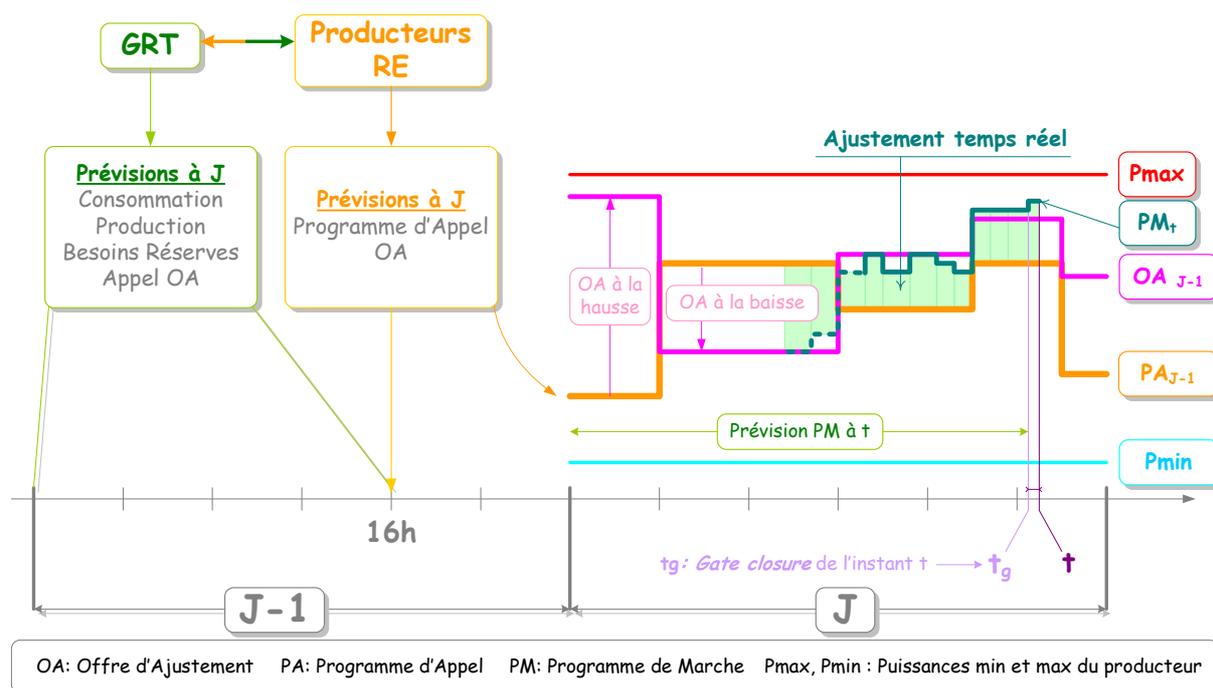


Figure 95. Principe du Mécanisme d'Ajustement pour un producteur. Une prévision à J-1 permet d'établir pour chaque producteur son programme d'appel ( $PA_{J-1}$ ) et ses offres d'ajustement ( $OA_{J-1}$ ). Ces offres sont corrigées en temps réel. En infra-journalier, pour chaque instant  $t$ , une nouvelle prévision d'OA est réalisée. Les producteurs ont jusqu'à l'instant  $t_g$  qui précède  $t$  pour répondre à cette nouvelle offre. Puis chacun adopte son nouveau plan de marche ( $PM_t$ ). L'ajustement est la différence entre le plan de marche réel ( $PM_t$ ) et le programme d'appel à J-1 ( $PA_{J-1}$ ).

## C.2 RESEAUX DE DISTRIBUTION

L'objectif des gestionnaires des réseaux de distribution est de fournir à l'ensemble de ses clients la meilleure qualité de fourniture d'énergie dans les meilleures conditions de sécurité et au meilleur coût. Les imperfections sont de types : défaillances dans la continuité et anomalies dans la qualité.

### C.2.a. Caractéristiques des réseaux de distribution

Les caractéristiques des réseaux de distribution sont résumées dans le tableau ci-dessous.

	IMPERFECTION	CARACTERISTIQUES	NORME
DEFAILLANCE CONTINUE	Coupure longue	> 3 min	Nb. de coupures/an en MT : < 6 → en zones rurales < 3 → petites et grosses aggro <sup>79</sup> < 2 → cœur de grandes villes
	Coupure brève	1 sec << 3 min	Nb. de coupures/an en MT : < 30 → en zones rurales < 10 → petites aggro < 3 → grosses aggro < 2 → cœur de grandes villes

<sup>79</sup> Petites agglomération : de 10.000 à 100.000 habitants. Grosses agglomérations : plus de 100.000 habitants.

ANOMALIES QUALITE	Coupure très brève	< 1 sec	
	Creux de tension	Baisse de tension de quelques secondes	230 V ± 10% pendant 95% du temps mesuré sur une semaine
	Variation lente de tension		
	Variation rapide de tension	Phénomène intervenant à 1 Hz < f < 20 Hz (flicker) dont l'effet est d'abord visuel sur les utilisations d'éclairage	$Plt^{80} < 1$ pendant 95% du temps de la semaine
	Surtension transitoire	Phénomène de durée $d \ll 20$ ms	6 kV
	Harmoniques	Composantes à 100, 150, 200, 250 Hz superposées au 50 Hz	Taux global de distorsion < 8% H3 < 5% H5 < 6% H7 < 5% H3 < 1,5%
	Variation de fréquence		50 Hz ± 1% pendant 95% du temps mesuré sur une semaine 50 Hz ± 4% à 6% pendant 100% du temps mesuré sur une semaine
Déséquilibre de tension	Dissymétrie du système triphasé	2% max pendant 95% du temps de la semaine	

Tableau 36. Caractéristiques de fourniture de l'électricité des réseaux de distribution. Source : [Web\_ERDF]

Les courbes suivantes présentent les effets de ces phénomènes sur la tension du réseau de distribution.

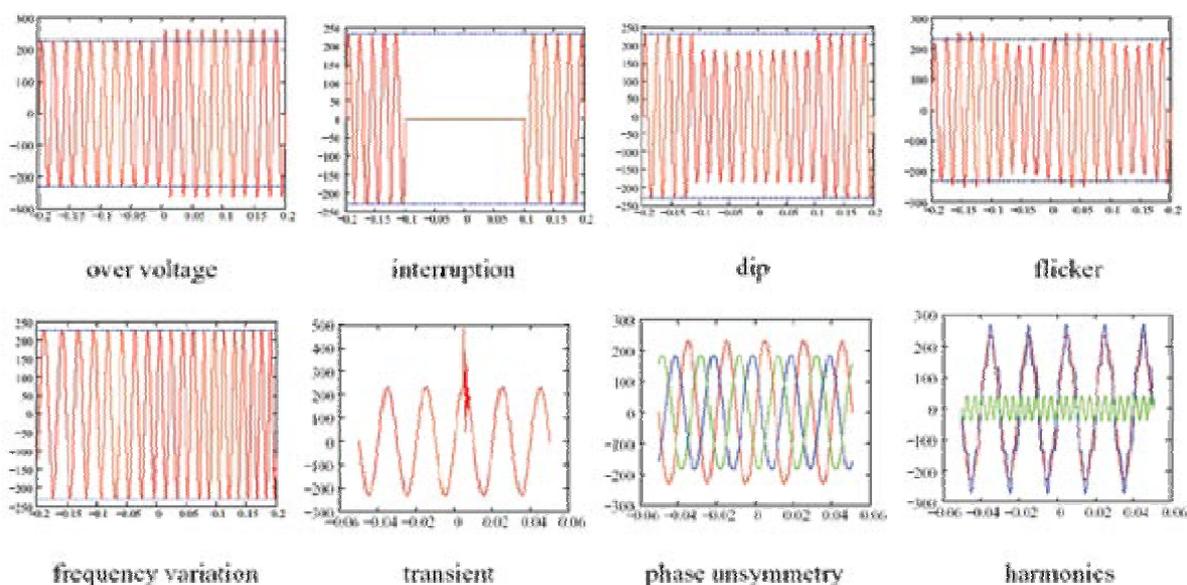


Figure 96. Différents défauts de qualité sur le réseau de distribution basse tension. [DISPOWER06]

Les réseaux de distribution se caractérisent par :

- La présence de clients raccordés directement en basse tension.

<sup>80</sup>  $Plt$  est un indicateur intégrant la fréquence de la perturbation, son niveau et prennent en compte la sensibilité variable de l'œil au papillotement en cas d'instabilité.

- Une structure arborescente, c'est-à-dire que contrairement au réseau de transport – qui est maillé – il n'existe qu'un chemin entre la source d'alimentation et le client.

Avant le processus d'intégration de la production décentralisée, notamment d'origine renouvelable, les réseaux de distribution n'étaient raccordés directement à aucun groupe de production et les chutes de tension étaient essentiellement dues à la circulation de la puissance active. L'objectif était alors de garantir la qualité de l'énergie électrique en maintenant la tension et la fréquence du réseau à une valeur aussi proche que possible de la valeur afin de garantir une bonne utilisation des appareils de la clientèle.

### C.2.b. Actions contre les fluctuations de fréquence et de tension

A l'interface entre le réseau de transport et les centres de consommation, le réseau de distribution doit faire face aux variations progressives de la consommation année après année, aux variations de la charge appelée suivant les heures de la journée ou les mois de l'année, et aux fluctuations de la tension HT en provenance du réseau de transport. Pour y répondre, des mesures de maintien de la tension sont prises tant au niveau de la planification du réseau qu'au niveau de son exploitation. La Figure 97 présente ces différentes actions pour le maintien de la qualité du réseau.

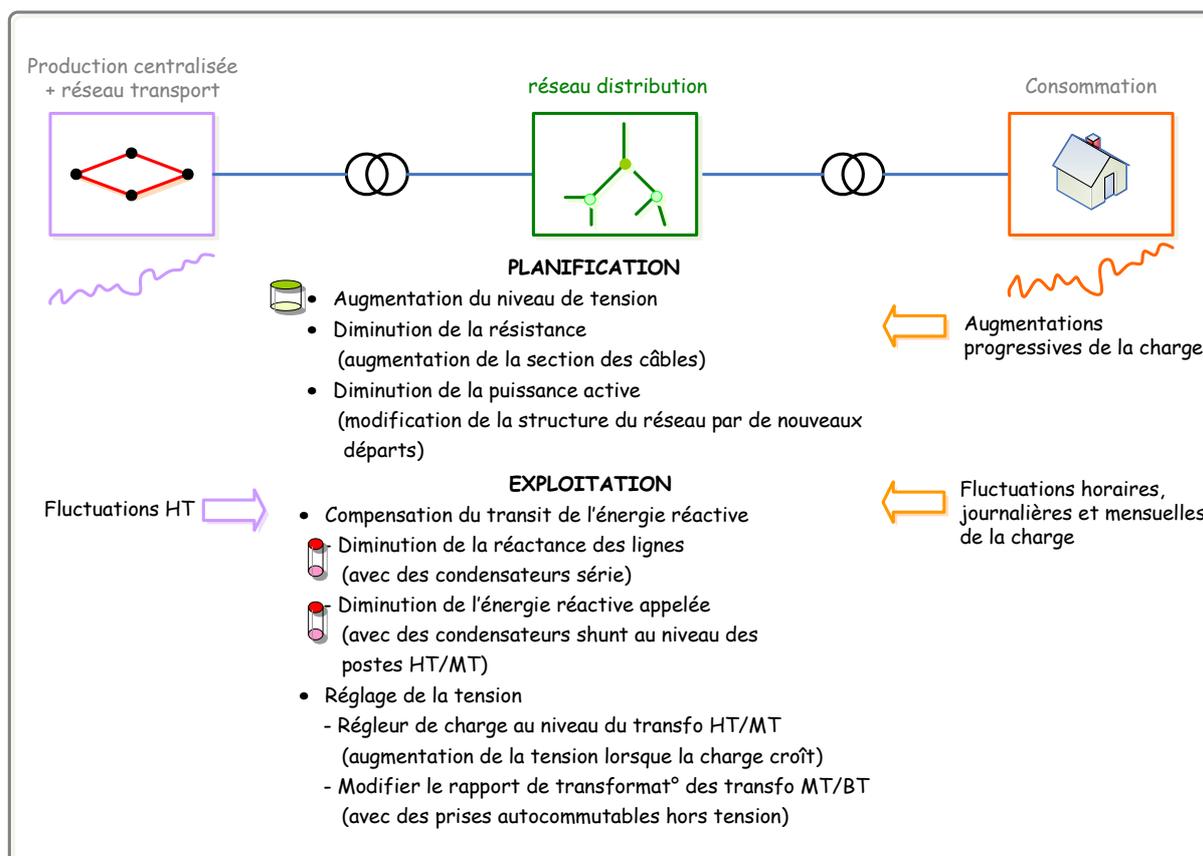


Figure 97. Actions pour le maintien de la qualité de l'électricité sur les réseaux de distribution

## Annexe I

Les solutions pour maintenir la qualité de fourniture d'électricité peuvent être prises en charge dans une certaine mesure (normes) par le gestionnaire de réseau mais le peuvent également au niveau du client consommateur si celui dispose d'applications particulièrement sensibles (cf. Figure 98).

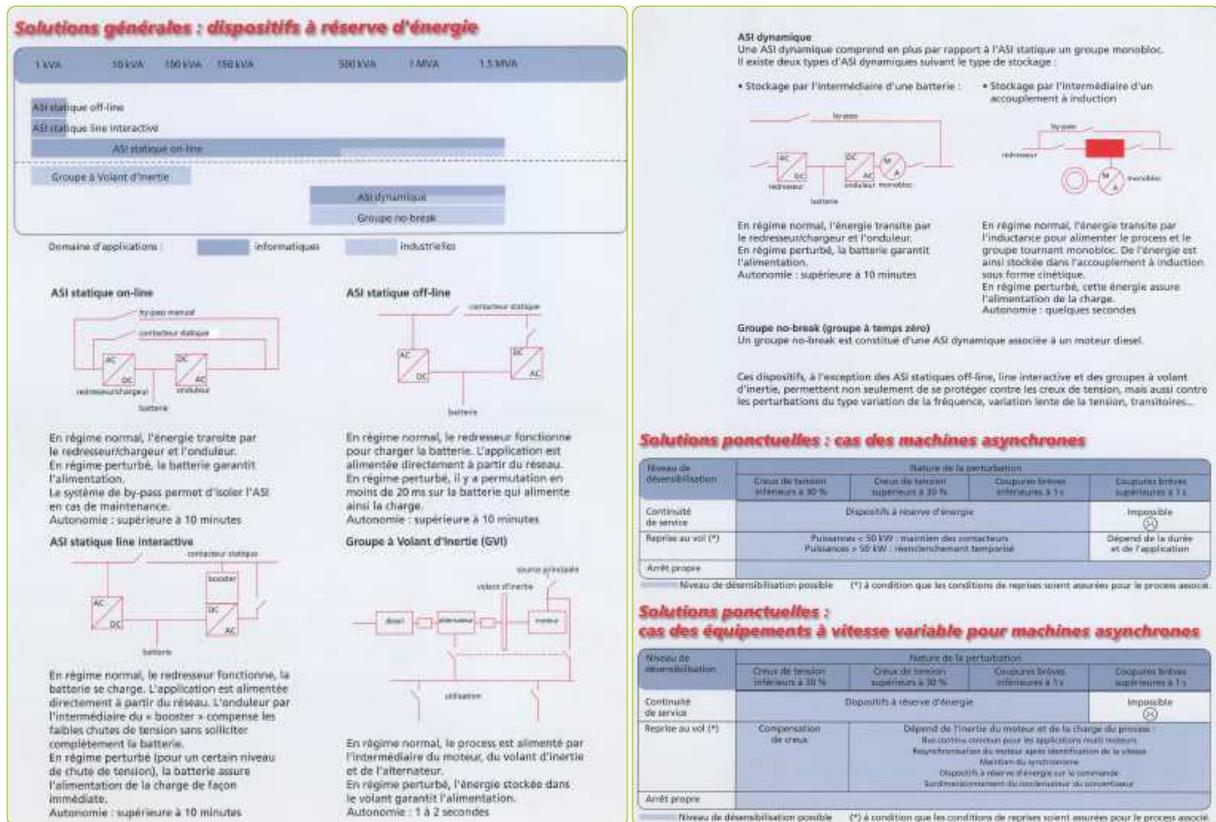


Figure 98. Solutions chez l'utilisateur pour se prémunir contre les creux de tension et les coupures brèves. [Intersections16]

---

# Annexe 2

## Notions de rendement, d'efficacité. Gestion de charge des accumulateurs

---

<i>A. Notions de rendements et d'efficacité</i>	<b>208</b>
<b>A.1 Hypothèses</b>	<b>208</b>
<b>A.2 Analyse d'un cycle élémentaire</b>	<b>208</b>
A.2.a.Cycle élémentaire de référence	209
A.2.b.Cycle élémentaire et paramètre de décharge	209
A.2.c.Cycle élémentaire et paramètre de charge	210
A.2.d.Cycle élémentaire et paramètres de charge et décharge	210
<b>A.3 Définitions</b>	<b>211</b>
A.3.a.Rendement global.	211
A.3.b.Efficacité de charge	212
A.3.c.Propriété de linéarité de charge.	213
<b>B. Problématique des algorithmes de charge</b>	<b>214</b>
<b>B.1 Une grande variété d'algorithmes de charge</b>	<b>214</b>
<b>B.2 Des algorithmes contrôlés par un régime de charge en courant</b>	<b>215</b>
<b>B.3 Le régime de charge</b>	<b>216</b>
B.3.a.Définition	216
B.3.b.Régime de charge et durée de charge	217
B.3.c.Interprétation du régime de charge	218

## A. NOTIONS DE RENDEMENTS ET D'EFFICACITE

### A.1 HYPOTHESES

On suppose :

- un *État* énergétique initial vide, c'est-à-dire un SoE nul ;
- que la batterie soit soumise à un cycle élémentaire de charge/décharge pour lequel les paramètres en charge et décharge sont connus ;
- qu'à l'issue de chaque cycle élémentaire, la batterie soit ramenée dans le même *État* énergétique, c'es-à-dire au même SoE qu'au cycle élémentaire précédent ;
- que l'influence du vieillissement dû au cyclage soit considérée comme négligeable d'un cycle élémentaire à l'autre ;
- que la batterie ne subisse pas de repos prolongé qui l'amènerait soit à vieillir, soit à voir son *État* varier durant ce temps de repos.

### A.2 ANALYSE D'UN CYCLE ELEMENTAIRE

Analysons les 4 configurations d'un cycle élémentaire représentées sur la Figure 99

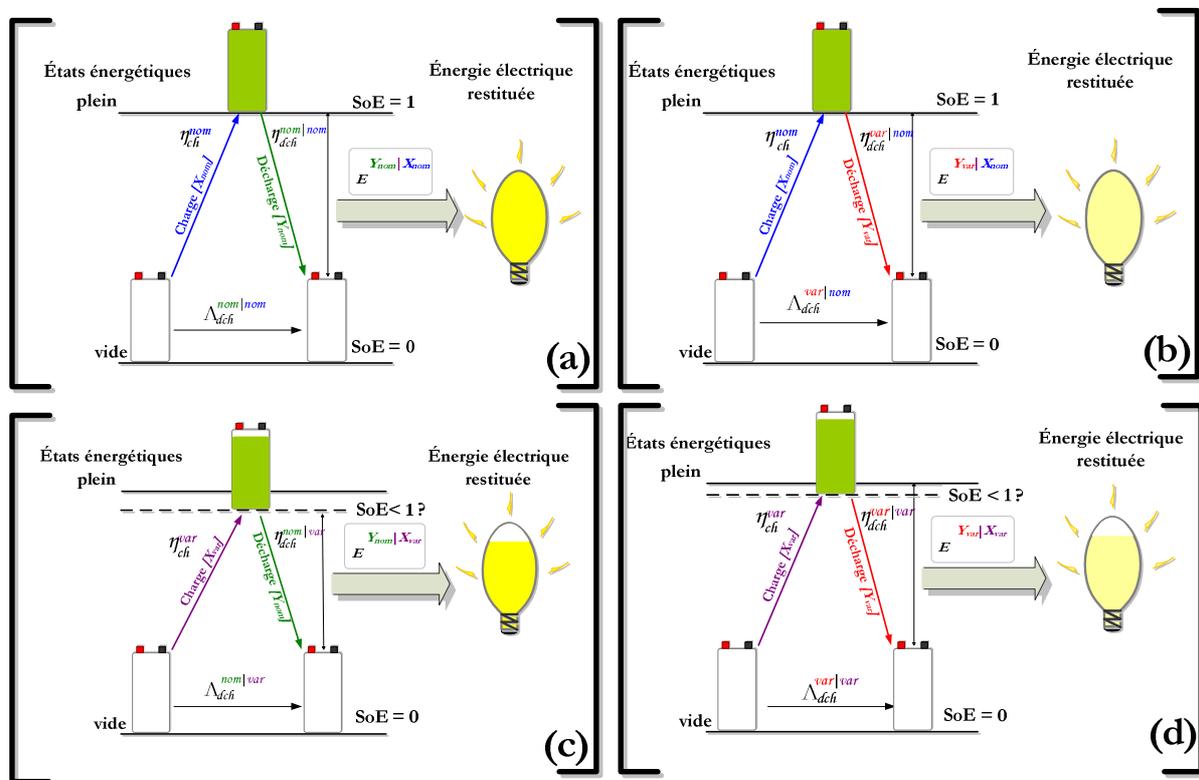


Figure 99. Influence des paramètres de charge et de décharge sur les transformations liées aux processus de charge et décharge.

### A.2.a. Cycle élémentaire de référence

Le cycle élémentaire nominal ou de référence permet de mesurer l'Énergie Nominale de l'accumulateur. Il correspond à la configuration (a) : l'accumulateur est chargé avec les paramètres de référence en charge ( $X_{nom}$ ) jusqu'à atteindre l'État Énergétique Nominal ( $SoE = 1$ ), puis déchargé jusqu'à l'État vide ( $SoE = 0$ ) avec les paramètres de référence en décharge ( $Y_{nom}$ ). On notera :

$$\begin{aligned} \eta_{ch}^{nom} & \text{ le rendement de la charge nominale} \\ \eta_{dch}^{nom|nom} = \eta_{dch}^{nom} & \text{ le rendement de la décharge nominale} \\ \Lambda^{nom|nom} = \Lambda^{nom} & \text{ le rendement global nominal} \end{aligned}$$

La notation «  $nom|nom$  » en exposant, quoiqu'elle puisse paraître lourde, précise -et cela aura son importance - qu'il s'agit du rendement de décharge global dans les conditions nominales sachant que la charge a été effectuée dans les conditions nominales.

Dans les deux configurations suivantes, on change les paramètres de décharge puis ceux de charge. Enfin dans la dernière, on fait varier les paramètres de charge et de décharge. Quelles sont les conséquences sur la valeur du SoE ?

### A.2.b. Cycle élémentaire et paramètre de décharge

Dans la configuration (b) de la Figure 99, seuls les paramètres de décharge varient ( $Y_{var}$ ). Dans cette configuration, on note :

$$\begin{aligned} \eta_{ch}^{nom} & \text{ le rendement de la charge correspondant à une charge nominale} \\ \eta_{dch}^{var|nom} & \text{ le rendement de la décharge} \\ \Lambda^{var|nom} & \text{ le rendement global du cycle} \end{aligned}$$

L'État énergétique à l'issue de la charge correspond à l'État énergétique plein Nominal ( $SoE = 1$ ) car la charge a été effectuée dans les conditions nominales ( $X_{nom}$ ). L'énergie mesurée lors de la décharge est notée  $E^{var|nom}$  peut être comparée à l'Énergie Nominale.

Le rapport entre  $E^{var|nom}$  et l'Énergie nominale déchargée durant à l'issue du cycle élémentaire nominale donne une estimation de l'influence, c'est-à-dire de l'efficacité, des conditions de décharge sur le rendement global nominal.

Le terme *efficacité* est à prendre ici au sens littéral<sup>81</sup> pour l'évaluation d'une amélioration, d'une dégradation ou d'un maintien du rendement global selon que l'*efficacité* soit supérieure, inférieure ou égale à 1. Cette *efficacité* sera notée :

$$\kappa^{\text{var}|nom} = \frac{E^{\text{var}|nom}}{E^{nom}} \times 100.$$

### A.2.c. Cycle élémentaire et paramètre de charge

Dans la configuration (c) de la Figure 99, seuls les paramètres de charge varient ( $X_{\text{var}}$ ). Dans cette configuration, on note :

$\eta_{ch}^{\text{var}}$	le rendement de la charge
$\eta_{dch}^{nom \text{var}}$	le rendement de la décharge
$\Lambda^{nom \text{var}}$	le rendement global du cycle

L'*État* énergétique à la fin de la charge n'est pas connu quand bien même il peut se rapprocher de l'*État énergétique plein*. Le rapport entre l'énergie  $E^{nom|\text{var}}$  mesurée lors de la décharge et l'*Énergie Nominale* rend compte de l'*efficacité* des paramètres de charge appliqués  $X_{\text{var}}$  sur le rendement global  $\Lambda^{nom|\text{var}}$  de la batterie :

$$\kappa^{nom|\text{var}} = \frac{E^{nom|\text{var}}}{E^{nom}} \times 100$$

### A.2.d. Cycle élémentaire et paramètres de charge et décharge

Dans la configuration (d) de la Figure 99, les paramètres de charge ( $X_{\text{var}}$ ) et de décharge ( $Y_{\text{var}}$ ) varient. On note :

$\eta_{ch}^{\text{var}}$	le rendement de la charge
$\eta_{dch}^{\text{var} \text{var}}$	le rendement de la décharge
$\Lambda^{\text{var} \text{var}}$	le rendement global du cycle

---

<sup>81</sup> « Force, vertu de quelque cause pour produire son effet », Dictionnaire de l'Académie Française.

L'État énergétique à la fin de la charge n'est de nouveau pas connu. Le rapport entre l'énergie  $E^{nom|var}$  mesurée lors de la décharge et l'Énergie Nominale rend compte de l'efficacité des paramètres de charge et de décharge appliqués  $X_{var}$  et  $Y_{var}$  sur le rendement global  $\Lambda^{var|var}$  de la batterie. :

$$\kappa^{var|var} = \frac{E^{var|var}}{E^{nom}} \times 100$$

En définitive, le rendement global d'une batterie est une fonction des rendements de charge et de décharge qui peut s'écrire sous la forme :

$$\Lambda^{Y|X} = H(\eta_{ch}^X, \eta_{dch}^{Y|X})$$

où  $X = \begin{bmatrix} I_C \\ T_C^0 \end{bmatrix}$  et  $Y = \begin{bmatrix} P_{dch} \\ T_d^0 \end{bmatrix}$  sont les vecteurs des paramètres de charge et de décharge

avec  $E_i^0$  l'État énergétique initial avant la charge et  $E_s^0$  l'État énergétique stocké à la fin de la charge.

C'est une fonction non linéaire, du fait de la non-linéarité entre les paramètres et des rendements de charge/décharge. Une caractérisation fine permettrait d'évaluer les valeurs que prend cette fonction en différents points ( $Y/X$ ). Cependant, nous comprenons, à l'issue de cette analyse de l'influence des paramètres de charge et de décharge, que plus que le rendement global de la batterie, c'est davantage l'influence des paramètres de charge/décharge sur l'État énergétique final qui importe pour le suivi de l'État énergétique.

### A.3 DEFINITIONS

#### A.3.a. Rendement global.

Partant d'un état d'énergie donné, le rendement global de l'accumulateur se définit pour les conditions de charge et de décharge, lors d'un cycle de charge/décharge pour lequel l'État énergétique initial (au début de la charge) et l'État énergétique final (à la fin de la décharge) sont identiques. Ainsi, sur la Figure 100, le rapport entre  $B_1$  et  $A_1$  ou celui entre  $b_2$  et  $a_2$  sont tous deux des rendements globaux que nous notons respectivement  $\Lambda_{SoE=0}^{Y_{nom}|X_{nom}}$  et

$\Lambda_{SoE=40\%}^{Y_{nom}|X_{nom}}$  où  $X_{nom} = \begin{bmatrix} I_{ch}^{nom} \\ T_{ch}^{nom} = 25^\circ C \end{bmatrix}$  représentent le vecteur des conditions de la charge nominale,

$Y_{nom} = \begin{bmatrix} P_{dch}^{nom} \\ T_{dch}^{nom} = 25^\circ C \end{bmatrix}$ , celui de la décharge nominale et  $X = \begin{bmatrix} I_{ch} \\ T_{ch}^{nom} = 25^\circ C \end{bmatrix}$  celui de la charge dans les

conditions du test.

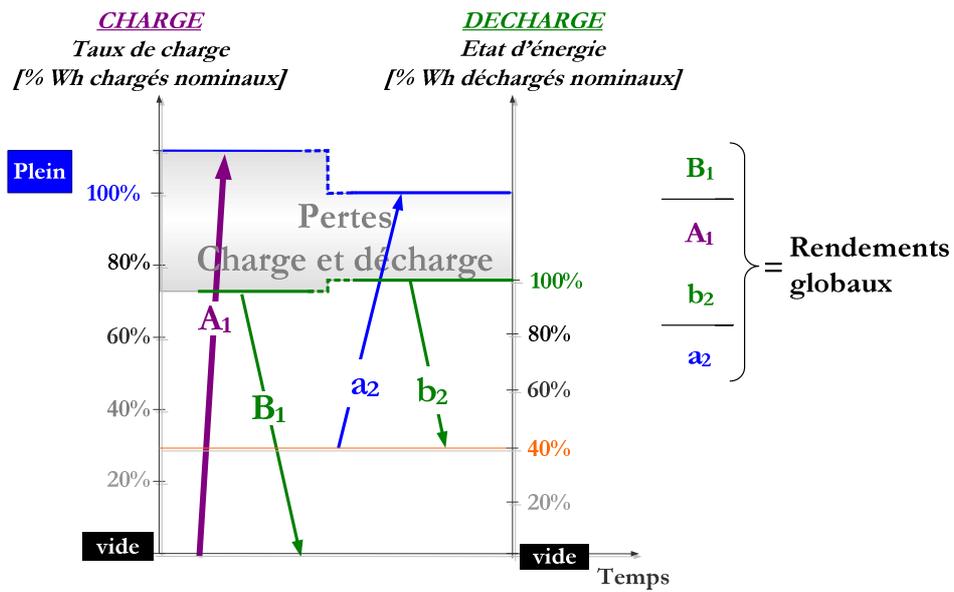


Figure 100. Définitions des rendements globaux en fonction de l'État d'énergie initial et des conditions de charge et de décharge

A.3.b. Efficacité de charge

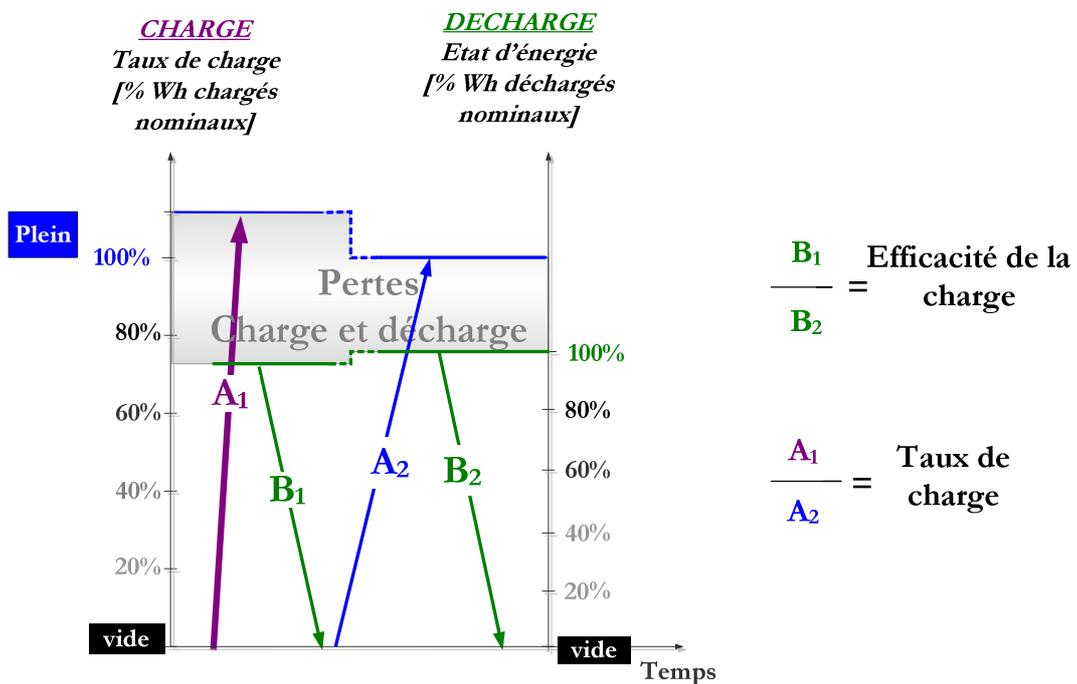


Figure 101. Définitions de l'Efficacité de la charge

Elle mesure le bénéfice ou la perte d'énergie restituée lors d'une décharge nominale si les conditions de charge varient par rapport aux conditions de la charge nominale. Ainsi, l'efficacité de la charge est le rapport

$$\frac{E^{Y_{nom}|X} \Big|_{X=\begin{bmatrix} I_{ch} \neq I_{ch}^{nom} \\ T_{ch} \neq T_{ch}^{nom} \end{bmatrix}}}{E^{Y_{nom}|X_{nom}}} \times 100 \quad \text{où } Y_{nom} = \begin{bmatrix} P_d^{nom} \\ T_d^{nom} \end{bmatrix}$$

repréente les paramètres de contrainte de la décharge nominale. Sur

le schéma (a) de la Figure 101, le Taux de charge est défini par le rapport entre  $A_1$  et  $A_2$ .

**A.3.c. Propriété de linéarité de charge.**

C'est une propriété intrinsèque d'une technologie que nous définissons de la façon suivante. Soient

$X = \begin{bmatrix} I_{ch} \\ T_{ch} \end{bmatrix}$  des conditions de charge qui diffèrent de celles de la charge nominale. Une charge est dite linéaire

pour X si, quel que soit l'état d'énergie initial  $SoE_0$ , la quantité d'énergie  $e^X$  à injecter pour atteindre l'État énergétique plein  $E^X$  est telle que :  $e^X = (1 - SoE_0) \times E^X$ .

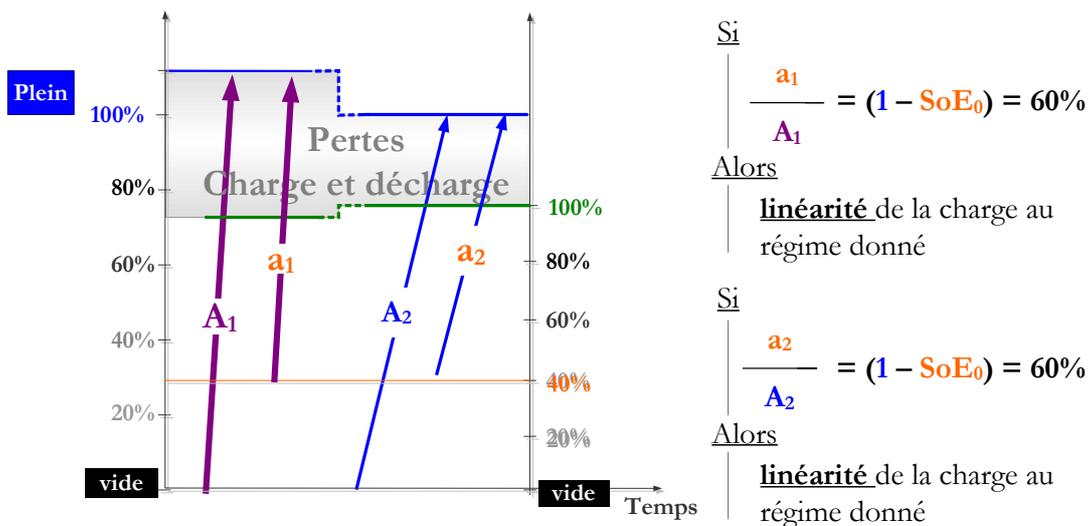


Figure 102. Définition de la condition de Linéarité d'une charge.

## **B. PROBLEMATIQUE DES ALGORITHMES DE CHARGE**

### **B.1 UNE GRANDE VARIETE D'ALGORITHMES DE CHARGE**

La charge des batteries suit un algorithme de charge dont les paramètres de contrôle sont définis suite à un compromis entre les conditions et la qualité de la fourniture d'énergie propres à chaque application, les performances techniques des chargeurs (principalement liées au coût admissible pour l'application), et les contraintes de chaque technologie en termes d'efficacité de la charge, de durée de vie et de maintien en sécurité de la batterie [Mamadou08], [Nguyen09] . A titre d'exemple, la Figure 103 présente une liste non exhaustive d'interrogations à lever lors de la conception de l'algorithme et du système de gestion de charge associé.

En conséquence, il existe un grand nombre d'algorithmes de charge [Lemaire09]. La très grande majorité d'entre eux est conçue pour des régulations de charge contrôlées et commandées en courant et tension. C'est essentiellement la capitalisation des connaissances sur le comportement des batteries et les coûts consentis pour la fabrication du chargeur qui amènent à privilégier des algorithmes basés sur l'application de consignes de courant et de tension (ex : courant constant, rampe de courant, pulse de courant) et la lecture et/ou le calcul de valeurs seuils telles que celles de la tension, du courant, d'un temps de charge, d'une quantité de charge mais aussi, parfois, de leurs dérivées temporelles.

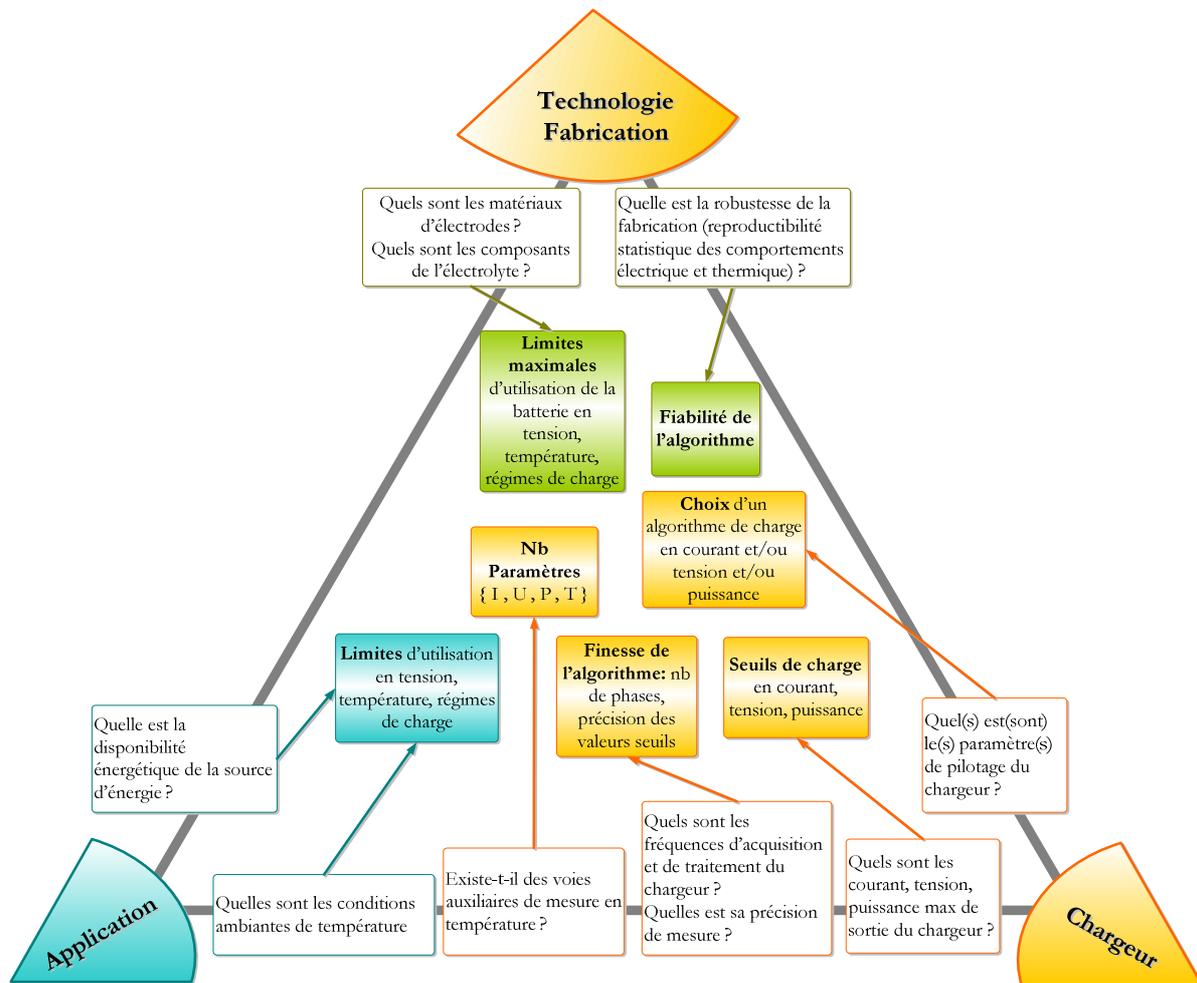


Figure 103. Le choix d'un protocole et d'un algorithme de charge est un compromis entre les contraintes spécifiques de la technologie, de l'application et du chargeur.

## B.2 DES ALGORITHMES CONTROLÉS PAR UN RÉGIME DE CHARGE EN COURANT

Parmi les paramètres de charge et décharge qui influent sur l'*État* énergétique de la batterie, l'état de charge (SoC) est, la plupart du temps, celui pris en compte lors de la conception de l'algorithme. Ainsi, la plupart des algorithmes reconnus pour leur efficacité comportent deux ou plusieurs phases de charge dont les conditions de passage dépendent d'une mesure de courant ou de tension, laquelle est reliée, explicitement ou non, à l'état de charge de l'accumulateur. En revanche, les influences de la température et du vieillissement sont souvent - quand elles le sont - prises en charge par le système de gestion de la batterie (Battery Management System ou B.M.S.), à plus haut niveau, qui peut :

- suivre la température de la batterie afin de la maintenir dans sa plage de sécurité et, dans certains cas où l'influence de la température est intégrée dans le calcul du SoC, fournir cette information d'entrée à l'algorithme ;

- évaluer le vieillissement de la batterie à partir d'un indicateur de tension ou de résistance mesurée ou encore une quantité d'Ah transitée par la batterie qui sera comparée à une table de valeurs de référence. C'est généralement cet indicateur qui re-calibrera une valeur d'état de charge de référence utilisée par l'algorithme.

Ainsi, si la température et le vieillissement sont des paramètres qui peuvent être pris en compte dans le calcul de l'état de charge, il n'est pas courant de les voir directement utilisés en tant que critère - au même titre que la tension ou le courant - dans la définition d'un protocole de charge de l'accumulateur. En effet, cela suppose, et on peut l'admettre, que des niveaux de tension et/ou de courants atteints sont de meilleurs critères pour définir un algorithme de charge tant du point de vue du suivi du degré d'avancement des réactions de charge<sup>82</sup> que de la reproductibilité des charges réalisées.

### B.3 LE REGIME DE CHARGE

On retiendra que les algorithmes de charge usuels tiennent systématiquement compte d'un paramètre que nous avons eu l'occasion de citer et sur lequel nous nous permettons de faire ici une courte digression : le *régime de charge*.

#### **B.3.a. Définition**

La définition de ce terme est particulièrement troublante dans la mesure où elle est basée sur des considérations liées à la décharge. Expliquons-nous. Dans le langage courant, l'unité du *régime de charge* est ambiguë ; elle oscille entre l'heure ou la minute et l'ampère, selon que le locuteur souhaite mettre en avant le courant de charge ou le temps nécessaire à la charge.

Sans rentrer dans un débat sémantique, le *régime de charge* est une valeur de courant choisie et appliquée pour charger l'accumulateur. Dans la plupart des cas, exception faite pour la charge des batteries NiMH, les algorithmes de charge possèdent plusieurs étapes dont la première est une phase de charge à courant constant. Ainsi, le régime de charge fait référence à la valeur du courant de cette première phase de charge. Sur au moins une des autres phases de charge, c'est la tension qui est maintenue constante, si bien que le courant de charge varie conformément à l'avancement des réactions de charge. Le courant des phases à tension constante n'étant pas maîtrisé, de fait, la relation entre le régime de charge appliquée durant la première phase de charge et la durée de la charge n'est pas triviale.

---

<sup>82</sup> Ici, on parle d'avancement d'un point de vue électrochimique.

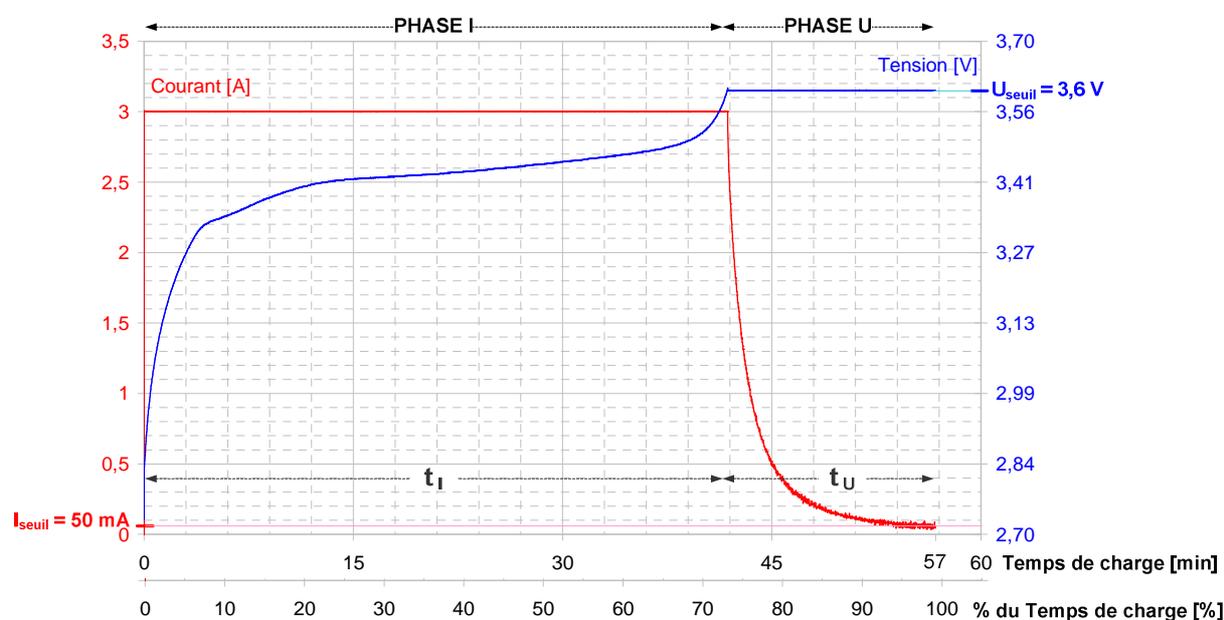
### B.3.b. Régime de charge et durée de charge

La durée de la charge étant par ailleurs une information importante pour de nombreuses applications il est coutume de voir mis en avant le temps nécessaire à une charge complète de l'accumulateur, gage à la fois, de la rapidité de la charge et des régimes de charge que peut accepter la batterie.

Ainsi, il n'est pas rare de parler de charge en 12 min, 1 h, 2 h, 10 h par exemple. Par là, il faut comprendre que la batterie est chargée avec un régime de charge qui lui permettra d'atteindre une « pleine charge » en 12 min, 1 h, 2 h, 10 h<sup>83</sup>.

Prenons le cas de la charge de type IU (cf. Figure 104) utilisée par exemple pour les accumulateurs lithium-ion. Le protocole IU est composé d'une première phase de charge à courant constant (phase I) pendant laquelle la tension de la batterie augmente. Lorsque celle-ci atteint une valeur seuil (au-delà de laquelle un risque de décomposition de l'électrolyte existe), la batterie est alors, dans une deuxième phase, chargée à tension constante égale à la tension de seuil (phase U).

Dans cette seconde phase, le courant décroît, dans un premier temps rapidement, puis asymptotiquement vers une valeur nulle. En dessous d'une valeur seuil de courant, la charge de l'accumulateur est considérée comme complète



<sup>83</sup> Dans la pratique, lorsque le régime de charge diffère du régime de la charge nominale l'accumulateur suit toujours le même protocole de charge recommandé avec les mêmes critères de fin de charge. L'État de « pleine charge » ne pourra être vérifié qu'après avoir effectué une

**Figure 104** Charge IU mise en œuvre sur un accumulateur lithium. Courant (courbe rouge) et tension (courbe bleue) de charge en fonction de la durée de charge et % de la durée de charge complète.

### ***B.3.c. Interprétation du régime de charge***

Pour ce type de charge, le paramètre à imposer pour opérer une charge pour un régime donné (i.e. ici pour une durée donnée) est la valeur du courant fixé lors de la phase I (le courant de la phase U n'étant pas maîtrisable). Raison pour laquelle on parle aussi de charge à  $5C_1$ , par exemple, où  $C_1$  est, dans ce cas, la capacité<sup>84</sup> (en Ah) restituée par l'accumulateur pour une décharge en 1 heure et 5 a la dimension de l'inverse d'un temps, signifiant ici que l'accumulateur sera chargé avec un courant de phase I égal à 5 fois la capacité disponible en 1 heure.

Cette lecture présupposerait que l'accumulateur serait alors chargé en  $1h/5 = 12$  min. Elle est bien évidemment partielle puisque, d'une part, la quantité d'Ah restituée lors d'une décharge complète (qui définit la capacité) et la quantité d'Ah injectés jusqu'à une charge complète<sup>85</sup> sont deux quantités tout à fait différentes, et d'autre part, le courant n'est maintenu constant que sur une seule phase de la charge.

La compréhension qu'il faut donc avoir du *régime de charge* est toute autre. Reprenons la charge IU présentée par la Figure 104. Pour cet accumulateur, la capacité mesurée sous un courant de décharge constant en 1 h est de 2.220 Ah. Le courant de charge de phase I permettant d'approcher une charge complète en 1 h est estimé par le fabricant à 3 A. Ainsi, dans cet exemple, l'accumulateur est chargé à  $(3/2.220) \times C_1 \approx 1.35 C_1$ .

La lecture qu'il faut donc en avoir, pour cet exemple, est que le courant de charge à imposer en phase I doit être ici 1.35 fois supérieur au courant à appliquer lors de la décharge pour restaurer, dans des temps de charge et décharge identiques (ici 1 h), la capacité disponible de l'accumulateur.

---

décharge dans les conditions de référence afin de s'assurer que la quantité d'énergie récupérée est égale à celle récupérée suite à une charge nominale.

<sup>84</sup> La capacité d'un accumulateur, quelle que soit la technologie, est définie en fonction des Ah qu'il est capable de restituer sous différents courants de décharge à courant constant jusqu'à sa décharge complète (fixée par rapport à un seuil bas de tension).

<sup>85</sup> Particulièrement, dans le cas de technologies nickel et plomb-acide, des réactions secondaires (par exemple, dégagements gazeux) très consommatrices en fin de charge font que la quantité d'Ah chargés est bien supérieure à celle restituée d'où des rendements globaux respectivement de l'ordre de 60% à 80%. Dans le cas des technologies lithium ion ces quantités s'équivalent quasiment avec des rendements supérieurs à 95%.

---

## REFERENCES ET LISTE BIBLIOGRAPHIQUE

---

- [AIE06] *"Manuel sur les statistiques de l'énergie"*, AIE, Jan. 2006
- [Armand08] **M. Armand et al.**, "Building better batteries", *Nature* 451, p652-657, Feb. 2008
- [Balian01] **R. Balian**, "Physique fondamentale et énergétique: les multiples visages de l'énergie", Conférence introductive de l'École d'Été de Physique sur l'énergie, Caen, 27 août 2001
- [Baert99] **D. Baert et al.**, "Lead-acid battery model for the derivation of Peukert's law", *Electrochimica Acta* 44(20), p3491-3504, Jun. 1999
- [Bellin06] **B. Bellin**, "Contribution à l'étude des bobinages supraconducteurs : le projet DGA du SMES HTS impulsif", Thèse Inst. Nat. Polytech. Grenoble, Sept. 2006
- [BENCH14\_03] **J. Nickoletatos et al.** "Evaluation of literature search and results of survey about lifetime expectancy of components, in particular the energy storage systems in existing RES applications", BENCHMARKING D.1.4 deliverable, Apr. 2003
- [Berndt03] **D. Berndt**, "Maintenance free batteries based on aqueous electrolyte 3<sup>rd</sup> Ed.", Research studies Press ISBN 0 86380 279 6, 2003
- [BMS02] **H. J. Bergveld, W. S. Kruijt, P. H. L. Notten**, "Battery Management Systems, Design by Modeling", Philips Research Book Series, Volume 1, Kluwer Academic Publishers, ISBN 1 4020 0832 5, 2002
- [Bossche05] **P. Van den Bossche et al.**, "SUBAT: An assessment of sustainable battery technology", *J. Power Sources* 162(1), p913-919, 2005
- [CEAclefs44] "Nouvelles technologies de l'énergie", Clefs n°44, CEA Hiver 2000-2001
- [CEAclefs50] "Le stockage des énergies intermittentes", Clefs n°50-51, CEA, Hiver2004-2005
- [CEAHdbk09] "Mémento sur l'énergie. Energy Handbook", CEA Edition 2009, ISSN – 1280-9030
- [Chao95] **C. W. Chao et al.**, "Continuous monitoring of acid stratification during charge/discharge by holographic laser interferometry", *J. Power Sources* 55(2), p243-246, Jun. 1995
- [Chen06] **G. Chen et al.**, "Electron microscopy study of LiFePO<sub>4</sub> to FePO<sub>4</sub> phase transition", *Electrochem. Soc. Letters* 9(6), p295-298, Apr. 2006
- [CRISP11\_03] **M. Fontela et al.**, "Functional Specifications of electric networks with high degrees of distributed generation", CRISP D.1.1 deliverable, Jun. 2003
- [CRISP13\_04] **M. Fontela et al.**, "Distributed Generation as a means to increase system robustness", CRISP D.1.3 deliverable, Sept. 2004
- [Delaille06] **A. Delaille**, "Développement de méthodes d'évaluation de l'état de charge et de l'état de santé des batteries utilisées dans les systèmes photovoltaïques", Thèse Univ. Pierre et Marie Curie-Paris VI, 2006
- [Delmas08] **C. Delmas et al.**, "Lithium deintercalation in LiFePO<sub>4</sub> nanoparticles via domino-cascade model", *Nature Materials* 7, 2008
- [Desmettre98] **D. Desmettre et al.**, "Experimental study of stratification of electrolyte in lead/acid batteries used for solar energy", 2<sup>nd</sup> World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion Proceedings,

## Références et Liste Bibliographique

---

- p.2135, Vienna (Austria), 1998)
- [DGEMP03] *“Coûts de référence de la production d’électricité”*, Rapport de la DGEMP-DIDEME du Ministère de l’économie, des finances et de l’industrie, Déc. 2003
- [Dillenseger04] *G. Dillenseger*, *“Caractérisation de nouveaux modes de maintien en charge pour batteries stationnaires de secours”*, Thèse Univ. Montpellier 2, 2004
- [Divya09] *K. C. Divya et al.*, *“Battery energy storage technology for power systems – An Overview”*, Electric Power Syst. Research 79(4), p511-520, 2009
- [DISPOWER06] *“Distributed Generation with high penetration of renewable energy sources”*, DISPOWER Final Report, 2006
- [Doerffel06] *D. Doerffel et al.*, *“A critical review of using the Peukert equation for determining the remaining capacity of lead-acid and lithium-ion batteries”*, J. Power. Sources, 155(2), p395-400, Apr. 2006
- [Dong10] *T.-K. Dong*, *“Contribution à la modélisation dynamique des batteries Lithium-ion pour l’application photovoltaïque et stockage connecté au réseau”*, Thèse Inst. Nat. Polytech. Grenoble, 2010
- [Doyle93] *M. Doyle et al.*, *“Modeling galvanostatic charge and discharge of the lithium polymer insertion cell”*, J. Electrochem. Soc. 40(6), p1523-1533, 1993
- [Dubarry07] *M. Dubarry et al.*, *“Development of universal modelling tool for rechargeable lithium batteries”*, J. Power Sources 174(2), p856-860, 2007
- [Dudezert09] *C. Dudezert*, *“Fatigue des batteries li-Ion dans le cadre d’une utilisation véhicule électrique. Impact des conditions d’utilisation sur le vieillissement”*, Thèse Univ. Paris Sud (Paris XI), 2009
- [Edern07] *Y. Edern*, *“Optimisation du couple carburant-moteur”*, Journées annuelles du pétrole 2007 de l’AFTP, <http://journeesdupetrole.aftp.net/index.php>
- [EDF\_VE09] *“Infrastructures de charge”*, EDF-Direct. Transp. et VE, Rencontres Éco-industries 26 Nov.. 2009
- [ELEC99] *P. Bastard et al.* *“Électricité. Voyage au cœur du système 1<sup>ère</sup> Ed.”*, Ed. Eyrolles ISBN 978 2 212 01318 4
- [Epri111162] *S. Eckroad et al.*, *“Assessment of advanced batteries for energy storage applications in deregulated electric utilities”*, EPRI Report TR-111162, Nov. 1998
- [Epri1001834] *S. Eckroad et al.*, *“EPRI-DOE Handbook of energy storage for transmission and distribution applications”*, EPRI-DOE Report 1001834, Dec. 2003
- [Epri1007301] *D. Herman et al.*, *“Comparison of storage technologies for distributed resource applications”*, EPRI Report 1007301, Dec. 2004
- [Epri1008703] *S. Eckroad et al.*, *“Energy storage for grid connected wind generation applications”*, EPRI Report 1008703, Dec. 2004
- [Fetcenko10] *M. Fetcenko*, *“NiMH for Consumer, Vehicle and Stationary Applications”*, Oral presentation Batteries 2010, Cannes, 29 Sept. 2010
- [Gautier06] *M. Gautier*, *“L’énergie thermique des mers, une énergie renouvelable oubliée mais pleine d’avenir...”*, La Revue Maritime 475, Institut Français de la Mer, Mars 2006
- [Gaztañaga06] *H. Gaztañaga Arantzamendi*, *“Étude de structures d’intégration des systèmes de génération décentralisée : application aux microréseaux”*, Thèse Inst. Nat. Polytech. Grenoble, déc. 2006
- [Gen2\_06] *J. P. Christophersen et al.*, *“Gen 2 Performance Evaluation”*, Final Report Idaho Nat. Lab. (DoE), Jul. 2006
- [Hubert03] *S. Hubert et al.*, *“INVESTIRE network – Investigation of storage technologies for intermittent renewable energies”*

- in Europe“, J. Power Sources 116(1-2), p287-290, 2003
- [Huet98] *F. Huet*, “A review of impedance measurements for determination of the state-of-charge or state-of-health of secondary batteries“, J. Power Sources 70(1), p59-69, 1998
- [Ibrahim07] *H. Ibrahim et al.*, “Energy-storage systems. Characteristics and comparisons“, Renew. Sustain. Energy Reviews 12(5) p1221-1250, 2008
- [Intersections16] *G. Gay*, “La compensation de l’énergie réactive“, Intersections 16 (Magazine Schneider Electric), Nov. 2006
- [Izzo02] *P. Izzo*, “Étude d’un circuit électronique et algorithme destiné à la gestion de systèmes autonomes de production d’énergie photovoltaïques“, Chapt. 1, Thèse Univ. Montpellier 2, Déc. 2002
- [Karoui07] *F. Karoui*, “Optimisation de stratégies de gestion des batteries au plomb utilisées dans les systèmes photovoltaïques“, Thèse Inst. Nat Polytech. Grenoble, 2007
- [Lasne08] *L. Lasnes et al.*, *Électrotechnique - Supplément “Les Réseaux Électriques“*, Ed. Dunod, EAN 9782100507207, 2008
- [Lemaire09] *E. Lemaire-Potteau et al.*, “Charging Methods“, Encyclopedia of electrochemical power sources, p.413-423, Ed. J. Garche, Elsevier, ISBN 978 0 444 52745 5, 2009
- [LinRed95] *D. Linden, T. B. Reddy et al.*, “Handbook of batteries 3<sup>rd</sup> Ed. “, McGraw-Hill books, ISBN 0 07 135978-8
- [Lund06] *P. D. Lund et al.*, “Energy storage options for improving wind power quality“, 3<sup>rd</sup> Nordic Wind Power Conference Proceedings, 22-23 May 2006
- [Maccario07] *M. Maccario*, “Caractérisation de nanomatériaux C-LiFePO<sub>4</sub> optimisés pour matériaux d’électrode positives pour batteries lithium-ion. Détermination du mécanisme de désintercalation/intercalation du lithium à partir de ces matériaux“, Thèse Univ. Bordeaux 1, 2007
- [Mamadou08] *K. Mamadou et al.*, “New fast charging methods based on real time battery acceptance measurements allowing charge and de-stratification simultaneously.“ LABAT Oral Presentation, Varna (Bulgaria), June 2008
- [Mamadou09] *K. Mamadou et al.*, “The State-of-Energy : an new criterion for the energetic performances evaluation of electrochemical storage devices“, Electrochem. Soc. Transactions 25(35), p105-112, Oct. 2009
- [Masse05] *R. Massé*, “Comment se sont-ils électrifiés? Deux cas de politique nationale d’électrification : France, États-Unis“, Coll. Études et Travaux n°3, Les Éditions du GRET, ISBN : 2 86844 155 6, Août 2005
- [Maupas07] *F. Maupas*, “Gestion de l’équilibre entre la production et la consommation sur les réseaux électriques : l’impact de l’éolien“, Document de travail du Séminaire GRJM, 20 fév. 2007
- [Maupas08] *F. Maupas*, “Analyse de l’impact économique de l’aléa éolien sur la gestion de l’équilibre d’un système électrique“, Thèse Supélec – Univ. Paris Sud 11, Juil. 2008
- [Meissner03] *E. Meissner et al.*, “Battery monitoring and electrical energy management precondition for future vehicle electric power systems“, J. Power Sources 116(1-2), p79-98, 2003
- [MICROGRIDS12\_05] *J. Oyarzabal et al.*, “Report on Steady State and Dynamic Analysis of MicroGrids“, MICROGRIDS D.1.2 deliverable, Dec.. 2005
- [Mingant08] *R. Mingant*, “Optimisation de la gestion de charge d’une nouvelle technologie d’accumulateurs Lithium-ion pour applications renouvelables“, Thèse Inst. Nat. Polytech. Grenoble, Nov. 2008
- [Morgan04] *D. Morgan et al.*, “Li conductivity in Li<sub>x</sub>MPO<sub>4</sub> (M = Mn, Fe, Co, Ni) olivine materials“, Electrochem. and Solid States Letters 7(2), p30-32, 2004
- [Multon96] *B. Multon et al.*, “Le stockage de l’énergie électriques. Moyens et applications“, Revue 3EI n°6, p59-64, Juin 1996

## Références et Liste Bibliographique

---

- [Multon98] **B. Multon**, “ *L'énergie sur la Terre : Analyse des ressources et de la consommation. La place de l'énergie électrique*“, Revue 3EI Sept. 1998
- [Multon04] **B. Multon et al.**, “ *Situation énergétique mondiale à l'aube du 3ème millénaire : perspectives offertes par les ressources renouvelables*“, Revue 3EI n°36, Mars 2004
- [Naim04] **P. Naim et al.**, “ *Réseaux bayésiens.*“, coll. Algorithmes, Ed. Eyrolles, 2004
- [Nguyen09] **T. M. P. N'guyen**, “ *Lead acid batteries in extreme conditions: accelerated charge, maintaining the charge with imposed low current, polarity inversions. Introducing non-conventional charge methods*“, Thèse Univ. Montpellier 2, Jun. 2009
- [Paatero05] **J. V. Paatero et al.**, “ *Effect of energy storage on variations in wind power*“, Wind Power 8(4), p421-441, 2005
- [Padhi07] **S.K. Padhi et al.**, “ *Phospho-olivines as Positive-Electrode Materials for Rechargeable Lithium Batteries*“, J. Electrochem. Soc. 144(4), p1188-1194, 1997
- [Petkova03] **G. Petkova et al.**, “ *Influence of charge mode on the capacity and cycle life of lead-acid battery negative plates*“, J. Power Sources 113(2), p355-365, Jan. 2003
- [Piller01] **S. Piller et al.**, “ *Methods for state-of-charge determination and their applications*“, J. Power Sources 96(1), p113-120, 2001
- [Pop05] **V. Pop et al.**, “ *State-of-the-art of battery state-of-charge determination*“, Meas. Sci. Technol. 16, p93-110
- [Richardot06] **O. Richardot**, “ *Réglage Coordonné de Tension dans les Réseaux de Distribution à l'aide de la Production Décentralisée*“, Thèse Inst. Nat. Polytech. Grenoble, Oct. 2006
- [Riffonneau09] **Y. Riffonneau**, “ *Gestion des flux énergétiques dans un système photovoltaïque avec stockage connecté au réseau – Application à l'habitat*“, Thèse Inst. Nat. Polytech. Grenoble, 2009
- [Robin04] **G. Robin**, “ *Solutions de stockage de l'énergie pour les systèmes fluctuants de production d'électricité renouvelable*“, Présentation orale, Colloque SeaTechWeek, 20-21 oct. 2004
- [Roscher09] **M. A. Roscher et al.**, “ *Characterisation of charge and discharge behaviour of lithium ion batteries with olivine based cathode active material*“, J. Power Sources 191(2), p582-590, 2009
- [Sand7069\_05] **J. Eyer et al.**, “ *Estimating electricity storage power rating and discharge duration for utility transmission and distribution deferral*“, SANDIA Report SAND2005-7069, Nov. 2005
- [Sauer07a] **D. U. Sauer et al.**, “ *Charging performance of automotive batteries – An underestimated factor influencing lifetime and reliable battery operation*“, J. Power Sources 168(1), p22-30, 2007
- [Sauer07b] **D. U. Sauer et al.**, “ *Comparison of different approaches for lifetime prediction of electrochemical systems – Using lead-acid batteries as example*“, J. Power Sources 176(2), p534-546, 2007
- [Shen02] **W.X. Shen et al.**, “ *Estimation of battery available capacity under variable discharge currents*“, J. Power Sources 103(2), p180-187, 2002
- [SMARTGRIDS06] “ *Vision and strategy for Europe's electricity networks of the future*“, Rapport de European SmartGrids Technology Platform, 2006
- [Tissot05] **B. Tissot et al.**, “ *Perspectives énergétiques*“, Rapport du groupe d'initiative Énergie TOME VIII, Académie des Sciences, 2005
- [Tissot07] **B. Tissot et al.**, “ *Énergie 2007-2050. Le choix et les pièges*“, Rapport du groupe d'initiative Énergie TOME X, Académie des Sciences, 2007

- [Teyssot05] *A. Teyssot*, "Étude de l'interface Lithium Métal/Électrolyte Polymère fondu et gélifié", Thèse École Polytechnique, 2005
- [TIId3351] *J. Robert et al.*, "Accumulateurs. Considérations théoriques", Techniques de l'Ingénieur D3351, Nov. 2004
- [TIId3354] *J. Robert et al.*, "Accumulateurs. Accumulateurs au lithium", Techniques de l'Ingénieur D3354, Août 2005
- [TIId3900] *H. Ben Hamid et al.*, "Consommation d'énergie et ressources énergétiques", Techniques de l'Ingénieur D3900, Nov. 2003
- [TIId4030] *A. Marquet et al.*, « Stockage d'électricité dans les systèmes électriques », Techniques de l'Ingénieur D4030, Mai 1998
- [TIId4090] *P. Bornard et al.*, « Réseaux d'interconnexion et de transport : Réglage et fonctionnement », Techniques de l'Ingénieur D4090, 1993
- [TIId4305] *J. Versaille, Ph. Sarrand*, "Compensation de l'énergie réactive et tenue de la tension dans les réseaux publics", Techniques de l'Ingénieur D4305, Juin 1986
- [TIk800] *J.-C. Catonné*, "Grandeurs caractéristiques d'électrochimie appliquée", Techniques de l'Ingénieur K800, Juin 1991
- [UFE\_Defis09] "Défis climatiques. Nouveaux enjeux électriques. Synthèse des propositions de l'UFE pour mettre l'électricité au service de la croissance verte et de la réduction des émissions de CO<sub>2</sub>", UFE avec l'appui du Cabinet Estin & Co, Février 2009
- [Urbain07] *M. Urbain et al.*, "Energetical modeling of lithium-ion batteries", IEEE-42nd Industry Applications Conference Annual Meeting, Proceedings, p714-721, 2007
- [Urbain09] *M. Urbain*, "Modélisation électrique et énergétique des accumulateurs Lithium-ion. Estimation en ligne du SoC et du SoH", Thèse Inst. Nat. Polytech. Lorraine, 2009
- [US7457018\_08] *M. Armand et al.*, "Synthesis method for carbon material based on LiMPO<sub>4</sub>", US Patent N° 7457018, 25 Nov. 2008
- [Vetter05] *J. Vetter et al.*, "Ageing mechanism in lithium-ion batteries", J. Power Sources 147(1-2), p269-281, 2005
- [VRLA] *D. A. J. Rand, P. T. Moseley, J. Garche, C. D. Parker*, "Valve-Regulated Lead-Acid Batteries", Elsevier, ISBN 978 0 444 50746 4, 2004
- [Web\_CIELE] Centre d'Information sur l'Énergie et l'Environnement <http://www.ciele.org/filieres/geothermie.htm>
- [Web\_CRE] Commission de Régulation de l'Énergie <http://www.cre.fr>
- [Web\_EDF] Informations sur les moyens de productions d'électricité en France, <http://energie.edf.com>
- [Web\_EDF-SEI] Référentiels techniques sur la gestion des Systèmes Électriques Insulaires. Données sur la production et la consommation d'électricité des DOM-TOM et de la Corse. <http://sei.edf.com/sei-47778.html>
- [Web\_ERDF] Informations sur la gestion des réseaux de distributions en France, <http://www.erdfdistribution.fr>
- [Web\_Hespul] Informations générales sur les sources d'énergie, Association HESPUL, <http://www.hespul.org>
- [Web\_INRP] Base de données interdisciplinaires, "Énergies de demain : défis scientifiques, technologiques et sociaux", INRP, [http://acces.inrp.fr/eedd/climat/dossiers/energie\\_demain](http://acces.inrp.fr/eedd/climat/dossiers/energie_demain)
- [Web\_Manicore] *J.-M. Jancovici*, (Consultant Énergie et Climat), <http://www.manicore.com/>

## Références et Liste Bibliographique

---

- [Web\_OSMeeddat] Observations et Statistiques, Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de la Mer en charge des Technologies vertes et des Négociations sur le climat, <http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr>
- [Web\_PE\_Total] Informations générales sur les énergies du groupe TOTAL, <http://www.planete-energies.com>
- [Web\_RIA] *V. Danilov-Dalinian*, "L'eau sera l'atout majeur de la Russie à l'ère post-pétrolière", RIA Novosti (Agence Russe d'Information Internationale), <http://fr.rian.ru/analysis/20070103/58044477.html>
- [Web\_RTE] Référentiels techniques sur la gestion du Réseau Public de Transport. Données sur la production et la consommation nationale d'électricité. <http://www.rte-france.com/fr/nous-connaître/qui-sommes-nous/nos-publications>
- [Web\_UCTE] Union pour la Coordination du Transport de l'Électricité, <http://www.entsoe.eu>
- [WEC\_Ser07] "Survey of Energy Resources 2007", World Energy Council Report, 2007
- [[Wenzl05] *H. Wenzl et al.*, "Life prediction of batteries for selecting the technically most suitable and cost effective battery", J. Power Sources 144(2), p373-384, 2005
- [WO/04/056702] *S. Franger et al.*, "Method for preparing insertion compounds of an alkali metal, active materials containing same, and device comprising said active materials", Brevet FR 2848549, WO/2004/056702
- [WO/09/056619] *J. Alzieu et al.*, "Method and device for quickly charging an accumulator-type battery", Brevet WO/2009/056619
- [Yamada05] *A. Yamada et al.*, "Phase change in  $Li_xFePO_4$ ", Electrochem. and Solid States Letters 8(8), p409-413, 2005
- [Yamane02] *H. Yamane et al.*, "Cycle performance in each State-of-Charge in  $LiMn_2O_4$ ", J. Electrochem. Soc. 149(12), p1514-1520
- [Zhang06] *S. S. Zhang*, "The effect of charging protocole on the cycle life of a Li-ion battery", J. Power Sources, 161(2), p1385-1391, Jul. 2006

---

## INDEX

---

### A

Algorithmes de charge, 214

### C

Capacité nominale, 76

Cycle de référence, 209

### E

Efficacité, 212

Énergie nominale, 103

État de charge, 76

État d'énergie

*Conditions d'utilisation, 95*

*Définition, 93*

*Précision, 95*

État énergétique

*Plein, 101*

*Vide, 101*

### F

Fonctions

*Énergie  $\Phi$ , 96*

*Taux de charge  $\Psi$ , 97*

*Conversion  $\Gamma$ , 97, 122*

### G

*Gate closure, 202*

### I

Isoligne d'État d'énergie, 115, 114

### L

Linéarité de charge, 213

Lithium-Ion, 61

*Li-Ion, 65*

*Li-Po, 66*

*LMP, 64*

### M

Mécanisme d'ajustement, 201

Microréseau, 201

### N

Ni-MH, 58

### O

Offre d'Ajustement, 201

### P

Paramètres Nominiaux

*Charge, 103*

*Décharge, 103*

Plomb-Acide, 48

Programmation

*Initialisation, 125*

*Fonctions  $\Phi$  et  $\Psi$ , 130*

*Paramétrage, 126*

### R

Régime de charge, 216

Réglages

*Primaire FP, 189*

*Secondaire FP, 192*

*Tertiaire FP, 194*

*Primaire UQ, 199*

*Secondaires UQ, 199*

Rendements (mesures)

*Charge, 210*

*Décharge, 209*

*Global, 211*

### S

Services systèmes

*Réglage de fréquence, 18*

*Réglage de tension, 20*

Spectroscopie d'Impédance

Surface d'énergie

*Température nominale, 104*

*Température quelconque, 105*

Surface de charge

*Température nominale, 109*

*Température quelconque, 110*

### T

Taux de charge, 97

---

---

---

## RESUME

---

Dans un contexte d'accroissement du recours à des sources d'énergies renouvelables intermittentes, la palette des dispositifs de stockage électrochimique s'étend et se diversifie pour assurer l'adéquation entre ces sources intermittentes et leurs applications. La conception et le contrôle en temps réel de ces dispositifs nécessitent un modèle de l'énergie disponible au cours du fonctionnement. Or, la non-linéarité du comportement énergétique des dispositifs de stockage électrochimique en fonction des conditions d'utilisation rend cette modélisation très complexe.

Aujourd'hui, l'énergie disponible est modélisée grâce à un modèle de l'*état de charge* (SoC), couplé à un modèle de la tension de la batterie. L'interfaçage de ces modèles avec ceux des autres composants d'un système est souvent difficile du fait de la nature des variables de contrôle. Par ailleurs, en temps réel, ces modèles permettent difficilement de réaliser des prévisions de l'énergie disponible dans diverses conditions d'utilisation.

L'**approche énergétique** retenue ici a permis de définir un nouvel indicateur, l'*état d'énergie* (SoE) et de concevoir directement un modèle de l'énergie disponible pour différentes conditions d'utilisation, sans avoir recours à une double modélisation SoC/tension.

Le SoE a été utilisé pour caractériser les performances énergétiques d'accumulateurs plomb-acide et Lithium Ion. Pour ces derniers, la précision sur la prévision de l'énergie disponible a été estimée sur plusieurs profils types.

---