



STOCKAGE D'ÉNERGIE. LES TECHNOLOGIES, LES APPLICATIONS ET LES POSSIBILITÉS À LA REUNION



François BEAURAIN

Tuteur : Idriss Ingar

TABLE DES MATIERES

RESUME.....	6
ABSTRACT.....	7
REMERCIEMENTS.....	8
CONTACTS.....	9
ORGANISATION DU TRAVAIL	10
1. L'équipe.....	10
2. Planning.....	10
INTRODUCTION.....	12
1. Présentation de l'agence	13
a) Son organisation générale	13
b) Sa mission.....	13
c) Les Moyens de l'ARER.....	14
d) Sa Plate-Forme Recherche et Développement (PFRD).....	14
2. L'île de La Réunion.....	15
a) Une île jeune et volcanique.....	15
b) Le climat	17
c) Une région monodépartementale	18
3. Le contexte énergétique de la Réunion	19
a) Une dépendance énergétique accrue	19
b) Le potentiel Réunionnais en EnR.....	20
<i>L'énergie hydroélectrique</i>	20
<i>L'énergie de la biomasse</i>	20
<i>L'énergie solaire</i>	20
<i>L'énergie géothermique</i>	21
<i>L'énergie éolienne</i>	21
4. La production de l'électricité à la Réunion	22
a) Le Parc de Production	22
b) Le réseau	23
c) La Gestion du réseau.....	24
<i>La régulation des transits</i>	25
<i>L'équilibre production – consommation</i>	25
5. La production électrique d'origine ENR	27
a) Les problèmes soulevés par la production électrique des ENR.....	27
b) Les solutions.....	28
6. Quel futur énergétique pour la Réunion ?	29
a) Le Bilan prévisionnel d'EDF	29
b) Les objectifs du PRERURE.....	30

c) La nécessité de s'équiper d'un dispositif de stockage énergétique	31
ETAT DE L'ART DE LA FILIERE STOCKAGE ENERGETIQUE.....	32
1. Caractéristiques techniques des moyens de stockage.....	33
2. Les applications.....	33
3. Les technologies	34
a) Air comprimé	35
b) Les batteries	36
c) Les batteries Sodium/Soufre	37
d) Les batteries à circulation.....	38
e) Les volants d'inertie.....	40
f) Les supercapacités	41
g) Les STEP (Station de Transfert d'Energie par Pompage).....	42
h) L'hydrogène.....	43
i) Le stockage magnétique.....	44
j) Le stockage thermique.....	45
4. Synthèse.....	46
5. Système centralisé ou décentralisé ?	48
6. Les coûts.....	49
a) Les coûts du dispositif.....	49
b) Coût du kWh stocké.....	50
7. Conclusion.....	51
COUPLAGE EOLIEN/STOCKAGE D'ENERGIE.....	53
1. Avant-propos.....	54
2. Influence des éoliennes sur la stabilité du réseau et la qualité du signal électrique.....	54
a) Les variations de tension (flicker)	54
b) Les variations de puissance	55
c) Influence de la taille du nombre de machines	55
d) Problèmes soulevés par les fluctuations de puissance et de tension.....	55
3. Exemples de couplage éolien/stockage d'énergie	56
a) Le projet Utsira (Utility System In Remote Area)	56
b) King Island en Tasmanie.....	57
c) DSTATCOM (Hawaii).....	58
d) Star Fish Hill wind farm (Australie)	59
e) Projet Hachijojima.....	59
e) Le système WindControl de GE.....	60
4. Bilan	61
5. Développement d'un projet de couplage stockage/éolien à la Réunion.....	62
a) Contexte et objectifs	62

b) Les partenaires	63
c) Principe de l'étude de faisabilité à mener	63
d) Généralisation de l'emploi d'un système DVAR.....	Erreur ! Signet non défini.
e) Programme opérationnel	Erreur ! Signet non défini.
f) Recherche de financements	64
g) Les points de blocage dont il faut tenir compte.....	64
h) Conclusion.....	64
INSERTION D'UNE STATION DE TRANSFERT D'ENERGIE PAR POMPAGE AU	
PROJET D'ADDUCTION D'EAU DE L'OUEST DE LA REUNION.....	65
1. Avant-propos.....	66
2. Le projet ILO.....	66
3. Objectifs et contexte de ce travail :	69
4. Un peu de physique.....	69
5. Etapes du projet.....	69
6. Projet actuel.....	70
7. Proposition n°1 de modification de l'antenne 2 afin d'y insérer une STEP:	72
a) Les réservoirs	72
b) Les pompes.....	73
c) Les turbines.....	73
d) Les conduites.....	73
e) Bilan.....	74
8. Proposition n°2 de modification de l'antenne 2 afin d' y insérer une STEP:	75
9. Evaluation du prix des différents éléments du projet ILO	76
a) Génie Civil.....	76
b) Equipements hydromécaniques, électricité et télégestion.....	77
c) Synthèse.....	78
10. Surcoûts entraîné par la STEP	79
11. Résultats attendus et aspect économique :	79
a) Consommation et productible	79
b) Analyse financière	80
c) Vente et achat de l'électricité au gestionnaire de réseau	81
d) Mise à disposition de la STEP au gestionnaire de réseau	81
12. STEP et énergies renouvelables	82
a) Bilan carbone	82
b) Valorisation des énergies renouvelables	82
13. Conclusion.....	82
14. Poursuite du projet.....	83

CONCLUSION	84
1. Conclusions sur le stockage	85
a) Sur le stockage en général	85
b) Stockage et EnR.....	85
2. Conclusions sur le stage	86
BIBLIOGRAPHIE.....	87
LISTE DES CONTACTS	92
ANNEXE.....	95
Annexe 1 : simulateur de STEP	96
Annexe 2 : Calcul du surcoût de la proposition n°1 de STEP.....	98
Annexe 3 : Calcul du surcoût de la proposition n°2 de STEP.....	99

RESUME

L'énergie électrique a la réputation de ne pas pouvoir se stocker. Toute la production et la distribution de l'électricité sont organisées autour de ce principe. A chaque instant la production doit correspondre à la consommation. Un tel schéma laisse peu de place aux énergies renouvelables intermittentes par définition imprévisibles et perturbantes pour le réseau.

La Réunion désire réduire son indépendance énergétique. Ceci a été traduit dans un plan ambitieux de MDE et de développement des ENR. Afin d'accompagner ce plan et l'augmentation du taux de pénétration des ENR, des moyens de stockage devront être obligatoirement développés à la Réunion.

Ce travail a pour vocation de répertorier les différentes technologies et applications du stockage et de voir lesquelles sont applicables à la Réunion.

Mots-clés :

Stockage de l'énergie, insertion des EnR dans le réseau, STEP, stockage gravitaire, DVAR.

ABSTRACT

Electricity is known as an energy quite difficult to store. Its production and its distribution are built on this principle. At any moment, the production must compensate the consumption. Such a production plan is not well adapted to intermittent energies as solar or wind powers which are unstable and not predictable.

Reunion Island wishes to be energy self-sufficient by the year 2025. To reach that goal, the island has an ambitious program to develop renewable energies and energy management. In order to sustain the development of renewable energies, Reunion Island has to think now how to store energy.

This work is a first approach to energy storage. We will see the techniques, the applications and some concrete examples that can be developed here on the Island.

Keywords :

Energy storage, renewable energies integration, pumped hydro, DVAR.

REMERCIEMENTS

Merci à l'ARER de m'avoir accordé leur confiance sur ce sujet délicat et novateur. Merci pour l'indépendance et l'autonomie dans le travail.

Merci à Sophie et Julie qui m'ont accompagné dans le travail durant ces six mois. Merci de m'avoir apporté des qualités que je ne possède pas, la patience, le soin ...

Merci à tous ceux qui ont partagé ces six mois au quotidien, colocataires et collègues (parfois les deux) : Ana et JN, Charles, Sophie et Vincent.

Merci à Denise, fidèle compagne et randonneuse infatigable.

Merci aux poissons réunionnais particulièrement imprudents qui ont fini sur mon barbecue. Merci aux noix de coco facilement accessibles. Merci à Jeff pour ton accueil...

CONTACTS

Pour plus d'informations sur ce travail, il est possible de contacter l'auteur par mail :
beaurainfrancois@yahoo.fr

Ou sinon Matthias Vinard, le responsable de la filière stockage d'énergie et H2 à l'ARER :

mvinard@arer.org ou par téléphone au 02 62 92 29 28

ORGANISATION DU TRAVAIL

1. L'équipe

Notre groupe de travail est composé de trois stagiaires et d'un tuteur de stage :

- Chef de projet: François BEURAIN, (14 Avril, 5 Octobre 2006), étudiant au mastère de l'ENSAM sur les énergies renouvelables
- Chargée d'étude « stockage hydrogène »: Julie LALLEMAND (20 février 2006 – 28 Juin 2006), Etudiante en deuxième année de Master Professionnel en Procédés Electrochimiques à l'Université Paul Sabatier de Toulouse.
- Chargée d'étude « stockage hydraulique »: Sophie TISON (11 Mai 2006 – 4 septembre 2006), Etudiante en deuxième année de l'Ecole Centrale de Nantes.
- Tuteur de stage : Idriss Ingar

2. Planning

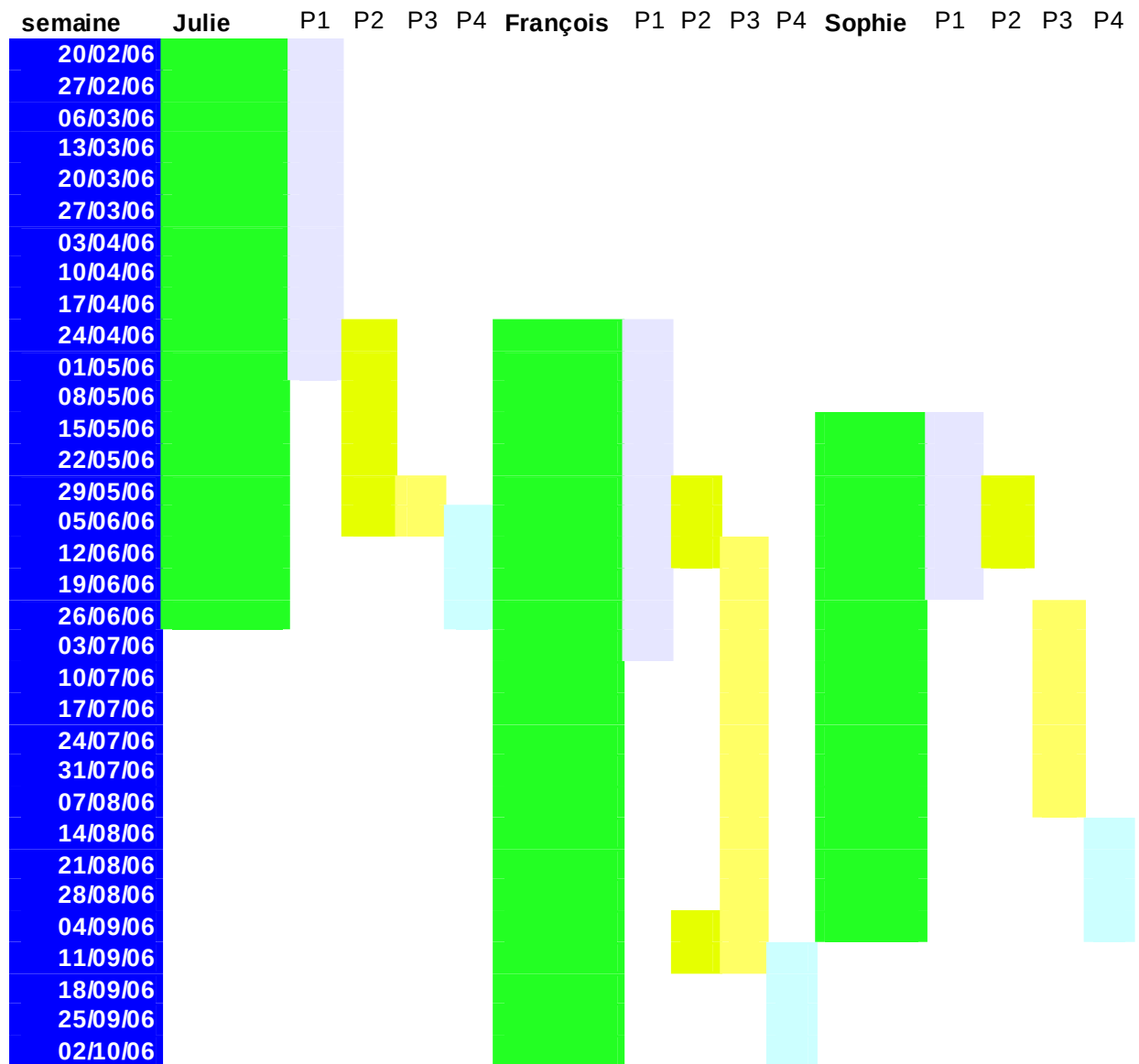
Dès le départ, l'ARER a délibérément choisi de mettre l'accent sur deux technologies, l'hydraulique et l'H2 couplés à de l'éolien. Les deux stagiaires que j'encadrerai ont donc travaillé à plein temps sur ces deux problématiques. Face aux difficultés rencontrées et face aux rares possibilités offertes par ces deux technologies pour la Réunion, j'ai décidé de rouvrir le sujet et de m'intéresser à d'autres possibilités. J'ai donc effectué un travail de veille technologique qui nous a poussé aussi à penser le stockage d'une autre manière.

Mon stage peut donc être divisé en trois phases :

- un travail de veille technologique qui permet d'appréhender les technologies et les applications des différentes technologies de stockage (P1)
- une étude sur la particularité du réseau électrique réunionnais afin de mieux cibler les besoins de stockage (P2)
- une recherche d'applications directes de ces technologies sur l'île (P3)

Enfin il y a aussi une phase de finalisation, de rédaction et de présentation (P4).

Ce rapport résume donc uniquement la part personnelle de ce travail sur le stockage. Les autres travaux effectués avec les autres stagiaires ne seront pas détaillés ici.



INTRODUCTION

1. Présentation de l'agence

a) Son organisation générale

L'Agence Régionale de l'Energie Réunion (ARER) est une association de loi 1901 à but non lucratif, créée en décembre 2000 et présidée par Monsieur Paul Vergès, Sénateur et Président du conseil Régional de la Réunion.

Elle est financée par des membres de droit : Région Réunion, EDF, ADEME, CESR, CCEE, SIDELEC Réunion et la commune de Saint-Leu, ainsi que des membres associés : la CIREST, le TCO, la commune de Petite-Île, la commune de Mamoudzou, la commune de Sainte-Marie, la commune de Saint-Denis, la SIDR, la SAPHIR, le Conservatoire Botanique des Mascariens, la Chambre de Métiers et de l'artisanat, Sciences Réunion, l'Association Technopole de La Réunion (ATR) et le Centre Communal d'Action Sociale de Saint-Louis.

L'ARER dispose de plusieurs Espaces Infos répartis géographiquement sur l'île, dans lesquels se répartissent les salariés (voir annexe 2: organigramme). Un nouveau EIE doit ouvrir ses portes fin 2006 pour le pôle Est.

b) Sa mission

Pour l'île de la Réunion, les récentes évolutions législatives (Loi d'Orientation pour l'Aménagement et le Développement Durable du Territoire LOADDT) permettent aux collectivités la promotion d'une politique régionale énergétique fondée sur la notion de développement durable. L'objectif proposé par le Conseil Régional est d'assurer sur le long terme une sécurité durable de l'approvisionnement en énergie, en ayant recours à des ressources locales et non polluantes. La cible est d'atteindre en 2025 l'autonomie de l'île pour la production d'électricité.

L'ARER est alors chargée de promouvoir et développer les actions tendant à économiser l'énergie, utilisant les Energies Renouvelables (ENR) et préservant les ressources énergétiques.

L'équipe de l'ARER pour répondre à ces objectifs développe plusieurs axes de missions :

- Information du grand public
- Aide technique et logistique aux porteurs de projets pour intégrer l'utilisation rationnelle de l'énergie, les énergies renouvelables et les concepts bioclimatiques dans leurs réflexions
- Faire le lien entre porteurs de projets et professionnels de l'énergie
- Soutenir, à La Réunion et dans l'Océan Indien, le développement des filières technologiques liées aux Energies Renouvelables et à l'Utilisation Rationnelle de l'Energie.
- Promouvoir les métiers de l'énergie et l'insertion professionnelle

- Fédérer et animer un pôle de compétence pour l'Océan Indien

c) Les Moyens de l'ARER

Pour mener à bien ses missions l'ARER a mis en place :

- Un réseau de sites démonstratifs représentatifs des technologies existantes à La Réunion.
- Un réseau d'Espaces Info Energie, conseil auprès du grand public sur les économies d'énergie et les Energies Renouvelables.
- Une équipe technique et une méthodologie à disposition des porteurs de projet pour les accompagner dans leur mise en œuvre.
- Un service de conseil gratuit au 0262 257 257 et par Internet : <http://www.arer.org>
- Une banque d'outils pédagogiques à disposition de tous : expositions mobiles, jeux...
- Un centre documentaire, Observatoire de l'énergie, des technologies Energies Renouvelables et des métiers de l'énergie.
- Une plate-forme stage de Recherche & Développement.

d) Sa Plate-Forme Recherche et Développement (PFRD)

Dans le cadre de son activité, l'ARER engage en partenariat avec ses financeurs l'animation et le développement d'une plate-forme stage interactive de formation/action en Recherche & Développement appliquée aux "Technologies Energies Renouvelables et Maîtrise de l'Energie pour l'aménagement, la construction et les transports, pour espaces insulaires et Microclimats".

La plate-forme forme est organisée autour de sujets de stage en relation avec les problématiques auxquelles sont confrontés les acteurs de terrains. La plate-forme stage est emmenée en grande phase de travail individuel par chaque stagiaire, en alternance avec des réunions de travail collectives d'une journée, rassemblant les partenaires, l'ARER et les stagiaires si le sujet s'y prête. Ces réunions marquent des étapes dans le développement des études : synthèse documentaire, annuaire des rencontres et enquêtes terrains à mener, phase diagnostic, phase propositions, et phase de rédaction finalisée.

Chaque année, plusieurs séminaires, appelés PFRD (Plateforme Recherche et développement), de présentations des activités des stages sont organisés par les stagiaires. Cinq journées de PFRD se sont déroulées pendant mon stage.

Les sujets de stage 2006 sont :

- Soutien à l'organisation et à la gestion du programme d'actions « Island NEWS 2006 »
- Guide technique maison individuelle en construction durable à La Réunion
- Immeuble adapté au développement durable de La Réunion

- Structuration d'une base de données des matériaux et des technologies pour l'habitat réunionnais
- Identification et comparaison technique et financière des différents modes de stockage des énergies intermittentes d'origine renouvelables et élaboration d'un programme de développement de ces filières pour l'île de la Réunion
- Modélisation d'une station de stockage de l'énergie électrique produite par une ferme éolienne sous forme hydraulique, et sous forme hydrogène par électrolyse, en zone de montagne ou de collines.
- Modélisation d'une tour à vent intégrée en falaise
- Accompagnement et harmonisation des méthodes de Conseil en Energie Partagé des collectivités et de gestion des flux de la Réunion en coopération avec l'ARER
- Etude de faisabilité et de méthode d'exploitation énergétique des courants marins à La Réunion

2. L'île de La Réunion

a) Une île jeune et volcanique

L'île de la Réunion est située dans l'Océan Indien, à environ 700 km à l'Est de Madagascar, par 21° de latitude sud et 55°30' de longitude est ; elle est formée d'un énorme volcan bouclier de 7000m de hauteur, reposant sur le plateau océanique à 4000m de profondeur.

Sa surface terrestre, de 2511km², est dominée par le Piton des Neiges qui culmine à 3069m. Un volcan actif - le Piton de la Fournaise (2631 m) - connaît régulièrement des périodes d'activité intense. La présence de ce volcan dans le Sud-est de l'île rend tout développement impossible sur ce secteur, qui demeure relativement vierge.

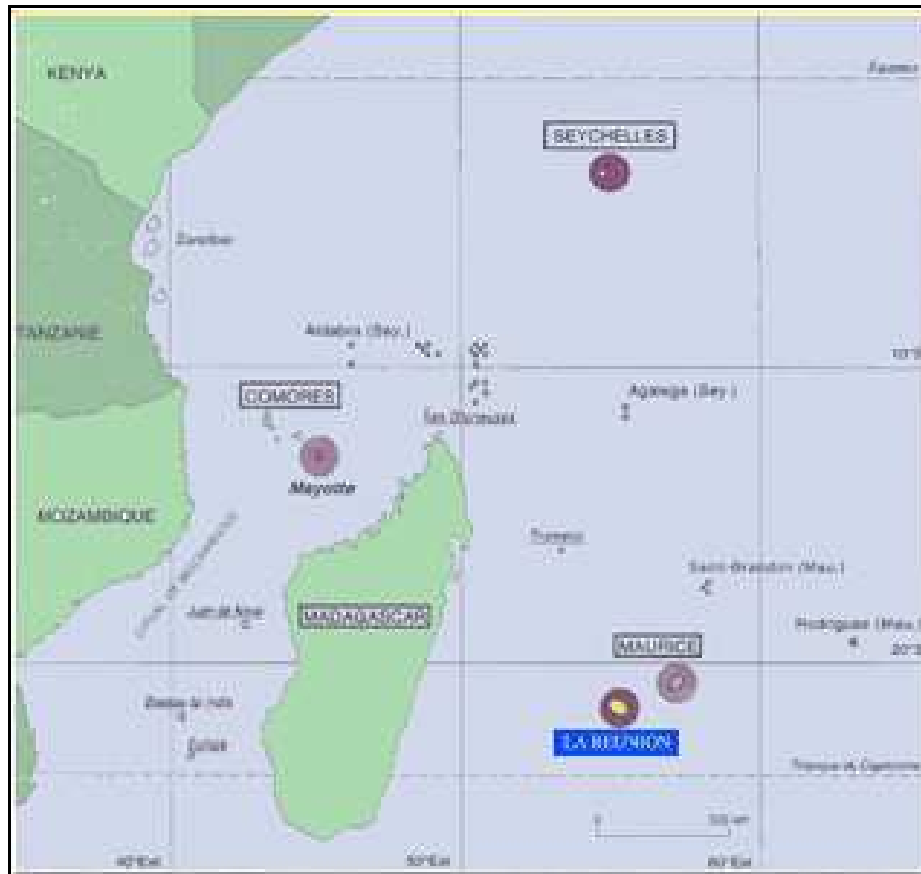


Figure 1 : L'île de La Réunion dans l'Océan Indien

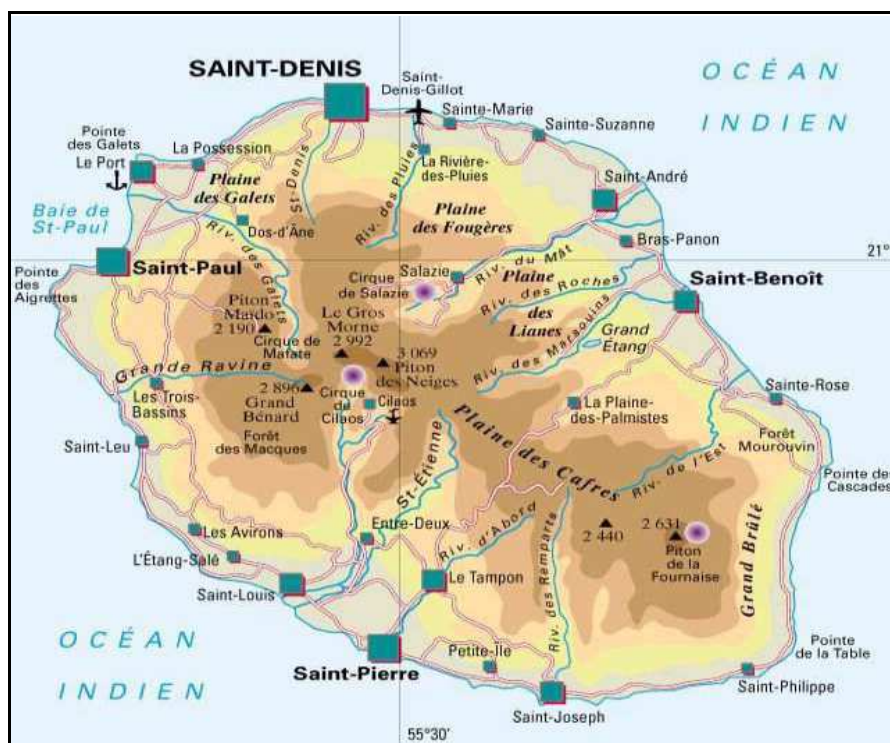


Figure 2. Carte de l'île de La Réunion

L'île est caractérisée par la présence de reliefs jeunes, très escarpés, caractéristiques des pitons et des trois cirques (Cilaos, Salazie et Mafate) qui occupent le centre de l'île.

Le relief s'adoucit sur le pourtour de l'île, par la présence de planèzes qui descendent en pentes plus douces (6° à 8°) vers la frange littorale, lieu du plus fort développement.

La monotonie apparente des pentes externes de l'île cache une diversité de paysages de l'intérieur dont le caractère grandiose contribue à faire de la Réunion "l'île Intense". Les trois cirques, forteresses longtemps inaccessibles et qui servirent de refuge à des populations exclues, ont été creusés dans l'ancien édifice du Piton des Neiges. Une érosion très active en a déchiqueté les fonds et ne laisse que des terrains particulièrement instables entourés de crêtes très élevées et parsemés de petits secteurs subhorizontaux isolés et caractéristiques de ces cirques, les îlets.

Quant au Sud-est de l'île, il est occupé par le volcan du Piton de la Fournaise en forme de vaste coupole découpée par l'emboîtement successif de trois calderas d'effondrement concentrique. Ses paysages impressionnants et son activité régulière (3 éruptions en 2000) font de cette partie de l'île un lieu spectaculaire attirant à la fois les touristes et les réunionnais d'origine.

Le littoral présente un tracé relativement régulier, délimité par de petites falaises vives ou mortes et des cordons de galets disposés le long du rivage. La zone côtière Ouest est caractérisée par la présence de lagons et de récifs coralliens.

Il n'existe aucun site de port naturel et les baies sont très ouvertes, n'offrant qu'une protection très faible.

Le réseau hydrographique de l'île est un réseau radial très dense composé de ravines prenant naissance autour des sommets et divergeant ensuite vers la côte.

Les réseaux hydrographiques des cirques sont assez ramifiés, composés de très nombreuses et courtes ravines et drainent les eaux vers la sortie des cirques et les concentrent en rivières pérennes (Rivière des Galets pour le cirque de Mafate, Rivière du Mât pour le cirque de Salazie et Bras de Cilaos pour le cirque de Cilaos).

L'influence de l'érosion a fait apparaître, sur le versant occidental des gorges très étroites et profondes découpant le flanc de la montagne, et sur le versant oriental, d'impressionnantes vallées aux parois subverticales "les remparts", dans lesquelles s'écoulent les principales rivières en franchissant d'immenses marches d'escalier sous formes de cascades impressionnantes

b) Le climat

Le climat tropical humide est marqué par 2 saisons :

- l'hiver austral, de mai à novembre, est plutôt frais et sec ;
- l'été austral, de décembre à avril, est nettement plus chaud et pluvieux, avec des précipitations extrêmes et des phénomènes cycloniques.

La présence du relief élevé induit deux régions climatiques très distinctes, qu'il faut également croiser avec l'altitude qui accentue les différentiels thermiques et pluviométriques (on parle des "hauts" de l'île) :

- la côte "au vent", orientée Nord/Est face aux alizés)
- la côte "sous le vent" orientée Sud/Ouest

Les isothermes moyennes annuelles montrent des classes de températures peu élevées, en regard de la latitude de l'île. De même, leur amplitude est faible et montre une différence notable avec des températures tropicales continentales.

Les isohyètes moyennes annuelles mettent en évidence le contraste (comme pour les températures par ailleurs) entre les plaines littorales et les Hauts ainsi qu'entre les régions au-vent et sous-le-vent. La pluviométrie est inférieure à 2 m sur le versant Sud-ouest et peut atteindre et dépasser 9 m dans les hauts du versant Est.

Quant à l'insolation, elle aussi très liée à l'altitude des formations nuageuses d'évolution diurne (de 400 à 1600 m), faisant passer la durée moyenne d'ensoleillement de près de 7 heures / jour sur le littoral à moins de 4 heures sur certaines zones de mi-pente dans l'ouest de l'île.

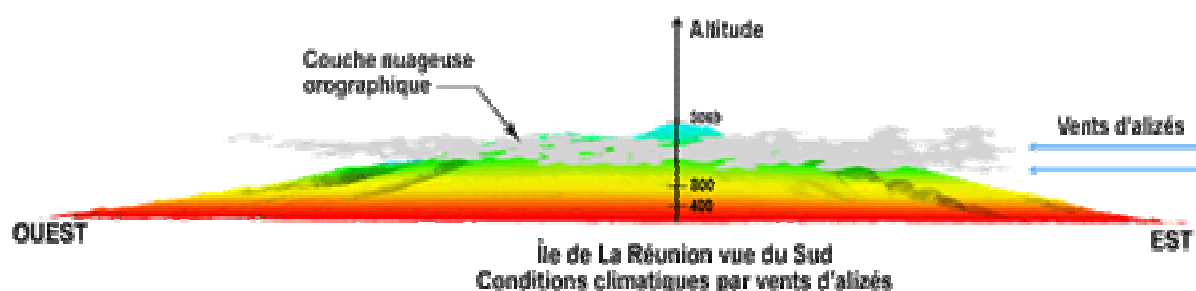


Figure 4. Coupe de La Réunion

c) Une région monodépartementale

En application des lois du 19 mars 1946 (création des DOM) et du 31 décembre 1982 de décentralisation, la REUNION est à la fois un département et une région.

La Réunion compte 24 communes organisées en 5 communautés de communes. Le décret du 23 juin 1975 a créé, à la Réunion, une zone géographique spécifique, dite aujourd'hui "des Hauts". Cette zone englobe une partie importante de l'île (66% de la surface totale), à l'exception des franges littorales.

Une partie importante du territoire est placée sous statut départemento-domanial administré par l'Office National des Forêts, qui gère au total un territoire correspondant à 39% du territoire réunionnais et à 82% de la surface boisée réunionnaise.

3. Le contexte énergétique de la Réunion

a) Une dépendance énergétique accrue

L'île de la Réunion est dépourvue de ressources combustibles fossiles. L'approvisionnement énergétique de l'île se fait donc par importation de ressources fossiles et par la valorisation du potentiel énergétique local (les énergies renouvelables).

Pour 2005, l'approvisionnement énergétique en combustibles fossiles (produits pétroliers, charbon et gaz butane) a été de 1,075 millions de tonne équivalent pétrole soit environ 305 000 de plus qu'en 2003.

Les produits pétroliers, essentiellement destinés aux transports et à la production d'électricité, représentent la part la plus importante dans l'approvisionnement énergétique fossile soit 59%. La part du charbon, utilisée essentiellement dans les centrales thermiques pour la production d'électricité, est de 39%. Le gaz butane correspond à 2% des produits importés. Cette ressource se répartit entre les secteurs du résidentiel, l'industrie et l'agriculture. En deux ans, l'importation des produits pétroliers a augmenté de 19% et celle du charbon de 32%. Ces hausses alourdissent la facture énergétique de l'île.

	2 002		2 003		2 004		2 005	
PRODUCTION ELECTRIQUE PAR TYPE D'ENERGIE	GWh	Ktep	GWh	Ktep	GWh	Ktep	GWh	Ktep
THERMIQUE								
Fuel lourd + Gazole	475	40,9	567	48,7	765	65,7	601	51,7
charbon	631	54,2	649	55,8	557	47,9	897	77,2
Total production d'origine fossile	1 106	95,1	1 216	104,5	1 322	113,6	1 498	128,9
ENERGIES RENOUVELABLES								
Bagasse	241	20,7	232	19,9	292	25,1	261	22,4
Hydraulique	594	51,1	630	54,2	577	49,6	510	43,8
Autre Enr (PV+Eolien)	nc	nc	nc	nc	0,085	0,007	1	0,09
Total production d'origine renouvelable	835	71,8	862	74,1	869,085	74,707	772	66,29
TOTAL DE LA PRODUCTION	1 941,0	166,9	2 078,0	178,6	2 190,9	188,3	2 270,0	195,2

Sources: DRIRE - EDF/ Observatoire Energie Réunion

Figure 5 : Origine de l'énergie primaire sur l'île de la Réunion

En 2005, la production électrique livrée sur le réseau HTB est de 195,2 ktep. Cette production électrique provient pour 66% de la production thermique (fuel lourd et gazole) contre 34% issue de la production à partir des énergies renouvelables. Cela représente une baisse notable pour la production électrique à partir des EnR qui était de 44% en 2003.

L'indépendance de l'île pour la production électrique s'est donc fragilisée.

L'augmentation de la demande en énergie est liée d'une part à cause de la croissance rapide de la population et d'autre part en raison de la hausse du niveau de vie.

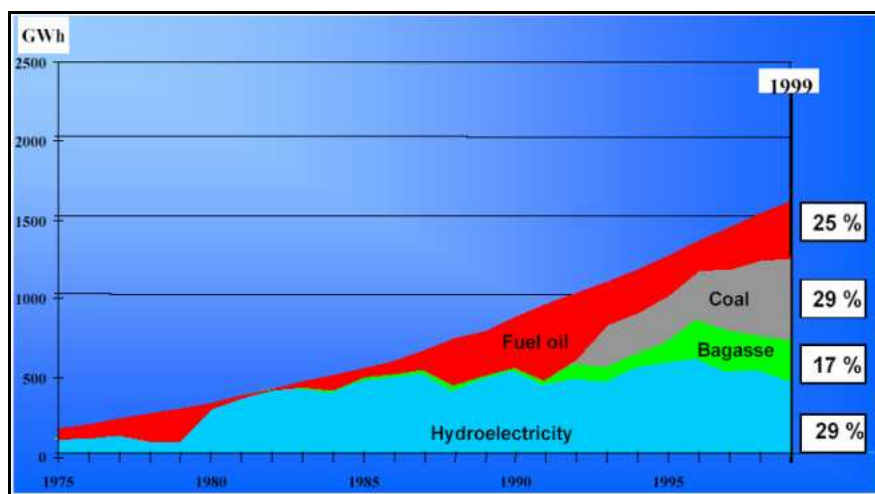


Figure 6 : évolution et composition de la production électrique à la Réunion.

b) Le potentiel Réunionnais en EnR

L'énergie hydroélectrique

En 1980, l'île de la Réunion était autonome en énergie grâce à la ressource hydraulique, technologie maîtrisée par l'ingénierie EDF en France, et dont la Réunion a bénéficié. Aujourd'hui, 30% de l'électricité produite est d'origine hydraulique.

L'énergie de la biomasse

L'île possède un fort potentiel de valorisation de la biomasse, et deux centrales à bagasse charbon sont actuellement en activité, la centrale du Gol, et celle de Bois Rouge. Cependant la saison de la bagasse étant assez courte (3mois), le charbon importé est amené à remplacer cette biomasse.

L'énergie solaire

Le potentiel solaire est particulièrement élevé, avec un taux d'ensoleillement de 1800 kWh/m²/an sur le littoral.

En 2005, l'électricité primaire produite à partir de l'énergie solaire photovoltaïque est de 2 GWh. On dénombre environ 240 sites raccordés au réseau dont 71% sont installés chez des particuliers et 29% chez des professionnels. Le pourcentage d'installations réalisées « en location de toiture » est passé de 68% en 2003 à 94% en 2005. 332 sites isolés sont équipés dont 244 se situant à Mafate. La puissance installée à Mafate représente 264 kWc.

Le développement des chauffe-eau solaire est plus important à la Réunion qu'en métropole. En 2004, 50 000 installations de chauffe-eau solaires individuels ont été installés, soit 200 000 m² de panneaux dont 76% uniquement pour les CESI de 300 litres.

L'énergie géothermique

Au point de vue géothermie, l'activité volcanique induit une exploitation de la ressource pour des centrales à hautes températures. Actuellement cette filière n'en est qu'à son début, des mesures sur terrain sont effectuées.

L'énergie éolienne

L'île de La Réunion possède un potentiel éolien intéressant. Actuellement, 2 fermes éoliennes sont installées à l'Est de l'île :

- Parc éolien de Sainte Rose : 23 éoliennes.
- Parc éolien de Sainte Suzanne : 14 éoliennes, soit une puissance installée de 3,8 MW.

Les éoliennes installées dans ces deux parcs sont de type GEV MP VERGNET d'une puissance nominale de 275kW. Ces éoliennes sont les seules qui possèdent un système de basculement en cas de vents puissants pendant les cyclones.



Figure 7 : Ferme éolienne de Sainte Suzanne

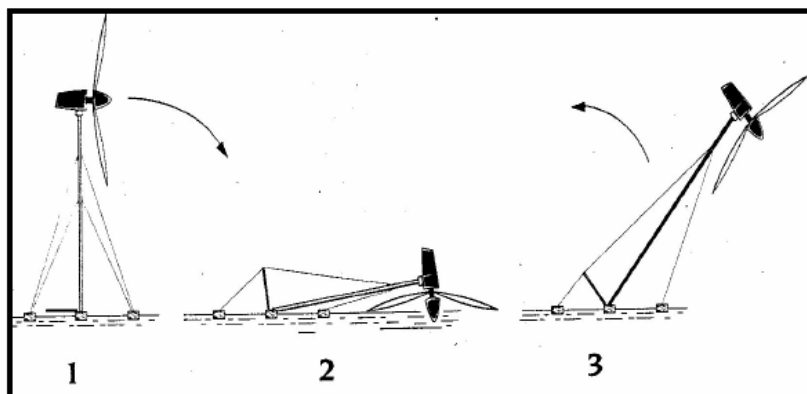


Figure 8 : Système de basculement d'un aérogénérateur VERGNET

Les projets futurs envisagent l'installation de nouvelles fermes éoliennes :

- Sainte Suzanne 2 : 12 GEV MP de 275 kW soit 3.000 kW installés ce qui portera à 7.150 kW la puissance totale de la ferme de Ste Suzanne. Début des travaux en août 2006.
- Sainte Marie : 9 GEV MP de 275 kW, soit 2.475 kW installés. Permis de construire déposé en juillet normalement. Travaux prévus en 2007.
- D'autres projets sont à l'étude à Ste Rose et St Benoît.

4. La production de l'électricité à la Réunion

a) Le Parc de Production

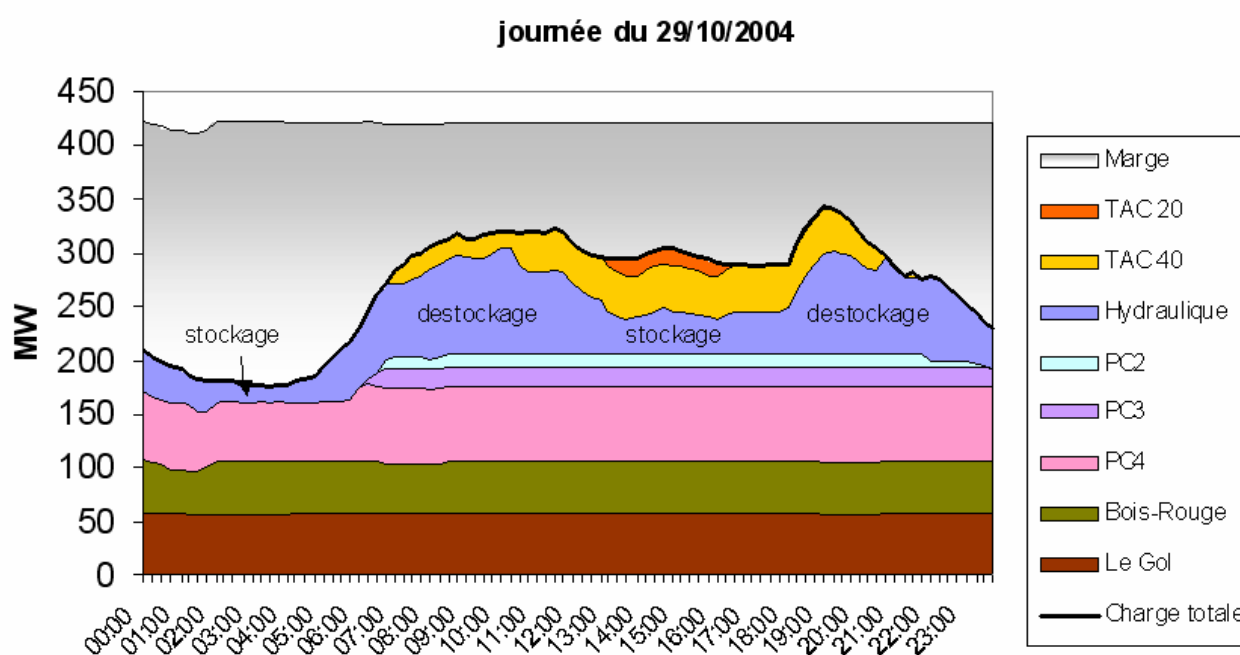
La consommation annuelle d'électricité à la Réunion est d'à peu près 2200 GWh (2004). Au premier Janvier 2005, la puissance installée à la Réunion était de 511 MW répartie ainsi :

	nom	P (MW)	Tranches	année	code couleur
Hydraulique	Langevin	3,6		1961	
	Bras de la Plaine	4,6		1976	
	Takamaka 1	17		1968	
	Takamaka 2	29		1989	
	Rivière de l'Est	64,2		1980	
	Bras des Lianes	2,3	1,6+0,8		
Bagasse	Le Gol	60		1996	
	Bois Rouge	100	55	1992	
			?	?	
			?	?	
Fioul Lourd	Rivière des Galets PC4	63	3 * 21	1984-85	PC4

	La possession	40	4 * 5,5	72 - 74	PC2
			3 * 11	75 - 76	PC3
TAC Fioul domestique	TAC Port est	40		2002	TAC40
	TAC Rivière des galets	60	3*20	1989-1992	TAC20
éolien	Ste Suzanne	4			
PV		2			

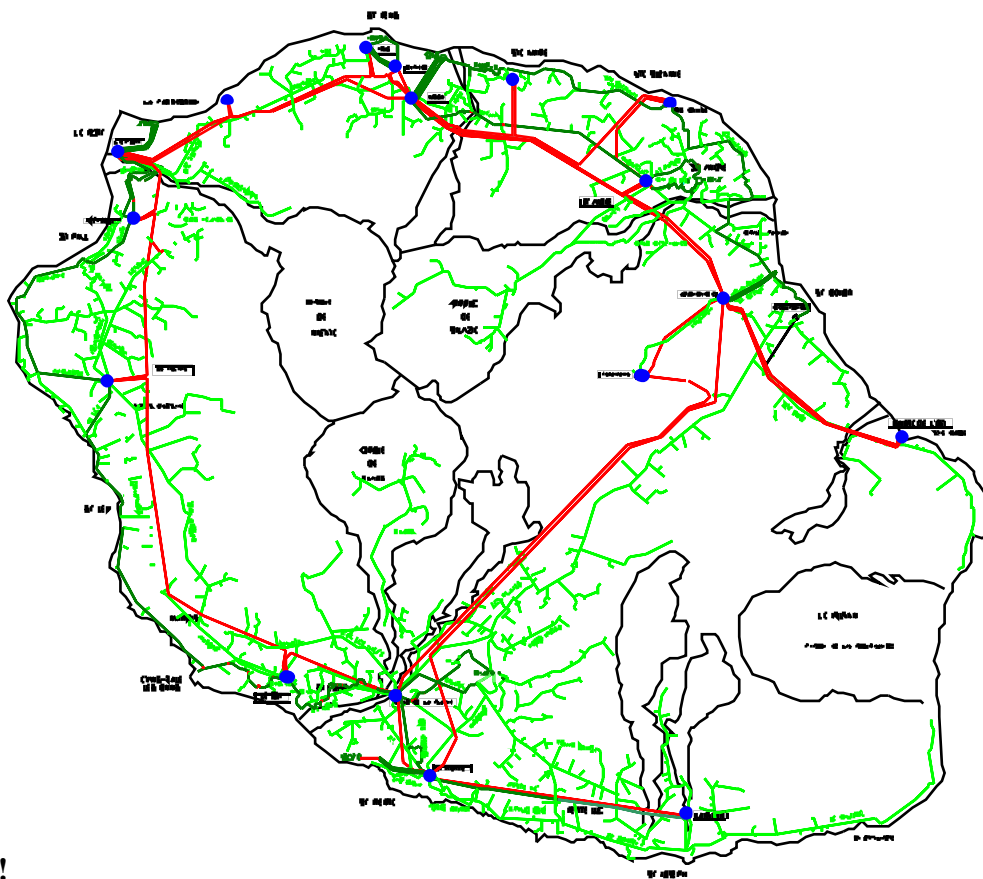
Tableau 1 : Nom, puissance et date de mise en service des principaux moyens de production à la Réunion. Le code couleur fait référence à la Figure 9.

Parmi ces moyens de production, on distingue principalement trois catégories, les centrales thermiques au charbon/bagasse qui assurent la base, les TAC au fioul lourd qui assurent la pointe et les centrales hydrauliques qui font un peu les deux (Figure Figure 9).



b) Le réseau

La carte ci-dessous représente la distribution géographique des principaux moyens de production ainsi que le réseau de transport HTB (381 km en 63 kV) qui assure l'alimentation en énergie des postes sources. Le réseau HTB reçoit son énergie de l'ensemble des centrales de production de l'île.



Erreur !

Figure 10 : Réseau électrique réunionnais. En rouge le réseau de transport HTB, en vert le réseau de distribution HTA

Le réseau de distribution a une structure bouclée-maillée. Chaque centrale électrique (à part Langevin) est reliée par deux lignes HTB. Ceci permet de sécuriser le réseau (en cas de panne sur une ligne HTB, tous les moyens de production restent connectés entre eux).

Le réseau de distribution HTA constitue une structure arborescente qui regroupe de nombreux quartiers à la tension de 15 kV. Le réseau HTA est connecté à l'HTB au niveau des postes sources.

c) La Gestion du réseau

Le rôle du gestionnaire de réseau est d'assurer :

- l'équilibre production/consommation
- le respect du transit dans les lignes
- la qualité de l'onde électrique

Le rôle des moyens de production dans la gestion du réseau réside dans :

- la qualité de la tension fournie
- le réglage tension et fréquence

- la prévision de la production pour le dispatching.

La régulation des transits

Les transits d'énergie constituent un flux allant des postes où sont raccordées les centrales vers les postes où sont raccordés les clients ; il emprunte les lignes et les câbles de transport en se répartissant au prorata de l'inverse de leur impédance. Ce qui est, en quelque sorte, une préférence marquée pour le "chemin le plus court". Ce flux d'énergie se matérialise par le courant qui traverse les ouvrages. Plus le transit d'énergie est élevé et plus les intensités des courants seront fortes. Ces intensités peuvent croître, en particulier lorsqu'un ouvrage a déclenché suite à un défaut. En effet, le transit supporté initialement par cet ouvrage va se reporter sur les ouvrages voisins : c'est le phénomène du **report de charge**.

Or, à tout instant, l'exploitant du système doit garantir que le courant de transit dans les ouvrages de transport (liaisons aériennes et souterraines, transformateurs et autotransformateurs) se situe en deçà d'un seuil fixé : **intensité maximale admissible en régime permanent (IMAP)** pour les lignes et les câbles, courant nominal pour les appareils de transformation. En cas de dépassement, des protections de surcharge alertent le dispatcher qui dispose alors d'un temps limité, variable selon l'ampleur du dépassement (20mn, 10mn ou 1mn pour les liaisons 400 kV), pour ramener le transit à une valeur acceptable. Dans le cas contraire, la protection de surcharge fait déclencher l'ouvrage à l'échéance de la temporisation. La régulation des transits est assurée en jouant principalement sur deux paramètres :

- la topologie du réseau : en adaptant les schémas d'exploitation, le dispatcher modifie les impédances des différentes mailles du réseau (création de files longues pour augmenter l'impédance du réseau ou, au contraire, mise en parallèle d'ouvrages pour la diminuer) et joue sur la répartition des charges par rapport aux sources de production ;
- les programmes de production : en adaptant les programmes de production des groupes, le dispatcher joue sur la répartition des sources de production par rapport aux charges.

L'équilibre production – consommation

A chaque instant la puissance consommée est équilibrée par une production équivalente adaptée aux circonstances.

La fréquence est une mesure instantanée de l'équilibre.

Explication :

Dans un réseau à courant alternatif, la fréquence est le nombre de cycles par seconde de la tension comme du courant : 50Hz en Europe, 60Hz aux USA. Cette fréquence est directement liée à la vitesse de rotation des groupes de production.

L'augmentation de la consommation a tendance à freiner la rotation des groupes de production car la résistance à l'effort se durcit : la fréquence diminue donc.

Inversement, la diminution de la consommation a tendance à accélérer la rotation car la résistance à l'effort s'allège : la fréquence augmente.

Les gestionnaires de réseau ont comme mission **d'assurer en permanence l'équilibre de la production avec la consommation, ce qui signifie avoir une fréquence stable très proche de la valeur de référence, soit 50,000 Hz.**

Pour réaliser cette adaptation du niveau de production, il faut disposer de réserves de puissances mobilisables soit par le biais d'automatismes (réglages primaire et secondaire), soit par l'action des opérateurs (réglage tertiaire).

Le **réglage primaire** est mis en œuvre par l'action des régulateurs de vitesse des groupes de production qui agissent en général sur les organes d'admission du fluide moteur à la turbine lorsque la vitesse du groupe (image de la fréquence) s'écarte de la vitesse de consigne par suite d'un déséquilibre entre la production et la consommation de l'ensemble du système.

Cependant, le réglage primaire ne rétablit l'équilibre offre-demande que si on dispose d'une réserve de puissance suffisante. A la Réunion, seuls les groupes thermiques constituent la réserve primaire.

De plus, l'adaptation rapide de la production à la consommation faite par le réglage primaire, laisse, en fin d'action, un écart de fréquence. L'objectif du **réglage secondaire** fréquence-puissance est donc de ramener la fréquence à sa valeur de référence. L'organe centralisé situé au dispatching a pour rôle de modifier le programme de production des groupes afin d'annuler l'écart de puissance.

Suite à une perturbation, il se peut que l'action du réglage secondaire ne puisse pas résorber entièrement les écarts de fréquence et de transit de puissance. La réserve primaire est entamée et la réserve secondaire est épuisée.

En prévision de circonstances de ce type, il est prévu, par contractualisation journalière en J-1, une réservation de puissance qui est décomposée en plusieurs produits selon son délai de mobilisation et sa durée d'utilisation. Cette puissance tertiaire est mobilisée par appel sur le mécanisme d'ajustement, afin de recalibrer les programmes de production sur la réalisation et de reconstituer les réserves primaires et secondaires.

Le **réglage tertiaire** (qui n'est pas automatique au contraire du primaire et du secondaire) a pour but de mobiliser tout au long de la journée la réserve tertiaire tout en cherchant à la reconstituer ou à l'ajuster.

Le **délestage** est la forme de réglage ultime du gestionnaire de réseau.

En cas de perte d'un moyen de production (ou de hausse violente de la consommation), la fréquence du réseau peut chuter. Cette chute de fréquence va perturber les moyens de production et peut provoquer l'arrêt d'un groupe de production, qui elle-même va provoquer une nouvelle baisse de fréquence, etc.

Afin d'arrêter ce cercle vicieux, le gestionnaire se réserve le droit d'effectuer un délestage, *i.e.* de couper le courant à une partie de l'île. La consommation économisée ainsi, doit correspondre à la réserve primaire engagée, et permet ainsi de rétablir la fréquence.

A la Réunion, il y a une vingtaine de délestage par an. La fréquence limite acceptée est de 49,5 Hz, en deçà de ce seuil il y aura délestage.

A la Réunion, où la taille des groupes est particulièrement importante par rapport la puissance totale installée (100MW à Bois-Rouge sur les 500MW installés), la perte d'un groupe peut être particulièrement grave pour l'équilibre du réseau.

5. La production électrique d'origine ENR

a) Les problèmes soulevés par la production électrique des ENR

Il est absolument nécessaire de faire la distinction entre les deux types d'EnR suivantes :

- les ENR non-dispatchables (ou intermittentes) *i.e.* l'éolien et le PV (et bientôt énergies des mers)
- les ENR dispatchables, hydraulique, bagasse, bois énergie et Géothermie

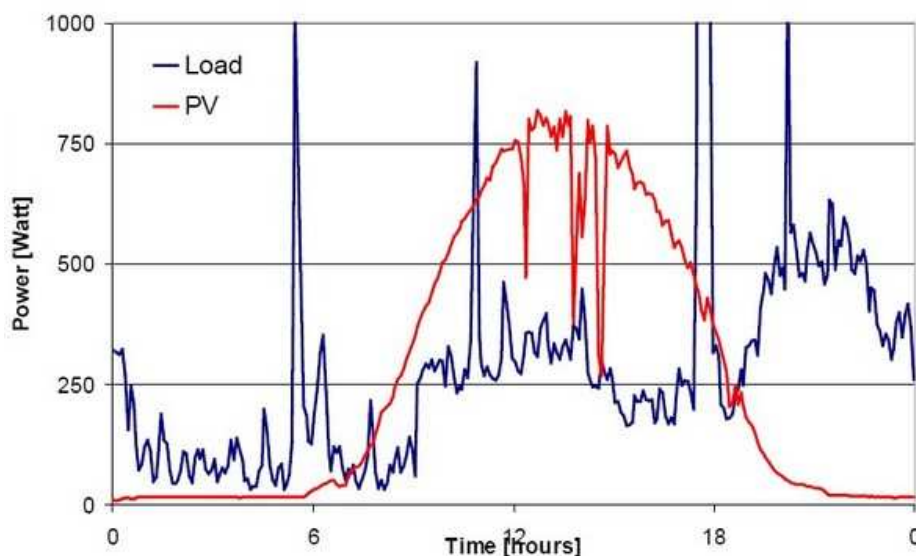


Figure 11 : superposition d'une courbe de charge d'un système isolé ainsi que sa production PV. Les deux courbes ne se superposent pas.

Ces deux familles d'EnR ne fournissent pas une énergie de même « qualité », en terme de qualité du signal, de régularité et de programmation de la production.

	Prévisibilité	Qualité du signal électrique	Modulable*
Eolien	-	-	-
PV	+	+++	-
Bagasse	+++	+++	++
Hydraulique	++	+++	++
Géothermie	+++	+++	+

*On sous entend par « modulable », la souplesse d'utilisation d'un moyen de production (rapidité à éteindre ou allumer un moyen de production ou la possibilité de faire varier la puissance fournie)

- L'éolien est EnR la plus contraignante car elle pose à la fois des problèmes de qualité du signal ainsi que de gestion. Par ailleurs, les éoliennes se protègent des incidents issus du réseau en se déconnectant plus rapidement que les autres moyens de production, par exemple sur baisse de fréquence ou de tension. Ces déconnexions aggravent la situation lorsque l'incident provient de la perte d'un moyen de production, pouvant entraîner alors le délestage de clientèle.
- Le PV n'est pas modulable, mais sa production est facilement prévisible et correspond généralement aux pics de consommation journaliers.
- La Bagasse se comporte comme un moyen de production thermique classique. On peut programmer la production, de plus elle participe aux réglages primaires et secondaires de la fréquence du réseau.
- L'hydraulique est un moyen de production modulable, on peut régler avec une grande facilité et rapidité la puissance fournie.
- La géothermie est un moyen de production de base, il est peu modulable et peut fonctionner un grand nombre d'heures par an.

Vu leur caractère imprévisible, le gestionnaire de réseau programme la production comme si les EnR intermittentes n'existaient pas. S'il y a du vent ou du soleil, l'énergie produite par les éoliennes ou les panneaux solaires substituera celle produite par les turbines à combustible (car c'est la plus chère et la plus souple d'utilisation, elle pourra prendre le relais des EnR intermittents en cas de défaut de production).

Donc à l'heure actuelle le taux d'EnR intermittentes est limité par la taille du parc de TAC. A la Réunion, EDF a donc fixé la limite de l'éolien à 30% de la puissance minimale appelée, soit à peu près 60MW.

b) Les solutions

Il existe plusieurs techniques ou moyens pour favoriser l'intégration des ENR intermittentes au réseau :

- **foisonner**. Cela consiste à multiplier les types d'énergies intermittentes et les sites de production en espérant moyenner les irrégularités de ce type de production.
- **prévoir**. Il est possible aujourd'hui de s'aider de la météo pour prédire le productible d'un parc éolien ou d'une centrale solaire.
- **soustraire** la production intermittente d'une autre production plus fiable (thermique ou hydraulique). C'est la technique généralement employée, décrite plus haut.
- **stocker**. On stocke quand la production dépasse la demande, on déstocke par la suite en fonction des besoins.

On définit le foisonnement de la production comme la compensation statistique de la production cumulée d'un ensemble de parcs éoliens soumis à des régimes de vent totalement ou partiellement décorrélés. Le foisonnement est un fait à l'échelle d'un pays ou d'un continent, où les variations de la météorologie sont importantes mais beaucoup moins à l'échelle de la Réunion qui est plus petite.

Améliorer la correspondance entre prévisions météo et gestion du réseau est une technique sans cesse améliorée, mais dont la fiabilité n'est pas encore acceptable et qui ne résout pas tous les problèmes.

La solution de « soustraire » est limitée par la taille du parc hydraulique et thermique. Il constitue donc une solution, mais temporaire, seulement jusqu'à un certain point. Ces trois premières solutions sont donc limitées. De plus elles obligent le doublement le parc de production intermittent par d'autres centrales thermiques ou hydrauliques.

La dernière solution qui consiste à stocker est par essence la plus naturelle. Elle est communément utilisée pour des installations autonomes ou des sites isolés. C'est la voie que nous allons explorer dans ce travail.

6. Quel futur énergétique pour la Réunion ?

Comme on l'a vu dans la Figure 6, la consommation électrique et la dépendance énergétique ne cessent de croître à la Réunion. Pour être plus précis, le taux de croissance énergétique annuel moyen a été de 6,7% entre 1995 et 2000, puis de 5,6% entre 2000 et 2004. De plus, taux de croissance annuel moyen de la puissance a suivi les mêmes tendances.

a) Le Bilan prévisionnel d'EDF

Pour les prochaines années, EDF a envisagé principalement trois scénarios, comprenant plus ou pas du tout de MDE.

Quelque soit le scénario, EDF ne prévoit pas de tassement de la consommation.

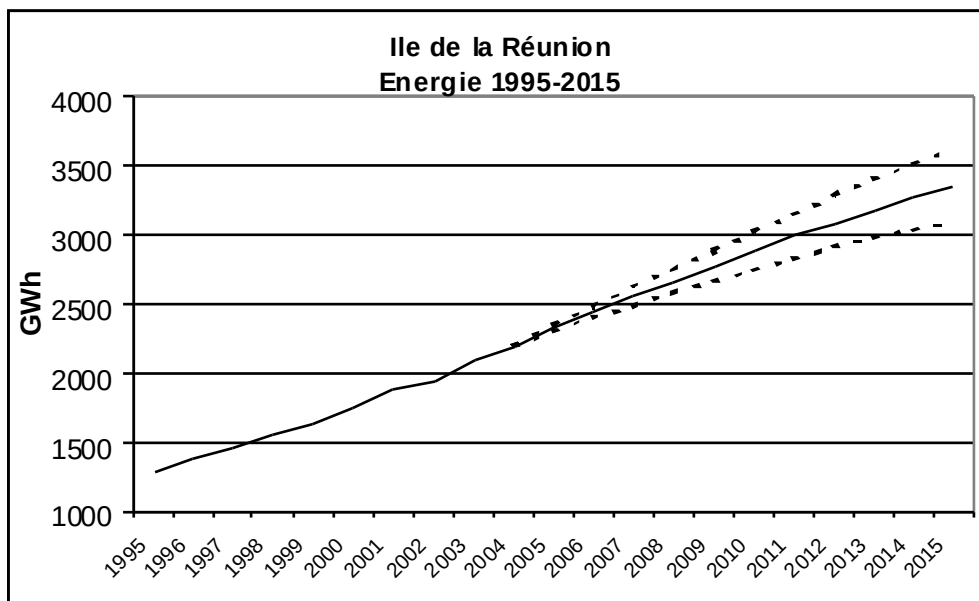


Figure 12 : Projection de la consommation électrique, suivant les trois scénarios envisagés

Pour faire face à cette hausse de la consommation, il faudra agrandir le parc existant de la manière suivante :

Puissance de Pointe	2005	2010	2015
Scénario médian	389	480	563
Scénario haut	390	502	607
Scénario bas	385	454	514

Tableau 2 : bilan prévisionnel du parc ENR vu par EDF

De toute façon, quelque soit le scénario, en y ajoutant le remplacement des centrales les plus vétustes (celle du Port) il faudra à peu près installer entre 200 et 400MW d'ici 2015.

Selon EDF, en 2015 la production ENR intermittente sera de 150GWh, soit à peu près 5% de la production totale.

b) Les objectifs du PRERURE

La LOOM (ou Loi d'Orientation pour l'Outre-Mer, du 13 décembre 2000) accorde la compétence en matière de maîtrise de l'énergie (MDE) et des énergies renouvelables (ENR) au Conseil Régional, qui élabore et met en oeuvre un Plan Régional des Energies Renouvelables et d'Utilisation Rationnelle de l'Energie, ou PRERURE.

L'objectif est l'autonomie énergétique pour la Réunion en matière de production de l'électricité d'ici 2025.

Pour atteindre cette indépendance énergétique, le PRERURE a défini des objectifs par filière :

Capacité ENR (MW)	en 2000 on produit	grâce au PRERURE, on souhaite en 2025
Eolien	-	100
Photovoltaïque	-	100
Hydraulique	110	60
Bagasse	115	10
Bois énergie	-	20
Incinération de déchets	-	20
Géothermie	-	20
Total puissance ENR	225	370

Puissance installée et puissance supplémentaire à 2025
 Ne produisant pas d'électricité, le "chauffe-eau solaire" n'apparaît pas dans ce tableau. Pour autant, il est un axe prioritaire du développement des énergies renouvelables à La Réunion (département français le mieux équipé).

Figure 13 : objectifs ENR du PRERURE

c) La nécessité de s'équiper d'un dispositif de stockage énergétique

On se rend bien compte que les objectifs du PRERURE sont plus ambitieux que les prévisions d'EDF en termes d'EnR. La somme totale des ENR intermittentes atteindrait même les 200MW, soit beaucoup plus que les 30% admis.

Donc à cause des problèmes de gestion posés par les ENR intermittentes, l'ARER estime que la Réunion doit obligatoirement penser à s'équiper un jour de solutions de stockage énergétique.

ETAT DE L'ART DE LA FILIERE STOCKAGE ENERGETIQUE

1. Caractéristiques techniques des moyens de stockage

On peut d'abord définir des paramètres extensifs caractéristiques d'une unité de stockage :

- W_{stock} : Capacité énergétique en Wh
- P_{max} : Puissance de charge ou de décharge (parfois différentes)
- τ : constante de temps $\tau = W_{stoc}/P_{max}$

Mais afin de comparer deux technologies de stockage il peut être plus intéressant de définir les paramètres intensifs suivants :

- η : rendement. Attention ceci est un paramètre souvent dur à estimer ou/et qui peut varier fortement (T° , autodécharge, usure ...)
- p_{em} : densité énergétique massique (Wh/kg)
- p_{ev} : densité énergétique volumique (Wh/l)
- p_{pm} : densité de puissance massique (W/kg)
- p_{pv} : densité de puissance volumique (W/l)

Enfin un autre paramètre très important pour caractériser les moyens de stockage et le **temps de réaction** du dispositif, c.a.d. le temps de mise en route et la faculté à faire varier sa puissance en fonction du temps. Ce temps de réaction dépend évidemment des caractéristiques du dispositif de stockage, mais aussi de l'électronique de puissance qui y est associé.

Un gros travail de R&D est actuellement fait pour augmenter les densités énergétiques pour les applications embarquées. Pour des applications stationnaires, les efforts visent à augmenter les capacités de stockage ; les puissances disponibles et à réduire les temps de réaction des dispositifs.

2. Les applications

Les dispositifs de stockage d'énergie peuvent être utilisés de cinq manières différentes :

- **Stabiliser** la fréquence, la tension et l'équilibre puissance active/réactive d'un réseau (power quality) (voir Figure 14)
- **Différer** la production électrique, écrêter la courbe de charge (energy managment, peak shaving). Cela permet de reporter des investissements en moyens de production et en renforcement de réseau.
- **Sécuriser** un réseau ou une installation (UPS, Uninterruptible Power Station)
- Réinjecter du courant dans un réseau en arrêt général (**black-start capability**)
- Faire la jonction entre l'arrêt et le démarrage de deux systèmes de production (**bridging power**).

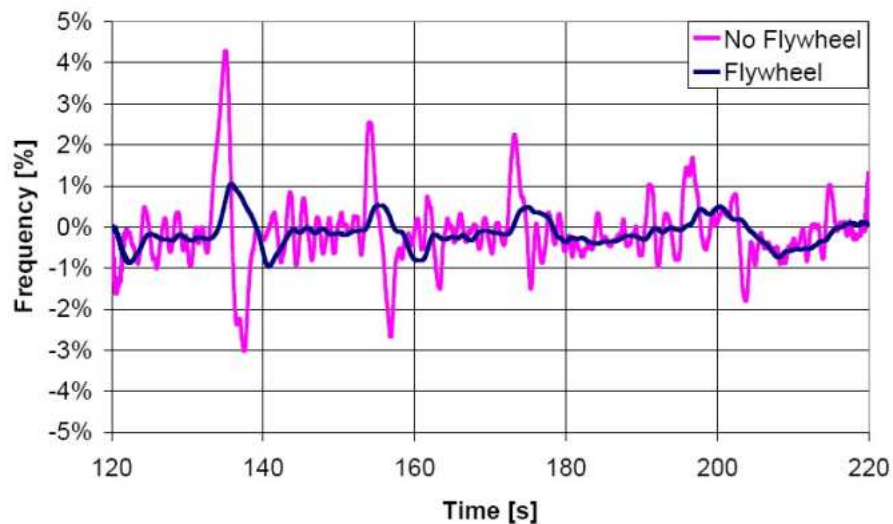


Figure 14 : exemple de stabilisation de la fréquence par un volant d'inertie sur un réseau électrique.

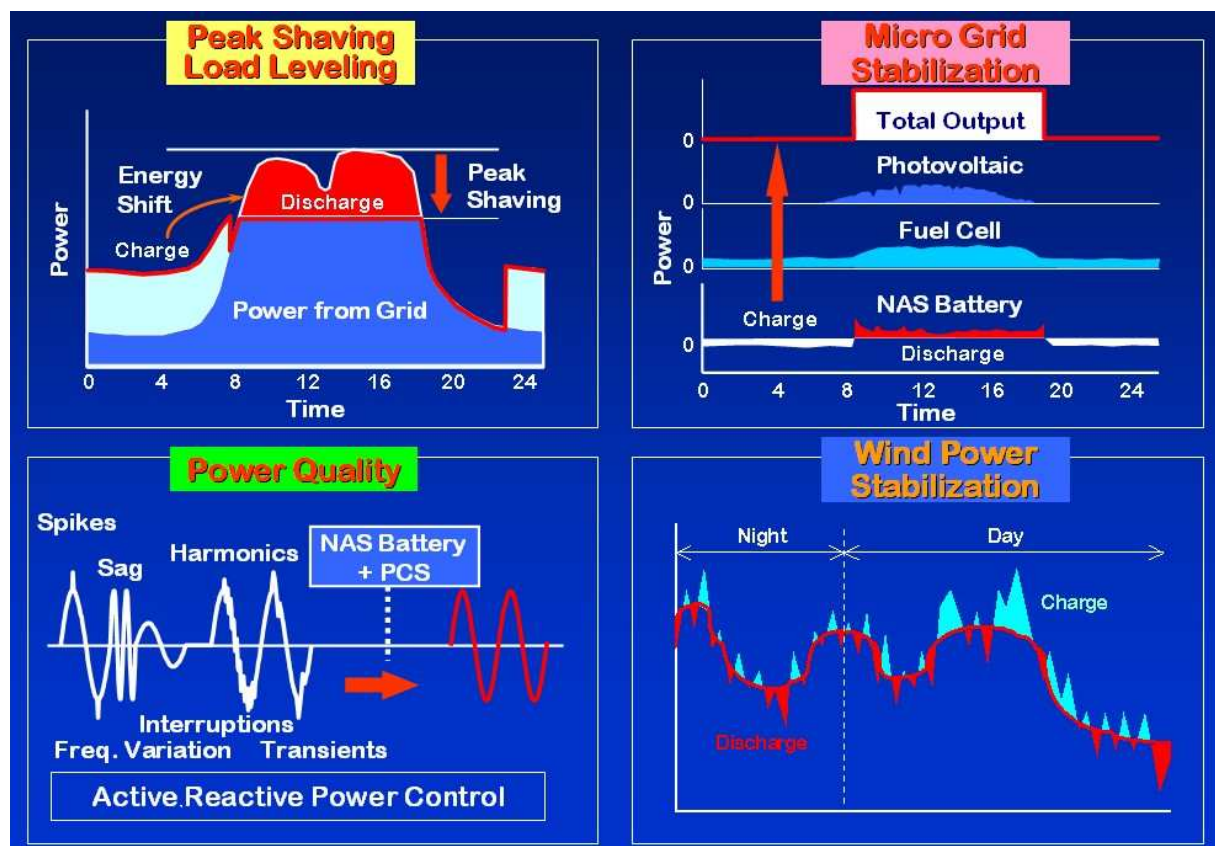


Figure 15 : exemple des "vertus" des batteries soufre/sodium qui ont un champ d'applications très large.

3. Les technologies

On peut stocker l'énergie électrique sous forme :

- Electrostatique (condensateur)
- Magnétique (aimant superconducteur)
- Thermique
- Chimique (batteries, H₂)
- Mécanique (air comprimé, hydraulique, volant d'inertie)

a) Air comprimé

La technologie d'air comprimé en caverne (CAES – Compressed Air Energy Storage) représente une technologie déjà relativement mature avec plusieurs réalisations de grande puissance

Le principe est de stocker l'énergie sous forme d'air comprimé, qui sera par la suite utilisé dans une turbine à gaz (TAG). En effet, une partie de l'énergie fournie par la turbine à gaz sert à compresser l'air en entrée de la turbine, ce qui fait baisser fortement le rendement de la turbine. En utilisant de l'air déjà comprimé, on augmente fortement la production de la TAG.

C'est une technique intéressante permettant de stocker des quantités importantes d'énergie, mais qui nécessite de posséder une source de gaz naturel et une TAG. Dans le cadre de la Réunion, cette technique est donc peu envisageable car elle favoriserait le développement et la dépendance envers une nouvelle source d'énergie fossile.

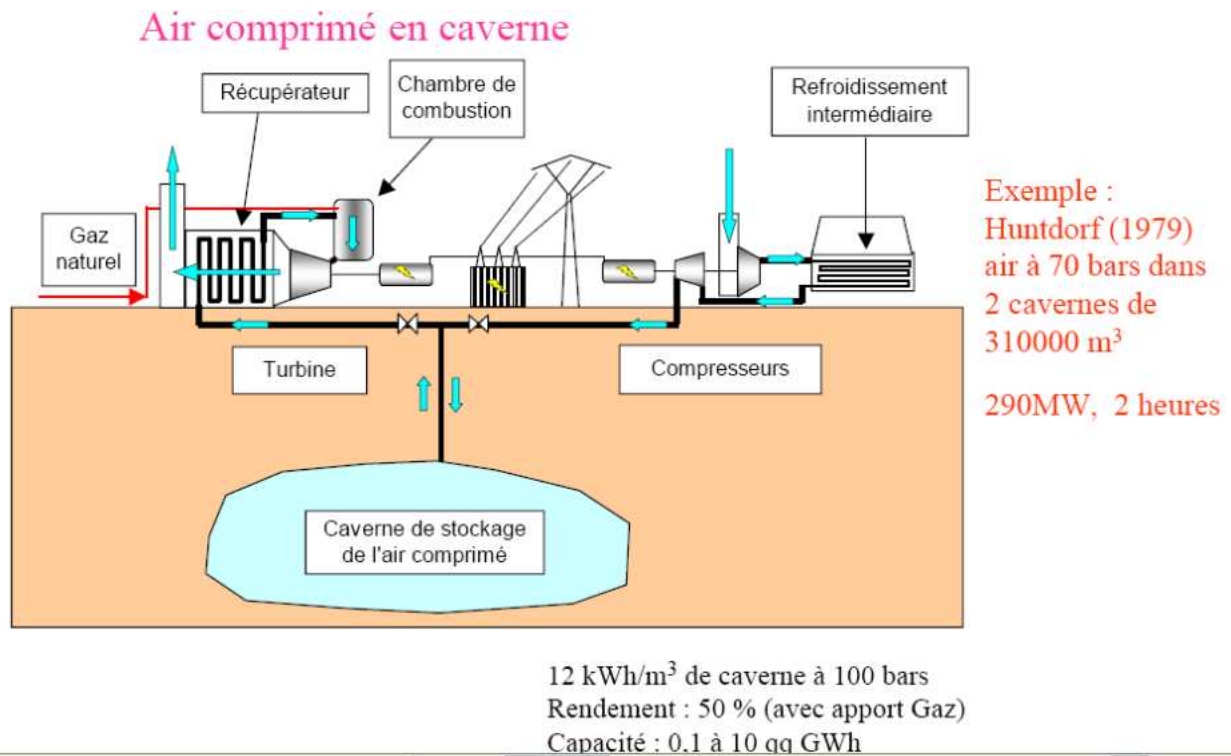


Figure 16 : principe d'une CAES (Compressed Air Energy Storage)

b) Les batteries

Les batteries ou accumulateurs électrochimiques tirent leur énergie d'un couple réducteur/oxydant.

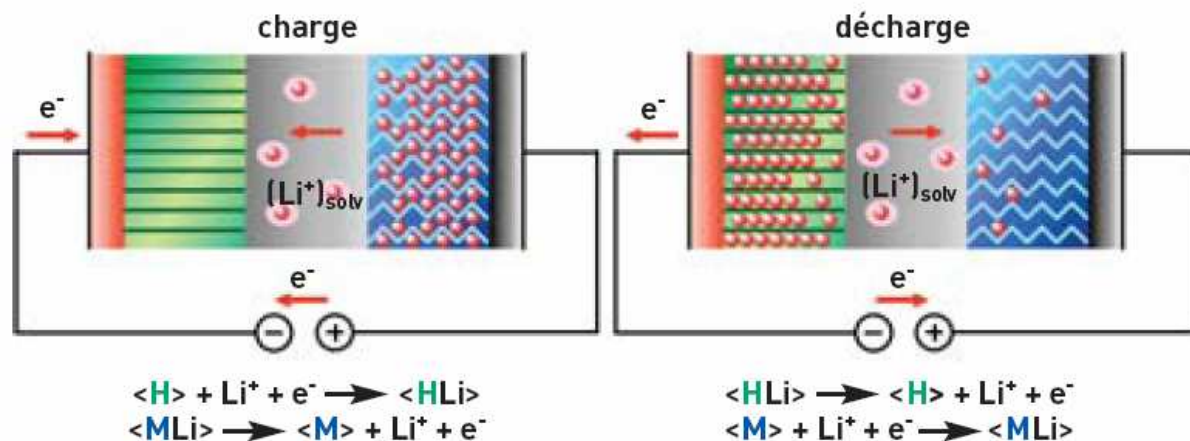


Figure 17 : principe de fonctionnement d'un accumulateur au lithium

Les technologies sont nombreuses (plomb-acide, Nickel-cadmium, Nickel-metal hydrures, sodium soufre...) et leurs principales qualités sont leur forte densité énergétique et leur maturité. Par contre, les inconvénients sont leur faible durée de vie (nombre de cycles limités) et la présence de métaux lourds dans leur composition.

		Pb-acide	Ni-Cd	Ni-MH	Lithium-ion	Li-polymère
english name		Lead-acid battery	Nickel Cadmium	Nickel-Metal Hydruce	Li-ion battery	Li-ion polymer
Densité massique	kWh/T	30	40-50	50-140	150-200	130
Densité volumique	kWh/m ³	20 à 50	60-75	90-150	250 à 500	300
Puissance	kW/kg		200	150-500		
Capacité réalisable	kWh	jusqu'à 40MWh				
Cycles admis		100 à 1000	> 1000	4500	>2000	
Rendement électrique		0,7-0,8	0,6 – 0,7		>0,9	
Profondeur de décharge admise		jusqu'à 0,3			jusqu'à 0,2	
Connaissance état de charge		Pas précis	Pas précis	Pas précis	Pas précis	
Auto décharge	%/mois		20	30		
Perte de capacité	%/an		5		20	>20
Maturité		+++	+++	++	++	+
Coût €/kWh		200-1000	600-2000		600-2000	
Coût €/kW		300-600	500-1500		1500-3000	
Remarques		Métaux lourds	Métaux lourds			
Effet mémoire		non	oui	oui	non	non
Constructeurs					SAFT HITACHI	Sanyo Toshiba, MicroTech

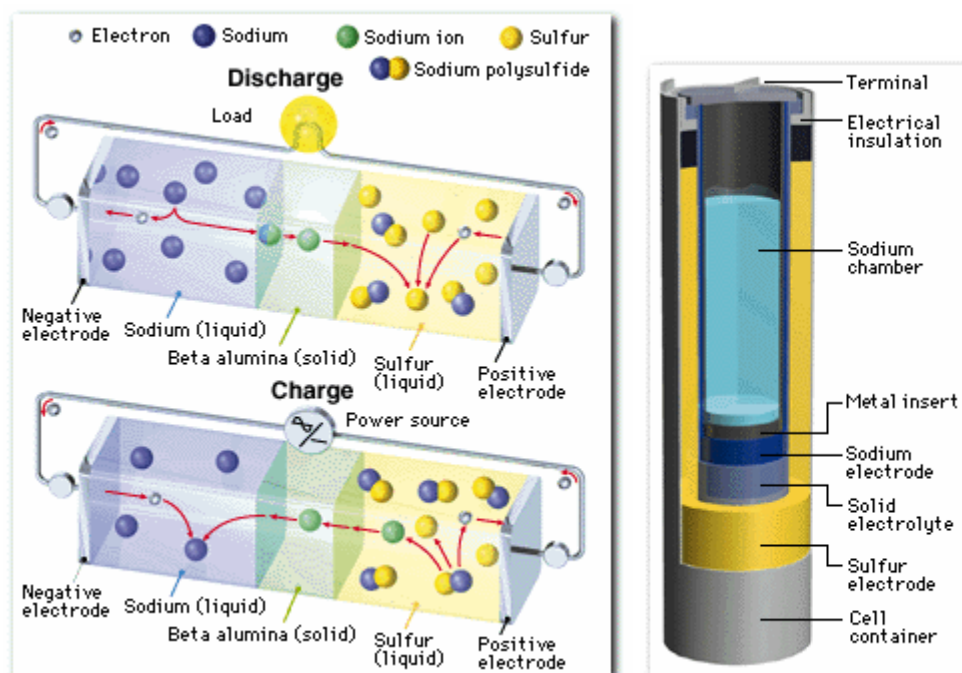
Tableau 3 : caractéristiques des principales techniques de batteries.

Les batteries sont généralement employées à petite échelle pour des sites ou des villages isolés, mais il existe des exemples de stockage à grande échelle assurant la sécurité électrique d'un réseau entier.



Figure 18 : exemple des stockage à grande échelle à batteries Pb-acide à Chino (Californie). Capacité: 40 MWh–10 MW. Coût: 200Euros/kWh ou 800 Euros/kW

c) Les batteries Sodium/Soufre



Les batteries sodium-soufre [29, 30] sont des batteries secondaires rechargeables travaillant à 350°. Une céramique spéciale conductrice du sodium et nommée beta-alumina est utilisée comme électrolyte solide, la décharge et la recharge d'électricité étant produites par le déplacement des ions positifs du soufre et des ions négatifs du sodium à travers l'électrolyte solide. La décharge autonome de ces batteries est extrêmement faible.

Cette technologie nécessite peu d'entretien, admet une décharge totale et un grand nombre de cycles. Les batteries au soufre sodium sont aussi très réactives (<1ms).

Cette technologie est commerciale depuis 2003. Les prix sont en diminution constante (1100\$/kWh en 2003, 300 en 2006).

À l'heure actuelle la plus grosse installation est celle de Hitachinka au Japon, qui peut fournir 10MW pendant 6h. Cette installation tient sur un terrain de 1000m².

d) Les batteries à circulation

La batterie à circulation (flow-battery) est une technologie récente de batteries chimiques où les électrolytes sont liquides. L'échange de protons se fait à travers une membrane échangeuse d'ions (comme dans les piles à combustible).

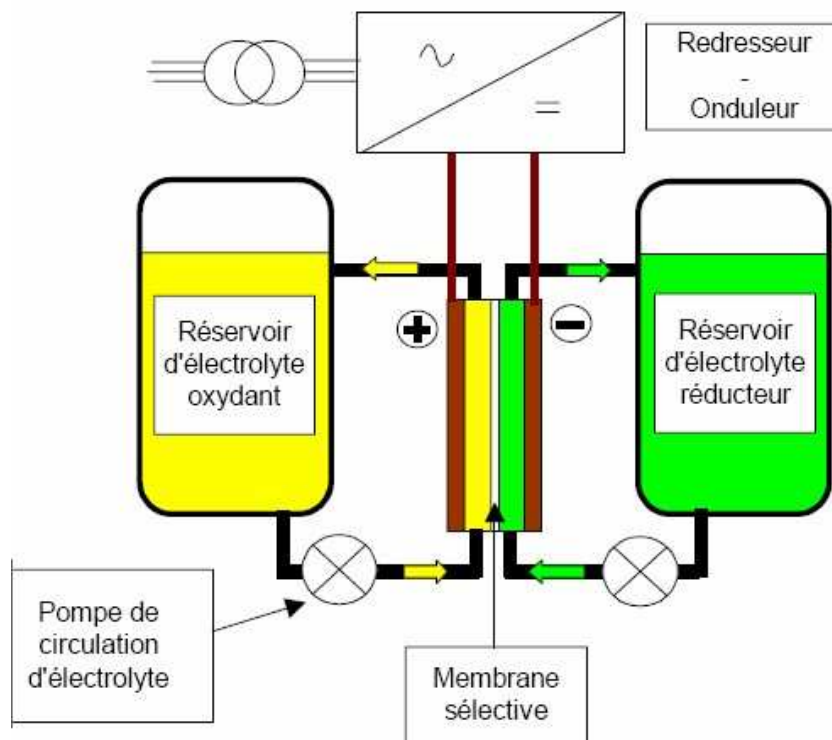


Figure 19 : principe de fonctionnement d'une batterie à circulation.

Par rapport à des technologies de batterie classique, les densités énergétiques sont comparables, mais il y a des avantages énormes :

- Il n'y a pas d'autodécharge

- On peut décharger la batterie jusqu'à 100% de sa capacité sans dommages pour ses éléments.
- Le nombre de cycles admis est plus important (plusieurs milliers, plusieurs dizaines de milliers pour le vanadium)
- Il y a une grande souplesse de dimensionnement d'un tel système. La capacité étant proportionnelle à la taille des réservoirs et la puissance proportionnelle à la taille des cellules.
- Les technologies employées sont moins polluantes (pas de métaux lourds)

Aujourd'hui le marché est dominé par la technologie au Vanadium [31], elle présente un avantage non négligeable ; ces deux électrolytes sont composées du même élément chimique, elle ne subit donc pas de contamination, source principale d'usure de toutes les batteries.

		NaS	PSB	VRB	Zn-Br
english name		Sodium sulfur battery	Polysulfide Bromide Battery	Vanadium	Zinc Bromine
Densité massique	kWh/T	100-120		110-120	75-85
Densité volumique	kWh/m ³	150-180		14-22	
Puissance		1-8 MW (bientôt 30)		kw to 10MW	MW
Capacité réalisable		kWh – MWh		kWh- Mwh	kWh -Mwh
Cycles admis	à 80% de décharge	4500 à 5500		10000	2000
Rendement électrique		>0,75		0,7- 0,75	
Autodécharge		non	non	non	non
temps de réaction		<ms		<s	
Profondeur de décharge admise		jusqu'à 0	jusqu'à 0	jusqu'à 0	jusqu'à 0
Coût €/kWh		300		350-700	
Coût €/kW		2000		3500	
maintenance	€/kWh			0,001	
Remarques		fonctionne à 300-350°C			
Constructeurs		NGK		VRB power systems, Cellenium company limited	ZBB, Premium Power

Grâce à sa rapidité de réaction et des puissances réalisables, le spectre d'utilisation de ce genre de technologie est assez vaste. Elle est tout à fait adaptée pour assurer l'autonomie énergétique de petits systèmes, réguler la production d'un parc éolien, mais aussi écrêter la courbe de charge ou stabiliser en fréquence et tension un réseau.

e) Les volants d'inertie

Les volants d'inertie (flywheel) sont des moyens de stockage mécanique. Une masse tournante en lévitation magnétique tourne sur elle-même dans une enceinte sous vide. Cette masse peut être couplée avec une très grande rapidité à un alternateur et restituer ainsi l'énergie accumulée sous forme cinétique.

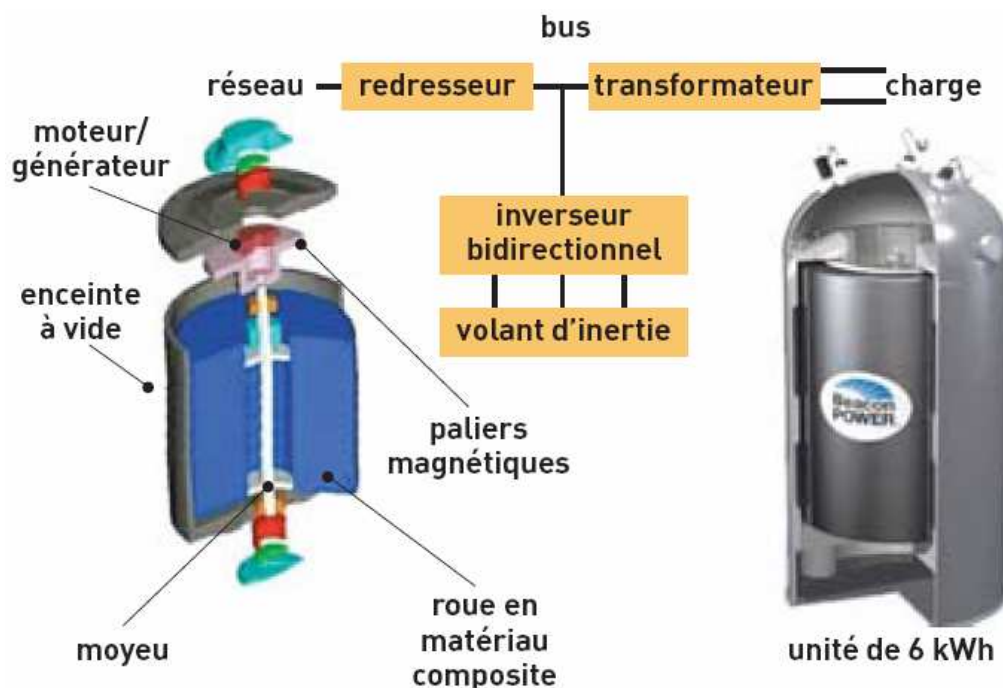


Figure 20 : structure (à gauche) d'un volant d'inertie de la société Beacon (à droite)

		High speed flywheel	Low speed flywheel
Densité massique	kWh/T	10-100	<20
Densité volumique	kWh/m ³		
Puissance	kW	qq. 100kw	kW à MW
Capacité réalisable	kWh		kWh à 10 kWh
Temps de réaction		<s	<s
Cycles admis			>100000
rpm		40000	7000
Rendement électrique		>0,9	>0,9
Autodécharge		oui	oui
Connaissance état de charge		oui	oui
Maturité		-	++
Coût €/kWh			300
Coût €/kW			300
Remarques		encore en développement	
Utilisations		UPS, générer courant DC, protéger les batteries	
Constructeurs		Beacon, Active Power, Pentadyne, Vycon	

Cette technologie permet de stocker des capacités moyennes mais peut permettre de délivrer de fortes puissances. On utilise donc ces dispositifs dans trois principales utilisations :

- Bridging power. En cas de panne, le volant d'inertie peut prendre le relais le temps d'allumer un groupe de secours.
- Protéger (et donc optimiser le temps de vie) des systèmes de stockage de batteries en lissant les pointes ou les creux de tension les plus violents.
- Sert de stockage pour des petits systèmes.
- Dernièrement des stations de plusieurs volant d'inertie ont été mises en service pour stabiliser la tension et la fréquence d'un réseau.

Enfin, on notera le développement de volant d'inertie à haute densité. Ils sont moins pesants mais tournent plus vite. Ils ont donc comme leur nom l'indique une plus grande densité énergétique. Ils semblent être destinés à des applications nécessitant des temps de décharge plus longs. Leur prix reste encore prohibitif.

f) Les supercapacités

Une supercapacité est un condensateur de technologie particulière. La majorité des supercondensateurs commercialisés sont réalisés selon le procédé double couche électrochimique d'où le sigle anglo-saxon EDLC (electrochemical double layer capacitor). La très forte capacité des supercondensateurs provient d'une surface très importante réalisée par un dépôt de charbon actif (3000 m² par gramme) sur un film en aluminium. Les deux électrodes ainsi constituées baignent dans un électrolyte aqueux ou organique. Les charges électriques sont stockées à l'interface électrode - électrolyte.

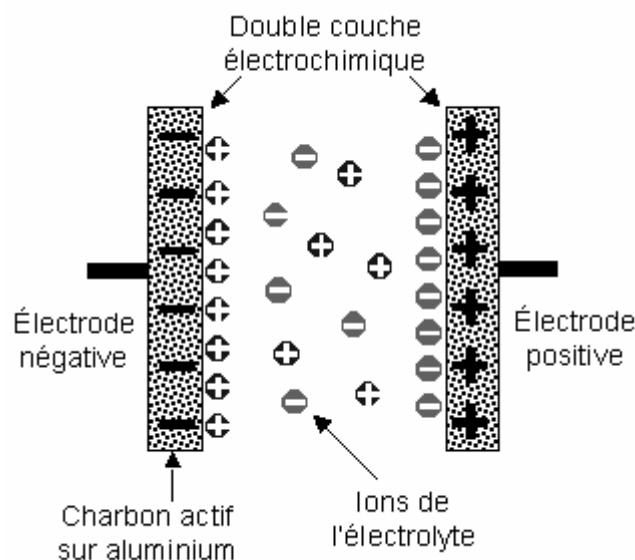


Figure 21 : structure d'un supercondensateur.

Double-layer
capacitors

Pseudo Capacitor

Densité massique	kWh/T	0,1 à 10
Densité volumique	kWh/m3	6 à 8
Densité de puissance	kW/kg	3 à 6
Capacité réalisable	kWh	s
Constante de temps		
Cycles admis		infini
Rendement électrique		>0,95
Autodécharge		
Connaissance état de charge	oui	
Maturité		
Coût €/kWh		
Coût €/kW		
Remarques	se charge avec une tension variable, pas de maintenance, se charge rapidement, pas de polluant	
Utilisations	Load-leveling and Uninterruptible Power Systems (UPS), prolonge la vie des batteries classiques	
Constructeurs	saft, NESS, ESMA, PowerCache (Maxwell), ELIT, PowerSystem Co.	

Tableau 4 : caractéristiques techniques des supercondensateurs

Tout comme les volants d'inertie, cette technologie permet d'obtenir des dispositifs avec de fortes puissances mais de faible capacité. Les applications sont donc limitées à des applications nécessitant de fortes puissances mais sur des temps courts.

- Bridging power. En cas de panne, le volant d'inertie peut prendre le relais le temps d'allumer un groupe de secours.
- Protéger (et donc optimiser le temps de vie) des systèmes de stockage de batteries en lissant les pointes ou les creux de tension les plus violents.
- Stabiliser f et v

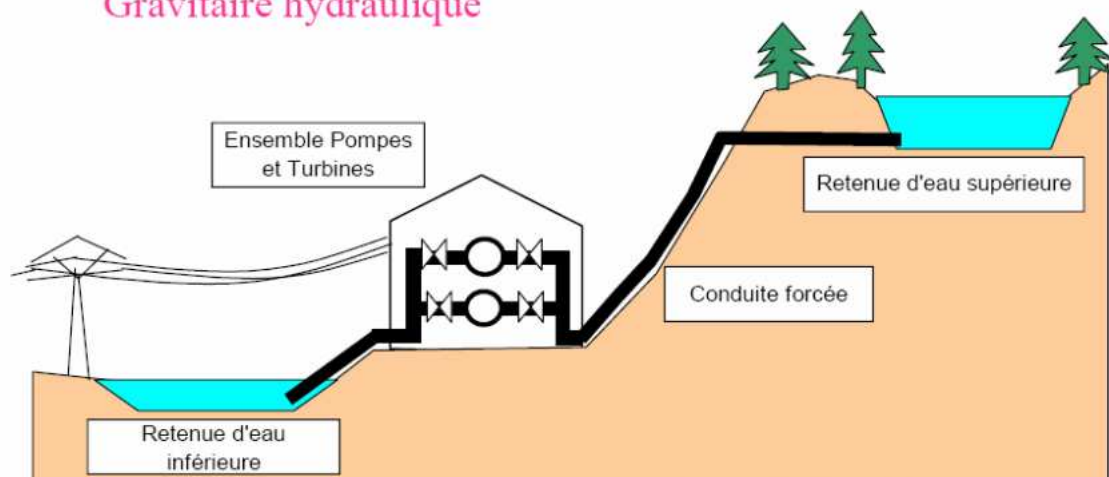
Les avantages de cette technique, sont sa robustesse (se charge sous n'importe quelle tension), sa réactivité et sa durée de vie. Les gestionnaires de réseau tendent à systématiser leurs utilisations comme renforcement de réseau.

g) Les STEP (Station de Transfert d'Energie par Pompage)

Le stockage gravitaire utilise l'énergie potentielle de l'eau entre deux hauteurs comme moyen de stockage.

On a généralement, une retenue d'eau supérieure et inférieure. On pompe quand on veut stocker, on turbine pour utiliser l'énergie stockée.

Gravitaire hydraulique



1 kWh/m³ pour une chute de 360 m
 Rendement : 65 à 75 %
 Capacité : 1 à qq 100 GWh
 Puissance : 100 à 1000 MW

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

Données et dessins Jacques RUER, SAIPEM

Cette technique a une densité énergétique plutôt faible (1kWh pour 1m³ avec 360 m de chute), mais possède de forts avantages :

- Peut réutiliser les barrages existants.
- Les quantités d'énergie stockables sont énormes par rapport à toutes les autres technologies de stockage.
- La technologie est éprouvée
- On peut faire varier la puissance des turbines et maintenant des pompes (pompes à vitesse variable) avec une grande facilité et rapidité.

On utilise généralement ce genre de dispositif pour pomper pendant les heures creuses pour par la suite turbiner pendant les heures de pointe (peak shaving). Mais récemment, avec l'arrivée des pompes à vitesse variable, le spectre d'utilisation de ce genre de dispositif a évolué et on le destine de plus en plus aussi à stabiliser la fréquence et la tension d'un réseau [1, 2, 3]. En Autriche un autre projet vise à utiliser un réseau de STEP équipé de pompes à vitesse variable pour à la fois stabiliser le réseau et absorber l'énergie provenant des parcs éoliens.

h) L'hydrogène

L'hydrogène s'obtient par hydrolyse de l'eau, et est restituée grâce à une pile à combustible (PAC).

Il existe plusieurs technologies d'hydrolyseurs [18] et de PAC [19]. Chacune possédant des avantages et des inconvénients. Ces technologies sont décrites plus en détails dans le rapport de Julie Lallemand.

Cette technologie est très prometteuse. L'hydrogène a en effet une densité énergétique très élevée et permettrait donc de stocker d'importantes quantités d'énergie.

Pour l'instant cette technologie souffre de deux principaux inconvénients :

- le faible rendement du processus hydrolyseur-stockage-PAC qui atteint aujourd'hui 20-25%
- du prix, de la puissance limitée et de la faible durée de vie des PAC

Souvent sous les projecteurs, on attend beaucoup de cette technologie qui n'a pas encore malheureusement fait ces preuves [15].

i) Le stockage magnétique

Le SMES (Superconducting Magnet Energy Storage) est une bobine supraconductrice court-circuitée sur elle-même. Elle permet de stocker de l'énergie sous la forme magnétique ($E = \frac{1}{2} L I^2$).



Figure 22 : exemple de SMES de la firme ACCEL ($W_s=600\text{Wh}$, $P= 200$ à 800kW)

Parmi les avantages indiscutables du SMES il y a:

- Un temps de réponse très court
- Opération de charge et décharge rapide et pas limitée en fréquence
- Décharge totale sans problèmes
- Contrôle des puissances actives ou réactives
- Haut rendement
- Longue durée de vie
- Pas de problèmes environnementaux, les champs magnétiques parasites pouvant être évités avec une géométrie adéquate.

Il faut cependant nuancer par:

- Courant très élevés (électronique de puissance)
- Quantité d'énergie réduite
- Investissement élevé
- Maintenance complexe

		SMES
Densité massique	kWh/T	
Densité volumique	kWh/m ³	2,75
Densité de puissance	kW/kg	1 à 10
Capacité réalisable	kWh	0,5
	MW	0,2 - 0,8
Constante de temps		s
Cycles admis		
Rendement électrique		0,95
Autodécharge		0,1%/h
Connaissance état de charge		oui
Coût €/kWh		
Coût €/kW		
Remarques		nécessite d'électronique de puissance et de cryogénie
Utilisations		
Constructeurs		ACCEL, HARC

j) Le stockage thermique

Il existe toute une gamme de techniques pour stocker l'énergie sous forme thermique. Nous ne les décrirons pas toutes ici, vu qu'elles ne sont pas encore arrivées à maturité.

Stocker de la chaleur pour produire de l'électricité pose généralement deux problèmes :

- il faut avoir une source chaude avec une température la plus haute possible pour avoir une grande efficacité de conversion en électricité.
- Stocker à haute température implique de plus fortes pertes thermiques

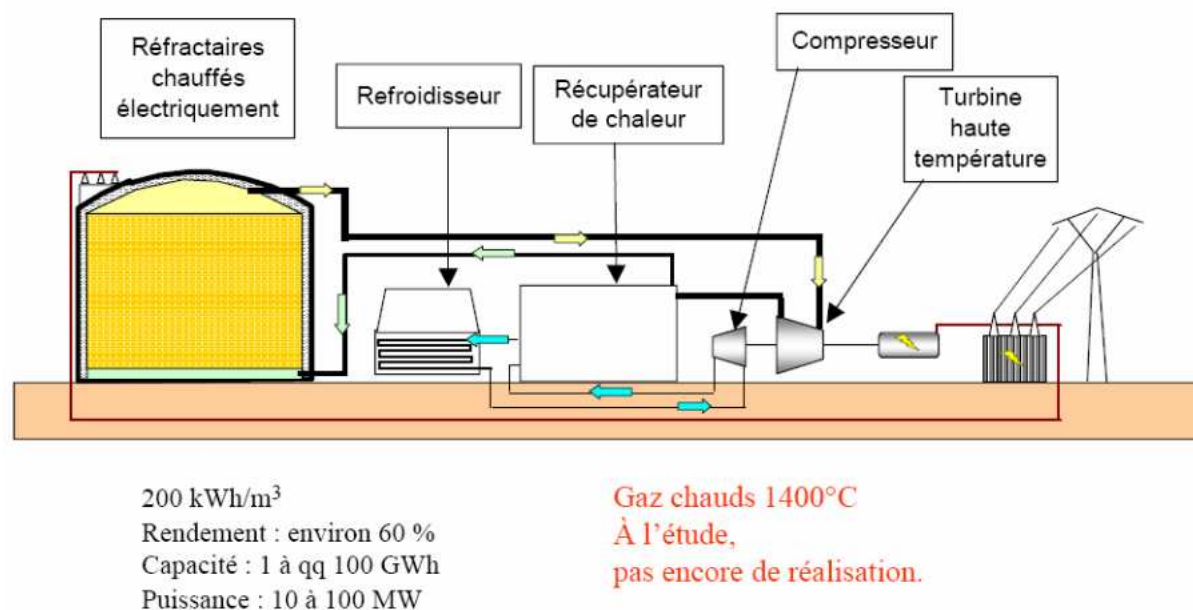


Figure 23 : exemple de stockage thermique

4. Synthèse

La table ci-dessous reprend les caractéristiques principales des différentes technologies.

	Hydraulique gravitaire	Air comprimé	Batteries électrochimiques (Pb)	Batteries à circulation	volant d'inertie	supercapacité	SMES	H2
Puissance	10MW - 2GW	100MW - 1GW	1kW - 10MW	100kW - 10MW	1kW - 1 MW	1kW - 100kW	~ 100kW	1kW - 200kW
Capacité	100MWh - ...	100 à 10000 MWh	0,1 à 40 MWh	10 à 100MWh	~ kWh	~ 100Wh	~ 500Wh	?
Rendement	0,6 à 0,8	0,50	0,75	0,7 - 0,8	0,80	>0,9	>0,9	0,25
Cycles admis	>10000	?	100 - 1500	2500 - 10000	>10000	>10000	>10000	?
Réactivité	min	?	ms	ms	ms	ms	ms	?
Maturité	+++	+++	+++	+ / ++	++	++	++	- / +

Tableau 5 : principales caractéristiques des différentes technologies de stockage. +++ signifie « commercial et la technologie évolue peu », ++ « commercial mais la technologie évolue vite », + « démonstration », - « développement ».

Si on représente graphiquement l'énergie stockée par rapport à la puissance réalisable, on obtient le graphique ci-dessous. Chaque moyen de stockage a donc des caractéristiques bien différentes. Plus le moyen de stockage évolue, plus il tend à accroître sa plage d'utilisation.

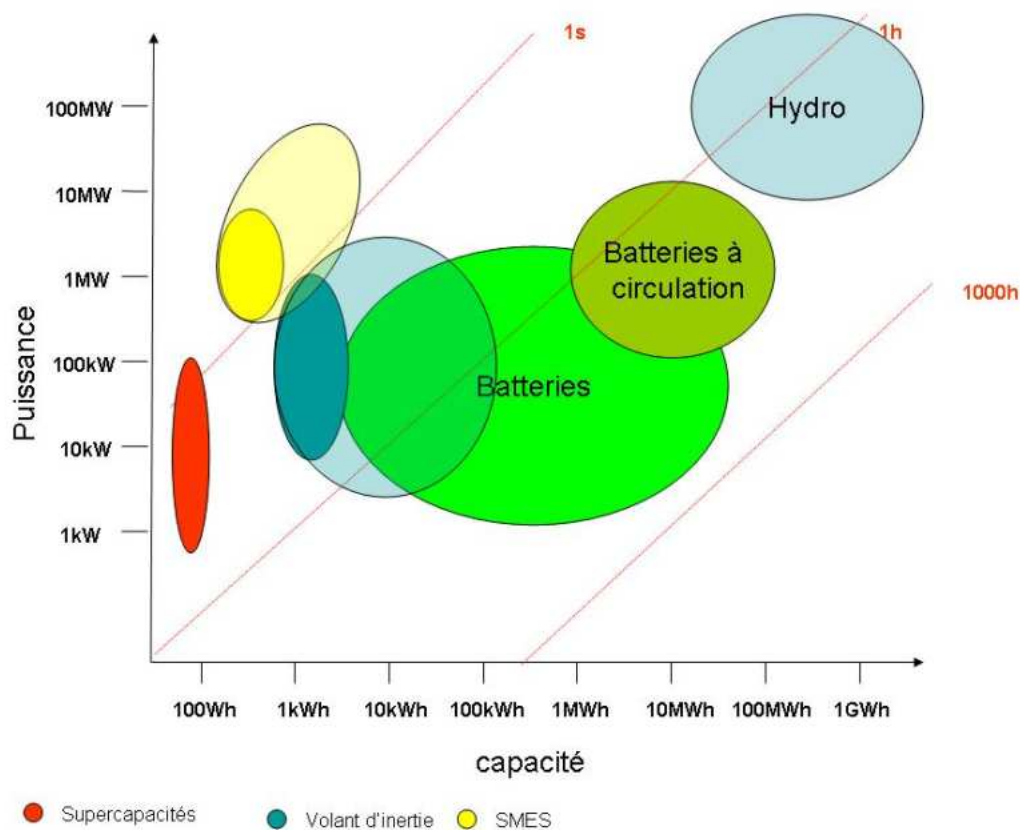


Figure 24 : tableau récapitulatif des capacités et puissances des principales techniques de stockage énergétique.

Si on tente de faire correspondre les applications avec technologies, il faut non seulement tenir compte des caractéristiques de puissance et d'énergie stockée mais aussi de temps de réaction. On entend par temps de réaction, le temps nécessaire au moyen de stockage pour délivrer de l'énergie. Ce temps peut varier de la ms pour des supercapacités ou des SMES à quelques minutes pour l'hydraulique.

	Puissance	Temps de décharge	Temps de réaction	Fréquence d'utilisation	technologies
Différer/ Ecrêter	MW	h	min	journalier	• Batteries à circulation • NaS • Air comprimé • Hydraulique
Stabiliser f et V	kW - MW	s	ms	Plusieurs fois par jour	• Supercapacités • SMES • NaS

					• Batteries • Volant d'inertie
UPS	kW - MW	min	ms	occasionnel	• Batteries à circulation • NaS • SMES • Batteries • Volant d'inertie
Sites isolés	kW	j	s	journalier	• Batteries à circulation • NaS • Batteries

5. Système centralisé ou décentralisé ?

Dans un réseau on peut s'interroger sur l'emplacement à donner au dispositif de stockage. On peut parler de système centralisé si le stockage se trouve en amont du réseau électrique (au niveau de la production et du réseau de transport) ou de système décentralisé si on préfère installer le stockage près de l'utilisateur final.

Le système centralisé présente l'avantage de profiter de l'effet de foisonnement des utilisateurs et sera donc (proportionnellement) de taille réduite. De plus le nombre de stockage à envisager et donc de sites à maintenir sera réduit.

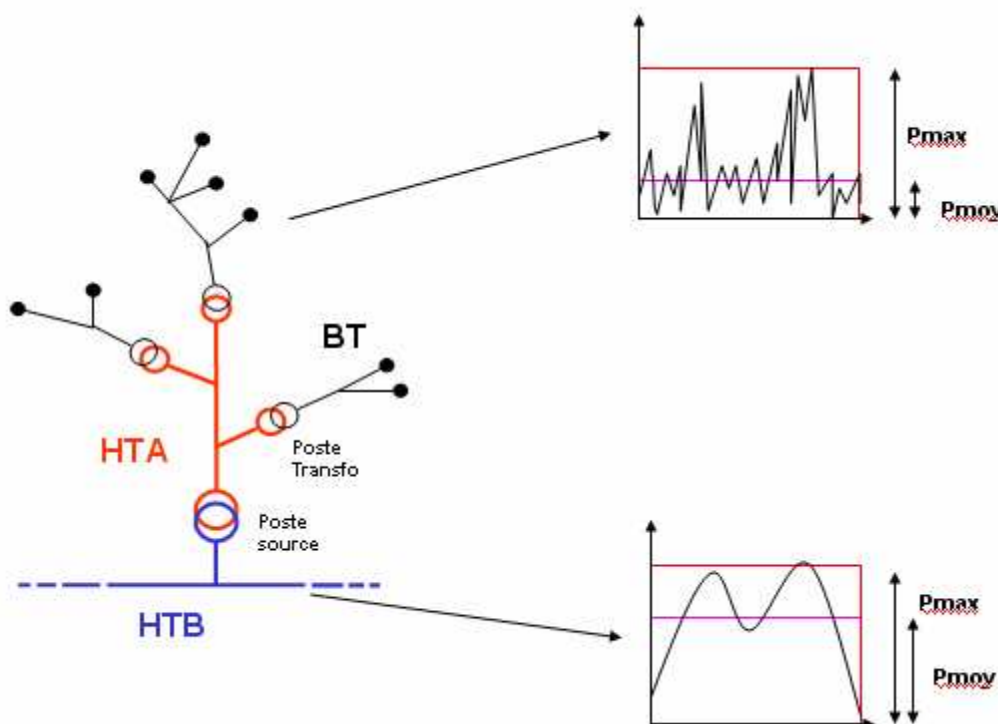


Figure 25 : schéma représentant les réseaux l'arborescence des réseaux HTB, HTA et BT ainsi que les courbes de charge types associées. Les variations de puissance sont proportionnellement plus fortes proches de l'utilisateur final.

Le système décentralisé présente lui l'avantage, en écrêtant la courbe de charge chez le consommateur, de réduire les investissements sur tout le réseau en amont. (De manière générale, il faut retenir que **le stockage énergétique évite des**

investissements en renfort de ligne en amont de celui-ci et pas en aval). Pour le consommateur final, ce stockage peut aussi accessoirement lui servir de système électrique de sécurité. En contrepartie, le consommateur final peut avoir une consommation électrique très irrégulière, il va donc lui falloir proportionnellement un stockage beaucoup plus important que si le stockage était centralisé. Autre grande règle un peu intuitive, **à besoins identiques, une consommation d'énergie irrégulière va nécessiter un plus grand stockage (en terme de capacité et de puissance) qu'un consommateur plus régulier** [5].

On s'aperçoit donc que le choix de l'emplacement du stockage énergétique devient donc la recherche d'un optimum entre :

- prix du renforcement du réseau électrique
- prix du stockage énergétique

Dans le réseau français, tel qu'il est construit et organisé, on peut grossièrement envisager trois emplacements pour le stockage électrique [7] :

- au niveau des postes sources (au niveau du réseau de transport de manière générale)
- au niveau des transformateurs HTA/BT
- chez le client final

6. Les coûts

a) Les coûts du dispositif

Il est dur d'estimer les coûts d'un dispositif de stockage et encore plus de les comparer.

Le prix d'un dispositif de stockage dépend à la fois de la puissance (€/kW) et de l'énergie stockée (€/kWh). Souvent le rapport W/P est imposé par le dispositif (batteries, NaS ...), mais la plus part du temps ces deux paramètres sont décorrélés (gravitaire, H2, batteries à circulation...). Par exemple pour une batterie à circulation, la puissance du dispositif est proportionnel à la surface de la membrane échangeuse d'ions, et la capacité de stockage au volume des réservoirs.

Pour l'hydraulique gravitaire, la configuration des sites, leur éloignement etc... font qu'il est très dur d'avoir un prix moyen de l'ouvrage.

Pour certaines technologies, les prix évoluent très vite. Des technologies comme les batteries NaS ou à circulation ont des prix qui diminuent régulièrement tous les ans.

Enfin le prix peut varier en fonction de l'électronique de puissance qui y est associé.

Le tableau ci-dessous issu de l'Energy Storage Association donne une première estimation des prix actuels des différentes technologies disponibles.

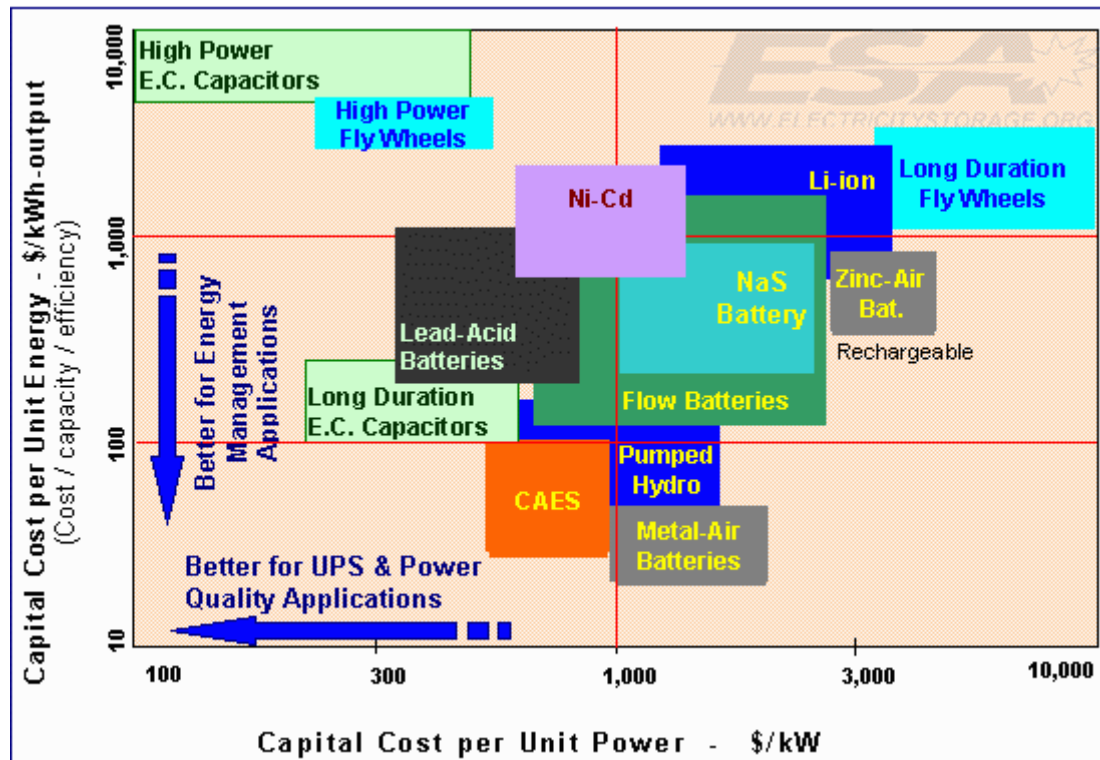


Figure 26 : diagramme 2D représentant les coûts d'un dispositif de stockage en fonction de ses prix unitaires \$/kW et \$/kWh

b) Coût du kWh stocké

Le coût du kWh stocké va dépendre de plusieurs critères :

- La durée de vie du dispositif
- La profondeur de décharge admise
- Du nombre de cycles admis (souvent fonction de la profondeur de décharge où on utilise le dispositif)
- Du rendement du dispositif de stockage
- Du prix de l'énergie

En s'inspirant de la méthode TEC (Taux en Enrichissement en Capital) développé par Bernard Chabot à l'ADEME, on peut essayer d'exprimer le CGA (Coût Global Actualisé) du kWh stocké.

Soit :

- E_a l'énergie stockée annuellement
- W la capacité nominale du dispositif
- P sa puissance
- I son coût initial
- N_c le nombre de cycles admis
- $\%DOD$ la profondeur de décharge
- r le rendement

- C_e / le coût de l'électricité

La durée de vie du système « n » en années peut s'exprimer de la manière suivante :

$$n = E_a / (N_c \cdot W \cdot \%DOD)$$

Cette durée de vie du système sera utile pour calculer le taux d'actualisation du système $K_a(n,a)$.

Maintenant on peut ramener l'investissement total par rapport à la capacité du stockage. On définit alors le coût unitaire du kWh I_w en €/kWh.

$$I = I_w \cdot W$$

$$\text{Or } CGA = I (K_a(n,a) + K_{em}) / E_a + C_e / r$$

On aura donc :

$$CGA = I_w \cdot n \cdot (K_a(n,a) + K_{em}) / N_c \cdot \%DOD + C_e / r$$

Généralement on trouve plutôt l'expression suivante qui est similaire mais qui ne tient pas compte du taux d'actualisation des coûts d'entretien et de main d'œuvre.

$$CG = I_w n / N_c \cdot \%DOD + C_e / r$$

7. Conclusion

Ce tour d'horizon permet donc de se rendre compte, non seulement de l'étendue et de la diversité des technologies de stockage énergétique mais aussi des services qu'il peut rendre.

En dehors des sites isolés et des systèmes de sécurité, en simplifiant les choses, on peut distinguer deux applications :

- Différer la consommation ou la production
- Limiter et stabiliser les flux d'énergie dans les différents éléments du réseau

Respectivement le stockage peut donc éviter :

- D'installer et d'utiliser des moyens de production de pointe
- De renforcer le réseau

Technologie	Lisser	Différer	Sites isolés
Batterie	✗	✗	✓
NaS	✓	✓	✓
Batterie à circulation	✓	✓	✓
Supercapacité	✓	✗	✗
H2	?	?	✓
Hydraulique	✗	✓	✗
SMES	✓	✗	✗
Volant d'inertie	✓	✗	?

Tableau 6 : récapitulatif des technologies et de leurs champs d'application.

Le stockage d'énergie peut donc, et va sûrement dans un futur proche, changer la manière de produire, transporter et de distribuer l'énergie électrique.

Pour pouvoir stocker de grosses quantités d'énergie et être compétitifs, il faut posséder un moyen de stockage économique, de grande capacité, avec un bon rendement et une faible autodécharge. A cause de cela, pour l'instant seul l'hydraulique gravitaire s'est développé. Mais attention, d'ici peu des technologies comme les batteries à circulation ou la batterie NaS peuvent elles aussi être compétitives.

Pour garantir la qualité du signal et donc réguler les flux d'énergie, le rendement, l'autodécharge et le prix (ramené au kWh) du dispositif importent moins. On recherche plutôt des dispositifs très réactifs et admettant un grand nombre de cycles. Beaucoup de systèmes se développent dans ce sens. Généralement le coût du système de stockage est compensé par des économies de renforcement de réseau.

COUPLAGE EOLIEN/STOCKAGE D'ENERGIE.

1. Avant-propos

L'ARER s'intéresse au stockage de l'énergie provenant des éoliennes. Le sujet du stage initial visait à étudier comment stocker l'énergie d'un parc éolien sous forme hydraulique ou H₂. Julie Lallemand et Sophie Tison ont traité ce sujet. Ceci est techniquement faisable mais économiquement irréalisable.

Pour ne pas rester sur une impasse, j'ai décidé, sur le temps que l'encadrement me laissait, de reprendre le sujet à la base. Après le tour d'horizon sur les technologies de stockage, je me doutais qu'il y aurait sûrement plus à faire du côté de la qualité du signal que du transfert de charge. J'ai donc décidé d'approfondir la problématique de l'insertion des éoliennes dans le système électrique et de voir les solutions à apporter.

2. Influence des éoliennes sur la stabilité du réseau et la qualité du signal électrique

La majeure partie des informations décrites ici proviennent de la thèse de Pedro Rosas intitulée "Dynamic influence of wind power on the power system".

a) Les variations de tension (flicker)

L'énergie réactive est une des notions les plus abstraites en électricité. Par définition, l'énergie active est celle qui fournit l'énergie dans nos maisons, qui allume les lampes ou fait tourner les moteurs. L'énergie réactive qui dérive du déphasage entre courant et tension est souvent considérée comme la partie inutile du courant alternatif mais est fondamentale car elle sert à maintenir le champ magnétique dans les bobines des moteurs ou des transformateurs.

Mesuré en Volt-Ampère pour les différencier des Watts (puissance active), l'équilibre entre puissance active sur puissance réactive à 0,8 (ou encore $\cos\varphi=0,8$)

Grossièrement on peut dire que tout circuit électrique peut être ramené à un système d'impédance Z comportant une composante réelle (les résistances) et complexe (les capacités et les inductances). L'énergie active est sensible à la partie réelle de l'impédance, par contre l'énergie réactive à celle complexe. Toute variation du rapport entre puissance réactive et active se traduira donc par une chute de tension.

Ce phénomène bien connu qui se traduit chez soi par le scintillement des lampes à incandescences est appelé flicker.

Les éoliennes possédant une génératrice asynchrone et donc un stator à bobine inductrice sont sujettes aux variations brutales du rapport puissance active/réactive lui-même dépendant des irrégularités du vent, des défauts propres à l'éolienne (passage des pâles devant le mât surtout) et aux opérations de maintenance et de fonctionnement de l'éolienne (mise en arrêt et en marche).

b) Les variations de puissance

Plus facilement intelligibles, les variations de puissance des éoliennes dérivent directement des fluctuations du vent ou des irrégularités des machines.

c) Influence de la taille du nombre de machines

On considère généralement que les variations de puissance ou de tension varient en $1/n$ ou n est le nombre d'éoliennes d'un parc. Evidemment ceci est un cas idéal, les éoliennes ne sont pas forcément totalement indépendantes.

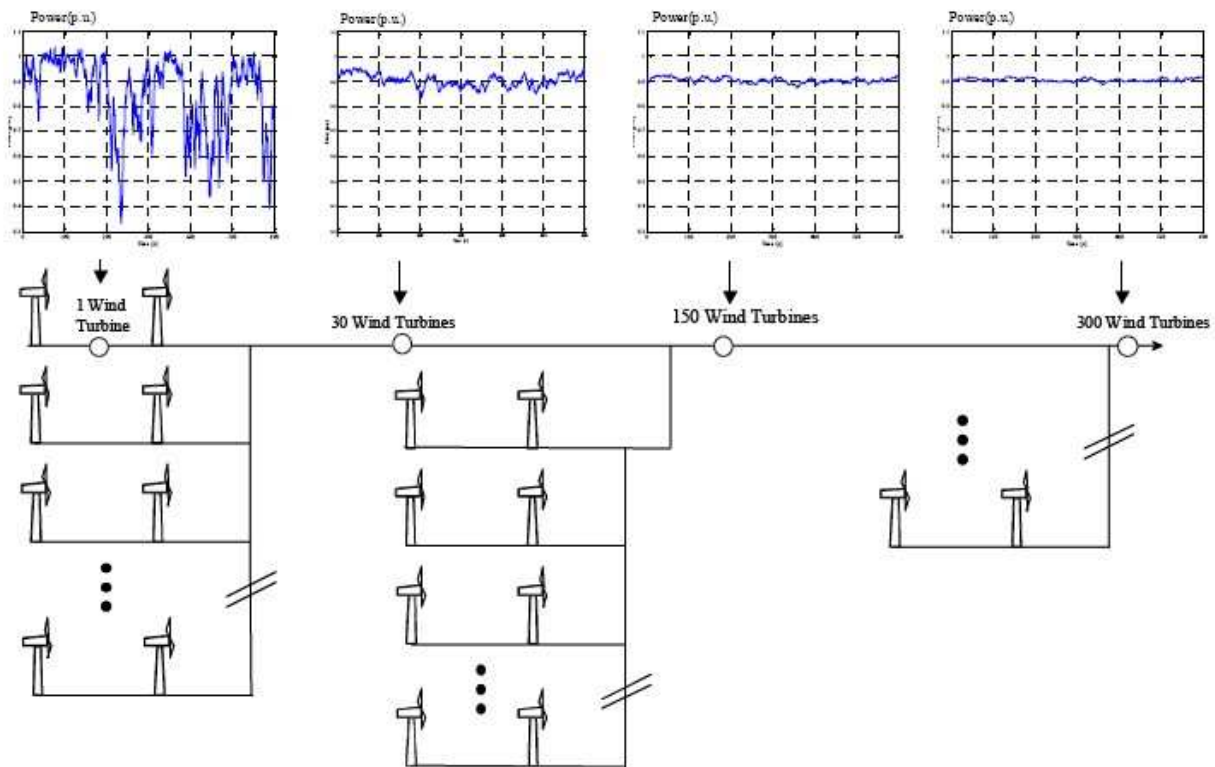


Figure 27 : Les graphiques présentés sur cette figure représentent les fluctuations de tension d'un parc éolien de 1, 30, 150 et 300 éoliennes (resp. gauche à droite).

d) Problèmes soulevés par les fluctuations de puissance et de tension

Dans un réseau de grande taille, où la proportion des éoliennes est faible ($<10\%$), seule les variations de $\cos\phi$ perturbent le plan de tension au niveau du parc éolien.

Dans un réseau de petite taille, tous les groupes participant au réglage primaire n'ont pas assez de réserve pour amortir les variations de puissance des éoliennes. Dans ce cas là, les fluctuations de puissance des éoliennes peuvent donc perturber le plan de tension du réseau mais aussi la fréquence du réseau (via le réglage secondaire).

A la Réunion, le taux de pénétration de l'éolien est très faible, les éoliennes ne peuvent pas perturber la fréquence du réseau mais perturbent localement le plan de tension. Il est difficile d'évaluer cette influence, cela dépend à la fois du site, du réseau et des machines.

3. Exemples de couplage éolien/stockage d'énergie

a) Le projet Utsira (Utility System In Remote Area)

L'exemple le plus intéressant de projet de couplage éolien/H₂ est celui de l'île d'Utsira [22, 23, 24, 25, 26] en Norvège où 220 habitants sont alimentés par ce système. Le dispositif a été mis en service en 2004 pour une durée de deux ans.

La consommation de l'île est d'environ 3500 MWh/an, les habitants connectés à la station ont un pic de consommation d'environ 50 kW, la pointe de consommation en hiver étant de l'ordre de 900 kW.

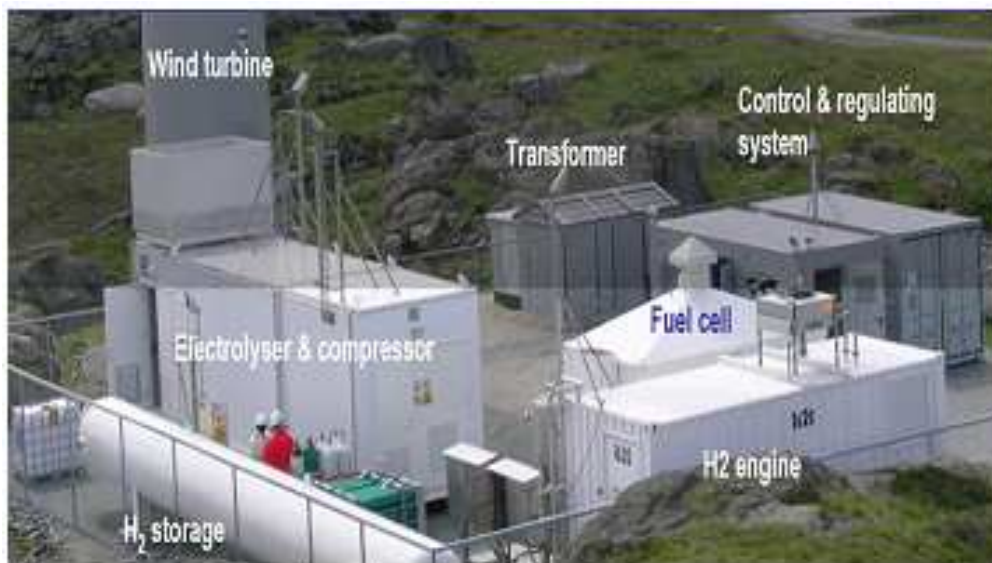


Figure 28 : vue de la station de stockage au pied du mât de l'éolienne Enercon 600KW.

Le réservoir de H₂ a une capacité suffisante pour couvrir la consommation des habitants pendant 2 à 3 jours sans vent. Le projet a coûté environ 5 millions d'euros.

Le système qui alimente en électricité 10 ménages et les transports, comprend :

- 2 éoliennes de 600 kW,
- un moteur à hydrogène de 55 kW,
- une pile à combustible de 10kW,
- un électrolyseur (alcalin je crois) de 10 Nm³/h (48 kW),
- un compresseur (5.5 kW),

- un réservoir d'une capacité de stockage de l'hydrogène de 2400 Nm³

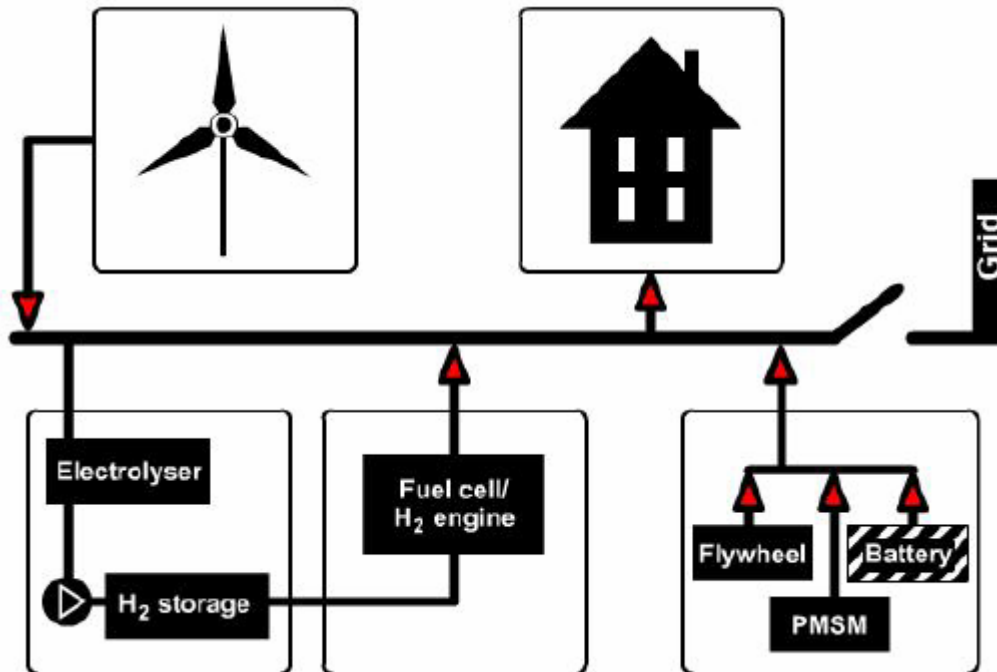


Figure 29 : schéma de principe du projet Utsira en Norvège

On notera dans cet exemple la présence d'autres moyens de stockage :

- Le volant d'inertie chargé de stabiliser le réseau local et de couvrir les besoins de l'île pour des temps inférieurs à la minute. Le volant d'inertie permet donc de combler les déficits de production les plus brefs et ainsi d'éviter de démarrer la PAC inutilement.
- Le parc de batteries sert à sécuriser l'installation.

b) King Island en Tasmanie

King-Island est une île australienne qui tire son énergie d'une centrale au fioul domestique et de deux éoliennes de 850kW. Une batterie à circulation au Vanadium a été mise en service en 2003 par la société canadienne VRB. Elle a une capacité de 1100kWh et peut délivrer 200kW pendant 4 heures ou un maximum de 400kW pendant 10 secondes [31].

L'objectif de ce système est double, il s'agit à la fois de stabiliser la fréquence et la tension du courant fourni par les éoliennes et donc par conséquence celles du réseau, mais aussi de maximiser l'énergie produite par les éoliennes. La batterie au vanadium permet donc de stocker des surplus de production des éoliennes mais évite aussi les démarrages fréquents de la centrale fioul.

On note après la mise en service de la batterie, une économie nette de la consommation de fioul et une stabilisation du réseau.

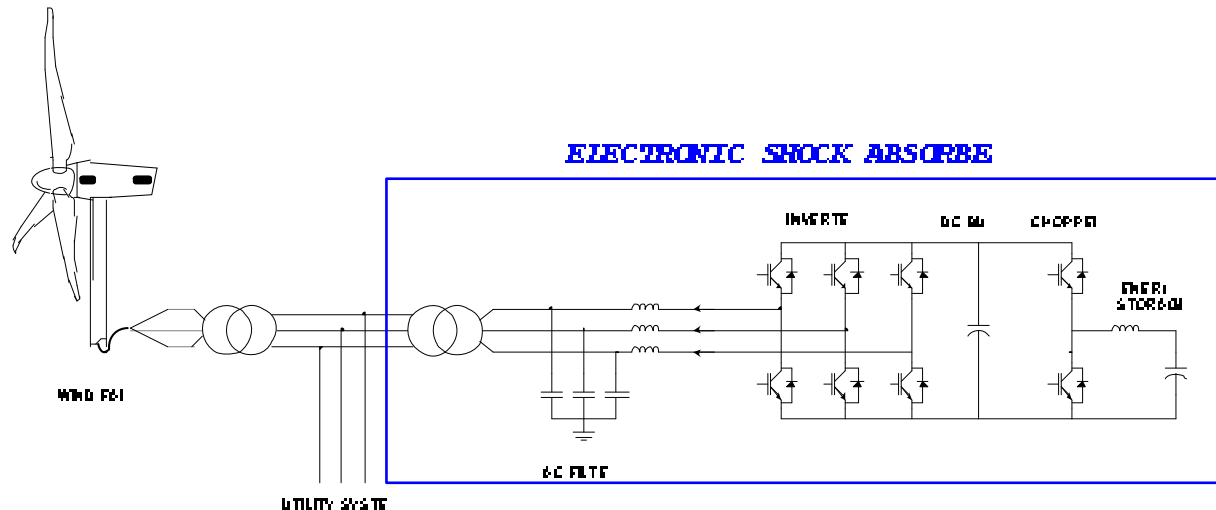


Figure 30: vue de la centrale au fioul et des éoliennes de King-island

c) DSTATCOM (Hawaii)

DSTATCOM (Distributed STATic COMPensator) désigne une technologie récente d'électronique de puissance visant à réguler l'équilibre puissance réactive/active ainsi qu'à réduire les variations de puissance [32, 33, 34].

D'abord destiné aux réseaux de transports électriques ou pour des applications industrielles bien précises, S & C Electric Company teste depuis cette année ce dispositif sur un parc éolien de 30MW à Hawaii.



Ce dispositif est constitué d'un transformateur, d'un filtre, d'un onduleur, d'une batterie de supercapacités et d'un système de contrôle. Le système de contrôle calcule à chaque instant le rapport entre les puissances active et réactive ainsi que la variation de l'énergie (damping) fournie par les éoliennes.

Le contrôle du rapport actif/réactif permet de maintenir la tension. En cas de variations brusque de puissance fournie par les éoliennes, le contrôle peut décider d'injecter ou d'absorber l'énergie afin de limiter la variation de puissance (temps de réaction du système < 1ms).

S&C dimensionne sa station de stockage de la manière suivante :

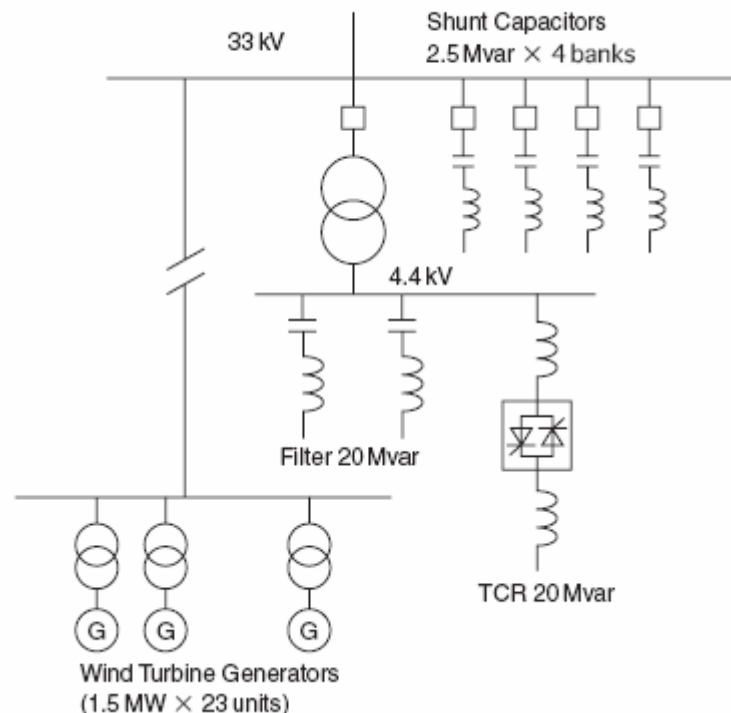
$$P_{\text{stock}} = 10\text{-}20\% P_{\text{windfarm}} \text{ et } W_{\text{stock}} = P_{\text{windfarm}} * 15\text{-}20 \text{ s.}$$

Une commercialisation d'un tel dispositif est en cours.

d) Star Fish Hill wind fam (Australie)

Le parc éolien de Star Fish Hill en Australie est équipé depuis 2003 d'un système de compensation SVC (Static Volt Ampere Reactive Compensator) de la compagnie Japonaise Mitsubishi Electronic Power Products. Le SVC a des propriétés similaires au STATCOM, il permet de contrôler la tension (grâce au contrôle du $\cos\phi$) et de réduire les variations de puissance (damping).

Starfish Hill SVC single line diagram



Là aussi le dispositif est déjà disponible commercialement.

e) Projet Hachiojima

Pour le compte de la NEDO (New Energy and Industrial Technology Development Organization), NGK insulator a installé une batterie soufre-sodium sur l'île de Hachijo en complément d'une turbine de 500kW déjà présente 2930].

La batterie est chargée la nuit par l'éolienne et se vide pendant la journée en fonction de la charge sur le réseau.



Figure 31 : photos de l'éolienne et de la batterie NaS

Les spécifications du système sont données ci-dessous :

NAS Battery		AC-DC Converter		Wind Power Plant	
Output	400 kW	Output	400 kW	Output	500 kW
Capacity	3,000 kWh	Control Method	voltage type PWM current control	Tower Height	44 m
Voltage	DC 464 V			Blade Diameter	38.4 m
Current	DC 463 A	Element used	IGBT	Number of Blades	3 blades
Number of cells	2,560 cells			Wind Speed Nominal	14 m/s

Ce projet a permis de tester la validité des batteries au sodium couplées à une éolienne. L'année prochaine, selon une communication de NGK insulator, un autre test, mais sur un parc de 20MW, sera mis en place.

e) Le système WindControl de GE

Le système WindCONTROL de GE assure la régulation de la tension et de la puissance en temps réel. Comme avec une centrale électrique conventionnelle, l'installation alimente le réseau en puissance réactive quand il en a besoin, assure la régulation de la tension du réseau et, ainsi, la stabilisation des réseaux faibles.

GE fournit un système intégré simple de régulation de la puissance réactive grâce à la compensation dynamique de la puissance réactive servant, dans les éoliennes à vitesses variables de GE, de source principale de puissance réactive ; contrairement à d'autres installations, ce système n'a pas besoin de condensateurs supplémentaires ou de compensateurs de puissance réactive. De plus, le système WindCONTROL de GE

permet l'intégration sans soudure de batteries de condensateur si des capacités VAR plus élevées sont exigées pour l'éolienne.

Le système WindCONTROL de GE assure également, grâce à la technologie de vitesses variables mise en œuvre dans toutes les éoliennes de GE, la régulation de la puissance débitée des installations. Chaque éolienne dispose d'une régulation précise du couple et de la rotation des pales pour l'ajustement de sa puissance débitée et de sa vitesse à des changements de condition de vent ou de réseau.

Les centrales électriques conventionnelles sont dotées d'un statisme de régulateur, d'un contrôle de la rapidité de réponse en cas de modification des consignes de puissance ainsi que de procédés d'arrêt et de démarrage contrôlés. Bien qu'il puisse y avoir plus de 100 éoliennes réagissant à différentes conditions de vent, le système WindCONTROL de GE est en mesure de faire fonctionner celles-ci comme une centrale conventionnelle. Le système WindCONTROL répond également à de nombreuses exigences en matière de connexion réseau et concernant la réaction des éoliennes.

Aujourd'hui, plus de 2000 éoliennes de GE en service aux quatre coins du monde sont équipées du système WindCONTROL. Grâce à sa capacité à réguler la puissance réactive et active et à alimenter le réseau suivant besoin, ce système, demandé de plus en plus par les concepteurs et entreprises d'approvisionnement en électricité, sera bientôt un système standard. Il est également exigé dans de nombreux contrats sur les connexions réseau.

Caractéristiques du système WindCONTROL :

- Limitation de la puissance maximum
- Statisme fréquence-puissance
- Limitation de la vitesse de montée de la puissance
- Démarrage/Arrêt
- Contrôle intégré des batteries de condensateur/ de bobine de réactance
- Compensation de la chute de tension réseau et du statisme de tension

4. Bilan

Parmi les exemples décrits ci-dessus, on constate que l'utilisation du stockage énergétique couplé à de l'éolien n'en est qu'à ces balbutiements.

A cela il y a plusieurs raisons :

- le taux de pénétration des éoliennes est faible, le besoin en systèmes de régulation utilisant un stockage est donc faible aussi
- le développeur éolien n'est pas encouragé financièrement à utiliser un tel dispositif
- la technologie n'est pas totalement disponible

Néanmoins, on se rend compte que dans le cas où on utilise le stockage à des fins de stabiliser le signal électrique, il s'agit uniquement de modifier une technologie déjà existante. Que ce soit Mitsubishi Electronic ou S&C, il s'agit uniquement de dispositifs standards d'électronique de puissance que l'on teste et que l'on adapte pour la première fois sur des éoliennes.

De plus les quantités d'énergie stockée (quelques secondes de la puissance maximale de l'éolienne) rendent ces projets techniquement et financièrement acceptables.

Quand il s'agit de stocker des quantités d'énergie plus importantes, le prix du kWh stocké devient un frein. Mais ce n'est peut être qu'une question de quelques années. Par exemple en 2003, NGK insulator annonçait le kWh stocké avec les batteries sodium-soufre à 1100\$, aujourd'hui elle annonce 300.

Grâce à l'augmentation du taux de pénétration des éoliennes dans le réseau et grâce à la diminution du prix du kWh stocké, le couplage éolien/stockage va rapidement devenir incontournable.

5. Développement d'un projet de couplage stockage/éolien à la Réunion

a) Contexte et objectifs

Vu la faiblesse du réseau réunionnais (par rapport à celui français par exemple), le raccordement à un parc éolien doit se faire presque obligatoirement directement sur un poste source. Or à la Réunion, le réseau HTB longe la côte et donc les zones les plus urbanisées (voir Figure 10). Les zones où l'on peut installer un parc éolien sont donc limitées.

L'ajout d'un système dynamique de contrôle de l'énergie réactive (DVAR) au poste de livraison peut réduire les irrégularités du signal électrique (tension et puissance) provenant d'un parc éolien. Un tel système peut donc permettre de simplifier le raccordement du parc éolien.

Cet avantage peut se décliner sous deux formes :

- réduire les coûts de raccordement. Soit on se raccorde par piquage sur une ligne HTA au lieu de tirer une ligne jusqu'au poste source. Soit on limite les renforcements de réseau, lorsqu'on a l'occasion de pouvoir se raccorder par piquage.
- augmenter la surface des zones accessibles aux parcs éoliens. Cette surface étant généralement limitée à un certain périmètre autour des postes sources, avec un système DVAR on peut envisager d'installer un parc éolien sur un périmètre autour du réseau HTA.

L'étude à mener doit donc permettre :

- 1) De quantifier les améliorations en terme de qualité du signal que peut apporter un système DVAR à un parc éolien.
- 2) De comparer économiquement les solutions de raccordement avec ou sans DVAR
- 3) En déduire les nouvelles zones accessibles aux parcs éoliens équipés d'un DVAR à la Réunion

b) Les partenaires

Un tel projet, n'ayant pas d'antécédents en France, doit servir de pilote. Il doit obligatoirement s'articuler autour de plusieurs partenaires.

- les développeurs éoliens présents à la Réunion : Aerowatt et EDF-Energies Nouvelles
- les fabricants de systèmes de type DVAR : S&C ou Mitsubishi Electronics par exemple
- le gestionnaire de réseau : EDF

c) Principe de l'étude de faisabilité à mener

En préalable il est important de trouver un exemple de parc éolien existant ou non dont le coût du raccordement est particulièrement problématique. Ce choix doit s'effectuer entre développeurs et EDF.

étape	Partenaires
(1) Regrouper les données sur les caractéristiques du signal électrique du Parc de Ste Rose (ou un autre)	ARER/ développeur
(2) Dimensionnement du système DVAR, estimation des gains sur le signal. Devis.	constructeur
(3) Simulation de demande de raccordement à EDF avec les nouvelles données	EDF
(4) Etude économique	ARER/ développeur
(5) Déterminer les nouvelles zones accessibles aux parcs éoliens.	ARER/ développeur

(1)

Les constructeurs de système DVAR sont capables de dimensionner un tel système en fonction des machines utilisés et du site. Ils ont donc pour cela besoin au choix :

- des caractéristiques techniques des éoliennes (document du type « Data sheet of power quality measurement » qui donne les caractéristiques du signal électrique des éoliennes) et de données précises de vent.
- ou mieux, des mesures sur une année de la puissance et de la tension en sortie de parc éolien avec une précision de l'ordre de la seconde)

(2)

A partir de ces données les constructeurs sont capables calculer les caractéristiques du signal en sortie de parc éolien avec système DVAR.

(3)

On peut alors demander à EDF de recalculer le coût du raccordement en tenant compte des nouvelles caractéristiques du signal électrique du parc éolien.

(4)

On pourra alors comparer les deux solutions lors d'une analyse financière qui tiendra aussi compte des gains ou des pertes de production et des frais de maintenance.

d) Recherche de financements

Ce projet peut donc permettre une meilleure pénétration de l'éolien à la Réunion. Les partenaires financiers logiques pour un tel projet sont donc l'ADEME et la Région.

e) Les points de blocage

Les fabricants cités ci-dessus n'ont pas développé jusqu'à maintenant de tels projets en Europe (et encore moins à la Réunion), on se trouve donc loin de leur zone d'action habituelle. Il faudra donc tenir compte de l'éloignement des compétences.

Un système de type DVAR est peu commun en France et totalement inexistant du paysage éolien français. Son emploi n'est pas préconisé par EDF, il ne s'inscrit pas dans une démarche classique de demande de raccordement. Ces caractéristiques techniques et les améliorations de qualité du signal qu'un système DVAR peut apporter sont méconnues.

Le développeur de projet éolien a ces habitudes. Le développement de projet éolien obéit à une démarche bien précise. Y insérer un nouveau concept, un nouvel élément, comporte des risques et peut retarder le développement d'un parc éolien.

f) Conclusion

Vu la faiblesse du réseau réunionnais, pour se raccorder il est presque toujours obligatoire de venir sur un poste source. Ceci réduit drastiquement les zones accessibles aux parcs éoliens.

Un système du type DVAR peut réduire le flicker et le damping d'un parc éolien. Il permettrait donc un raccordement par piquage sur le réseau HTA. Les zones accessibles aux parcs éoliens se trouveraient donc accrues.

Une étude faisabilité technique et économique doit être entreprise pour voir les avantages que l'éolien réunionnais peut en tirer.

A la clé, il y a peut être un moyen de favoriser le développement de l'éolien à la Réunion.

INSERTION D'UNE STATION DE TRANSFERT D'ENERGIE PAR POMPAGE AU
PROJET D'ADDUCTION D'EAU DE L'OUEST DE LAREUNION

1. Avant-propos

Dans le cadre du stage de Sophie Tison qui portait sur le stockage hydraulique, nous avons cherché les possibilités d'installer une STEP (Système de Transfert d'Énergie par Pompage) sur l'île de la Réunion. Ayant conscience du prix d'un tel ouvrage et de la difficulté de mettre en œuvre un projet hydraulique à la Réunion, nous nous sommes focalisés sur deux axes :

- Transformation d'une centrale hydroélectrique existante
- Modification des réseaux d'adduction d'eau d'irrigation

Rapidement nous avons compris que le réseau hydroélectrique réunionnais est à saturation, il n'y a plus de place pour des modifications.

Pour les réseaux d'irrigation, la situation est plus ouverte, mais souvent complexes dans leur structure et leur fonctionnement, peu de réseaux peuvent se prêter à un tel exercice.

En ce moment, à la Réunion, un énorme projet de transfert des eaux d'est en ouest de l'île est en cours de réalisation (ILO, Irrigation du littoral Ouest). Ce transfert des eaux est accompagné d'un ambitieux projet d'irrigation encore au stade de dimensionnement. Soucieux de la consommation électrique énorme que représente ce projet, le maître d'ouvrage de ce projet nous a permis et donné les moyens d'étudier la faisabilité technique et économique d'une STEP insérée au projet ILO.

2. Le projet ILO

Le « Projet d'Irrigation du Littoral Ouest » (Projet ILO) est l'application de l'étude de la mobilisation d'eau en provenance de la côte au vent. La côte au vent est à l'Est de l'île où la pluviométrie, et donc les ressources en eau, sont beaucoup plus abondantes qu'à l'ouest où sont concentrés les populations. Le Projet ILO a pour principale vocation l'irrigation de terres agricoles. Cependant une part de la ressource est destinée à la fourniture en eau brute pour les communes et pour des usages industriels.

L'arrêté du 26 juillet 1994 qualifie le Projet ILO de Projet d'Intérêt Général et fixe comme objectif l'irrigation de 7150 ha. A la notification du présent marché, environ 2670 ha (dont environ 370 ha pour le Périmètre existant de Grand Fond) sont déjà équipés et en service. Au cours du présent marché, environ 1550 ha seront à prendre en charge par l'exploitant au moment de la mise en service des antennes d'irrigation n°8, 6 et 3.

Le Projet ILO est en cours de réalisation. Une partie est réalisée et fonctionnelle (opérationnelle ou non). Cette partie des ouvrages qui seront à la charge du futur exploitant est nommée dans le présent rapport « Réseau de l'Ouest ».

Le Réseau de l'Ouest mobilise à ce jour :

- une part des eaux captées de la Rivière du Bras de Sainte-Suzanne et de la Rivière des Galets (cirque de Mafate),



Figure 32 : le projet ILO, les ouvrages de captage et les périmètres irrigués.

La distribution de l'eau est assurée par une conduite maîtresse longeant la côte (conduite primaire) allant de la Rivière des Galets à St Leu. Les terres agricoles à irriguer, situés au dessus de cette conduite primaire ont été divisés en 8 zones. Chaque zone s'appelle « antenne» et est lui-même divisé en « secteur». Chaque secteur correspond à un dénivelé de 150 à 200m.

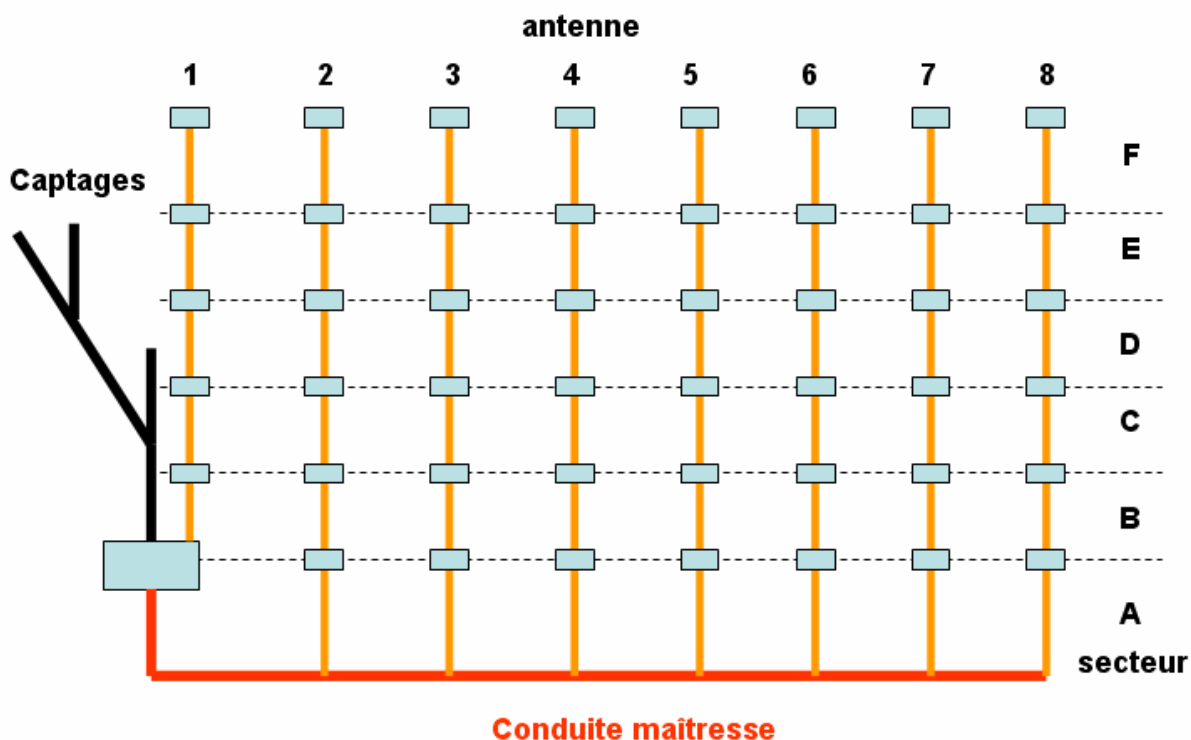


Figure 33 : organisation spatiale du projet ILO

A ce jour le secteur F est encore à l'état de projet (2012-2015). Il ne sera peut être jamais réalisé. Certaines antennes sont déjà réalisées d'autres en cours de réalisation.

A part le secteur A qui est irriguée par gravité, les secteurs B à F sont situés au dessus de la prise de la conduite maîtresse, ils doivent donc être alimentés par refoulement. L'eau est donc refoulée de secteur en secteur grâce à une station de pompage. Il est à noter que EDF interdit le pompage pendant les heures pleines (9h00 à 12h30 puis de 19h00 à 20h30 soit 5 heures par jour). Pendant ces cinq heures là, l'alimentation du réseau tertiaire se fait alors par gravité grâce à de l'eau stocké dans des réservoirs pendant les heures creuses.

3. Objectifs et contexte de ce travail :

Ce travail est une ébauche du dimensionnement d'une station de transfert d'énergie insérée au projet d'Irrigation du Littoral Ouest (ILO).

Nous tenons compte du fait que la mission première de ce réseau d'irrigation n'est pas la fourniture d'énergie. Nous recherchons donc la solution la moins perturbante et nécessitant le moins d'investissements supplémentaires par rapport au projet ILO initial.

D'un point de vue environnemental, ce projet doit permettre de limiter l'utilisation des groupes de production électrique les plus polluants de l'île (généralement les TAC pendant les heures pleines).

D'un point de vue économique, ce projet vise à réduire la facture électrique due au refoulement des eaux.

4. Un peu de physique

L'énergie stockée gravitairement est proportionnelle à la hauteur de chute h et à la masse d'eau emmagasinée :

$$W = mgh \text{ en Joule (unité S.I.)}$$

$$\text{Ou encore } W = V \cdot h / 367 \text{ en kWh, avec } V \text{ en m}^3 \text{ et } h \text{ en m}$$

5. Etapes du projet

L'idée d'adapter un réseau d'irrigation a émergé durant le mois de Juin. Le mois de Juillet a été consacré à la prospection, le mois d'août à étudier le fonctionnement des antennes et à rédiger des propositions.

Ces propositions ont été validées techniquement lors d'une réunion avec maître d'œuvre et maître d'ouvrage le 6 septembre. L'étude économique sera présentée début Octobre.

Rencontres	Date	
Rencontre Direction SAPHIR (réseau d'irrigation sud Réunion)	05-juil	prospection § prise de contact
Rencontre Maître d'ouvrage-ILO	10-juil	prospection § prise de contact
Rencontre maître d'oeuvre antennes 1 et 2 du projet ILO	19-juil	Détermination des modifications à apporter aux antennes
Visite de chantier.	26-juil	Visite de l'antenne 8 à St Leu
Réunion avec maître d'ouvre et maître d'ouvrage	06-sept	présentation de deux propositions
Réunion avec maître d'ouvre et maître d'ouvrage	04-oct	présentation de l'étude économique

Ce projet a donc eu un planning sommaire, il s'agit plutôt d'une course contre la montre. L'implantation des antennes 1 et 2 doit être arrêté cet automne, après il ne sera plus possible de modifier les réservoirs et les pompes.

6. Projet actuel

Le schéma ci-dessous donne un aperçu du fonctionnement de l'antenne 2 comme elle est prévue aujourd'hui à des fins d'irrigation seulement. Cette antenne a la particularité de ne pas posséder de tranche A. L'eau provenant de la conduite maîtresse ne peut arriver par gravité jusqu'au réservoir RT2 (situé ici sur la tranche B), il faut un surpresseur.

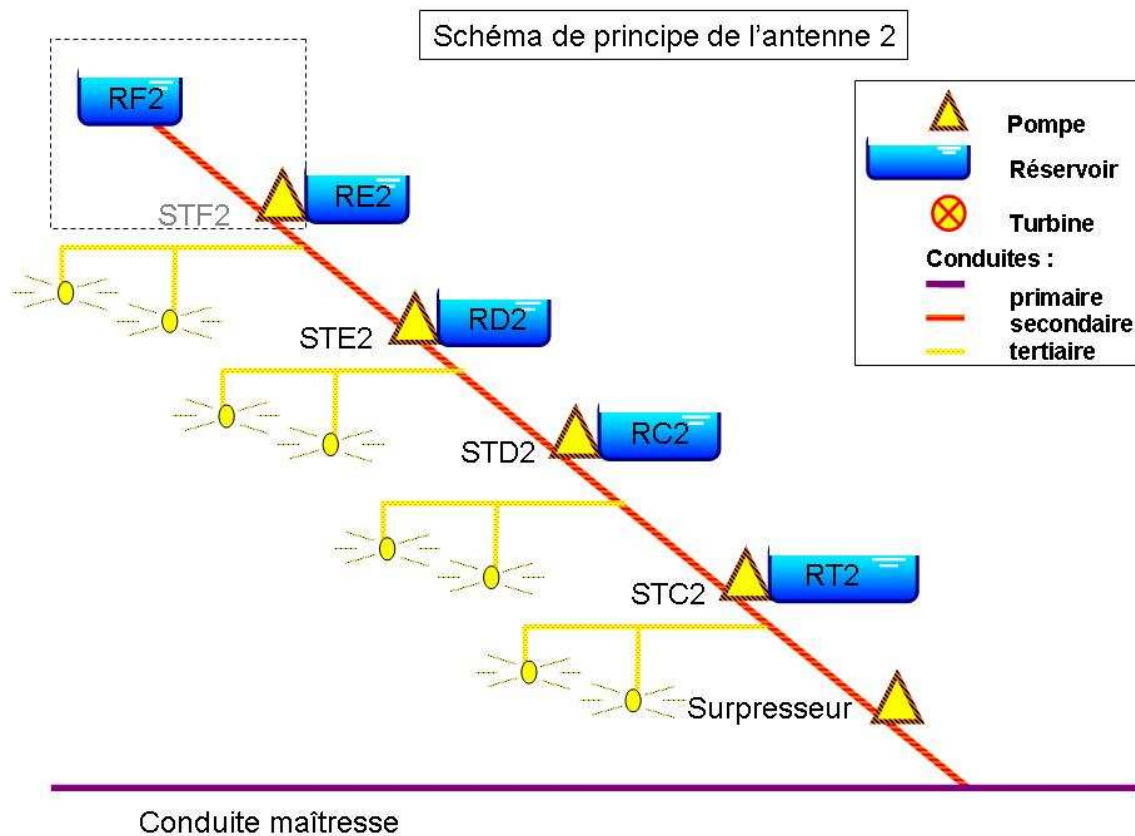


Figure 34 : schéma de principe de l'antenne 2

Lors de la présentation de l'APD de l'antenne 2, la SOGREAH a évalué les débits d'adduction et de d'irrigation de la manière suivante :

secteur	Ouvrages associés	altitudes (m)	Surfaces irriguées (ha)	Débit irrigation (l/s)	Débit adduction 800 (l/s)
A		0-140			
B	S2/RT2	140-270			
C	STC2/RC2	270-400	136,8	84,5	401,5
D	STD2/RD2	400-530	126,3	72,7	294,7
E	STE2/RE2	530-660	148,7	73,7	202

Tableau 7 : Débit d'irrigation et d'adduction de l'antenne 2

Pour le choix des pompes et la taille des réservoirs ceci se traduit de la manière suivante :

altitude	Volume	Nombre de	HMT	Volume/h
----------	--------	-----------	-----	----------

		bassin	pompes (côte 660)	pompe	
	m	m ³		m	m ³ /h
RT2/STC2	330	4600	3+1	200	365
RC2/STD2	480	1000	2+1	180	355
RD2/STE2	620	1100	1+1	170	365
RE2	734	1200			

Tableau 8 : Dimensionnement des pompes et des bassins pour l'antenne 2. Le nombre de pompes indiqué ne tient pas compte de l'extension à la côte 800. Le « +1 » désigne la pompe de secours.

7. Proposition n°1 de modification de l'antenne 2 a fin d'y insérer une STEP:

Dans cette proposition, nous avons imaginé que le volume d'eau stocké pour la STEP sera de 4400m³. Cet accroissement de volume correspond à ce que refouler une les pompes de 355m³/h pendant les heures creuses, mais aussi de ne pas modifier significativement l'emprise au sol des antennes. Grâce au jeu des heures pleines (HP) et heures creuses (HC) ce sont jusqu'à 6000m³ d'eau qui peuvent être pompés et turbinés chaque jour (voir annexe).

a) Les réservoirs

Le réservoir bas de cette STEP sera le bassin RT2 à la côte 330m environ. Le bassin eau sera RE2 à 730m de haut. Ces deux bassins seront donc agrandis de 4400m³ afin de pouvoir accueillir le volume d'eau destiné à la STEP. Les bassins RD2 et RC2 ne devront pas être modifiés, ils ne stockeront comme prévu que l'eau destinée à l'irrigation.

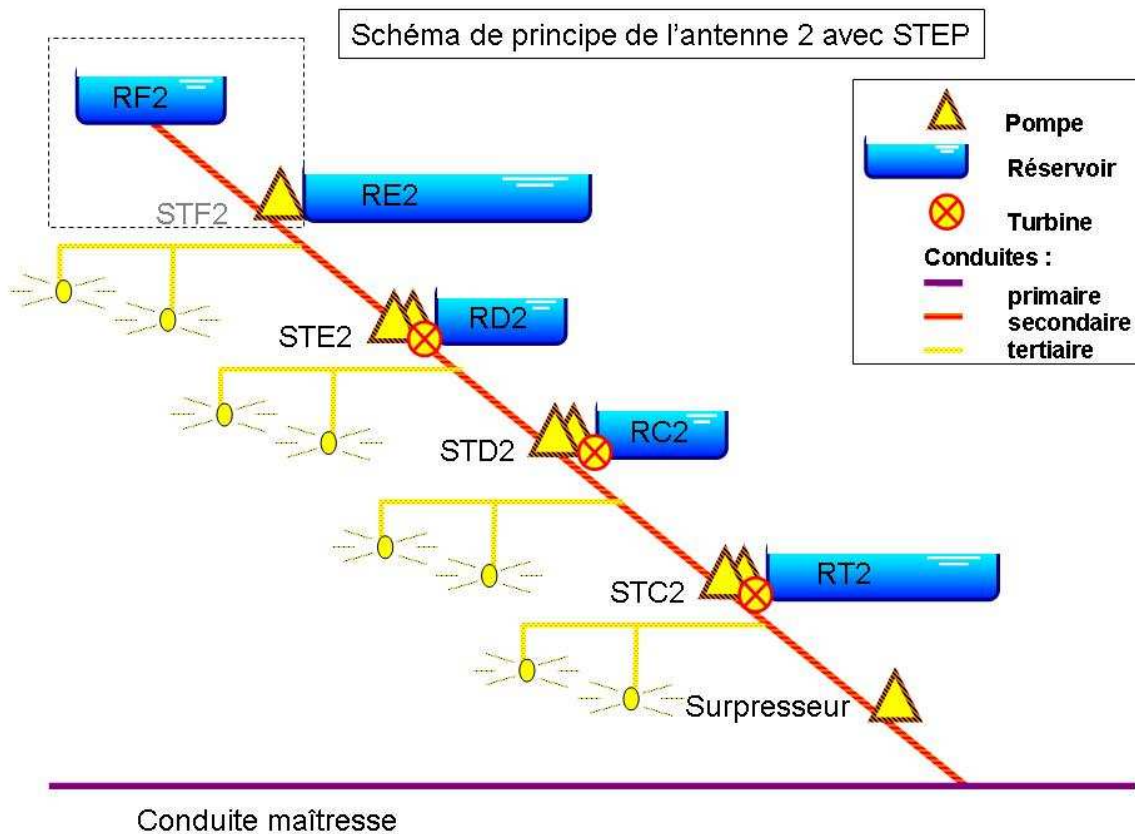
b) Les pompes

Figure 35 : schéma de l'antenne 2 avec STEP, proposition n°1

Les stations de pompage STC2, STD2 et STE2 devront être agrandies pour accueillir les pompes supplémentaires nécessaires à la STEP. Par rapport au projet initial, nous avons gardé les caractéristiques des pompes choisies. Il s'agit de pompes multicellulaires centrifuges à axe horizontal de 355 m³/h pour une HMT variant de 170 à 200m. Comme il a été dit plus haut, chaque station de pompage devra être accrue d'une seule pompe. A ce point là, on peut choisir, soit de rajouter une pompe par station de pompage ou alors d'utiliser la pompe de secours.

c) Les turbines

Les stations STC2/RT2, STD2/RC2 et STE2/RD2 devront être équipées chacune d'une turbine. Ces trois turbines Pelton auront des caractéristiques similaires (une puissance approximative de 600kW pour une HMT de 200m pour un débit de 1500m³/h). Elles pourront donc être éventuellement identiques (à vérifier).

d) Les conduites

Il est à noter que ce projet ne modifie pas la pression de l'eau dans le réseau. Seul le débit est modifié. Donc seules les conduites secondaires des tronçons (STC2 à RE2) devront être élargies afin de supporter le débit de turbinage plus le débit d'irrigation durant les heures pleines (soit à peu près 477l/s).

Le matériel de protection lui aussi devra être modifié en fonction du nouveau débit.

e) Bilan

Pour la taille des réservoirs, nous avons considéré une hauteur utile de réservoir de 4,7m (pour une hauteur d'équipement de 5,4m). Pour les stations de pompage, nous avons rajouté 3m à la longueur du bâtiment par pompe et 6m pour la turbine.

	Projet initial	Projet modifié	Unité
RT2			
Volume	4600	9000	m3
surface réservoir	31X31	48x40	m2
surface réservoir+voirie	39X53	56X60	m2
STC2			
Nb pompes	3+1	4+1	
Surface bâtiment	17X22	17X31	m2
Surface bâtiment+voirie	37X40	37X49	m2
STC2/RC2 conduite	500	600	mm
STD2			
Nb pompes	2+1	3+1	
Surface bâtiment	15X21	15x30	m2
Surface bâtiment+voirie	37X41	37x50	m2
STD2/RD2 Conduite	450	600	
STE2			
Nb pompes	1+1	2+1	
Surface bâtiment	12X15	12X24	m2
Surface bâtiment+voirie	37X35	37X44	m2
STE2/RE2 Conduite	450	600	
RTE2			
Volume	1200	4600	m3
surface réservoir		36x33	m2
surface réservoir+voirie	40X18	44X53	m2

Cette modification modifiera les surfaces d'acquisition des sites RT2/STC2 et RE2/STF2, mais pas de manière significative (sans sortir de l'emprise au sol réservé de 200mX200m).

8. Proposition n°2 de modification de l'antenne 2 a fin d' y insérer une STEP:

Dans cette option, au lieu d'avoir trois turbines, on peut envisager une seule turbine de 1,8MW située au niveau de RT2/STC2. Dans ce cas là, une conduite forcée partant de RE2 jusqu'à RT2 sera nécessaire en parallèle de la conduite secondaire.

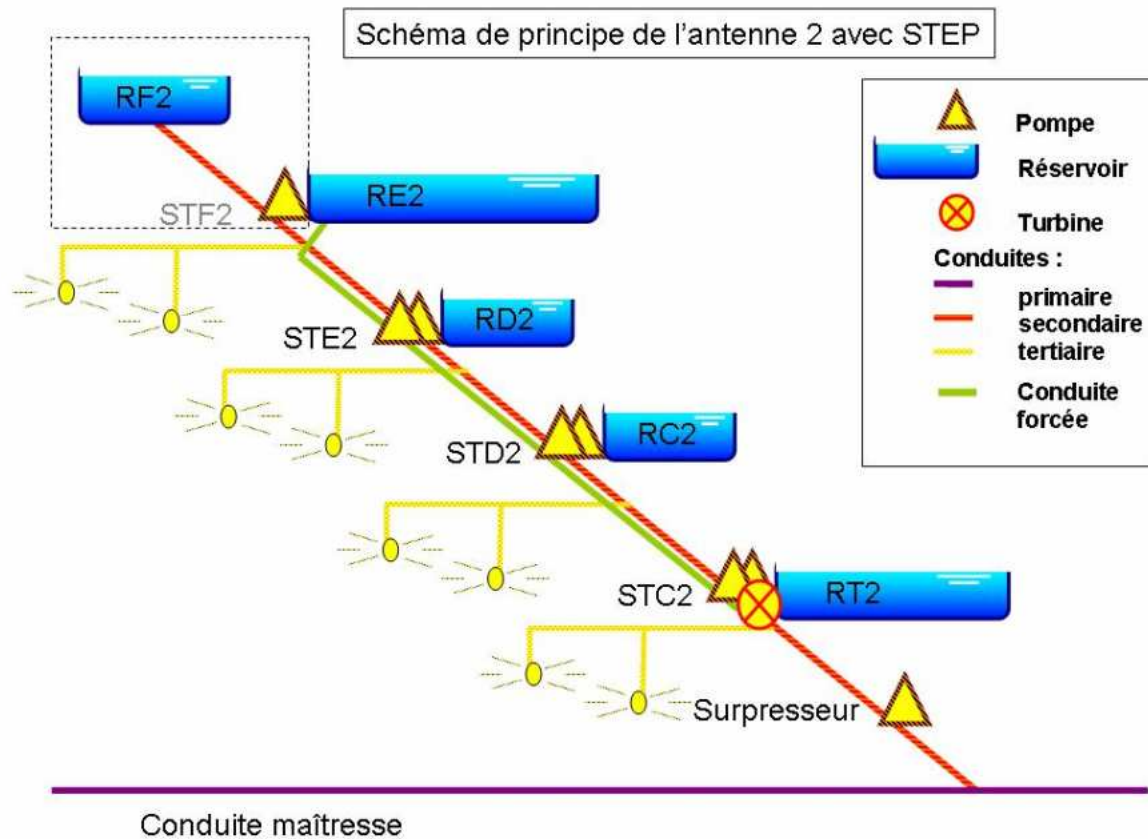


Figure 36 : Schéma de l'antenne 2 avec STEP, proposition n°2

		Projet initial	Projet modifié	Unité
RT2	Volume	4600	9000	m3
	surface réservoir	31X31	48x40	m2
	surface réservoir+voirie	39X53	56X60	m2
STC2	Nb pompes	3+1	4+1	
	Surface bâtiment	17X22	17X31	m2
	Surface bâtiment+voirie	37X40	37X49	m2
STC2/RC2	conduite	500	500+500	mm
STD2/RD2	Conduite	450	450+500	mm

STE2/RE2	Conduite	450	450+500	mm
RTE2	Volume	1200	5600	m3
	surface réservoir		36x33	m2
	surface réservoir+voirie	40X18	44X53	m2

9. Evaluation du prix des différents éléments du projet ILO

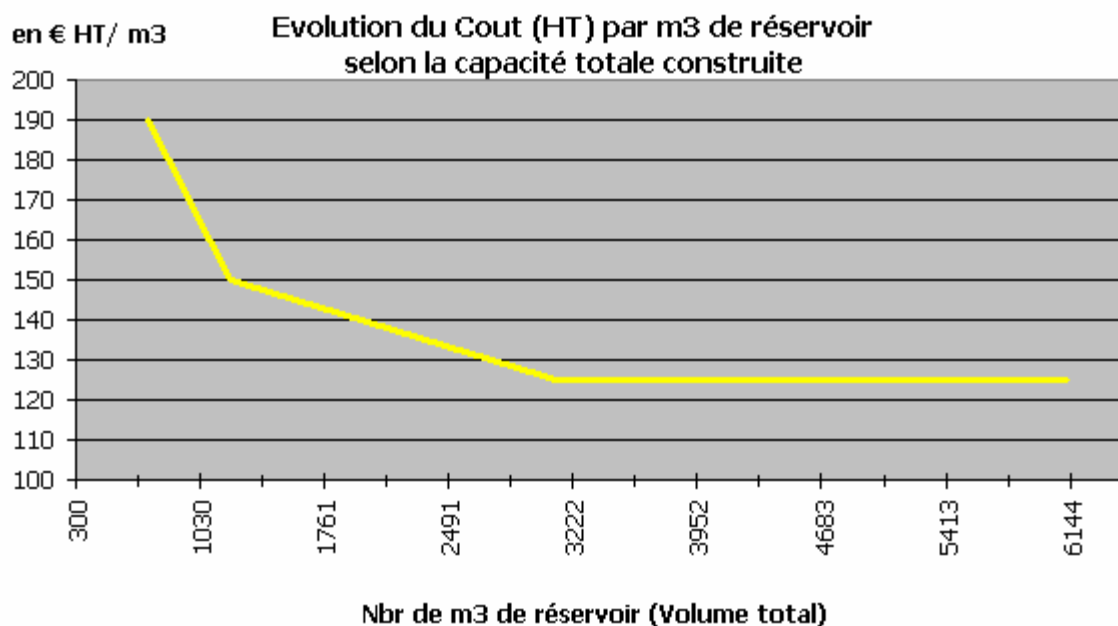
Ce paragraphe a été réalisé grâce à l'aide du maître d'ouvrage et plus particulièrement Yohann Cimbaro du Conseil Général.

a) Génie Civil

Réservoir (Génie Civil) : Gros œuvre/ menuiseries et serrureries métalliques

En général, le coût du m3 de réservoir est compris entre 120 et 200 €.

L'augmentation du coût du m3 est étroitement lié au volume total de l'ouvrage. En effet, plus l'ouvrage est de grande capacité et plus le coût du m3 diminuera. La courbe ci-jointe permet d'appréhender cette évolution.



Par ailleurs, le ratio (Volume utile/ Volume total) est en moyenne de l'ordre de 77%.

Station de pompage : Gros œuvre/ Charpente et couverture/ menuiseries / Plomberie sanitaire/ Peinture revêtement sol et muraux

En général, le coût du génie civil fluctue entre 900 et 1100 € par m² de surface. Là encore le coût est plus élevé lorsque la surface de construction est petite (< 150 m²). Le rajout d'une pompe sur une chaîne de pompage provoque une augmentation de la surface du bâtiment qui peut être estimée à 2,40 de largeur sur la longueur du bâtiment soit 13 mètres (31 m² à 900 € sanitaire non pris en charge).

Plates formes et terrassements complémentaires

Le coût des terrassements ramené au m² de surface d'emprise de bâtiment (réservoir et station) peut varier de 400 à 1400 € selon la nature du terrain.

Un indicateur plus précis porte sur le coût du terrassement par rapport au m³ terrassé en déblais (tous types de terrain confondus). Ce qui porte le coût global entre 29 et 32 € par m³ "terrassé" (déblaiement, terrassement en déblais en grande masse et en terrain rocheux, terrassement en remblais, drain et enrochements liés).

Aménagements VRD et divers

Le coût relatif à l'aménagement VRD et divers comporte :

- Les réseaux AEP, Alimentation et distribution, Aspiration et refoulement, vidange trop plein, eaux pluviales
- Les voiries et espaces verts (voies d'accès, clôture,...)
- Les ouvrages divers (mur de soutènement, escalier extérieur, équipement de secours réservoir,...)

Ce coût est dans le même ordre de grandeur que celui du terrassement dans la majeure partie des cas.

Il est toutefois difficile d'évaluer l'impact financier relatif à l'ajout d'un réservoir par rapport au projet initial.

En effet, cela dépend de l'emplacement de ce dernier et de la configuration du site.

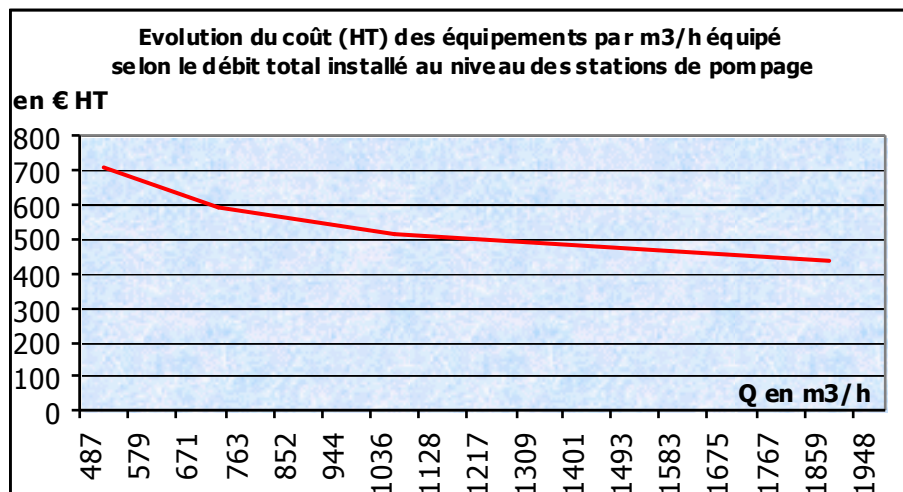
b) Equipements hydromécaniques, électricité et télégestion

Au niveau des stations de pompage :

En général, le coût relatif à l'équipement hydromécaniques, électricité et télégestion est compris entre 440 € et 710 € du m³/h équipé.

Ce coût diminue lorsque le débit total nominal de la station de pompage augmente, et inversement.

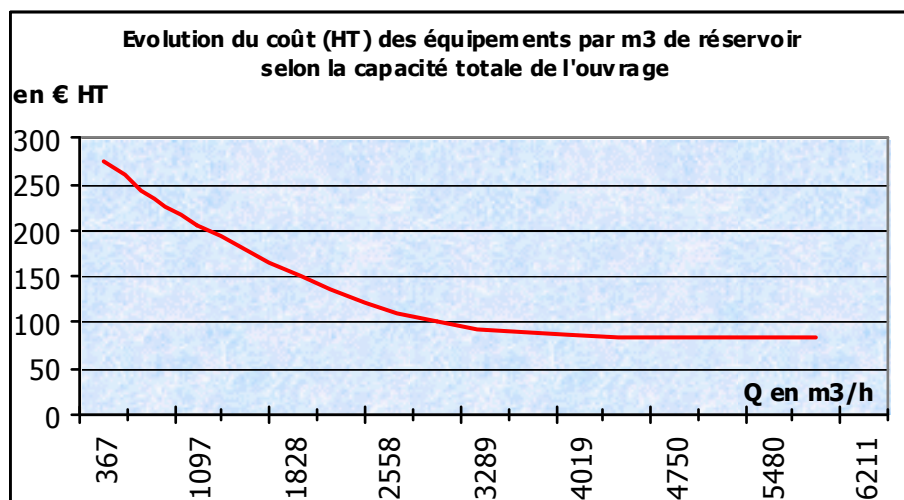
Le graphique ci-après permet d'appréhender cette évolution.



Au niveau des réservoirs :

En général, le coût relatif à l'équipement hydromécaniques, électricité et télégestion est compris entre 80 € et 280 € du m³ de réservoir construit.

Ce coût diminue lorsque la capacité totale du réservoir augmente, et inversement. Le graphique ci-après permet d'appréhender cette évolution.



Les équipements représentent en moyenne le tiers du coût total d'une antenne et les deux tiers restants représentent l'enveloppe relative au génie civil.

c) Synthèse

Au sein de la rubrique génie civil en moyenne :

- un tiers des dépenses sont afférentes aux travaux de terrassements

- un autre tiers concerne l'aménagement VRD et divers,
- un quart au niveau du génie civil des réservoirs
- et les 10% restant au niveau du génie civil des stations de pompage.

Au sein de la rubrique équipement en moyenne :

- 40 % concement les réservoirs
- les 60% restants étant affectés aux stations de pompage

Le coût global (génie civil + équipement) des réservoirs est similaire à celui des stations de pompage.

Par ailleurs, la somme des coûts liés aux réservoirs et aux stations de pompage équivaut à la moitié des charges globales liées à la mise en place d'une antenne, l'autre moitié représentant aux travaux de terrassement et aux aménagements VRD.

Par ailleurs, un surcoût est également à considérer. Il s'agit des charges relatives aux prix dits généraux (installations et repliements de chantier, élaboration des dossiers de récolement)

Ce prix est de l'ordre de 3 à 4 % du prix global des travaux.

10. Surcoûts entraîné par la STEP

Le détail des coûts est décrit en annexe.

Les deux options ont un coût équivalent d'à peu près 5M€ soit à peu près 700€/kWh.

L'option deux permet par contre un rendement de turbinage légèrement plus élevé et une plus grande liberté d'utilisation. Le prix de la turbine étant négligeable par rapport au reste du projet, elle pourrait être éventuellement légèrement surdimensionnée afin de pouvoir répondre plus facilement aux appels de puissance durant les heures de pointe. On aurait donc ainsi un vrai dispositif de pointe et une électricité de plus grande valeur.

On se rend compte aussi que c'est le prix des réservoirs qui est prépondérant dans ce projet et non celui des stations de pompage. En augmentant la hauteur de chute (de la tranche A à F au lieu de B à E par exemple), à investissement à peu près constant on peut très bien doubler la capacité de stockage (qui est proportionnel à la hauteur de chute) et donc diviser par deux le prix du kWh stocké.

11. Résultats attendus et aspect économique :

a) Consommation et productible

Si on considère un rendement de turbinage de 0,9 et un rendement du pompage de 0,7. La STEP de l'antenne 2 consommera 3,8 GWh par an mais permettra d'en revendre 2,4.

Ce calcul ne tient pas compte du surdimensionnement de l'antenne 2 pour l'irrigation (pompes et réservoirs). Utiliser les surcapacités de l'antenne 2 ou usufructier des périodes de l'année où il y a des faibles besoins en irrigation peut permettre d'augmenter le productible. Une étude complémentaire devra tenir compte de ce point.

b) Analyse financière

Pour l'analyse financière, nous avons utilisé la méthode TEC développée par M.Chabot (ADEME). Nous avons pris comme hypothèse un taux d'actualisation de 4% et des frais maintenance et d'entretien 1,5% de l'investissement initial par an. La durée de vie du projet est similaire à un projet hydraulique, nous avons donc choisi 30 ans.

Pour l'option 1, les résultats sont les suivants.

Investissement W	$I_w =$	4945484 €
capacité dispositif	$W =$	6683 kWh
Durée de vie du projet	$n =$	30 ans
Taux actualisation	$a =$	0,04
Frais fixes	K_{em}	1,5 %
Frais variables	$C_{em} =$	0 €/kWh
Coût électricité	$C_{el} =$	0,038 €/kWh
Rendement	$r =$	63%
Production annuelle	E_a	2439116,98 kWh

Investissement unitaire	$I_u =$	740 €/kWh
coefficient d'actualisation	$K_a = t \cdot (1+t)^n / [(1+t)^n - 1]$	0,058
Coût global actualisé	$CGA =$	0,208 €/kWh 20,80 c€/kWh

Pour l'option 2, les résultats sont les suivants.

Investissement W	$I_w =$	5070868 €
capacité dispositif	$W =$	6683 kWh
Durée de vie du projet	$n =$	30 ans
Taux actualisation	$a =$	0,04
Frais fixes	K_{em}	1,5 %
Frais variables	$C_{em} =$	0 €/kWh
Coût électricité	$C_{el} =$	0,038 €/kWh
Rendement	$r =$	63%
Production annuelle	E_a	2439116,98 kWh

Investissement unitaire	$I_u =$	759 €/kWh
coefficient d'actualisation	$K_a = t \cdot (1+t)^n / [(1+t)^n - 1]$	0,058
Coût global actualisé	$CGA =$	0,212 €/kWh 21,17 c€/kWh

c) Vente et achat de l'électricité au gestionnaire de réseau

A la Réunion (Décret 2001-102 du 19 novembre 2001) le tarif d'achat de l'électricité hydraulique est composé d'un tarif unique (6,40 c€/kWh) et d'une prime de régularité (0,63 c€/kWh). Un tel ouvrage ne dépendant pas des conditions météorologiques devrait donc bénéficier de cette prime.

Pour être rentable et sans tenir compte de l'amortissement des éléments de la STEP le tarif d'achat doit au moins vérifier l'inéquation suivante :

$$\text{Tarif vente} \times \eta_{\text{turbinage}} \times \eta_{\text{pompage}} > \text{Tarif achat}$$

Vu les hypothèses sur le rendement du turbinage et du pompage, l'inéquation est à peine vérifiée. Le temps de retour brut d'un tel ouvrage est supérieur à trente ans.

Par rapport au CGA, la différence est encore plus flagrante. Le tarif d'achat est d'à peu près 7c€ à comparer avec les 21c€ du CGA.

Le projet n'est donc pas rentable.

d) Mise à disposition de la STEP au gestionnaire de réseau

Notons que le gestionnaire de réseau est le premier intéressé par un tel ouvrage. En effet :

- A la Réunion, pendant les heures creuses, la majeure partie de l'énergie provient des centrales à charbon, pendant les heures pleines une partie de l'énergie provient des centrales à fioul lourd. La STEP permet donc de transformer une énergie économique en une énergie chère.
- Par rapport à un ouvrage hydraulique classique, l'énergie fournie a l'avantage d'être garantie tous les jours et toute l'année. Ceci a une importance cruciale pour le gestionnaire de réseau, qui s'appuyant sur une telle garantie peut retarder ou annuler la mise en service d'un moyen de production de pointe de puissance égale à la STEP.
- De plus par rapport à un moyen de production de pointe classique (TAC, Turbine A Combustible), les équipements hydrauliques ont une durée de vie accrue et un impact sur l'opinion publique réduit. (NB. La construction d'une nouvelle TAC reçoit une forte opposition en ce moment à la Réunion).

Il pourrait donc être intéressant pour EDF de disposer d'un tel ouvrage. On pourrait donc à partir de là une participation d'EDF au projet ILO ou alors une location des ouvrages.

12. STEP et énergies renouvelables

a) Bilan carbone

Pour produire 1kWh, à partir du charbon on émet 1031g de CO₂ et 985g pour du fioul lourd (source EDF). Avec un rendement de turbinage de 0,9 et un rendement de pompage de 0,7 aura donc une émission de 1630g de CO₂ par kWh stocké.

Le bilan carbone d'un tel projet est évidemment mauvais. Non seulement on perd de l'énergie lors du stockage mais on favorise le charbon qui est plus émetteur de CO₂ que le fioul.

b) Valorisation des énergies renouvelables

Les différentes antennes du projet ILO représentent une surface importante de toiture facilement mobilisable pour produire de l'énergie solaire photovoltaïque (PV). L'énergie électrique d'origine PV pourrait éventuellement être utilisée par les pompes pendant les heures creuses (le jour uniquement évidemment). Ainsi, on a la possibilité de transformer une énergie intermittente en énergie programmable qui arrive au moment opportun. Ceci accroît fortement la valeur intrinsèque de l'énergie produite.

Chaque antenne représente à peu près une surface de toiture de 1000m². Sur les 8 antennes, c'est donc à peu près 4000m² de toiture qui sont mobilisables pour le PV. Avec un nh moyen de 1300h, on a donc un potentiel PV d'à peu près 500MWh.

Notons que le maître d'œuvre est en train de lancer un appel d'offre pour étudier la possibilité de mettre à profit la surface des réservoirs (non couverts actuellement) pour le PV. Là, la surface disponible pour le PV pourrait être deux ou trois fois supérieure.

Lors de la réunion du 4 septembre, il a aussi été décidé de relancer un projet de turbinage des eaux étant captés en trop lors de la saison des pluies.

13. Conclusion

Insérer une STEP au projet ILO est techniquement possible.

Les options 1 et 2 ont un coût similaire, il faut donc privilégier la solution 2 qui offre plus de liberté pour le turbinage.

Malheureusement, le coût de la STEP semble prohibitif. Le prix des réservoirs est le facteur limitant d'un tel ouvrage.

Afin de réduire le coût d'un tel projet, il existe d'autres possibilités :

- l'antenne 1 qui est directement relié au réservoir alimentant la conduite maîtresse est un candidat intéressant. Ce réservoir de 25000m³ pourrait être utilisé comme réservoir haut ou bas (il y a deux possibilités, le fonctionnement de cette antenne est complexe). Un projet de centrale hydraulique turbinant le surplus d'eau pendant la saison des pluies est aussi en projet. Cette turbine pourrait être mise à profit pour la STEP.
- L'antenne 7, elle aussi au stade de projet, a l'avantage de posséder une tranche A. En imaginant une STEP partant de la tranche A à la tranche F, on aura une hauteur de chute de 700m et non plus de 400m. Une analyse rapide permet d'estimer cette fois-ci le CGA du kWh stocké à 15c€ et non plus 21c€.

De part son prix élevé, cet ouvrage n'est pas rentable aux tarifs de vente et d'achat de l'électricité tels qu'ils sont pratiqués dans les DOM.

Seul EDF, qui connaît le prix exact du kWh charbon et le kWh fioul lourd peut savoir si un tel ouvrage est intéressant.

Enfin, le bilan carbone et environnemental d'un tel ouvrage est n'est pas positif. Mais l'objectif n'est il pas de lancer une dynamique stockage d'énergie à la Réunion ? Une STEP est sûrement l'ouvrage techniquement le plus accessible aujourd'hui. De plus cet ouvrage est là pour trente ans, d'ici là l'éolien se sera peut être développé, on pourra peut être utiliser cette énergie pour le pompage.

Le projet ILO est en cours de dimensionnement, quand les stations de pompage, les réservoirs et les canalisations seront installés, il sera trop tard pour y effectuer des modifications.

14. Poursuite du projet

Le projet est dorénavant dans les mains de M.Vinard arrivé à l'ARER en septembre afin d'occuper un poste de chef de projet hydrogène.

Les deux prochaines étapes sont les suivantes.

1. Présentation de l'étude économique à la prochaine réunion le 4 octobre entre maître d'œuvre et maître d'ouvrage du projet ILO. Là sera pris la décision de poursuivre oui ou non le projet. Il peut être alors décidé de financer une étude de faisabilité supplémentaire au maître d'œuvre.
2. Accompagnement du maître d'ouvrage lors de la présentation du projet de STEP auprès d'EDF.

CONCLUSION

1. Conclusions sur le stockage

a) Sur le stockage en général

Il est à peu près évident que le stockage va se généraliser dans les prochaines années. Il ne peut y avoir que des avantages, que ce soit pour la production ou la distribution.

Le seul blocage aujourd'hui, c'est le prix des dispositifs. Mais ce blocage n'est peut être que temporaire. Par exemple, une STEP a la réputation d'être chère, mais d'être chère par rapport aux TAC ou aux TAG. La raréfaction des produits pétroliers et l'augmentation de leurs prix va (a) sûrement changer(é) la donne.

Autre conclusion, on parle beaucoup de l'hydrogène. On en attend beaucoup d'ailleurs. Mais je reste néanmoins sceptique pour l'instant devant une telle technologie. Non pas à cause du prix (qui va sûrement diminuer) ou de la dangerosité (le gaz de ville l'est aussi) mais plutôt devant les rendements d'un tel système (actuellement entre 20 et 30% à peu près). L'énergie va être de plus en plus rare, on ne peut la gaspiller. Demain le prix du système sera négligeable devant celui de l'énergie. Il est fondamental de privilégier des systèmes à haut rendement.

Personnellement, je m'attarderais plus volontiers sur des technologies comme les batteries au sodium-soufre ou les batteries à circulation, plus récentes mais plus mûres technologiquement et avec une gamme d'utilisation très variée. Ces technologies sont prometteuses, surveillons les.

b) Stockage et EnR

A l'heure actuelle, il n'y a pas de besoin urgent de stockage vis-à-vis des EnR. Le réseau électrique est loin d'être saturé, le taux de pénétration des EnR dans les moyens de production est faible.

Mais si on désire réellement un jour que les EnR ne soient pas une part minoritaire de notre électricité, il faudra développer les moyens de stockage qui y seront associés.

Il faut travailler dans deux axes :

- 1) une meilleure insertion dans le réseau électrique
- 2) transformer une énergie intermittente en une énergie programmable et fiable.

Les deux projets présentés dans ce rapport s'inscrivent dans ces deux axes.

C'est grâce au stockage que les EnR peuvent devenir des moyens de production électrique comme les autres.

C'est pour cela que les développements des EnR et du stockage devront donc être étroitement liés.

Le plan pluriannuel de programmation énergétique de la Réunion doit être revu pour tenir compte des moyens de stockage qu'elle devra mobiliser pour assumer ces ambitions en termes d'EnR.

2. Conclusions sur le stage

Avant ce stage, l'ARER n'avait qu'une vision très vague des technologies et des avantages que l'on peut tirer du stockage.

Ce stage a donc permis d'avoir une première approche dans ce domaine clé de l'énergie.

Le stockage étant étroitement lié à la distribution et à la production de l'énergie, une analyse de ces deux domaines a été aussi nécessaire. Si l'on veut favoriser le stockage et donc les EnR, il est indispensable de tenir compte des contraintes imposées par le réseau. C'est un point à mon avis très important auquel j'ai essayé de me tenir.

La dynamique du stockage est lancée à la Réunion, certains acteurs ont été sensibilisés. Des projets sont initiés, espérons qu'ils donnent suite. Il reste beaucoup de travail.

BIBLIOGRAPHIE

Articles

Hydraulique

1. J.-M. Pagès, « Guide pour le montage de projets de petite hydroélectricité 1&2 », ADEME
2. F. Gabriel, « Le pompage turbinage une solution efficace pour suivre la demande énergétique », Renouveau n°13, 3ème trimestre 2005
3. J.-M. Chapallaz, P. Einchenberger, « Guide pratique pour la réalisation de petites centrales hydrauliques », PACER

Stockage de l'énergie : généralités

4. G. Robin, M. Ruellan, B. Multon, H. Ben Ahmed, P.Y. Glorennec, « Solutions de stockage de l'énergie pour les systèmes de production intermittente d'électricité renouvelable »
5. Marquet A., Levillain C., Davriu A., Laurent S., Jaud P., « Stockage d'électricité dans les systèmes électriques », D4030, Techniques de l'Ingénieur
6. European Commission, 2000, "Energy Storage: A key technology for decentralised power, power quality and clean transport", in Information Day on Non-Nuclear Energy RTD, Brussels, November 2000
7. F.A. Chacra, P. Bastard, G. Fleury, and R. Clavreul. Genetic Algorithms Optimization of Energy Storage in a HV/MV Substation

Couplage éolien/stockage

8. F.A. Chacra, P. Bastard & G. Fleury. Opportunities for energy storage associated to wind Farms with guaranteed feed-in tariffs in the present law.
9. I. Cruz, F. Arias, F. Avia, L.M. Arribas, R.P. Fiffe, "Assesment of different energy storage systems for wind energy integration".
10. Mirjam Sick & Alexander Schwab, "Pumped storage as integrator of wind energy in the electrical grid"
11. Pedro Rosas, "Dynamic influence of wind power on the power system", Thesis.
12. Benjamin L. Norris, Robert J. Parry, Raymond M. Hudson, "An evaluation of windfarm stabilization and load shifting using the zinc-bromine battery (ZBB)"

13. Alex Rojas, "Integrating flywheel energy systems in windpower applications"
14. Waldir Freitas*, Mauricio B.C. Salles, Jose C.M. Vieira, Andre Morelato, Luiz Carlos Pereira da Silva and Vivaldo Fernando da Costa. "Impacts of dynamic reactive power compensation devices on the performance of wind power generators". Int. J. Energy Technology and Policy, Vol. 3, No. 3, 2005 223

H2

15. Ulf Bossel. The Future of the Hydrogen Economy: Bright or Bleak?
16. Wendt H., « Hydrogène par électrolyse de l'eau », 2001, Génie électrochimique principes et procédés, 11-8, p 308-316
17. Damien A., « Hydrogène par électrolyse de l'eau », J6366, Techniques de l'Ingénieur
18. Trémillon B., Durand G., « Électrochimie, Préliminaires à l'étude de l'électrolyse », J1602, Techniques de l'Ingénieur
19. Trémillon B., Durand G., « Électrochimie. Fonctionnement des cellules d'électrolyse », J1608, Techniques de l'Ingénieur
20. Papp R., « cellules d'électrolyse », J4800, Techniques de l'Ingénieur
21. J.P. Arlie, S. His, « Etude technico-économique prospective sur le coût de l'hydrogène », IFP, Total, CEA, AFH2, novembre 2003

Projet Utsira

22. Pål Otto Eide, "The UTSIRA Wind-Hydrogen system - Operational experience"
23. Ivar Hexeberg, "UTSIRA Wind-Hydrogen system", HYDRO, 2005-03
24. Knut Harg, "Utsira – demonstrating the hydrogen society on renewable terms", HYDRO, 2005-04-12
25. S. Green, "Technology test bed", PEi, August 2004
26. R. Glöckner, C. Kloed, F. Nyhammer, Ø. Ulleberg, "Wind / hydrogen systems for remote areas – a Norwegian case study", In Proceedings of WHEC 2002 - 14th World Hydrogen Energy Conference, Montreal, 9-14 June 2002

Système WindVAR de GE

27. Robert H. Gates, "The Economics of Wind and the Impact of Technological Advances in Megawatt Class Turbines". California Wind Energy Collaborative Forum Davis, California December 15, 2003

28. Nicholas W. Miller, "Wind Farm Performance on the Grid: Perception and Reality Data and Graphs"

Hacijo project

29. Aki Okimoto, "Overview of NAS Battery for Load Management". CEC Energy Storage Workshop February 2005.

30. Kouji Tanaka, Yoshihiko Kurashima and Tomio Tamakoshi. "Recent sodium sulphur battery applications in Japan."

VRB

31. "The multiple benefits of integrating the VRB-ESS with wind energy – case studies and applications." June 2006

S&C DSTATCOM

32. Alejandro Montenegro. "Electronic Shock Absorber – An Energy Storage Solution for Wind Farm Applications "

33. Brad Roberts. "Understand VAR Compensation in a Power System", ENERGYUSERNEWS September 2004, Vol.28 n°4.

34. ELECTRONIC SHOCK ABSORBER (An S&C and Hawaiian Electric project). ESA Descriptive

Logiciels

HOMER219

Sites web

Energy Storage Association
www.esa.org

Couplage éolien/hydrogène

Ile d'UTSIRA (Norvège) autonomie énergétique complète.

<http://www.hydro.com/electrolysers/en/markets/energy/index.html>

Installation d'une station de stockage d'énergie éolienne sous forme d'hydrogène par électrolyse.

Grèce

http://users.forthnet.gr/ath/creswe/H2_prod_en.htm

Eoliennes :

<http://www.vergnet.fr>

Potentiel éolien de la Réunion en 2004

http://www.regionreunion.com/fr/spip/consult_articlesnoframe.php3?id_article=516

LISTE DES CONTACTS

Généralités sur le stockage

Bernard Multon, ENS Cachan
Chercheur

Tel : +33 (0)2 99 05 93 08/44
multon@bretagne.ens-cachan.fr

Philippe Poggi, Université de Corse
Chercheur

philippe.poggi@univ-corse.fr

McDowall, Jim, Energy Storage Association
ESA Chair

Jim.McDowall@saftbatteries.com

Projet ILO

Marc Lotz EDF
Responsable du réseau électrique réunionnais
Léo Morel Alstom
Technical tendering engineer

Tel : 02.62.40.65.75
marc.lotz@edfgdf.fr
Tel : 04.76.39.27.60
leo.morel@power.alstom.com

Christian Delvas SAPHIR
Directeur adjoint, Responsable projet Energio

Tel : 02.62.96.19.24
c.delvas@saphir.re

Michel Courteaud Département de la Réunion
Responsable Projet ILO

Tel : 02.62.94.14.00
michel.courteaud@cg974.fr

Yann Hamonet, Conseil Général
Technicien Projet ILO

Tel : 02.62.94.71.25
yann.hamonet@cg974.fr

Yohann Cimbaro, Conseil Général

Tel : 02.62.94.71.33
yohann.cimbaro@cg974.fr

Pascal Cirendini SOGREAH
Maître d'œuvre sur le projet ILO

Tel : 02.62.90.96.12
pascal.cirendini@sogreah.fr

Patrick Pellegrini DAF

Tel : 02.62.30.89.12
patrick.pellegrini@agriculture.gouv.fr

Mirjam SICK, VA TECH HYDRO LTD
Head of of Numerical Methods and IT

Tel: +41 44 278-2319
Mirjam.Sick@vatech-hydro.ch

Projet couplage éolien/stockage énergie

Marc Lotz EDF
Responsable du réseau électrique réunionnais

Tel : 02.62.40.65.75
marc.lotz@edfgdf.fr

Serge Borchellini Vergnet

Tel : 06.92.88.04.42

Directeur Vergnet Océan Indien

s.borchiellini@vergnnet.fr

Hubert Quetelard *Météo France*
Responsable climatologie et bureau d'études

Tel : 02.62.92.11.00
hubert.quetelar@meteo.fr

Valérie Blecua, EDF Energies Nouvelles
chef de projet éolien DOM

Tel : 01-40-90-23-35
vblecua@siif-energies.fr

JC Chaumeton, Aerowatt
chef de projet éolien

Tel : 06.21.69.52.99
Jc.chaumeton@aerowatt.fr

Mickael QUEMERE, Vergnet
service technique

Tel : 02.38.22.75.10
M.Quemere@vergnnet.fr

Keane, Gerald, S&C
“load peak shaving” project manager

GKeane@sandc.com

Aki Okimoto, NGK
General Manager(Technical)

Tel :+81-52-872-7511
a-oki@ngk.co.jp

ANNEXE

Annexe 1 : simulateur de STEP

Le Tableau ci-dessous représente les flux de l'eau réservée à la STEP. Le pas de temps choisi est la demi-heure. Les paramètres peuvent être modifiés manuellement, les productibles et les puissances sont alors recalculés automatiquement.

	Heures	Volume réservoir RT2 (m3)	v olume pompé (m3)	v olume turbiné (m3)	production turbines kWh	consommation pompes kWh
HC	0,5	2840	178	0	0	279
	1	2663	178	0	0	279
	1,5	2485	178	0	0	279
	2	2308	178	0	0	279
	2,5	2130	178	0	0	279
	3	1953	178	0	0	279
	3,5	1775	178	0	0	279
	4	1598	178	0	0	279
	4,5	1420	178	0	0	279
	5	1243	178	0	0	279
	5,5	1065	178	0	0	279
	6	888	178	0	0	279
	6,5	710	178	0	0	279
	7	533	178	0	0	279
	7,5	355	178	0	0	279
	8	178	178	0	0	279
	8,5	0	178	0	0	279
HP	9	634	0	634	628	0
	9,5	1268	0	634	628	0
	10	1902	0	634	628	0
	10,5	2536	0	634	628	0
	11	3170	0	634	628	0
	11,5	3804	0	634	628	0
	12	4438	0	634	628	0
HC	12,5	4260	178	0	0	279
	13	4083	178	0	0	279
	13,5	3905	178	0	0	279
	14	3728	178	0	0	279
	14,5	3550	178	0	0	279
	15	3373	178	0	0	279
	15,5	3195	178	0	0	279
	16	3018	178	0	0	279
	16,5	2840	178	0	0	279
	17	2663	178	0	0	279
	17,5	2485	178	0	0	279
	18	2308	178	0	0	279
	18,5	2130	178	0	0	279
	19	2899	0	769	762	0
HP	19,5	3668	0	769	762	0
	20	4438	0	769	762	0

Paramètres	
volume réservoirs à 12h30	
4437,5 RT2	
0 RE2	
dénivelé Res.haut/Res.bas	
404 m	
Rendement turbinage	
90%	
Rendement pompage	
70%	
Dimensionnement	
Puissance hydrau. Turbines	
1704 kW	
Puissance hydrau.pompes	
393 kW	
Résultats	
Production annuelle	
2,44 GWh	
Consommation annuelle	
3,77 GWh	

HC	20,5	4260	178	0	0	279
	21	4083	178	0	0	279
	21,5	3905	178	0	0	279
	22	3728	178	0	0	279
	22,5	3550	178	0	0	279
	23	3373	178	0	0	279
	23,5	3195	178	0	0	279
	0	3018	178	0	0	279
Total			6745	6745	6683	10328

Annexe 2 : Calcul du surcoût de la proposition n°1 de STEP

		Projet Ini.	€	Projet. Modif	€	Surcoût k€
RT2/STC2						
RT2						
	Terrassement	961 m2	384400	1920 m2	768000	384
	Gros œuvre	5974 m3	716883	11688 m3	1402597	686
	VRD	961 m2	384400	1920 m2	768000	384
	equip. Hydro.	4600 m3	368000	9000 m3	720000	352
STC2						
	Terrassement	374 m2	149600	527 m2	210800	61
	Gros œuvre	374 m2	336600	527 m2	474300	138
	VRD	374 m2	149600	527 m2	210800	61
	equip. Hydro.	1065 m3/h	553800	1420 m3/h	681600	128
	turbine et equip.				141992	142
STC2/RC2						
	conduite	500 mm	202180	600 mm	225155	23
RC2/STD2						
STD2						
	Terrassement	315 m2	126000	450 m2	180000	54
	Gros œuvre	315 m2	283500	450 m2	405000	122
	VRD	315 m2	126000	450 m2	180000	54
	equip. Hydro.	710 m3/h	426000	1065 m3/h	553800	128
	turbine et equip.				141992	142
STD2/RD2						
		450	198450	600	231525	33
RD2/STE2						
STE2						
	Terrassement	180 m2	72000	315 m2	126000	54
	Gros œuvre	180 m2	162000	315 m2	283500	122
	VRD	180 m2	72000	315 m2	126000	54
	equip. Hydro.	365 m3/h	292000	730 m3/h	438000	146
	turbine et equip.				141992	142
STE2/RE2						
		450	131250	600	153125	22
RE2						
RE2						
	Terrassement	254 m2	101736	1188 m2	475200	373
	Gros œuvre	1558 m3	311688	7273 m3	872727	561
	VRD	254 m2	101736	1188 m2	475200	373
	equip. Hydro.	1200 m3	240000	5600 m3	448000	208
						4945 k€

Annexe 3 : Calcul du surcoût de la proposition n°2 de STEP

		Projet Ini.	€	Projet. Modif	€	Surcoût k€
RT2/STC2						
RT2						
	Terrassement	961 m2	384400	1920 m2	768000	384
	Gros œuvre	5974 m3	716883	11688 m3	1402597	686
	VRD	961 m2	384400	1920 m2	768000	384
	equip. Hydro.	4600 m3	368000	9000 m3	720000	352
STC2						
	Terrassement	374 m2	149600	527 m2	210800	61
	Gros œuvre	374 m2	336600	527 m2	474300	138
	VRD	374 m2	149600	527 m2	210800	61
	equip. Hydro.	1065 m3/h	553800	1420 m3/h	681600	128
	turbine et equip.				340782	341
STC2/RC2						
	conduite			600 mm	225155	225
RC2/STD2						
STD2						
	Terrassement	315 m2	126000	360 m2	144000	18
	Gros œuvre	315 m2	283500	360 m2	324000	41
	VRD	315 m2	126000	360 m2	144000	18
	equip. Hydro.	710 m3/h	426000	1065 m3/h	553800	128
STD2/RD2						
				600	231525	232
RD2/STE2						
STE2						
	Terrassement	180 m2	72000	216 m2	86400	14
	Gros œuvre	180 m2	162000	216 m2	194400	32
	VRD	180 m2	72000	216 m2	86400	14
	equip. Hydro.	365 m3/h	292000	730 m3/h	438000	146
STE2/RE2						
				600	153125	153
RE2						
RE2						
	Terrassement	254 m2	101736	1188 m2	475200	373
	Gros œuvre	1558 m3	311688	7273 m3	872727	561
	VRD	254 m2	101736	1188 m2	475200	373
	equip. Hydro.	1200 m3	240000	5600 m3	448000	208
						5071 k€

