



*Une expertise en énergie
au service de l'avenir*



POTENTIEL DES ÉNERGIES RENOUVELABLES EN HAÏTI

VOLET 2 : Options pour l'intégration
des énergies renouvelables
dans le réseau de Jacmel

Préparé pour :

Hydro Québec

29 février 2008

Philip Raphals
Nicolas Muszynski
René Michaud
Jonathan Vianou
Sandrine Favre

326, boul. Saint-Joseph Est, bureau 100
Montréal (Québec) Canada H2T 1J2

Téléphone : (514) 849 7900
Télécopieur : (514) 849 6357
sec@centrehelios.org

www.centrehelios.org

SOMMAIRE EXECUTIF

Dans le cadre de l'initiative d'Électricité d'Haïti (EDH) visant à mettre à jour le système électrique desservant la communauté de Jacmel, Hydro-Québec a fait appel aux services du Centre Hélios afin de l'éclairer et de le conseiller dans le choix de technologies d'énergie renouvelable pouvant répondre aux objectifs de qualité et de coûts du projet. Le présent document aborde la problématique d'électrification de Jacmel avec une plus vaste perspective. En premier lieu, nous analysons sur un horizon de 6 ans le contexte énergétique de Jacmel, en termes de demande et de profil de consommation. Puis, nous faisons un retour plus en profondeur sur les technologies qui nous ont semblé les plus prometteuses en incorporant l'élément du contexte Haïtien à notre analyse. Tout d'abord discutons du profil énergétique de la communauté de Jacmel.

Profil énergétique de la communauté

Tout d'abord, il est nécessaire de s'intéresser à la répartition des usagers du réseau électrique existant à Jacmel. Elle se distingue par les caractéristiques suivantes :

- Le secteur résidentiel consomme les deux tiers de l'énergie produite.
- L'utilisation moyenne pour un consommateur commercial est de seulement 50 % plus élevée que celle d'un consommateur résidentiel.
- Il n'y a que deux clients industriels à moyenne tension et leur consommation est moindre que celle des clients industriels à basse tension.
- L'éclairage public représente une charge relativement importante (5 %).
- L'allure annuelle et quotidienne de la consommation électrique est très stable.

En ce qui concerne la production, le réseau de Jacmel est alimenté par quatre (4) groupes électrogènes diesel et une centrale hydroélectrique au fil de l'eau (Gaillard) qui totalise 4 250 kW. Toutefois, en tenant compte du critère n-1 et d'un taux de disponibilité de 90 %, la puissance effective totale est de seulement 2445KW.

Une intervention majeure d'Hydro-Québec en 2003 a permis de tripler la fourniture en électricité, passant d'environ 8h par jour en 1998 à 24h par jour en 2003. Toutefois, la situation s'est dégradée au cours des dernières années, ceci dû en partie à l'augmentation du prix des combustibles fossiles. Le taux moyen de fourniture a alors progressivement chuté depuis 2005, pour se stabiliser autour de 12h par jour en 2007. Des projets en cours

ont pour but d'augmenter la puissance installée de la centrale thermique à 5900 kW et celle de Gaillard à 550 kW, ce qui totaliserait 6450 kW, pour une puissance effective de 4370 kW.

La planification du réseau à moyen terme nécessite de prendre en compte la croissance de la demande, ainsi que le phénomène de « demande latente ». Hydro-Québec estime une croissance de la demande de pointe d'environ 8 % par an. À partir d'une demande de pointe de 3 400 kW en 2007, on obtient une demande d'environ 5 800 kW en 2014. La puissance installée serait donc suffisante pour couvrir la demande prévue jusqu'en 2014, mais sans respecter la marge de sécurité requise, la puissance effective se situant sous la demande de pointe.

Un autre élément important est le phénomène de « demande latente ». Cette demande provient de deux facteurs bien distincts. D'une part, des clients pas encore raccordés au réseau, et d'autre part, de ceux qui utilisent leurs propres groupes électrogènes pour pallier aux coupures intempestives du réseau. Finalement, il serait aussi raisonnable de penser que, si une puissance additionnelle était disponible sur le réseau, de nouvelles entreprises se présenteraient rapidement pour l'utiliser. Ceci contribuerait à l'essor économique d'Haïti et favoriserait la création d'emplois liée au tourisme et à l'industrie. Selon diverses sources, cette « demande latente » peut s'élever à 2 MW.

ii

Potentiel de production d'énergie renouvelable

La situation géographique privilégiée d'Haïti la place dans une position intéressante pour l'intégration d'énergies renouvelables dans sa production, et ainsi diminuer sa dépendance énergétique vis-à-vis des énergies fossiles. Le développement de projets biomasse, biogaz ou encore biodiesel pourrait jouer un double rôle; en plus du rôle énergétique, ces projets pourraient contribuer à diminuer l'érosion des sols. Sous le climat tropical, le soleil constitue aussi une ressource intéressante pour la production photovoltaïque et solaire thermique convertie en électricité. Mais de toutes les énergies envisagées, c'est l'énergie éolienne qui nous a semblé la mieux adaptée à la situation de Jacmel, les vents provenant des Caraïbes offrant un potentiel éolien considérable.

Énergie éolienne

L'éolien présente un potentiel extrêmement intéressant pour le réseau de Jacmel. Localisé au sud de l'île, Jacmel est, directement exposée aux alizés des Caraïbes, avec des vents dominants provenant du sud-est. De plus l'éolien s'implante simplement, sans

infrastructure connexe d'importance, et requiert peu de maintenance et de contrôle une fois en place.

D'après l'Atlas éolien d'Haiti, il existe deux zones dans cette région présentant un fort potentiel éolien. La première se situe sur la montagne, au sud-ouest de la ville de Jacmel. La deuxième, sur le Cap des Maréchaux, juste en limite sud-est de la ville.

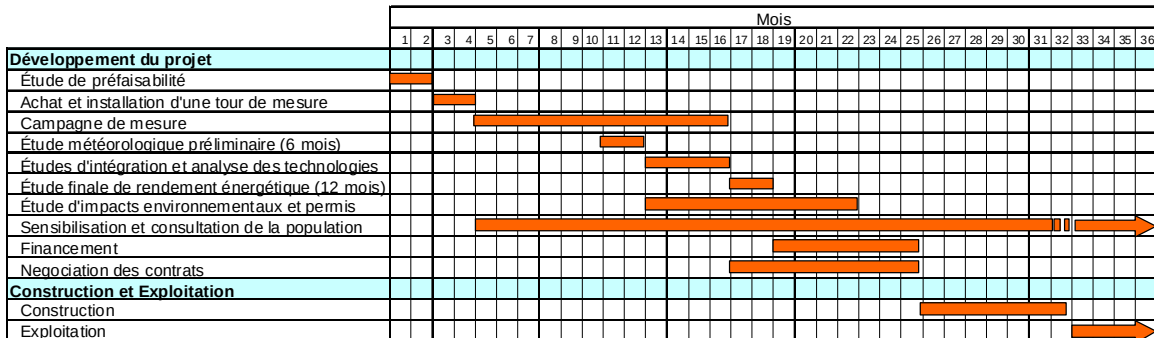
Toutefois, les données de cet Atlas pour la région de Jacmel étant approximatives, elles comportent une incertitude d'au moins 10 %. Une telle variation peut avoir des conséquences importantes sur le productible d'un parc éolien, aussi bien positives que négatives. Certains indices nous laissent cependant penser que ces mesures pourraient sous-estimer le potentiel éolien dans la région de Jacmel.

Le site de « La montagne », situé 500m au-dessus du niveau de la mer présente plusieurs défis : l'accès y est difficile et la pente escarpée, le réseau de Jacmel se situe à plus de 10km, requérant la construction d'une ligne de transport électrique qui peut s'avérer être un coût handicapant. Enfin, le site est fortement exposé aux vents extrêmes.

D'après l'Atlas éolien d'Haïti, le site du cap des Maréchaux est moins important que celui du site de la montagne en terme de potentiel éolien. Toutefois, il présente plusieurs avantages. Il est à moins de 500m du réseau électrique déjà existant et l'accès y est beaucoup plus facile. Une visite nous a permis de constater qu'il y a plusieurs indicateurs naturels suggérant que la carte des vents sous-estime le potentiel à cet endroit. Nous avons aussi observé que la pointe sur le Cap des Maréchaux est aussi un peu moins exposée que les sommets de la Montagne et donc offrirait une certaine protection naturelle contre les vents extrêmes pendant la saison des ouragans. Cette protection réduira sûrement la vitesse moyenne du site et donc la capacité de production. En revanche, elle réduira le risque d'endommagement lors de tempête majeure ou d'ouragan, et vraisemblablement augmentera la durée de vie d'un tel projet et donc sa viabilité économique. De plus, la facilité d'accès au site, en comparaison à celui de la montagne, faciliterait l'exécution des gestes de protection en cas de tempête tropicale appréhendée.

Pour toutes ces raisons, nous considérons que le site du Cap des Maréchaux est en effet plus propice au développement éventuel d'éolienne intégrée au réseau de Jacmel. Dans ce contexte, nous recommandons de procéder à l'installation d'un mat de mesure sur le Cap des Maréchaux.

Le graphique ci-dessus précise les étapes d'un projet éolien, de l'étude de pré faisabilité à l'exploitation. Le présent rapport comportant l'équivalent d'une étude de pré faisabilité, la prochaine étape serait l'initiation d'une campagne de mesure.



Un budget préliminaire pour une campagne de mesure est détaillé à l'annexe A, comprenant l'acquisition, l'installation et l'opération de l'équipement. La phase « opération » inclut deux rapports préparés par un météorologue spécialiste, soit le rapport préliminaire après 6 mois de mesure et le rapport final analysant les données mesurées sur 12 mois.

Ces deux rapports météorologiques permettent d'évaluer la vitesse moyenne et la distribution du vent à la hauteur envisagée, le comportement diurne, mensuel et saisonnier des ressources ainsi qu'une analyse détaillée de la rose des vents à partir de la collecte des mesures. Les étapes suivantes consiste à évaluer le productible envisagé pour chacune des technologies choisies, et à évaluer chacune des technologies viables en fonction de leurs performances et de leurs coûts respectifs.

Biomasse, biogaz et biodiesel

Dans le contexte jacmellien, il existe plusieurs sources potentielles de biomasse pouvant fournir de petite quantité d'énergie. Cependant, à notre connaissance, la production de biomasse est insuffisante pour représenter un apport significatif à la production énergétique. Selon les informations recueillies dans le Volet I, on pourrait s'attendre à un coût de revient de l'électricité produite autour de 16,5 cents le kWh.

Le terme "biogaz" fait référence au méthane produit par des bactéries. La seule méthode envisageable de le produire dans la région jacmellienne est par fermentation des matières organiques, notamment les fumiers et les déchets. Cela se fait par l'entremise d'un bioréacteur (ou digesteur). Le méthane est ensuite brûlé dans une microturbine, souvent

intégrée au digesteur. L'analyse sommaire réalisée au Volet I indique un coût de revient qui tourne aussi autour de 16,5 ¢ le kWh.

Produit à partir d'huiles végétales et de graisses animales, ou encore par la gazéification de la biomasse, le biodiesel pourrait remplacer le diesel conventionnel dans les groupes électrogènes. La disponibilité d'huiles végétales ou de graisses animales usées pourrait s'avérer insuffisante pour envisager la production de biodiesel à partir des ressources agricoles locales. Si la culture est envisagée pour palier à ce manque de ressource, la plante de choix pour produire de l'huile végétale en Haïti serait le jatropha. Toutefois, le rendement n'est que de 400 litres/ha/an. Les implications en termes de consommation d'eau et d'infrastructures d'une telle culture constituent un frein majeur à ce type d'exploitation.

L'intégration de ces types de production entraîne des implications non seulement au niveau des infrastructures en place, mais aussi au niveau de la gestion même de l'électricité par EdH. Cette dernière ne semble pas être bien adaptée à relever le défi sans l'assistance du secteur privé local pour développer et gérer ce développement. Ce type de partenariat pourrait prendre la forme de contrats d'approvisionnement en électricité (*power purchase agreement*) entre le promoteur et EdH. Nous ignorons si de tels arrangements ont déjà eu lieu en Haïti.

Le solaire

Au premier abord, l'énergie solaire sous les tropiques semble être une voie prometteuse pour réduire la dépendance aux énergies fossiles. Cependant, dans le contexte de Jacmel, ni le solaire photovoltaïque, ni le solaire thermique ne se classent parmi les solutions viables. Ses technologies étant respectivement, trop dispendieuses et destinées aux applications de plus grande envergure en termes de puissance.

Intégration des renouvelables dans le réseau du Sud-Est (Jacmel)

L'étude de l'intégration de source d'énergie renouvelable dans le réseau du Sud-Est (Jacmel) tient compte des améliorations déjà en cours, qui augmenteront la capacité de production thermique de 3 800 kW à 5 900 kW à l'horizon 2009. La centrale de Gaillard sera, elle aussi modifiée et sa puissance nominale passera de 450 kW à 550 kW. Toutefois, malgré ces améliorations, le réseau ne sera pas en mesure de répondre à la demande en respectant son critère de fiabilité et ce, à partir de 2011. Si l'on tient compte de la demande latente, cette incapacité sera encore plus grave.

Il ressort de l'étude du potentiel des énergies renouvelables que l'éolienne est de loin la voie la plus prometteuse pour ce projet, et ce malgré sa nature intermittente et variable au gré du vent. La technologie actuelle nous permet d'envisager son intégration selon deux approches différentes : à petite et à moyenne échelle.

L'intégration de l'éolien à petite échelle implique l'ajout de production éolienne en fonction de la capacité du système existant à compenser les variations de cette filière. On parle d'intégration de l'ordre de 400 kW éolien. Les automatismes déjà en place permettront aux groupes diesel de s'ajuster à la demande brute, nette de l'apport éolien en chaque instant. Toutefois, une telle opération peut mettre en danger la fiabilité du réseau s'il y a une baisse rapide de la production éolienne à un moment où les groupes diesel en fonction sont déjà près de leurs limites supérieures de fonctionnement.

Pour éviter ce problème, il faudra s'assurer que la mise en marche des groupes diesels se fasse en fonction de la demande brute au lieu d'en fonction de la demande nette. Ainsi, le réseau pourra résister la chute de production éolienne en tout moment.

Il importe donc de reconnaître que, avec cette approche, l'éolien ne peut être considéré comme un apport en puissance, mais seulement comme un apport en énergie (déplacement du combustible). Ceci implique qu'une telle approche ne change en rien l'incapacité du réseau à répondre à la pointe en demande à l'horizon 2011.

L'intégration à moyenne ou à grande échelle implique l'ajout de production éolienne accompagnée d'un système de stockage d'énergie. En permettant le recours au système de stockage si la production éolienne chute à un moment inopportun, cela évite au gestionnaire l'obligation de maintenir en marche des groupes diesels suffisants pour répondre à l'entièreté de la demande.

Les technologies actuelles permettent l'accumulation d'énergie électrique de l'ordre de quelques MWh, ce qui permet de pallier à la variabilité de la production éolienne. Ainsi, il serait possible de considérer cette combinaison éolienne-stockage, comme un apport non seulement en énergie, mais aussi en puissance. Avec un système de stockage bien dimensionné, le gestionnaire de réseau pourrait ajouter de la capacité éolienne ainsi que d'autres sources intermittentes — comme le solaire, par exemple — afin de répondre à la demande de pointe. Les limitations n'étant plus d'ordre de capacité du réseau à compenser les fluctuations des productions intermittentes, mais bien la ressource renouvelable elle-même.

Des technologies de stockage existantes, la batterie au vanadium redox est de loin la mieux adaptée à ce contexte. Il s'agit d'une technologie qui est en phase précommerciale. Les compagnies VRB Power et Sumitomo Electric sont toutes deux détentrices des droits d'exploitation de cette technologie. Les droits de VRB couvrent l'ensemble du globe à l'exception du Japon et de l'Asie où ces droits appartiennent à Sumitomo Electric. Cette technologie a déjà été utilisée dans un contexte éolien-diesel dans deux endroits, soit Saporu au Japon et à King's Island en Tasmanie.

Un tel système peut permettre de réduire la capacité des lignes électriques. Il permet aussi d'envisager un projet en plusieurs étapes successives d'ajout d'éolien en fonction de l'évolution de la demande de pointe ce qui augmente la flexibilité du réseau. Bien que l'ajout d'un tel système de stockage augmente l'investissement initial, il reste à considérer, car ses avantages peuvent se révéler non négligeables.

L'énergie solaire ne présente pas de possibilités intéressantes au niveau du réseau de Jacmel pour les prochaines années. D'une part, le prix du photovoltaïque est encore trop élevé pour permettre d'envisager l'ajout d'un parc PV au réseau. D'autre part, les technologies de la solaire thermodynamique ne sont pas encore à un stade de maturité suffisant pour permettre leur implantation en Haïti.

Cependant, l'approche modulaire de la solaire thermodynamique risque de devenir une option intéressante d'ici quelques années. Dans la mesure où une installation plus importante de cette filière devient intéressante, la question de l'accumulation, déjà traitée dans le cadre de la problématique éolienne, se pose également vu le cycle de production diurne/nocturne.

En ce qui a trait à l'intégration d'énergies de sources biologiques, celle-ci ne pose pas de difficultés techniques. Pour la biomasse et le biogaz, les puissances envisageables dans le contexte sont très petites, respectivement de 100 kW et 35 kW. De toute évidence, l'intégration d'une puissance de cette magnitude ne pose aucun défi important au réseau. La génératrice peut probablement être branchée directement au réseau de distribution, sans créer de difficultés majeures.

Conclusion

L'énergie éolienne semble être la solution la mieux adaptée pour répondre aux besoins exprimés par EdH et la communauté de Jacmel. Le coût de revient, l'intégration plus

facile ainsi que la simplicité de maintenance et d'opération sont des facteurs où elle surclasse les autres options envisagées.

Compte tenu du fort potentiel éolien dans la région de Jacmel, nous proposons de procéder à une analyse détaillée des vents. Puisque le site du Cap Maréchaux présente des caractéristiques facilitant l'installation, l'intégration et l'entretien comparativement au site de la montagne, on suggère d'y installer une tour de mesure. Après un peu plus de six mois de mesures, il sera possible d'arrêter nos choix technologiques et d'amorcer l'ingénierie du système. Le budget préconisé pour la campagne de mesure avec une tour de 50m s'élève à 93 000 \$. L'opération comprend deux rapports préparés par un météorologue spécialiste, un rapport préliminaire après 6 mois de mesure et un rapport final analysant les données mesurées sur 12 mois.

Dans la première étape du texte qui suit, nous faisons un survol du profil énergétique de la communauté de Jacmel ce qui nous amène à mieux comprendre la problématique vécue. Par la suite, nous explorons plus en détail les tenants et aboutissants qui ont mené aux conclusions présentées au sommaire en regard à l'intégration de différentes technologies aux fins de répondre à ladite problématique.

TABLE DES MATIÈRES

SOMMAIRE EXECUTIF	I
1) INTRODUCTION	1
2) PROFIL ÉNERGÉTIQUE DE LA COMMUNAUTÉ	2
2.1) La demande actuelle	2
2.2) Le réseau de production	4
2.3) Le bilan offre-demande en puissance	5
3) POTENTIEL DE PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE	9
3.1) Énergie éolienne	9
3.1.1) Appréciation du potentiel et sommaire des études antérieures	9
3.1.2) Sites d'intérêts dans la région de Jacmel	15
3.1.3) Scénarios technologiques	19
3.1.4) Démarches à suivre	20
3.1.5) Conclusion	23
3.2) Sources biologiques	24
3.2.1) Biomasse	24
3.2.2) Biogaz	27
3.2.3) Biodiesel	29
3.3) Énergie solaire	30
3.3.1) Solaire photovoltaïque	31
3.3.2) Solaire thermodynamique	32
4) ANALYSE D'INTÉGRATION DE RESSOURCES RENOUVELABLES	33
4.1) Le système actuel	33
4.1.1) Description des unités de production	33
4.1.2) Fonctionnement général et systèmes de contrôle	34
4.2) L'intégration de l'énergie éolienne	34
4.2.1) Scénario #1: Intégration éolienne à petite échelle	35
4.2.2) Scénario #2 Intégration éolienne à moyenne échelle	41
4.2.3) La problématique éolienne dans le contexte de l'équilibre offre- demande à Jacmel	47
4.2.4) Connexion au réseau	48
4.2.5) Mise en service et opération	48
4.3) Intégration de l'énergie solaire	49
4.4) Intégration des énergies de source biologique	50
5) CONCLUSION	51
ANNEXE A — Budget pour l'installation d'une tour de mesure éolienne sur le Cap des Maréchaux	

1) Introduction

Ce projet s'insère dans le Projet d'assistance technique en Haïti. Financé par l'ACDI, il a pour objectif de remettre en état le système électrique d'Électricité d'Haïti (EdH) desservant la communauté de Jacmel, dans le but d'appuyer l'initiative visant à faire de Jacmel un centre touristique et d'excellence.

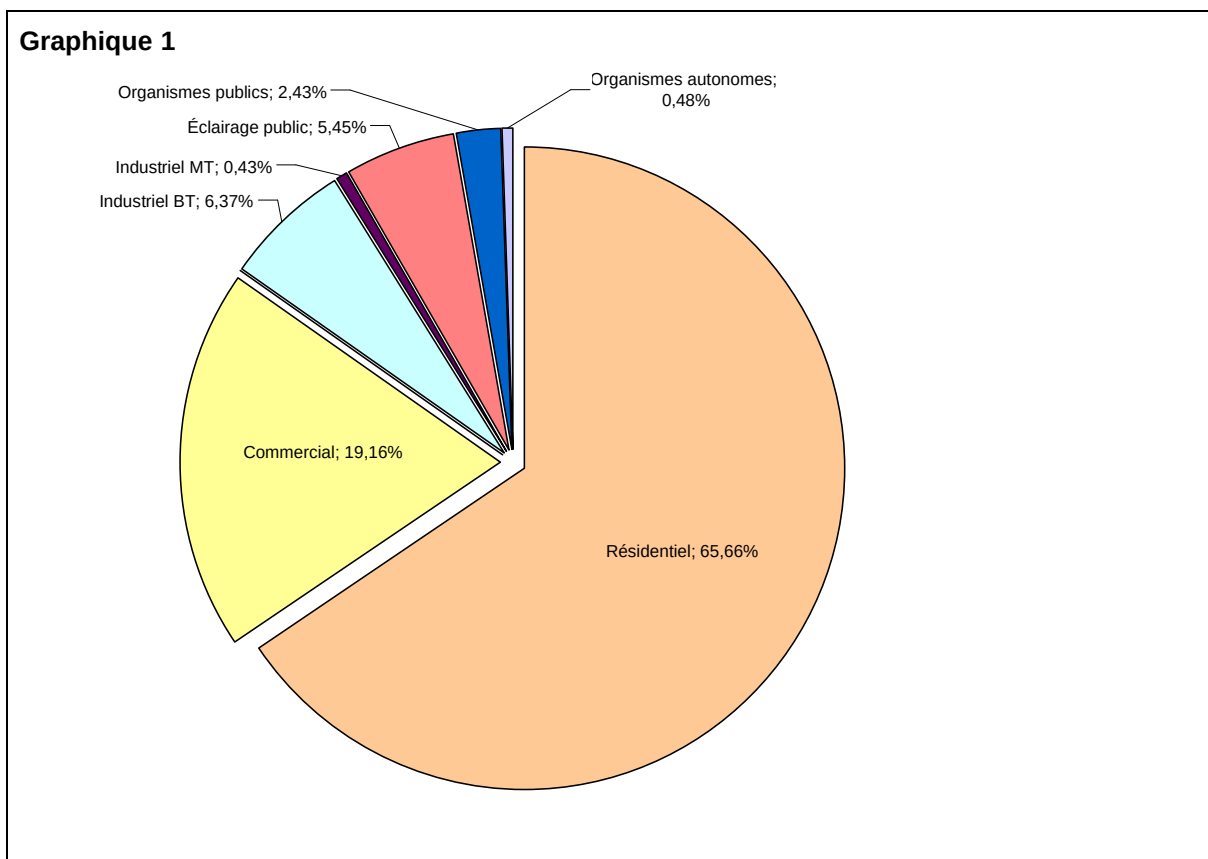
Le rôle du Centre Hélios consiste à conseiller Hydro-Québec dans le choix des technologies renouvelables qui peuvent le mieux s'intégrer à ce réseau d'EdH, dans le respect des objectifs de qualité de l'électrification de Jacmel à un coût rendant le projet économiquement viable à long terme.

Le présent document se divise en cinq parties. Suivant cette introduction, la section 2 sera consacrée à élaborer le profil énergétique de la communauté à desservir. La section 3 s'adresse aux potentiels disponibles dans la région sud-est - Jacmel pour les différentes filières d'énergies renouvelables, notamment les énergies éoliennes, solaires et de sources biologiques. La section 4 traitera des possibilités réelles d'intégration de ces énergies dans le réseau. Finalement, à la section 5 nous présenterons quelques conclusions.

2) Profil énergétique de la communauté

2.1) La demande actuelle

La clientèle d'EdH à Jacmel consiste principalement de clients résidentiels (82%). En 2005, il desservait également 1071 clients commerciaux (16 %) ainsi que 21 clients industriels. La clientèle résidentielle compte pour 66% de la consommation totale et celle commerciale pour 19 %, comme l'indique le graphique 1.



Ce réseau se distingue par les caractéristiques suivantes¹ :

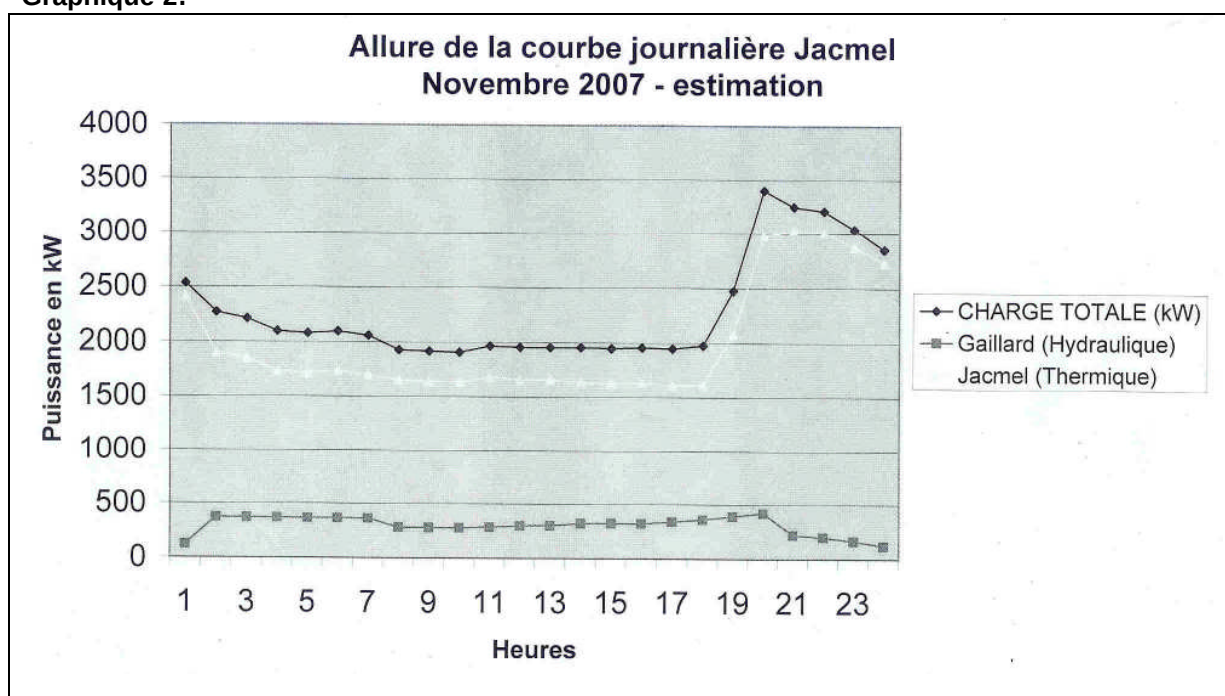
- o Le secteur résidentiel consomme les deux tiers de l'énergie produite;
- o L'utilisation moyenne pour un consommateur commercial est de seulement 50 % plus élevée que celle d'un consommateur résidentiel;

¹ Source: Projet d'assistance technique Jacmel, phase III, rapport du 30 mai 2005 (ci-après « rapport du mai 2005 »), p. 11.

- o Il n'y a que deux clients industriels à moyenne tension, les autres 19 étant à basse tension;
- o La consommation moyenne de ces deux clients à haute tension est moindre que celle des clients industriels basse tension;
- o L'éclairage public représente une charge relativement importante (5 %).

Le profil de la consommation est très stable, consistant en une consommation de base de presque 2 000 kW (données de 2007), avec une pointe en soirée d'environ 3 400 kW. Plus précisément, la demande augmente rapidement au moment du crépuscule, c'est-à-dire entre 17h et 19h, pour ensuite diminuer graduellement jusqu'à 1h du matin, comme l'indique le Graphique 2.

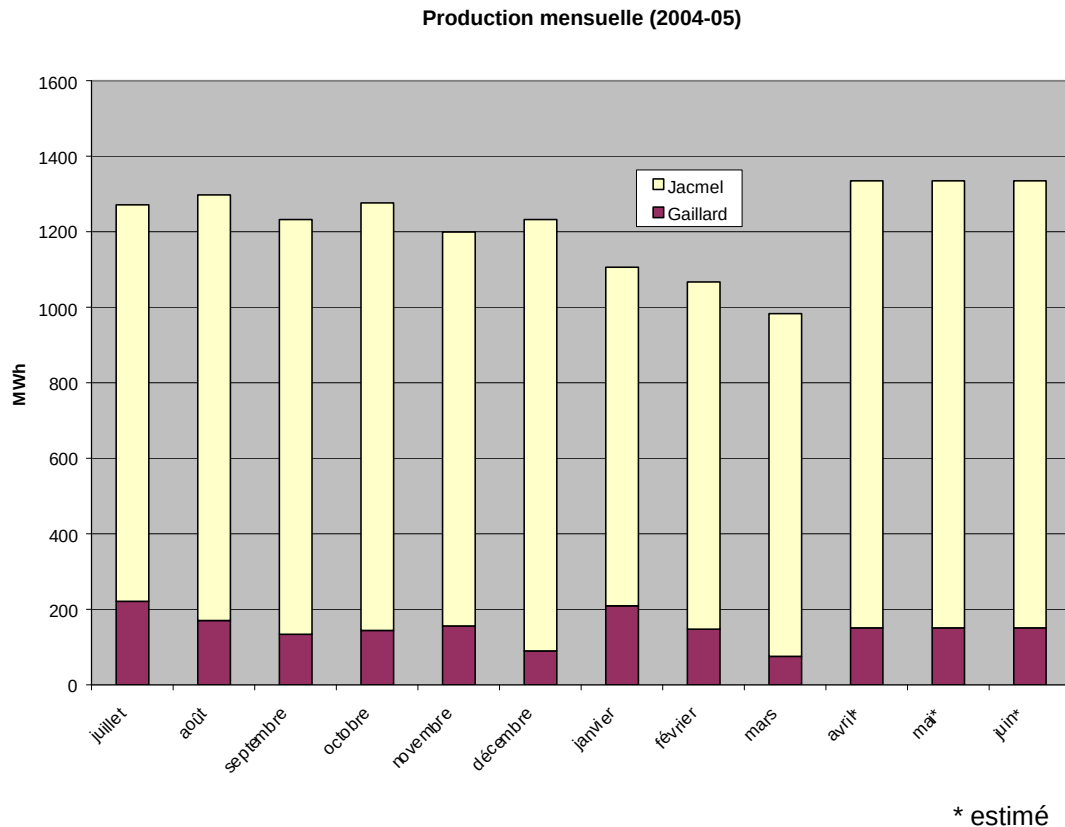
Graphique 2.



Le profil de production sur l'année est aussi relativement stable, comme l'indique le Graphique 3, à l'exception des mois de janvier à mars 2005². Notons que la production de la centrale hydraulique Gaillard, une centrale au fil de l'eau d'une puissance nominale de 450 kW, varie entre 74 et 220 MWh par mois, selon la saison.

² Nous ignorons si cette réduction représente un phénomène saisonnier ou un événement ponctuel.

Graphique 3.



Source: Rapport de mission 2005, p. 7.

2.2) Le réseau de production

Le réseau de Jacmel, qui est alimenté par quatre (4) groupes électrogènes diesel et par une centrale hydroélectrique (Gaillard), dessert une population d'environ 40 000 habitants (2003). Le réseau de distribution compte 50 km de lignes moyenne tension (23 kV) et de 110 km de lignes basse tension.

Après une intervention intensive d'Hydro-Québec afin d'améliorer le fonctionnement du réseau sur plusieurs aspects, la fourniture en électricité a augmenté d'environ 8h par jour en 1998 à 24h par jour en 2003. Toutefois, la situation s'est dégradée ces dernières années, surtout en raison de l'augmentation du prix des combustibles fossiles, le prix du diesel ayant presque triplé entre 1998 et 2007. Le taux moyen de fourniture a baissé progressivement depuis 2005, pour se situer en 2007 autour de 12h par jour.

Malgré les hausses de tarif des dernières années, les tarifs d'EDH demeurent en deçà du son coût de revient, et ne couvre même pas les coûts de combustible.

2.3) Le bilan offre-demande en puissance

Le réseau de production existant comprend les équipements suivants :

Centrale	Puissance (kW)
Jacmel G1	900
Jacmel G2	1250
Jacmel G3	1250
Jacmel G4	400
Gaillard	450
TOTAL	4 250

Toutefois, en tenant compte du critère n-1 et d'un taux de disponibilité de 90 %, la puissance effective de la centrale diesel de Jacmel n'est que de 2 445 kW, à laquelle s'ajoute la puissance effective de la centrale Gaillard, soit 150 kW³.

Des projets en cours ont pour but de remplacer le groupe G4 par un groupe de 1 250 kW, d'ajouter un cinquième groupe diesel de 1250 kW pour atteindre une puissance thermique totale installée de 5900 kW et d'augmenter la puissance de Gaillard à 550 kW.

L'évolution de la puissance installée et effective du réseau se présente donc comme suit :

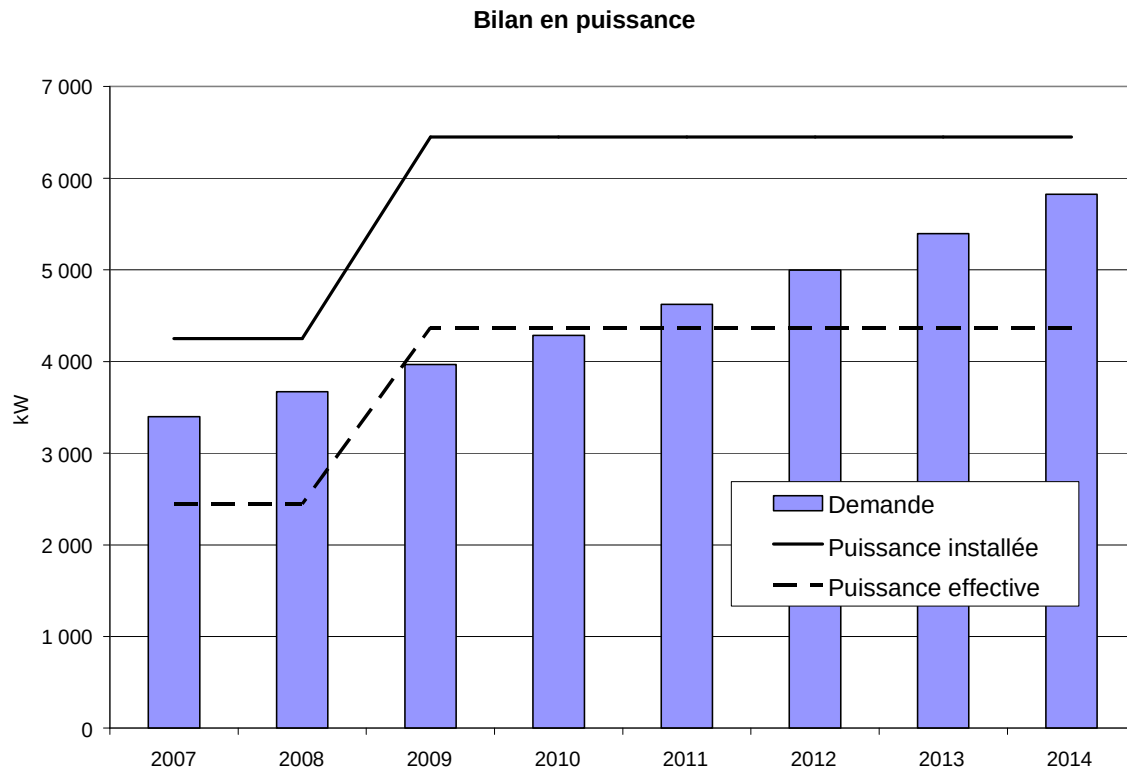
	2007		2009	
Parc de production	puissance installée	disponible à 90%	puissance installée	disponible à 90%
G1	900	810	900	810
G2	1250	1125	1250	1125
G3	1250	1125	1250	1125
G4	400	360	1250	1125
G5			1250	1125
Gaillard	450	150	550	185
Total	4250	3570	6450	5495
n-1	3000	2445	5200	4370

Selon Hydro-Québec, on peut s'attendre à une croissance de la demande de pointe d'environ 8 % par an⁴. À partir d'une demande de pointe de 3 400 kW en 2007, on obtient donc le bilan du Graphique 4.

³ Communication avec Bernard Cyr.

⁴ Ibid.

Graphique 4



On constate donc que la puissance installée sera suffisante pour couvrir la demande prévue jusqu'en 2014, mais sans respecter la marge de sécurité requise. En effet, la demande de pointe est supérieure à la puissance effective pour la période commençant en 2011.

Plus spécifiquement, les ajouts de puissance planifiés pour 2009 mèneront la puissance effective à un niveau requis pour cette même année, sans laisser de marge de manœuvre nécessaire pour couvrir la croissance de la demande des années subséquentes à 2010. On constate donc le besoin d'installer 285 kW additionnels à l'horizon 2011 et jusqu'à 1,62 MW en 2014.

Un autre facteur important pour bien saisir la situation du réseau de Jacmel est le phénomène de « demande latente ». Composée d'une part des clients en attente de branchement et, d'autre part, de ceux qui utilisent leurs propres groupes électrogènes pour fournir de l'électricité lorsque le réseau n'est pas disponible.

Au moment du rapport de mai 2005, on constatait déjà 350 clients en attente de branchement. Quoique nous ne disposions pas de chiffres comparables pour 2007, il n'y a pas raison de penser que le nombre de clients en attente ait diminué, bien au contraire.

Étant donné la non-disponibilité du réseau pendant une partie croissante des heures de la journée depuis 2005, il est évident que toute installation commerciale ou industrielle qui requiert de l'électricité sur une base constante doit se munir d'une génératrice. Hydro-Québec estime que, ensemble, ces génératrices individuelles peuvent compter pour une puissance installée de 500 à 750 kW⁵. On peut présumer que, dans la mesure où la disponibilité du réseau s'améliore, ces clients l'utiliseront de préférence⁶, augmentant ainsi la demande à desservir.

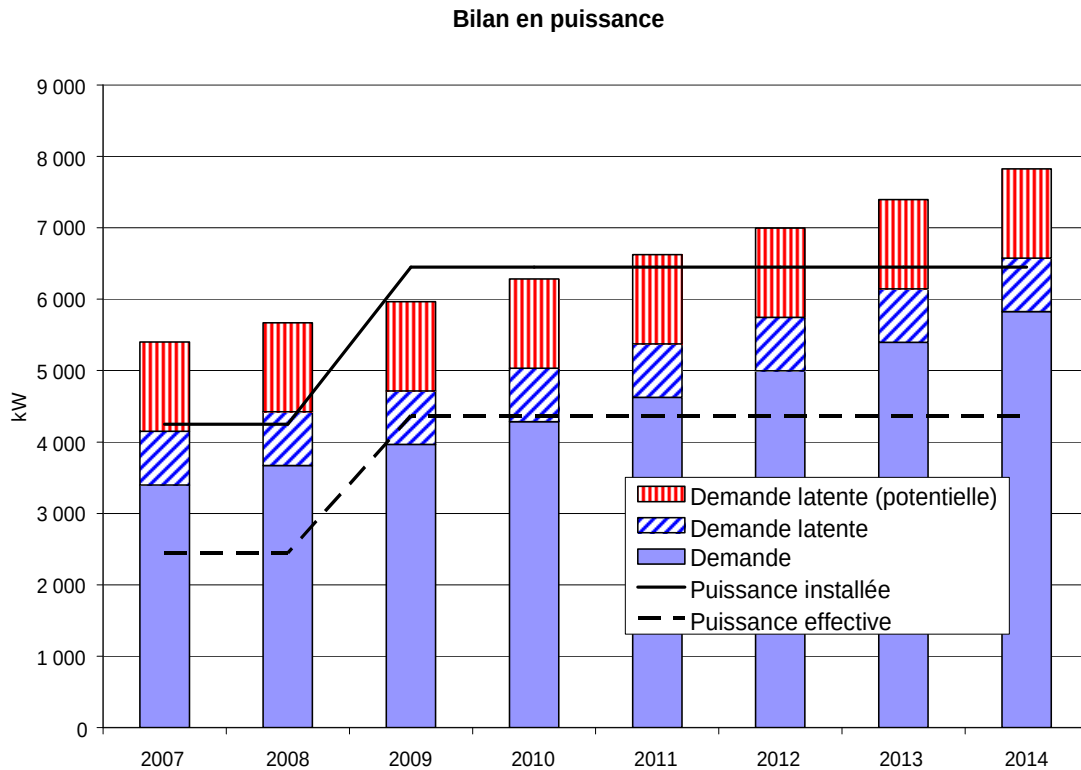
Finalement, des échanges avec différents membres de la communauté d'affaires de la région de Jacmel nous laissent penser que, l'indisponibilité du réseau est un frein majeur à l'activité économique. Il serait raisonnable d'envisager que, si une puissance additionnelle était disponible sur le réseau, de nouvelles entreprises se présenteraient rapidement pour l'utiliser. Selon un entrepreneur local, cette "demande latente" peut s'élever jusqu'à 2 MW.

Pour des fins de réflexion, nous indiquons dans le graphique 5 les conséquences d'ajouter deux tranches pour palier à la demande latente, la première de 750 kW et la deuxième de 1 250 kW.

⁵ Ibid.

⁶ Selon un entrepreneur local, il coûte environ 13 gourdes par kWh pour produire l'électricité avec une petite génératrice, versus les tarifs d'EDH de 7 gourdes/kWh.

Graphique 5



Les parties 3 et 4 du présent document, qui traitent du potentiel de production d'énergies renouvelables et de leur intégration dans le réseau existant, se feront surtout en fonction de la prévision « de base » indiquée au Graphique 4. Nous reconnaissons toutefois que, s'il était possible de produire et d'intégrer des quantités plus grandes d'énergie renouvelable de façon pratique et économique, il y aurait une forte probabilité pour que la demande augmente — avec, certainement, des bénéfices importants sur le plan économique et social.

3) Potentiel de production d'énergie renouvelable

La situation géographique privilégiée d'Haïti la place dans une position intéressante pour l'intégration d'énergies renouvelables dans sa production, et ainsi diminuer sa dépendance énergétique vis-à-vis des énergies fossiles. Les vents provenant des Caraïbes offrent un potentiel éolien considérable. Le niveau d'ensoleillement se prête bien à la production photovoltaïque et de solaire thermique. Le climat tropical et les sols, pour le développement de projets biomasse, biogaz ou encore biodiesel peuvent assurer un double rôle; en plus du rôle énergétique, ils pourraient contribuer à la stabilisation de l'érosion des sols. Dans cette section, nous explorons la contribution potentielle des énergies renouvelables que sont l'éolien, le solaire et la biomasse, dans le contexte du réseau du sud-est d'Haïti.

3.1) Énergie éolienne

A l'échelle mondiale, l'énergie éolienne est l'énergie renouvelable qui connaît actuellement la plus grande croissance. Cette expansion s'explique principalement par une croissance de la compétitivité économique de l'éolien face aux technologies de production conventionnelle. Depuis quelques années, on observe à la fois une augmentation du coût des ressources fossiles, moteur de l'émergence des technologies alternatives, accompagné d'une évolution de la technologie éolienne, de plus en plus efficace et fiable.

Dans le contexte du projet d'électrification de Jacmel, l'éolien devient d'autant plus intéressant. Les pointes dans la région côtière autour de Jacmel sont exposées aux Alizés des Caraïbes. De plus, l'éolien s'implante simplement sans infrastructure connexe d'importance et requiert peu de maintenance et de contrôle une fois en place.

Compte tenu de son fort potentiel de réalisation et ses coûts compétitifs, l'option éolienne a donc été retenue et étudiée plus en détail.

3.1.1) Appréciation du potentiel et sommaire des études antérieures

L'évaluation du potentiel de réalisation d'un projet éolien sur un site spécifique passe nécessairement par une compréhension de la ressource éolienne présente. Ce processus s'effectue généralement en trois étapes permettant un investissement graduel dans le développement d'un projet. Globalement, ces étapes sont :

1. **Étude de pré faisabilité** : Évaluation sommaire de la ressource par divers moyens. Cette étape peut se faire simplement par une analyse du terrain et une visite de site. Si des données météorologiques existent à proximité du site (<50km), elles peuvent être utilisées avec une certaine confiance. Afin de raffiner la connaissance d'un site, il est possible de simuler le potentiel sur un très grand territoire et de créer un mappage méso-échelle permettant de donner une idée des vents présents sur un site.
2. **Campagne de mesure** : Si l'étude de pré faisabilité conclut qu'un potentiel existe sur le site, il faudra ensuite procéder à une campagne de mesures avec mât météorologique. Les mesures permettront d'évaluer les ressources avec précision afin d'évaluer la faisabilité économique et technique du projet. Généralement la campagne de mesure s'étend sur une période minimale d'une année.
3. **Études détaillées** : Suite aux six premiers mois de mesures, il est possible de commencer une évaluation plus poussée du projet. Ces études permettront de faire quelques choix technologiques et d'amorcer l'ingénierie du système. Il est cependant recommandé de ne commencer cette étape qu'après une année complète de mesures.

10

Un atlas éolien d'Haïti a été mandaté par le Programme de Réhabilitation et de Développement des infrastructures socio-économiques de base (PRD) et financé par le Fond européen de Développement (FED). Ce travail a été effectué par la firme française Winergy. Une simulation méso-échelle a été réalisée à l'aide du logiciel Meteodyn_ATLAS® et Meteodyn® afin de cibler les zones d'intérêt. Ces logiciels, utilisant des données satellitaires de grandes échelles, simulent le vent sur un territoire en s'appuyant sur sa topographie et son couvert végétal. Ces simulations sont aussi peaufinées et vérifiées à l'aide de données de stations météorologiques lorsqu'elles sont disponibles. La carte ci-dessous est tirée du rapport de Winergy de juillet 2006 et représente une estimation de la vitesse moyenne du vent à 50m sur l'ensemble du territoire haïtien.

Graphique 6

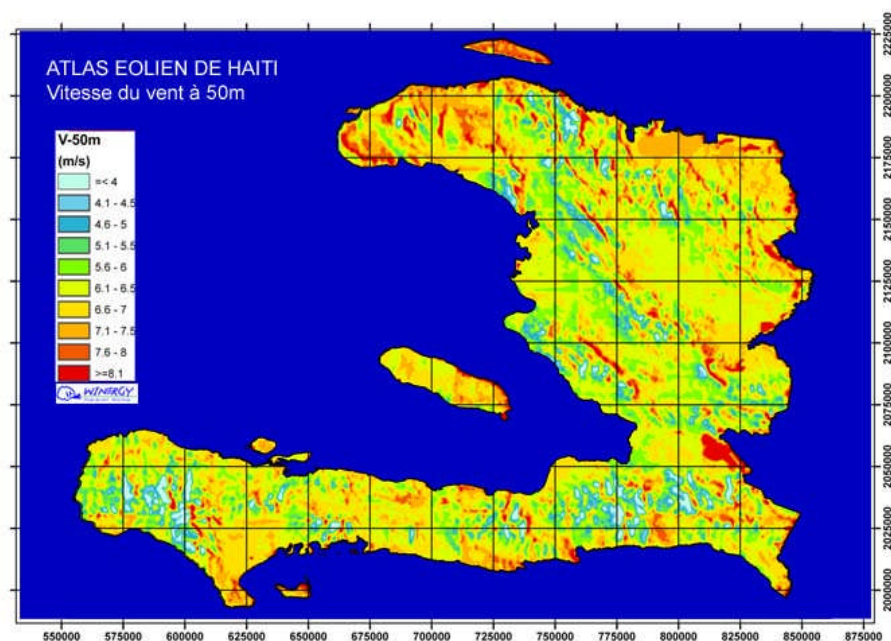
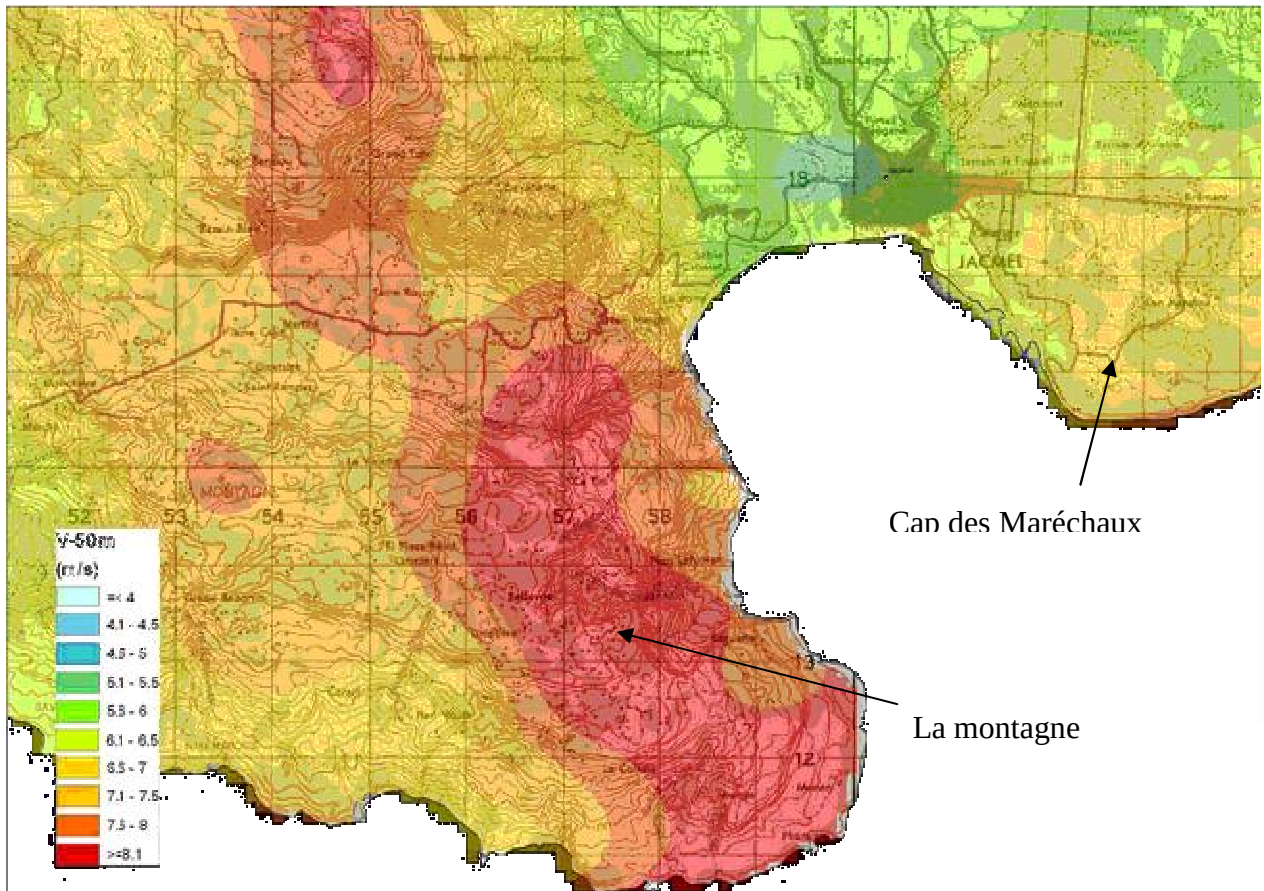


Figure 1: Carte des vitesses de vent moyen à 50m

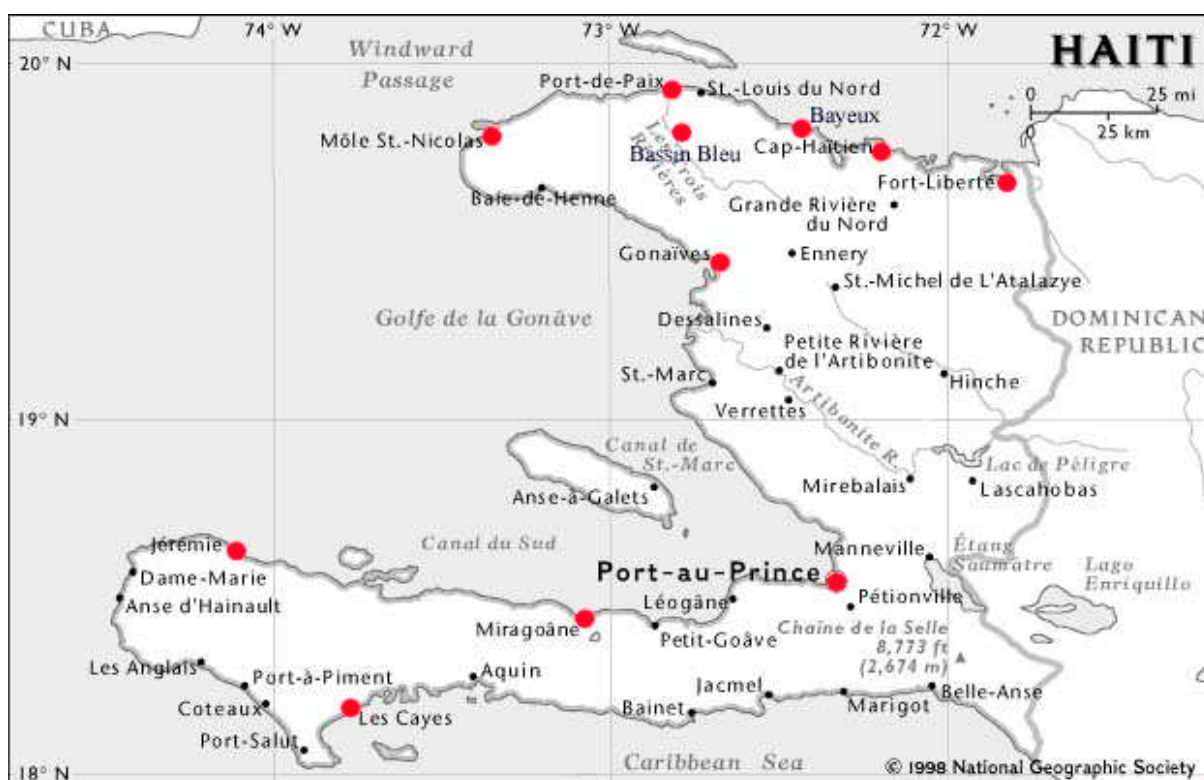
Malgré le caractère relativement grossier de cette analyse, il permet de faire une première estimation du potentiel du site de Jacmel. La carte ci-dessous représente une vue agrandie de la région de Jacmel tirée de la partie 2 de l'Atlas éolien préparé par Winergy.



Graphique 7. Carte des vitesses de vents dans la région de Jacmel

Nous pouvons constater qu'il existe une zone dans la région de Jacmel, présentant un fort potentiel supérieur à 8 m/s pour une hauteur de 50m. Cette zone se situe sur la montagne, au sud-ouest de la ville de Jacmel. De plus, il existe une zone sur le Cap des Maréchaux, juste au sud-est des limites de la ville, qui, selon la carte, présente un potentiel entre 7,1 et 8 m/s.

Afin de comprendre les limites du modèle et d'analyser les résultats de la simulation pour la région de Jacmel, il est utile de s'attarder sur l'analyse des sources de données météorologiques utilisées. La carte ci-dessous, tirée de l'Atlas éolien d'Haïti, représente l'emplacement géographique des stations météorologiques utilisées afin de préparer la carte des vents.

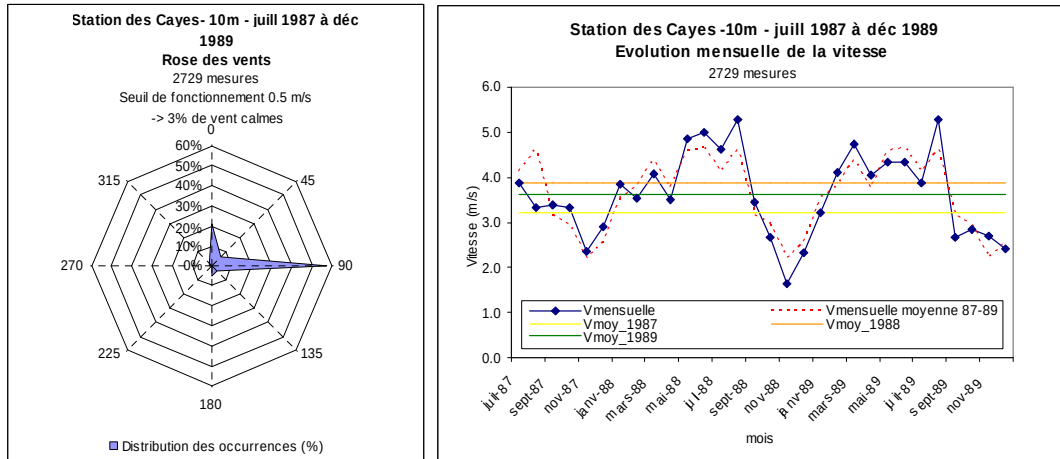


Graphique 8. Emplacement des stations météorologiques utilisées pour l'étude de Winergy

Les trois stations les plus proches de Jacmel sont les stations de **Port-au-Prince**, de **Miragoâne** et des **Cayes**. Comme les vents dominants viennent de l'est et du sud-est, les stations de Miragoâne et Port-au-Prince ne représentent pas les conditions météorologiques à Jacmel. Il est toutefois intéressant de regarder les données de la station des Cayes, qui se trouve également sur la cote sud du pays.

La station de mesure des Cayes se trouve à environ 130 km à l'ouest du site de Jacmel, dans une région côtière avec une exposition générale relativement semblable à celle de Jacmel. Une différence notoire cependant est la présence de l'île à Vache, située environ à 15 km au sud-est au large des Cayes, qui pourrait influencer le comportement local des vents de la station des Cayes.

Winergy a procédé à une analyse détaillée des données de chacune des stations et les résultats principaux, soit la rose des vents⁷ et la variation saisonnière de la vitesse du vent, de la station des Cayes sont présentés ci-dessous :



Graphique 9

Ces analyses sont basées sur des mesures enregistrées sur une période de deux ans et demi, entre juillet 1987 et décembre 1989, à une hauteur de 10 m. La seule indication dans le rapport sur l'emplacement de la tour est qu'elle se situe sur une « zone plate, au niveau de la mer... » avec « ...très peu d'arbres actuellement. »

En observant la rose des vents, il semble y avoir quelques anomalies potentielles. Premièrement, une rose des vents bidirectionnelle avec si peu de contribution des autres directions n'est pas typique. De plus, comme il est mentionné dans l'analyse, la composante nordique représentée dans la rose des vents pourrait être due à une erreur de mesure et non à un phénomène météorologique. Notons également l'absence presque totale des vents du sud. Une telle rose des vents est possible, mais présente un risque élevé d'être erronée. Sans les données brutes, il est difficile de statuer avec certitude la validité des données.

À première vue, les données de la station représentative semblent comporter des erreurs et inconsistances potentielles qui suggèrent la possibilité, soit de problèmes mécaniques des instruments de mesure, soit d'anomalies non documentées sur le placement du mât (p. ex. proximité des bâtiments).

⁷ La rose des vents indique la distribution directionnelle des vents sur la période étudiée.

Cela dit, nous pouvons quand même en tirer quelques conclusions qui resteront à confirmer. Il semble que le vent dominant vienne de l'est, ce qui était prévisible, étant donné la forte influence des Alizés. De plus, les mois à fort potentiel seraient de mars à septembre, tendance observée pendant les deux années de mesures.

Quoique les cartes de simulations à grande échelle, comme celle produite pour l'Atlas éolien d'Haiti, aient une certaine valeur pour effectuer une première estimation du potentiel, il faut comprendre qu'elles ont aussi des limitations importantes. Comme les données météorologiques de base dans les alentours de Jacmel sont limitées, l'incertitude associée à la représentation de vent à Jacmel est relativement élevée. De plus, cette incertitude est difficile à évaluer. D'expérience il serait difficile d'imaginer une incertitude en dessous de 10 %, ce qui signifierait, pour une évaluation à 8,0 m/s, à une plage d'incertitude de $\pm 0,8$ m/s. Une telle variation peut avoir une importance considérable sur le productible d'un parc éolien puisque l'énergie que nous pouvons extraire du vent est fonction du cube de sa vitesse. La possibilité que les anomalies de la rose des vents soient dues à des problèmes techniques dans la mesure des vents augmente davantage le degré d'incertitude sur l'estimation des vents à Jacmel.

Toutefois, l'absence quasi totale des vents du sud et du sud-est dans la rose des vents des Cayes — malgré le fait que les vents prédominants de la région devraient venir en partie du sud et du sud-est — suggère que les extrapolations faites à partir de ces mesures risquent plutôt d'être une sous-estimation que le contraire. Nous considérons donc que ces incertitudes ne devraient pas décourager la tenue d'une campagne de mesure dans la région de Jacmel mais plutôt l'encourager. D'après les analyses présentées ci-dessus nous sommes d'accord pour affirmer qu'il existe un potentiel très favorable, donc économiquement viable pour l'implantation de technologie éolienne dans la région de Jacmel. Ceci justifie amplement la mise en œuvre d'une campagne de mesure.

3.1.2) Sites d'intérêts dans la région de Jacmel

Basés sur la carte des vents de l'Atlas éolien d'Haiti et des données géographiques disponibles, un certain nombre de sites ont été présélectionnés. Suite aux visites sommaires, deux sites principaux ont retenu notre attention pour lancer une étude approfondie. Ces sites sont ceux de la Montagne et du Cap des Maréchaux, représentés sur la carte détaillée du potentiel de Jacmel (graphique 7). Une description de ces sites est présentée ci-dessous avec quelques détails sur les données recueillies et les possibilités d'exploitation de ces sites.

3.1.2.1) La montagne

Le site de « La montagne » est situé sur les crêtes se projetant dans la mer au sud-ouest de la baie de Jacmel. Cet endroit est identifié par la carte des vents comme étant à très fort potentiel. La montagne s'élève à environs 500m et est bien exposé est - sud-est. Des photos directionnelles prises sur les sommets (voir page suivante) permettent de visualiser l'ouverture vers la mer à l'est ainsi que le couvert forestier.

Bien que cet endroit semble tout indiqué en terme de potentiel, il présente plusieurs défis à relever afin d'y installer des turbines. Premièrement, l'accès y est difficile et la pente escarpée. De plus, le réseau de Jacmel serait à plus de 10 km, requérant la construction d'une ligne de transport électrique qui peut s'avérer un coût handicapant. Enfin, dans un endroit où un des défis majeurs envisagés sera la possibilité de vents extrêmes, la montagne reste un endroit fortement exposé augmentant ainsi la probabilité de vents extrêmes importants. La difficulté d'accès au site limite d'autant plus la possibilité de prendre des gestes préventifs dans les heures qui précèdent une tempête appréhendée.

3.2.2.2) Le cap des Maréchaux

Le site du Cap des Maréchaux est en périphérie sud-est de la ville de Jacmel dans un endroit où le développement immobilier semble subir une certaine expansion. La majorité du Cap est à une élévation d'environ 50m au-dessus du niveau de la mer et est complètement exposée à l'est et sud-est. Une série de photos directionnelles est présentée ci-dessous.



Photos directionnelles prises de la montagne
Position : N18° 12.376', O72° 34.349'

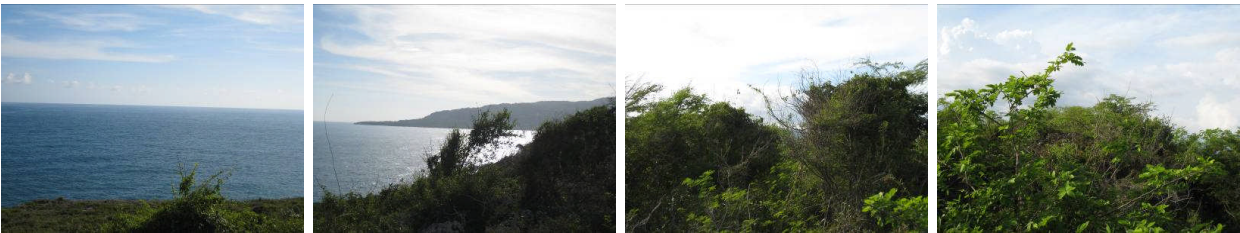


N NE E SE S SO O NO

Photos directionnelles prises du Cap Maréchaux
Position : N18° 12.911', O72° 30.902'



N NE E SE



S SO O NO

D'après l'Atlas éolien d'Haïti de Winergy, le potentiel du site est moins important que celui du site de la montagne (7,1 à 7,5 m/s, versus $> 8,1$ m/s). Toutefois, plusieurs indicateurs naturels suggèrent que la carte des vents sous-estime le potentiel à cet endroit. Les deux photos ci-dessous montrent clairement que la végétation a poussé dans la direction nord-ouest, indiquant probablement des vents dominants venant du sud-est:



Les modèles de simulation méso-échelle, comme celui utilisé dans le rapport de Winergy, ont certaines limites quant à la simulation aux frontières de transition de terrain. Le Cap Maréchaux se situe sur la côte, et par conséquent on y trouve une évidente transition entre la mer et la terre, parallèle à la direction dominante du vent. Il est fort probable que le modèle ait des difficultés à simuler cet endroit.

La pointe du Cap des Maréchaux est aussi un peu moins exposée que les sommets de la Montagne et offrirait donc une certaine protection naturelle contre les vents extrêmes pendant la saison des ouragans. Cette protection réduira sûrement la vitesse moyenne du vent et donc le productible sur ce site. Toutefois, en réduisant le risque d'endommagement lors d'une tempête majeure ou d'un ouragan, il augmenterait la viabilité économique d'un tel projet. De plus, la facilité d'accès au site, en comparaison à celui de la montagne, faciliterait l'exécution des mesures de protection en cas de tempête tropicale. En fait, il peut s'avérer sage d'accepter une diminution de la production moyenne de l'éolien en contrepartie d'une réduction du coût d'installation et d'interconnexion. Ceci permettrait certainement de conserver le même coût par unité d'énergie produite. Le risque constant d'endommagement ou même de destruction des équipements dans le cas d'un ouragan, prend une dimension importante dans l'analyse des différents scénarios possibles.

Notons finalement que ce site est moins de 500 m du réseau électrique déjà existant et l'accès y est très facile.

3.1.3) Scénarios technologiques

Bien qu'il soit difficile à ce stade-ci de statuer sur la technologie à préconiser ainsi que d'évaluer en détail les paramètres économiques d'un projet éolien à Jacmel, les données étant limitées, certaines technologies semblent déjà se démarquer. Deux technologies ont particulièrement retenu notre attention ;

- Le système de l'allemand Enercon, comprenant l'éolienne et le système de contrôle.
- L'éolienne du français Vergnet, conçue pour les réseaux isolés en zone cyclonique.

Les machines Enercon sont disponibles dans une gamme allant de 330 kW à 900 kW. Elles peuvent être accompagnées d'un système de contrôle intégré pour une centrale couplée éolien-diesel, tout en garantissant la qualité de l'onde EN 50-160. Cette technologie utilise une génératrice synchrone à accouplement direct (aucune boîte de transmission entre le rotor et la génératrice) ce qui réduit les coûts de maintenance. Cette technologie a déjà été implantée avec succès sur certaines îles européennes, notamment sur l'île isolé d'Utsira en Norvège avec un système plus complexe que celui envisagé pour le projet à Jacmel.

Enercon bénéficie d'une renommée mondiale comme étant l'un des fournisseurs de turbines offrant la technologie la plus efficace et robuste. Depuis plusieurs années Enercon est parmi l'un des cinq manufacturiers détenant la plus grande part de marché mondial. Leur notoriété résulte principalement des garanties de performance et de disponibilité qu'ils offrent sur leurs machines. Les machines et les équipements d'Enercon sont généralement accompagnés d'une garantie de disponibilité de 97%, offerts grâce à leur concept « EPK » de partenariat d'entretien et de maintenance de 15 ans. La technologie de la génératrice synchrone à accouplement direct réduit le nombre de tours que subira la machine en une année réduisant ainsi l'usure des pièces.

Il faut noter que ce type d'éolienne n'est pas conçu pour résister aux ouragans et autres types de tempêtes tropicales. Par contre, Enercon est une compagnie d'un seul propriétaire qui dispose d'une grande flexibilité d'opération et a la capacité d'offrir des machines adaptées à différents climats. Il faudra, avant de déterminer si cette technologie peut être utilisée ou non, analyser les résultats de lectures anémométriques faites sur place et vérifier que les conditions d'opération peuvent convenir.

La compagnie Vergnet s'est lancée dans le développement d'une technologie éolienne adaptée à ce qu'elle appelle le marché « FARWIND » — les vastes zones où l'électricité est principalement produite à partir de pétrole et où les infrastructures et les moyens logistiques réduits ne permettent pas l'installation d'éoliennes classiques. Les éoliennes issues de ce développement sont conçues spécifiquement pour ces environnements difficiles et pour les petits réseaux autonomes. Leur construction tient compte de la logistique de transport ainsi que de l'optimisation de l'installation qui ne requiert aucune grue. Le mât haubané intègre un système qui permet à l'éolienne de se coucher lors des tempêtes qui risqueraient d'endommager l'équipement. Ces éoliennes seront disponibles dans des gammes allant jusqu'à 1 MW et seront mises sur le marché à partir de fin 2008.

En termes de logistique, la solution éolienne la plus prometteuse pour l'intégration dans la région de Jacmel nous semble être l'éolienne Vergnet. En effet, pour toute autre machine, il faut prévoir un transport spécialisé ainsi qu'une grue de grande capacité (environ 400T), qui n'est pas facilement accessible sur place. Les puissances disponibles sont de l'échelle considérée ici et le design des machines a été pensé en vue de simplifier l'installation, le transport et la logistique. Toutes les composantes, sauf les pales, peuvent être transportées dans des conteneurs standard. L'installation se fait à l'aide d'un treuil au lieu d'une grue, simplifiant de beaucoup les opérations et réduisant les coûts. De par son design, l'éolienne Vergnet ne requiert qu'une fraction de la quantité de béton nécessaire pour les fondations des autres machines de puissance comparable. Ce sont tous des éléments intéressants qu'il faudra évaluer dans la perspective d'une commercialisation débutante seulement fin 2008.

20

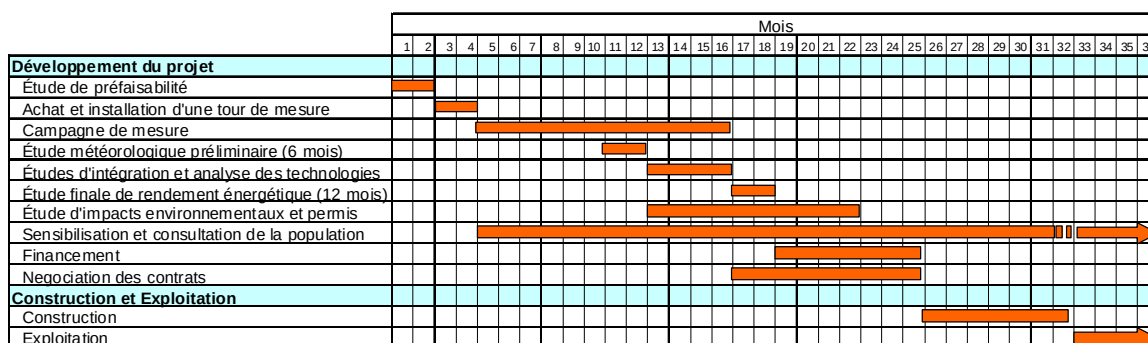
3.1.4) Démarches à suivre

Selon notre analyse préliminaire, nous considérons que le site du Cap des Maréchaux est en effet plus propice au développement éventuel d'éolienne intégrée au réseau de Jacmel. Dans ce contexte, nous recommandons de procéder à l'installation d'un mat de mesure sur le Cap des Maréchaux.

Selon des informations obtenues au Ministère des Travaux publics, des Transports et des Communications, la Communauté européenne a déjà entamé des démarches pour procéder à l'installation des mats de mesure à plusieurs endroits autour d'Haïti, dont un sur la montagne à Jacmel. Nous ne savons pas encore quand cette installation débutera, ni qui sera chargé d'analyser les informations qui en résulteront.

Dans l'éventualité où le mât européen est aussi installé sur le site de la montagne, les données recueillies par les deux mâts seront d'une complémentarité exceptionnelle. En utilisant ces deux points de mesure conjointement, l'analyse des ressources à Jacmel pourra se faire de façon très détaillée, permettant ainsi une optimisation inespérée de l'emplacement du projet ainsi que de la technologie à préconiser.

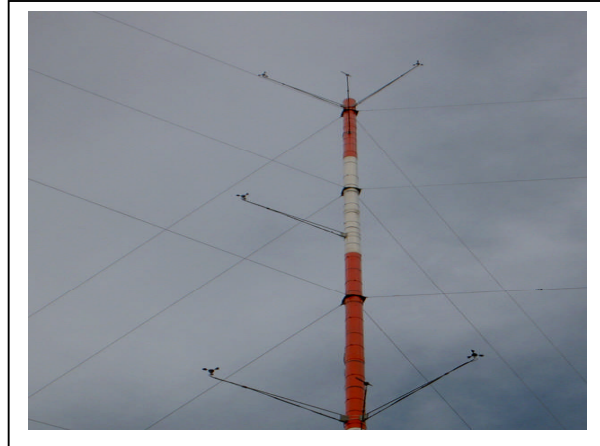
Le graphique ci-dessus précise les étapes d'un projet éolien, de l'étude de préfaisabilité à l'exploitation. Le présent rapport comportant l'équivalent d'une étude de préfaisabilité, la prochaine étape serait l'initiation d'une campagne de mesure.



Environ 6 mois de mesure sont nécessaires avant de commencer à analyser les données et prendre une décision d'ordre technologique permettant ainsi de finaliser l'étude économique. À ce stade il sera possible d'approcher les manufacturiers d'équipements et de monter un cahier de charge détaillé. Si des équipements anticycloniques sont nécessaires, le choix technologique sera limité et l'ingénierie détaillée devra être effectuée autour de cette contrainte. Ces études peuvent commencer après une demi-année de collecte de données, mais ne devraient normalement pas être finalisées avant une année complète de mesure.

Le leader mondial dans la manufacture des instruments anémométriques est NRG Systems (Vermont). NRG est également un producteur de tours, comme l'est également Second Wind (Boston) et Groupe Ohméga (Québec). Des tours de NRG ont déjà été installées en République Dominicaine, à la Jamaïque et au Yucatan. Par ailleurs, il pourrait être possible d'obtenir de l'équipement NRG à des prix intéressants, si le projet se qualifie dans le cadre du programme charitable de la compagnie.

Il serait probablement convenable de confier l'installation de la tour ainsi que l'analyse des données à une même entité. Il existe plusieurs consultants au Québec et ailleurs qui pourraient fournir ces services, dont les plus connus sont Hélimax, GPCo et Sentrex. Le



Centre Hélios pourrait aussi ses services par le biais de son réseau de collaborateurs techniques.

Les données d'une seule année n'étant pas suffisante pour évaluer le risque de tempêtes extrêmes, il est important de se renseigner auprès des centres internationaux pour l'étude des tempêtes tropicales, et aussi d'observer les résultats des précédentes expériences d'implantation éolienne à la Caraïbe (Guadeloupe, Jamaïque, Cuba, St Vincent), afin de décider si des turbines anticycloniques sont requises.

Une compréhension plus approfondie des ressources donnera aussi une idée sur les variations diurnes et mensuelles du potentiel éolien. Ceci permettra d'analyser en détail l'intégration de l'éolien avec les autres ressources énergétiques existantes ou potentielles de la région.

3.1.4.1) Installation d'une tour de mesure

Puisque le site du Cap Maréchaux semble plus approprié à l'installation, l'intégration et l'entretien d'une turbine que le site de la montagne, on suggère d'y installer une tour de mesure. Avec une connaissance détaillée de la ressource au Cap des Maréchaux le choix technologique et l'ingénierie détaillée sera par la suite possible. De plus, ces données pourront être utilisées si nécessaire — quoiqu'avec moins de précision — pour analyser les ressources sur le site de la montagne à l'aide de simulation. Les données de la tour

devront être analysées et traitées régulièrement pour assurer le bon fonctionnement des instruments et la validité des données. Le site préconisé pour l'installation a été visité et a pour coordonnées (approximativement) : N 18° 13'11,55'' W 72° 30'50''. Des démarches ont été entreprises pour identifier le propriétaire du terrain et le contacter.

Un budget préliminaire pour une campagne de mesure est détaillé à l'annexe A, comprenant l'acquisition, l'installation et l'opération de l'équipement. La phase « opération » inclut deux rapports préparés par un météorologue spécialiste, soit le rapport préliminaire après 6 mois de mesure et le rapport final analysant les données mesurées sur 12 mois.

3.1.4.2) Analyse énergétique et technologique

Les dernières étapes du développement d'un projet éolien, avant construction et mise en service, sont de finaliser le choix technologique ainsi que l'étude de production énergétique et économique.

Les rapports météorologiques après 6 et 12 mois, permettent d'évaluer la vitesse moyenne et la distribution du vent à la hauteur envisagée, le comportement diurne, mensuel et saisonnier des ressources ainsi qu'une analyse détaillée de la rose des vents à partir de la collecte des mesures. L'étape suivante consiste à évaluer le productible envisagé pour chacune des technologies choisies. Ces analyses comprennent une marge d'incertitudes associées aux productibles calculées. Ces études subséquentes permettront aussi de déterminer si les technologies choisies sont adéquates pour les conditions extrêmes du site.

L'étape suivante consiste à évaluer chacune des technologies viables en fonction de leurs performances et de leurs coûts respectifs. Cette étape se fait généralement en coopération avec les manufacturiers choisis et des équipes qui assureront l'installation de l'éolien et des infrastructures connexes.

3.1.5) Conclusion

Étant donné le fort potentiel déjà identifié sur la côte près de Jacmel ainsi que les caractéristiques favorables du Cap des Maréchaux, l'installation d'un mat de mesure sur

ce site s'impose. Le temps requis pour la collecte de données étant conséquent, nous recommandons d'amorcer ces démarches dans les plus brefs délais.

Un défi important sera d'assurer l'intégration de l'éolien sur le réseau existant. Le réseau n'est pas des plus stables, et de plus, il faudra assurer une intégration adéquate au système diesel actuel afin d'assurer un approvisionnement stable et continu. Ce sujet sera traité en détail à la section 4.

3.2) Sources biologiques

Tel qu'exposé dans les fiches présentées dans le Volet I de ce projet, il existe trois filières distinctes qui font appel aux sources biologiques pour des fins énergétiques : la génération à partir de biomasse, de biogaz et de biodiesel.

3.2.1) Biomasse

Par biomasse, on entend la combustion des déchets agricoles ou autres pour produire de la chaleur, qui est par la suite convertie en électricité.

Typiquement, des installations biomasse utilisent des copeaux de bois ou des déchets agricoles. En fait, des systèmes de génération à la biomasse sont généralement capables de brûler n'importe quel type de biomasse qui respecte ses paramètres opérationnels de taille et d'humidité.

3.2.1.1) Sources de biomasse

Dans le contexte jaccmellien, il n'existe pas à notre connaissance de source importante de biomasse qui peut être consacrée à la production énergétique. Il existe cependant plusieurs sources qui peuvent potentiellement être appelées à fournir des quantités intéressantes de biomasse.

- o Le vétiver. La culture de vétiver est déjà pratiquée par



Le vétiver à Jacmel (photo de P. Raphals)

une société jacmellienne, qui utilise ses racines pour la production et la vente d'huile de vétiver. Les feuilles et tiges, actuellement brûlées sur place pour produire de la chaleur, pourraient être dirigées plutôt vers un générateur à la biomasse.

- o La bagasse. Quoique sa production a chuté ces dernières années, la région avoisinante de Leôgane demeure un centre de production de canne à sucre. Selon nos informations, la quasi-totalité de sa bagasse est brûlée sur place pour produire de la chaleur. Toutefois, il se peut qu'une certaine quantité de bagasse reste disponible.
- o D'autres déchets agricoles, par exemple des feuilles de bananes, sont sans doute disponibles à petite échelle en plusieurs endroits de la région jacmellienne.
- o Une petite installation industrielle en construction à Jacmel, avec l'assistance taïwanaise, vise la production de meubles en bambou. Une telle installation devrait produire une certaine quantité de biomasse qui serait disponible pour une production énergétique.

3.2.1.2) Scénario technologique

D'après les informations recueillies dans le Volet I, la technologie la plus appropriée pour une telle installation serait l'unité BG100 de Talbott's (R.-U.). Cette machine peut utiliser de la biomasse ayant un taux d'humidité allant jusqu'à 40 %, quoiqu'un taux inférieur à 25 % serait préférable. Il requiert également le déchiquetage de la biomasse en morceaux de taille inférieure à 30 mm³. Cette unité utiliserait environ 25 tonnes de biomasse par semaine.

Le coût d'achat de l'unité BG100 est d'environ 600 000 \$, et son coût d'exploitation d'environ 3,50 \$ / MWh, sans inclure le combustible. Selon les coûts de récolte, l'achat (s'il y a lieu), le transport, le déchiquetage de la biomasse, et de la valeur (le cas échéant) de la chaleur produite, on peut s'attendre à un coût de revient de l'électricité produite autour de 16,5 cents le kWh.

3.2.1.3) Stratégie d'implantation

Une fois les équipements installés, la production d'électricité par cette filière requiert l'acquisition et la gestion d'un débit important de biomasse qui pourrait provenir, selon le survol rapide ci-dessus, d'une multitude de sources.

Les services publics ne semblent pas être bien adaptés à relever ce défi. De toute évidence, il appartiendrait plutôt au secteur privé local de développer et de gérer les multiples relations commerciales qui sous-tendent cette réussite.

Selon les contacts que nous avons eus avec différents représentants de ce secteur, la problématique énergétique suscite un grand intérêt dans cette région. Plusieurs acteurs pourraient être intéressés par une telle initiative.

Pour ce faire, il serait nécessaire de négocier un contrat d'approvisionnement en électricité (*power purchase agreement*) entre le promoteur et EdH. La négociation des termes et conditions pour l'achat d'électricité par un service public peut facilement devenir d'une très grande complexité. Il faut cependant souligner qu'il s'agit d'un petit projet pilote. Les avantages d'une réussite sont de taille, tant sur le plan local que national. D'une part, il ouvrirait la voie à une nouvelle ressource énergétique, qui est locale et renouvelable. D'autre part, en permettant la valorisation des déchets agricoles, il ouvrirait la porte à une source de revenus, minime soit-elle, pour tout individu ou entreprise capable de fournir de la biomasse. Les bénéfices sur le plan social devraient être pris en compte.

Pour le promoteur, la rentabilité du projet dépendra de ses coûts en capital, ses coûts d'exploitation et le prix d'achat de l'électricité. Pour EdH, le choix d'un prix d'achat est une question complexe, qui doit tenir compte des tarifs de vente et de ses propres coûts variables de production ainsi que d'autres facteurs.

Même si la rentabilité économique du projet peut être démontrée, il n'est pas évident que des acteurs locaux auraient accès au capital nécessaire pour l'implantation. Toutefois, des projets de cette nature suscitent beaucoup d'intérêt de la part de bailleurs de fonds internationaux. Il est donc fort probable que la coopération internationale puisse fournir une assistance dans l'achat des équipements, ce qui aiderait grandement à faciliter l'implantation du projet.

Pour s'acheminer vers la mise en place d'un tel projet, EdH devrait d'abord exprimer un intérêt et amorcer une réflexion quant au prix qu'elle serait prêt à payer pour le kWh fourni. Selon les informations recueillies, le coût de revient d'EdH est actuellement autour de 25¢ USD le kWh (novembre 2007), dont 89 % représentent des coûts variables (combustible, lubrifiant, entretien). Ce coût est bien entendu plus élevé que le tarif moyen (8 gdes = US\$0,22/kWh). Dans un tel contexte, un service public avec l'obligation de desservir fixera le prix d'achat en fonction de ses coûts évités. Cela dit, il se peut que, dans le contexte Haïtien, le tarif soit en pratique un prix plafond pour l'achat d'électricité. Une fois l'ordre de grandeur du prix d'achat connue, cela permettrait de sonder l'intérêt des acteurs économiques de la région et des promoteurs d'un tel projet. Si un ou plusieurs partenaires potentiels se présentent, des discussions sur les termes et conditions d'une entente d'achat d'électricité peuvent commencer. En même temps, il serait important de faire une étude plus poussée des options technologiques et de leurs contraintes.

3.2.2) Biogaz

Le terme "biogaz" fait référence au méthane produit par des bactéries. Quoiqu'il puisse aussi être capté des sites d'enfouissement, la seule méthode envisageable dans la région jacmellienne est de le produire par fermentation des matières organiques, notamment les fumiers et les déchets ménagers. Cela se fait par l'entremise d'un bioréacteur (ou digesteur). Le méthane est ensuite brûlé dans une microturbine, souvent intégrée au digesteur.

3.2.2.1) Sources de biogaz

Les matières fécales étant une source privilégiée pour la production de biogaz, une des sources les plus utiles pour alimenter un digesteur sont les boues de station d'épuration. Toutefois, l'absence de telles infrastructures à Jacmel élimine cette possibilité. Selon nos informations, les bâtiments ayant des fosses sceptiques sont également peu nombreux dans la région de Jacmel. Cela dit, les fosses sceptiques demeurent une source importante pour l'alimentation d'un digesteur.

Selon nos contacts locaux, il existait dans le passé un réseau de « bayacous » — personnes qui vidaient les fosses septiques des particuliers, souvent en jetant les boues dans la mer sous couvert de la nuit. Si c'était toujours le cas, ce réseau serait une autre

source de matière première pour un digesteur, tout en éliminant une source de pollution marine. Cependant, il semble que cette pratique se soit estompée avec le temps.

À notre connaissance, il existe une seule ferme à Jacmel qui élève un nombre important d'animaux. La ferme Carrenard, qui élève des porcs et des poulets, maintient normalement quelque 200 porcs et 15 000 à 20 000 poulets en élevage, et vend le fumier en compost. Si par contre il fournissait ce fumier au digesteur, cela permettrait de produire du méthane et donc de l'électricité, tout en fournissant, à la fin du processus de biodigestion, un compost de meilleure qualité, qu'il pourrait revendre à ses mêmes clients.

Une autre source d'alimentation a été identifiée, le marché de Jacmel. Il produit une quantité importante de déchets organiques chaque jour. Selon la municipalité, environ 5 m³ de déchets du marché sont enlevés chaque jour. Ceux-ci pourraient facilement être acheminés vers un digesteur, après avoir retiré les déchets non digestibles.

3.2.2.2) Scénario technologique

La fiche sur le biogaz du Volet I de ce projet fait état de différents types de digesteurs. Celui qui convient le mieux pour ce type d'application est probablement le digesteur à mixage homogène dont le plus petit est d'une puissance de 35 kW, jumelé à une microturbine ou à un groupe électrogène comme ceux produit par Jenbacher/GE. Des digesteurs de ce type sont produits par les sociétés Highmark ou Genesys (Canada), Schmack (É.-U.) et Lipp (Allemagne). L'investissement serait de l'ordre de 200 000 \$, et l'installation produirait environ 0,2 MWh par tonne de biomasse, pour un coût unitaire d'environ 16,5 ¢ le kWh.

3.2.2.3) Stratégie d'implantation

La stratégie d'implantation d'une installation de biogaz serait dans tous les aspects similaires à celle décrite ci-dessus pour la biomasse. Un promoteur local devrait être propriétaire des équipements et gérer leur alimentation, tout en vendant à EdH l'électricité produite. Comme dans le cas de la biomasse, un tel projet créerait une valeur importante sur le plan social, de plusieurs façons :

- o En créant de l'emploi dans la gestion et l'opération du digesteur;

- o En créant un marché et donc une valeur pour des déchets ménagers;
- o En facilitant ultimement un sentiment d'appartenance et de responsabilité par rapport au réseau d'électricité;

3.2.3) Biodiesel

Le terme “biodiesel” réfère à des combustibles produits à partir de graisse animale ou d'huile végétale qui peuvent remplacer le diesel conventionnel. Une des sources végétales les plus intéressantes pour sa production est l'arbuste *Jatropha curcas*, qui est déjà cultivé en Haïti, et même à Jacmel. Par ailleurs, plusieurs organisations, dont l'Association Plante Mango Komin Leogâne et la Société haïtienne de ressources renouvelables (SHARE, www.share-sa.com) visent des plantations importantes de jatropha et la production de quantités substantielles de biodiesel. La culture de jatropha crée des bénéfices importants tant sur le plan social (création d'emploi) qu'environnemental (stabilisation des sols, revégétation des terres déforestées).

Mélangé à un ratio de 20 % ou moins avec le diesel conventionnel, le biodiesel peut être utilisé dans tout moteur ou groupe diesel sans modification. Quoiqu'il soit possible d'utiliser des concentrations plus élevées, voir même le biodiesel pur, cela soulève certaines questions d'ordres techniques qui méritent un examen plus détaillé⁸.

L'EdH doit évidemment agir de façon extrêmement prudente, en visant surtout la protection de ses équipements de production d'électricité. Cela dit, de multiples bénéfices en résulteraient si EdH devenait un acheteur régulier de biodiesel produit localement. Pour se faire, il faudra :

- o Entamer des discussions avec des producteurs haïtiens de biodiesel.
- o Établir des procédures adéquates de contrôle de qualité.
- o Initier des essais avec un seul groupe. Le groupe G4 de 400 kWh, qui sera retiré du service dans un avenir proche, pourrait se prêter à cette fin. Notons également que le président de SHARE S.A. se montre intéressé à fournir du biodiesel pour un projet pilote à Jacmel⁹.

⁸ Voir www.biodiesel.org/pdf_files/fuelfactsheets/Use_of_Biodiesel_Blends_above_%2020.pdf.

⁹ M. Georges Valmes, communication personnelle.

Le biodiesel peut être produit à partir d'huiles végétales et de graisses animales, ou encore par la gazéification de biomasse. Son contenu calorifique est légèrement inférieur à celui du diesel de source fossile. Cependant, la disponibilité d'huiles végétales ou de graisses animales usées pourrait



Pépinière de jatropha de SHARE à Limonade (près de Cap Haïtien)

s'avérer insuffisante, il serait envisageable de produire du biodiesel en utilisant les ressources agricoles locales. La plante de choix pour produire de l'huile végétale en Haïti serait le jatropha. Toutefois, le rendement n'est que de 400 litres/ha/an. Un système d'irrigation permettrait de produire jusqu'à 1500 litres/ha/an mais augmenterait considérablement le prix et la consommation en eau. Une autre possibilité est de cultiver le jatropha en combinaison avec d'autres plantes. Une période de 7 à 10 ans serait nécessaire avant que ces plantes arrivent à maturités et fournissent un rendement maximal.

L'avantage du biodiesel est d'utiliser les groupes électrogènes existant en y apportant simplement de légères modifications. En effet, le biodiesel a un taux d'acidité plus élevé. Par contre, il nécessite une grande surface pour la culture du jatropha, ce qui n'en fait pas un choix pertinent pour le réseau de Jacmel.

3.3) Énergie solaire

Haïti, comme tous les pays tropicaux, dispose d'une excellente ressource d'énergie solaire. L'ensoleillement moyen en Haïti est de 5,89 kWh par mètre carré par jour ($\text{kWh/m}^2/\text{j}$), comparé par exemple à 3,48 $\text{kWh/m}^2/\text{j}$ à Montréal.

Malheureusement, les technologies pour valoriser cette ressource demeurent relativement dispendieuses. Cela dit, ces technologies sont en évolution rapide, et les coûts diminuent d'année en année. Des mesures, peu rentable aujourd'hui, pourraient bien le devenir d'ici

cinq ou dix ans. Il est donc important d'appliquer une veille sur les technologies solaires qui, à moyen et long terme, offre sans aucun doute des avantages énormes à la société haïtienne.

3.3.1) Solaire photovoltaïque

Le potentiel solaire pour un pays comme Haïti est presque illimité. En fait, l'installation de panneaux solaires sur seulement 0,005% du territoire Haïtien (1,45 km²) serait suffisante pour remplacer la totalité de l'électricité produite de source non hydraulique en Haïti.

Malheureusement, une telle installation coûterait quelques 1,5 milliard \$. Le prix élevé du photovoltaïque ne permet que des utilisations particulières.

Aujourd'hui, les panneaux solaires standards, de type "monocristallin", coûte environ 4 000 \$ par kW. Une fois compris les coûts d'installation, qui peuvent varier en fonction de l'endroit et du type d'installation, le coût peut varier entre 5 000 \$ et 6 000 \$ par kW installé. Si l'on ajoute un système de repérage, qui oriente les panneaux pour suivre la course du soleil et ainsi augmenter la production énergétique, ce prix peut atteindre les 7 000 \$ par kW. En Haïti, on peut s'attendre à une production d'environ 2,2 MWh par kilowatt installé, soit un facteur d'utilisation de 24,5 %. Le coût unitaire de l'énergie photovoltaïque est donc autour de 43 ¢ le kWh.

Avec ces coûts, le photovoltaïque n'a pas d'intérêt pour un service public comme EdH. Cela dit, il demeure néanmoins intéressant pour des particuliers ayant les moyens de les acquérir. Les systèmes photovoltaïques avec accumulation sont devenus communs pour les classes sociales les mieux nanties dans les pays tropicaux. Il s'agit d'une solution aux interruptions du service électrique sur les réseaux principaux qui a, en plus, des bénéfices pour la société en général. D'une part, elle enlève du réseau des consommateurs résidentiels relativement importants, ce qui réduit la pression sur la demande. D'autre part, elle le fait sans émissions atmosphériques, au contraire des petites génératrices à essence ou au diesel. Pour toutes ces raisons, il est de l'intérêt de EdH de faire la promotion des systèmes photovoltaïques auprès de sa clientèle et de leur faciliter les démarches, notamment d'interconnexion.

3.3.2) Solaire thermodynamique

La filière du solaire thermodynamique est relativement nouvelle, mais elle prend de plus en plus d'importance. Plusieurs centrales de grande échelle sont déjà en opération avec différentes technologies, tel que décrit le Volet I de cette étude. Toutefois, il s'agit dans tous les cas de technologies complexes qui seraient difficilement envisageables dans un réseau comme celui de Jacmel.

Sur des échelles plus petites, il y a depuis des années des efforts pour perfectionner et commercialiser des moteurs Stirling, utilisé pour convertir la chaleur en mouvement alternatif. Un contrat important a été signé récemment par un service public californien pour l'installation de 32 000 unités de 25 kW. La compagnie estime que le coût descendra à environ 2 000 \$ par kW, une fois que la production de masse commencera.

Cette approche a le grand avantage d'être complètement modulable. Il serait donc possible de commencer par quelques unités de 25 kW pour connaître la technologie et ses performances, avant de l'engager sur des quantités plus importantes.

Toutefois, cette technologie — et d'autres technologies similaires, qui sont encore au stade précommercial — ne seront pas suffisamment mûres pour une application dans le contexte haïtien pendant quelques années encore.

4) Analyse d'intégration de ressources renouvelables

Dans la présente section, nous abordons la problématique de Jacmel en orientant notre réflexion en fonction de l'objectif à atteindre à l'horizon 2014, qui est de minimiser les coûts de carburant liés aux centrales diesel et d'optimiser la fiabilité du réseau. À la lumière des analyses des technologies renouvelables et de leur potentiel à Jacmel, il nous apparaît que la filière éolienne doit être privilégiée. La grande problématique avec l'intégration d'éoliennes au réseau, en est la variabilité de la sortie en puissance de cette énergie. Cependant, en fonction de l'approche considérée, nous verrons qu'il existe des moyens techniques pour pallier à cet inconvénient.

Nous commencerons la présente section par un survol du système de production actuel, les unités en place, leur opération et les systèmes de contrôles qui s'y rattachent. Nous élaborerons ensuite deux scénarios ou approches différentes qui, à l'heure actuelle, nous semblent pertinents.

4.1) Le système actuel

4.1.1) Description des unités de production

Tel que mentionné à la section 2.2, le système de production de Jacmel est constitué de quatre (4) groupes électrogènes diesel et d'une centrale hydraulique (Gaillard). Les puissances nominales respectives de ces centrales sont :

	Génératrice	Puissance nominale (kW)
Groupe 1	Cat 3512	900
Groupe 2	Cat – 3516	1250
Groupe 3	Cat – 3516	1250
Groupe 4	Cat - D379	400
Gaillard	Inconnu	450

Le groupe 4 devrait, à l'horizon 2009, être remplacé par un groupe de puissance de 1250 kW. On prévoit de plus, l'installation d'un autre groupe supplémentaire de même puissance. La centrale de Gaillard étant « au fil de l'eau » et n'ayant qu'un faible bassin d'accumulation, nous ne la considérons pas comme outil de régulation du réseau dans la présente réflexion sur l'intégration de sources d'énergies renouvelables intermittentes.

4.1.2) Fonctionnement général et systèmes de contrôle

Afin d'optimiser la quantité de carburant consommé, il est préférable d'opérer les groupes dans une plage variant entre 75% et 95% de leur capacité nominale. Cependant, pour compenser les fluctuations du réseau et éviter l'usure prématurée des groupes, il est préférable de les opérer à environ 80% de leur capacité nominale.¹⁰

Chaque groupe diesel est doté d'un régulateur de fréquence servant à réguler la fréquence sur le réseau. Ce régulateur est composé de deux systèmes. Le premier servant à l'ajustement de la vitesse du groupe en fonction de la fréquence désirée et le second servant à répartir la charge proportionnellement sur chaque groupe en opération avec une variation de fréquence allant de 60 Hz en charge nulle à 58,5 Hz en pleine charge.¹¹

Un régulateur de tension est aussi présent sur chaque groupe de production ce qui permet de contrôler la tension de sortie, indépendamment de la charge. Cette boucle de régulation permet aussi de régler la puissance réactive des générateurs afin d'assurer la contribution de chacun d'eux au facteur de puissance optimal du réseau, suivant leur réglage respectif. On contrôle ainsi les besoins du réseau en puissance réactive sans prendre en compte les variations de la charge.¹²

4.2) L'intégration de l'énergie éolienne

À ce stade préliminaire, on ne peut que dresser les grandes lignes de l'étude d'intégration qui sera requise. Une fois que sera connu en détail le potentiel éolien ainsi que les choix technologiques et d'échelle, l'implantation en découlera. Il est cependant possible d'élaborer quelques scénarios d'intégration d'énergie éolienne, d'en percevoir les contraintes et d'en valider la pertinence. Bien que leur élaboration reste sommaire, nous vous présenterons deux approches différentes qui nous semblent pertinentes. Leurs principales différences résident dans le taux de pénétration envisagé et l'ajout de capacité de stockage :

¹⁰ Voir document JAC-D-002.

¹¹ Voir document JAC-T-003.

¹² Voir document JAC-T-002.

- L'intégration éolienne à petite échelle : taux de pénétration d'environ 10% (en fonction de la puissance installée). C'est un scénario basé uniquement sur la capacité du vent à remplacer, lorsque disponible, le diesel et ainsi économiser les ressources non renouvelables.
- L'intégration éolienne à moyenne échelle : taux de pénétration de l'ordre de 30% à 50%, avec un système d'accumulation d'énergie. Un tel système permettrait à l'éolien un meilleur taux de pénétration et remplacerait ainsi une plus grande quantité de production diesel. Ceci contribuerait à augmenter la capacité du réseau à répondre à la demande de pointe en puissance, le tout en respectant le critère de fiabilité du réseau.

4.2.1) Scénario #1: Intégration éolienne à petite échelle

Rappelons qu'avec l'ajout de types de production dit « intermittents » tel que le photovoltaïque ou l'éolien, la variabilité de la production s'ajoute à la problématique de régulation du réseau. Pour bénéficier au maximum de la ressource renouvelable, il faut que le gestionnaire de réseau utilise le plus possible l'énergie de cette filière afin d'économiser les combustibles non renouvelables utilisés pour alimenter les générateurs conventionnels (diesel, charbon, gaz, etc.), sans pour autant remettre en question la stabilité du réseau.

D'un point de vue du gestionnaire de réseau, l'énergie de production variable devient donc l'équivalent d'une demande négative, i.e., il doit la soustraire à la demande, en temps réel, et compenser la différence par ses unités de production conventionnelle. L'équation d'équilibre devient donc :

$$\text{Production conventionnelle} = \text{Demande} - \text{Production variable}$$

Il est à noter que, selon les circonstances, l'intermittence de la production éolienne peut parfois atténuer ou accentuer la variabilité de la demande perçue par les systèmes de production conventionnels.

Dans la perspective de l'ajout d'une éolienne seule sur le réseau de Jacmel, il nous faut considérer les limites du système à pouvoir contrebalancer les fluctuations de la puissance fournie par cette dernière à l'intérieur de certains paramètres de fonctionnement dont nous avons discuté à la section 4.1.2.

Une difficulté réside dans la gestion des différents types d'énergies présents lorsque la demande est faible. La capacité de production des centrales hydrauliques est facilement prévisible; ce n'est pas le cas de la production éolienne dont les variations sur la plage de puissances nominales peuvent se produire à des intervalles de temps de l'ordre des minutes. Pour compenser ces fluctuations, le système de production conventionnelle doit avoir la capacité de répondre avec cette même rapidité. Étant donné la grande rapidité avec laquelle des groupes diesel peuvent répondre aux fluctuations de la charge, cela ne représente pas un problème pour la centrale thermique de Jacmel, sauf si l'on est dans une période transitoire, lorsque l'ajout (ou le retrait) d'une génératrice est nécessaire pour répondre à la demande. Sachant que le démarrage normal d'une centrale diesel peut prendre de 15 à 30 minutes¹³ avant qu'elle ne fournisse de l'électricité au réseau et que des variations importantes de la puissance éolienne soient possibles à cette échelle de temps, une attention particulière doit être apportée à la stratégie de contrôle à mettre en place.

L'objectif est donc d'observer le comportement du système en regard à la demande en puissance, et d'estimer la faisabilité d'intégrer de l'énergie éolienne au système de Jacmel, d'ici à 2009. Pour ce faire, nous avons procédé à certaines hypothèses :

- Le terme « charge brute » représente la demande et le terme « charge nette » fait référence à la charge perçue par la centrale thermique. c.-à-d. la charge nette équivaut à la demande une fois soustraite l'apport éolien.
- Nous présumons que le groupe G4, d'une capacité actuelle de 400 kW a été remplacée par un de 1250 kW et que l'ajout d'un autre groupe, la G5 d'une capacité de 1250 kW, a été effectué (cela représente le contexte que l'on suppose mis en place pour 2009)¹⁴.
- Le pourcentage maximal d'utilisation des groupes diesel en fonction de la capacité nominale des génératrices en opération a été fixé à 90%, pour tenir compte du critère de fiabilité étant n-1 @ 90% de disponibilité.
- L'apport de la centrale hydraulique n'est pas considéré : la centrale hydraulique ne fonctionne vraisemblablement pas pendant certaines périodes de sécheresse. Sa capacité en termes de puissance est facilement prévisible dans les intervalles de temps considérés et de plus, elle possède une (très petite) réserve. Ceci permet au

¹³ Communication personnelle, M. Paul Madore.

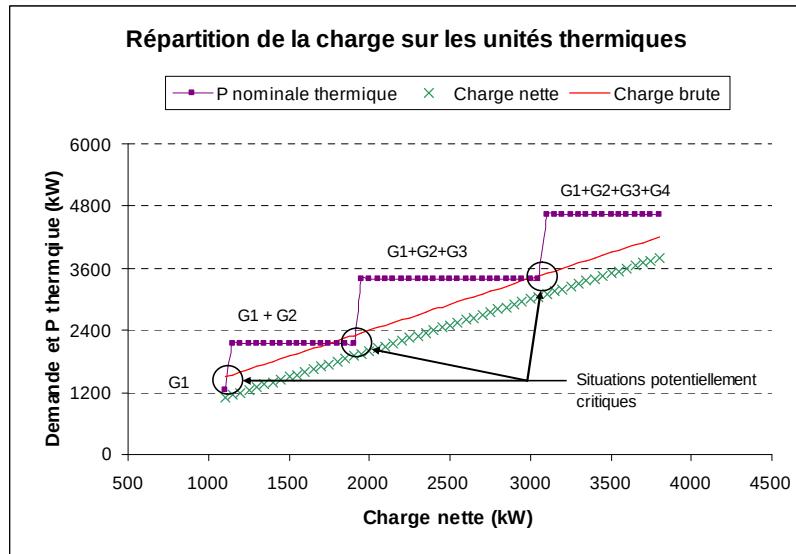
¹⁴ Idem.

gestionnaire de réseau d'en réduire temporairement l'apport en puissance dans les rares cas où la demande serait très faible (environ 1000 kW) par rapport à la production éolienne au point où la centrale thermique fonctionnerait sous son régime acceptable. Bien que cette situation nous paraisse très peu probable, elle demeure néanmoins possible. De plus, si une telle situation se produisait, la génératrice pourrait fonctionner temporairement sous le seuil des 50% de sa capacité nominale sans que cela n'impacte sa durée de vie ni même son entretien. De plus, étant donné que le contrôle de Gaillard est toujours effectué manuellement (liaison téléphonique), il ne serait pas prudent de compter sur lui pour répondre à des variations rapides de la charge nette.

- Le système diesel est présumé répondre instantanément aux variations de la charge nette : ici la variable temps n'est pas considérée car l'objectif de l'exercice n'est pas la simulation dynamique du système, mais bien l'illustration de possibles limites du réseau à l'intégration d'éoliennes.
- Pour simplifier l'analyse, nous présumons que lorsqu'un seul groupe est en utilisation, celui de 1250 kW, le second à prendre le relais est de 900 kW puis, à tour de rôle, les autres de 1250 kW.

Nous avons fixé l'apport de l'éolien à 400 kW et avons fait varier la demande sur une plage de puissance allant de 1500 kW à 4200 kW, soit de la demande minimale à 800 kW de plus que la demande de pointe estimée en décembre 2007. Les carrés violets représentent la puissance nominale des groupes diesel en fonction, les « x » verts représentent la charge nette (la charge brute nette de l'apport éolien, lorsque celui-ci produit à 100 % de sa puissance nominale) et la ligne rouge, la charge brute (la demande). L'apport éolien étant de nature variable, la puissance diesel requise peut donc varier entre les deux lignes.

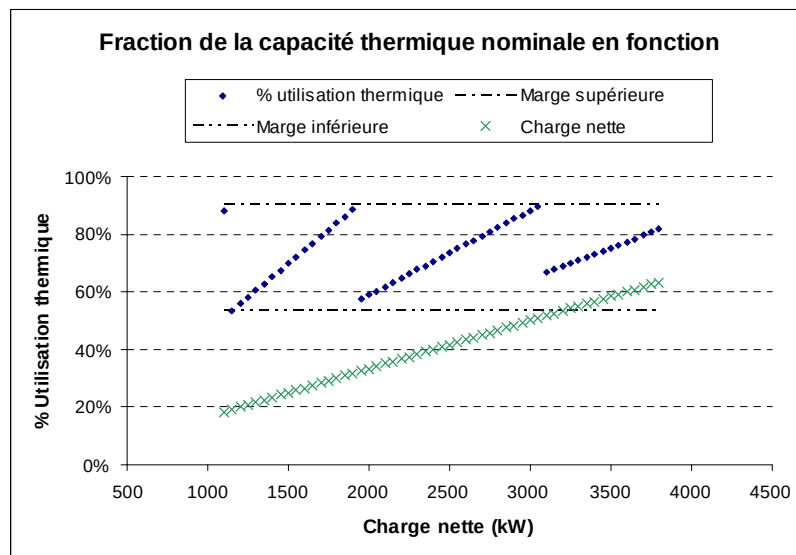
Graphique 10 – Répartition de la charge sur l'unité diesel, exemple #1



Dans ce premier graphique, on remarque bien l'ajout graduel de groupes au fur et à mesure de l'augmentation de la charge brute. Le graphique 11 montre le taux d'utilisation des groupes diesel en fonction de la charge nette. Le taux d'utilisation le plus faible se situe à 53 % pour une charge nette de 1 100 kW.

38

Graphique 11 – Taux d'utilisation de la capacité diesel en fonction, exemple #1

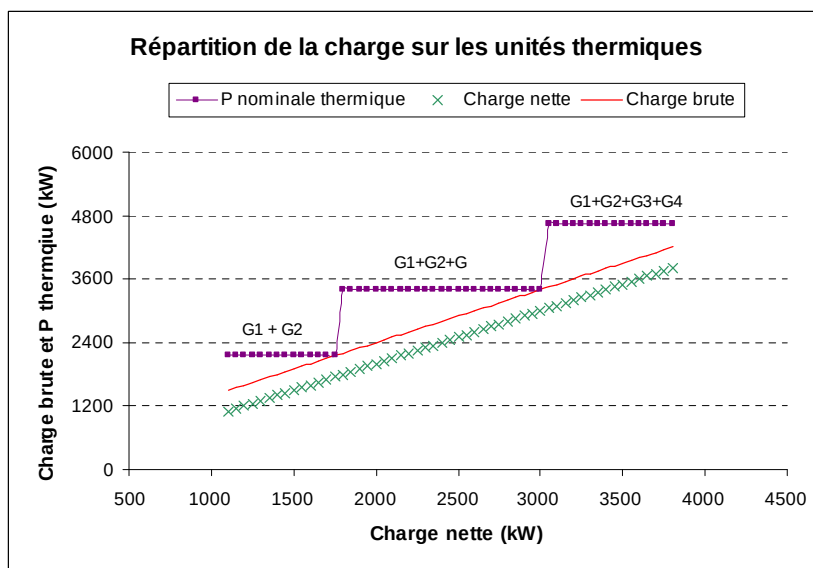


Remarquons qu'avec cette configuration thermique, on ne peut pas fournir les 4200 kW requis par la demande maximale sans contrevenir au critère de fiabilité de n-1 à 90% de disponibilité, le maximum possible étant de 4185 kW.

On remarque également que le système diesel, s'adaptant à la charge nette, ne fonctionne pas toujours à un régime lui permettant seul de répondre à la charge brute (zones encerclées). C'est dans ces moments de transition, lorsque l'apport éolien est nécessaire pour subvenir à la charge brute, qu'il y a risque de déstabilisation du réseau. En effet, la durée du démarrage d'une centrale diesel étant d'environ 10 à 15 minutes et sachant que, dans cet intervalle, la puissance éolienne peut varier sur sa plage nominale, il est possible que le temps manque pour mettre en ligne un groupe diesel supplémentaire advenant la perte de l'apport éolien.

Pour éviter cette problématique, il faut modifier les paramètres afin d'obliger la mise en marche de groupes diesels pour s'assurer que la capacité diesel en opération soit toujours égale ou supérieure à la charge brute. Les groupes diesels assureront donc la capacité de répondre à la demande. L'apport éolien permet surtout de diminuer la consommation de carburant. Le graphique 12 montre les résultats obtenus.

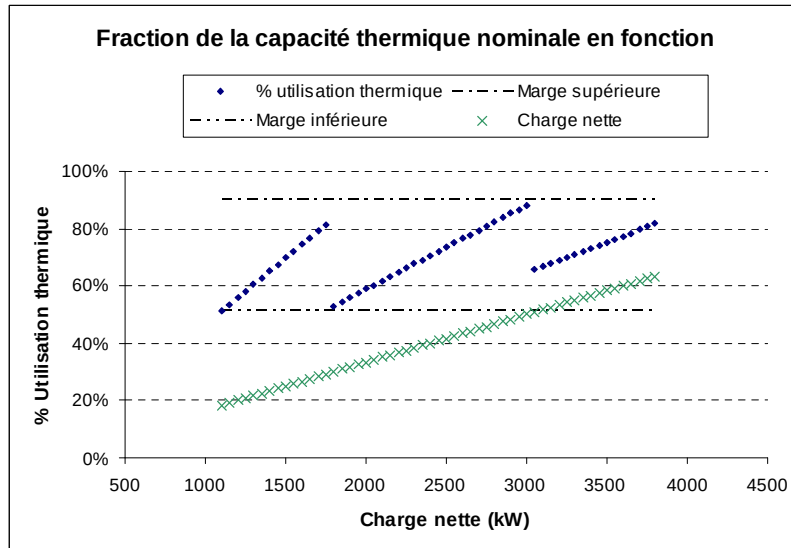
Graphique 12- Répartition de la charge sur l'unité diesel, exemple #2



On voit qu'à présent les transitions d'ajout de capacité s'effectuent en fonction de la charge brute et non de la charge nette. On a donc besoin de deux génératrices en opération lors de la demande minimum au lieu d'une seule, mais on maintient toujours le

critère de fiabilité, même lors de l'occurrence de la charge de pointe. Tel que l'illustre le graphique 13, la limite inférieure du taux d'utilisation de la capacité diesel se situe à environ 51% ce qui est acceptable.

Graphique 13 – Taux d'utilisation de la capacité diesel nominale en fonction, exemple #2



Le taux optimal d'utilisation des groupes diesel en termes d'économie de carburant et de capacité d'adaptation aux fluctuations de la charge se situe entre 75% et 80%. Comme le montre le graphique 2 de la section 2.1, le profil de la demande se situe entre 1800 kW et 2000 kW pendant la majeure partie de la journée, soit 16 heures sur 24. À cette puissance, en négligeant l'apport hydraulique, le pourcentage d'utilisation diesel se situe entre 65% et 75% soit entre 1400 kW et 1600 kW sur une capacité tournante de 2150 kW. Si l'on considère l'apport de Gaillard tel qu'illustré sur le même graphique en plus des 400 kW éoliens, les groupes diesel devraient alors fournir entre 1000 kW et 1200 kW sur la même période de temps. Si l'on maintient le nombre de groupes diesels nécessaire pour répondre à la demande, on se retrouverait avec un taux d'utilisation relativement faible, de 46 % à 51 %. Cependant, l'apport en puissance de Gaillard étant facilement prévisible sur la plage horaire, on pourrait lorsque possible, n'utiliser qu'un seul groupe au lieu de deux, pour répondre aux périodes de faible demande. L'intégration de l'énergie éolienne dans ce contexte doit faire l'objet d'une évaluation plus poussée. Cependant, dans le contexte défini ici, l'intégration de 400 kW d'éolien ne semble poser aucun problème majeur.

On constate donc qu'avec le système actuel, l'apport d'énergie éolienne peut contribuer à minimiser la consommation de carburant à la centrale diesel. Un apport éolien de 400 kW

est certes possible, mais une révision de la stratégie de contrôle s'impose afin d'assurer une coordination et une optimisation de l'utilisation des équipements en place. De plus, il faut souligner que, comme les variations sur la plage entière de la puissance nominale de l'éolienne peuvent se faire sur de très courtes périodes de temps, l'intégration à petite échelle telle que décrite ici, ne peut être considérée comme contribution au réseau en termes de puissance dans le contexte de Jacmel.

Comme illustré au graphique 4, le réseau ne pourra répondre efficacement à la demande après 2010, même avec l'ajout de 400 kW d'énergie éolienne. Nous verrons dans la section suivante que l'énergie éolienne peut, si accompagnée d'un système de stockage d'énergie, être intégrée à ce réseau avec un taux de pénétration élevé et de plus, contribuer au réseau par un apport en puissance.

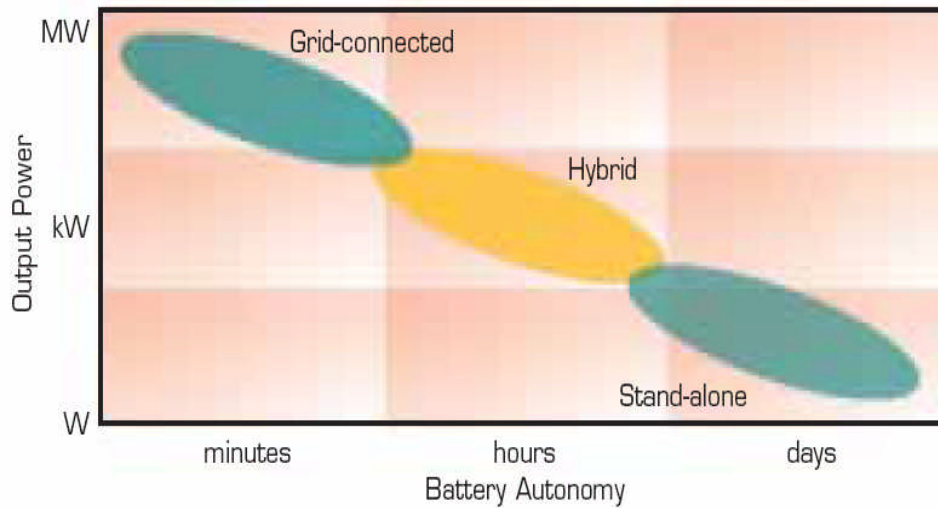
4.2.2) Scénario #2 Intégration éolienne à moyenne échelle

En utilisant l'énergie éolienne avec un système adéquat d'accumulation, il est possible de réduire significativement la variabilité de ce type de production. Ce système a alors l'avantage d'offrir au gestionnaire beaucoup plus de flexibilité en termes de contrôle de réseau, tant en termes d'offre et de demande en puissance, qu'en termes de puissance réactive. Plusieurs paramètres du système de stockage doivent être considérés tels que la puissance, la capacité de stockage, le ratio charge/décharge, etc.

L'avantage le plus important avec le stockage, c'est que l'énergie éolienne peut maintenant être perçue non seulement comme un ajout de capacité en termes d'énergie, mais aussi en termes de puissance. Ceci revient à dire que l'éolien pourrait être mis à contribution pour répondre à la demande de pointe tout en respectant le critère de fiabilité du réseau. La capacité de stockage d'énergie détermine le temps pour lequel le système peut alimenter le réseau pour une puissance donnée; le temps de charge/décharge et la puissance déterminent le taux de variation que le système est en mesure de compenser.

Le graphique 14 montre l'autonomie des systèmes d'accumulations dans différents contextes. Comme on peut le voir, une autonomie de l'ordre de quelques minutes, pour un réseau de l'ordre du MW comme celui de Jacmel, est vraisemblablement insuffisante.

Graphique 14



4.2.2.1) Les technologies de stockage

Les technologies d'emmagasinement chimiques possédant les caractéristiques requises pour compenser les fluctuations de la production éolienne de l'ordre du MW sont peu nombreuses. Le type de batterie le plus répandu en ce moment pour les applications de stockage à petite et moyenne échelle est l'accumulateur au plomb. Sa popularité est surtout due à son faible coût et au fait qu'elle ne nécessite pas d'entretien particulier. Un peu plus onéreux, la batterie au nickel cadmium a remplacé la batterie plomb acide dans les endroits aux températures extrêmes et où la fiabilité est primordiale. D'autre part, de nouvelles technologies se développent, surtout grâce à la recherche concernant les véhicules électriques, mais aussi pour favoriser le développement des énergies renouvelables. Les accumulateurs au lithium-ion offrent de très bonnes performances, mais leur usage est principalement destiné à l'électronique portable. Finalement, la batterie à flux redox au vanadium est très prometteuse, malgré son jeune âge et le fait qu'elle se trouve toujours en début de commercialisation. Les fiches techniques des batteries mentionnées précédemment sont incluses dans le Volet I de la présente étude.

Le volant inertiel est aussi utilisé en tant qu'accumulateur mécanique. De par ses caractéristiques, il est particulièrement bien adapté aux applications de maintien de la qualité de l'onde. Sa caractéristique distinctive première en est sa très rapide capacité d'absorption et de réinjection de l'énergie dans le réseau lorsque les générateurs

surproduisent ou lorsque la demande est plus forte que la puissance fournie. La faible quantité d'énergie que l'on peut emmagasiner avec ce système est un inconvénient pour une application comme celle de Jacmel. Cependant, lorsque jumelé avec une capacité d'accumulation chimique (batteries), le système devient viable et permet même l'utilisation d'éoliennes comme source semi-autonome d'énergie. Cette combinaison est d'ailleurs utilisée par Enercon dans leur système « stand-alone » qui se veut une option à ajouter à un système diesel-éolien pour pouvoir fournir la demande uniquement à partir de la production éolienne lorsque les conditions climatiques le permettent.¹⁵ Dans le cadre d'une intégration plus importante de l'énergie éolienne nous considérons, pour le moment, le stockage chimique comme plus pertinent vu les capacités des nouvelles technologies dans ce domaine.

Afin de pouvoir comparer les batteries et déterminer la technologie qui conviendrait le mieux aux besoins de la ville de Jacmel, celles-ci seront présentées par rapport aux caractéristiques recherchées pour un système de stockage d'énergie renouvelable. Ces caractéristiques sont la densité massique, la capacité disponible, la durée de vie, les conditions d'utilisation et les aspects environnementaux.

Premièrement, la densité massique (capacité de stockage divisée par le poids) influe sur la quantité de modules de batteries nécessaire pour produire la puissance désirée, mais ce critère est rarement déterminant. La réduction de l'espace occupé par les batteries est généralement beaucoup moins importante que le coût unitaire. C'est ce qui explique pourquoi la batterie plomb-acide, bien qu'elle ait la plus faible densité massique (35 Wh/kg), a été choisie dans plusieurs pays en voie de développement. Ensuite, vient la batterie nickel-cadmium (40-60 Wh/kg), et puis les prix bondissent pour les batteries au lithium (110Wh/kg) et au vanadium (env. 100 Wh/kg).

Deuxièmement, la capacité disponible du système de stockage est un paramètre important pour la comparaison des systèmes d'accumulateurs. La capacité disponible reflète l'énergie en kWh ou en Ah que chaque module peut délivrer. Cette capacité est évaluée dans un contexte d'utilisation optimal. Par exemple, en mentionnant qu'une batterie a une capacité de 400 Ah(10h), on sous-entend que sous un courant de 400 A, une batterie pourra se décharger durant 10 heures. Si le courant est plus élevé, elle durera moins longtemps, et si le courant est plus faible, la batterie pourra se décharger plus longtemps.

¹⁵ [http://www.enercon.de/www/en/broschueren.nsf/vwwebAnzeige/6F27E7F7109002BCC1257194002648CE/\\$FILE/Stand_alone_systems.pdf](http://www.enercon.de/www/en/broschueren.nsf/vwwebAnzeige/6F27E7F7109002BCC1257194002648CE/$FILE/Stand_alone_systems.pdf).

Ainsi, toutes les batteries ont une fiche technique spécifique dans laquelle apparaissent les courbes de courant en fonction du temps de décharge.

La batterie au plomb est la plus commune des systèmes d'accumulation électrochimique. En général, les batteries au plomb sont capables de fournir un courant élevé, mais pendant un laps de temps très court. De plus, à cause des réactions chimiques internes (sulfatation) suite à des fortes décharges, elles peuvent se dégrader de manière irréversible et leur capacité chutera d'un coup. Elle se dégrade plus rapidement pour des températures élevées, donc elle ne conviendrait pas à un milieu tropical, à moins d'assurer la climatisation et la ventilation de la salle où se trouve la batterie. En moyenne, elle aurait une durée de vie d'une dizaine d'années.

La batterie nickel cadmium n'est pas aussi sujette à la dégradation subite, mais elle présente un « effet-mémoire », tel qu'expliqué dans sa fiche du volet I, qu'il faut s'assurer de contrer par une décharge complète environ une fois par mois. Le fabricant *Saft* vend la batterie *Sunica.plus* qui est spécialement conçue pour des systèmes de production d'énergie renouvelable intermittente, et dont les caractéristiques ont été optimisées pour cette gamme. Notons aussi que la capacité optimale des batteries au plomb et au nickel-cadmium est obtenue avec une faible décharge (env. 15%). L'idéal serait donc qu'elles ne se déchargent pas sur une grande période avant d'être rechargées, ce qui est quand même probable dans le cas d'un réseau électrique comme celui de Jacmel. Cette batterie est conçue pour fonctionner à des températures extrêmes, tandis que la batterie au plomb se dégrade à partir de 25 degrés Celsius. La batterie au nickel-cadmium de la compagnie *Saft* a été utilisée avec succès, conjointement à d'autres sources d'énergies intermittentes comme le solaire et l'éolien de petite taille. La batterie *Sunica.plus* au nickel-cadmium affiche une durée de vie d'une vingtaine d'années, ce qui correspond à peu près à la durée de vie d'un système de production d'énergie renouvelable.

La batterie lithium-ion offre des capacités supérieures, mais son inconvénient est qu'elle n'est pas encore vendue comme système de stockage stationnaire. De plus, elle n'a pas une durée de vie très enviable, dépassant rarement les 5 ans.

La batterie à flux redox au vanadium, de par sa grande efficacité, est un système encore plus fiable, mais aussi beaucoup plus onéreux. L'avantage de la batterie redox par rapport aux autres est sa très longue durée de vie (au-delà de 10 000 cycles). De plus, contrairement à la plupart des batteries, les décharges profondes n'affecteront pas la durée de vie de cet accumulateur, du moins théoriquement. La batterie au vanadium opère

à des températures entre 0 et 35 degrés Celsius et peut être entreposée à des températures allant de -20 à 40 degrés Celsius. En termes de durée de vie, la batterie à flux redox au vanadium s'avère être la plus performante seulement les systèmes installés sont encore trop récents pour corroborer cette information.

Pour ce qui est de l'entretien nécessaire, les fabricants proposent des batteries plus sophistiquées qui nécessitent peu ou pas d'entretien. Par contre, il faut noter que la batterie au vanadium est une nouvelle technologie qui n'est pas encore très connue. Il faudrait donc aussi prévoir une formation plus poussée des techniciens. Dans tous les cas, les batteries permettent de stabiliser les variations sur le réseau électrique.

Du côté environnemental, il est clair que les matériaux utilisés dans les batteries ont tous leurs effets négatifs sur l'environnement, à certains degrés. Dans le cas des batteries au plomb et au nickel-cadmium, des réseaux de recyclage existent et assurent qu'il n'y ait pas de rejets toxiques dans l'environnement. Il faudra donc s'assurer de les retourner après leur durée de vie. Le vanadium peut s'avérer toxique dans certaines conditions, il importe donc de s'assurer de la qualité et de la sécurité des systèmes si cette solution est envisagée.

4.2.2.2) La batterie au vanadium dans le contexte de Jacmel

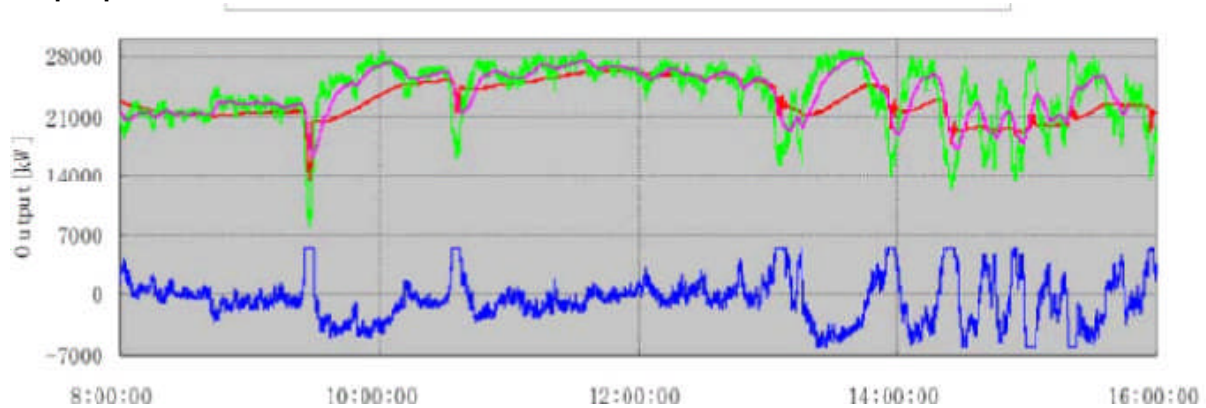
La solution qui semble la plus intéressante, la batterie au vanadium redox, est décrite dans les fiches techniques incluses au Volet I de la présente étude. Il s'agit d'un accumulateur chimique qui :

- o A une durée de vie supérieure à 10 000 cycles.
- o Opère sur une plage de températures allant de 0° C à 35° C
- o Permet une décharge profonde sans affecter la durée de vie.
- o Permet l'utilisation sur une période indéfinie de l'électrolyte.
- o Répondre très rapidement aux variations de la charge.

Le jumelage de la batterie au vanadium avec un parc éolien permet de réduire de façon considérable la variabilité de la puissance fournie, comme le démontre le graphique 10. La ligne verte représente la production d'un parc éolien de 32 MW installée (à Sapporo, Japon). La ligne bleue représente le courant absorbé et fourni par la batterie au vanadium. La ligne rouge représente donc la production nette des deux. Bien qu'elle ne soit pas

absolument stable, ses variations sont beaucoup moins importantes que la production brute du parc.

Graphique 15



Un autre exemple d'application se trouve à King's Island, en Tasmanie. Depuis novembre 2003, une batterie au vanadium complète un système hybride éolien-diesel. Le système de production est composé de turbines diesel de 6 MW (4 fois 1500 kW) et d'une centrale éolienne de 2,45 MW (2 éoliennes de 850 kW et 3 de 250 kW) pour une capacité nominale totale de 8,45 MW. Les caractéristiques du système d'accumulation sont les suivantes :

- Capacité d'emmagasiner de 1100 kWh;
- Puissance nominale (continue) de 200 kW;
- Puissance de pointe de 400 kW pour 10 secondes / 300 kW pour 5 minutes.

Le résultat global évalué par la firme VPS (VRB Power Systems) se traduit comme suit :

- Réduction des réserves tournantes : 8hrs/jour soit 440 litres de carburant/jour;
- Augmentation de l'efficacité globale : 400 litres de carburant/jour;
- Récupération d'énergie éolienne : 1100 kWh/jour soit 246 litres de carburant/jour;

Le désavantage principal de cette technologie est le coût qui reste, à ce stade de développement commercial, encore élevé. Cependant, si l'on prévoit desservir une demande plus importante que celle existante, cette solution pourrait être étudiée plus en profondeur, son coût risquant fort de diminuer d'ici quelques années.

4.2.2.3) En conclusion sur les systèmes d'accumulation

Le choix du système de stockage doit être judicieux et tenir compte des caractéristiques mentionnées précédemment. Comme les coûts ont leur importance dans le choix du système, la batterie à flux redox au vanadium n'est peut-être pas recommandée, vu les coûts d'installations élevées. Par contre, à long terme et pour un réseau d'une plus grande puissance (plusieurs MW), en prenant en compte la durée de vie du réseau, cette solution pourrait s'avérer rentable. L'alternative proposée serait la batterie au nickel-cadmium, puisqu'elle est fiable et supporte les hautes températures tout en ayant une plus grande durée de vie que la batterie acide-plomb.

4.2.3) La problématique éolienne dans le contexte de l'équilibre offre-demande à Jacmel

Tel que nous l'avons vu dans la section 2.3 ci-dessus, le réseau jacmellien est confronté à plusieurs défis à l'égard de l'équilibre offre-demande. Tel que l'indique le graphique 4 à la page 7, la puissance installée en ce moment (4 250 kW) est suffisante pour combler la demande de pointe (3 400 kW). Toutefois, la puissance effective (selon le critère n-1, à un taux de disponibilité de 90 %) n'est que de 2 445 kW. Cela indique que, bien que les ressources actuelles soient suffisantes pour répondre à la demande lorsqu'elles sont toutes en fonction, le critère de fiabilité n'est pas atteint.

Avec l'ajout du groupe G5 en 2009, la puissance effective sera suffisante pour répondre à la demande prévue, mais cette situation ne durera pas. Cinq ans plus tard, en 2014, les prévisions indiquent que la demande de pointe dépassera la puissance effective par plus de 1 500 kW.

Cette évaluation ne tient pas compte de la demande latente, évaluée sur une base conservatrice de 750 kW et, sur une base moins conservatrice, de 2 000 kW. Cela veut dire que le réseau pourrait facilement accepter des ajouts en puissance de presque 3 500 kW pour pouvoir répondre à la demande actuelle et latente, tout en respectant les critères de fiabilité.

Dans ce contexte, la différence entre les deux scénarios décrits ci-dessus est remarquable. Quoique le premier scénario permette effectivement de réduire les besoins en combustible, il contribue peu à répondre aux besoins croissants de la clientèle en termes de puissance de pointe. Avec un système d'accumulation, par contre, les éoliennes

peuvent constituer un ajout de puissance et ainsi contribuer à répondre à la croissance de cette demande.

En fait, couplé à un système d'accumulation adéquat, il n'y a pas de limite absolue à la quantité d'énergie éolienne qui peut être intégrée au réseau. Rappelons que, selon Enercon, son système avec accumulation est capable de fournir, seul, les besoins énergétiques d'un réseau autonome. Cela implique que la contribution éolienne aux besoins du réseau de Jacmel dépend seulement de la limite économique et non technique. L'analyse de rentabilité d'un tel scénario dépasse le cadre de la présente étude et, dans tous les cas, ne peut se faire qu'après l'analyse des vents discutée à la section 3.1.4 ci-dessus.

4.2.4) Connexion au réseau

La connexion de la production éolienne peut se faire directement sur les lignes de transport existantes si la capacité de ces dernières le permet. Toutefois, il sera souhaitable d'installer un circuit distinct pour relier les éoliennes à la centrale, pour en faciliter la gestion. En considérant les scénarios retenus, en termes de transport, il est plus facile d'optimiser le transport d'énergie sur les lignes en utilisant le système comprenant une accumulation. En effet, les lignes sont alors appelées à transporter une énergie moyenne sur plus d'heures annuellement; sans accumulation, les lignes doivent pouvoir accommoder la puissance nominale des installations, mais seront nécessairement sous-utilisées.

4.2.5) Mise en service et opération

Du point de vue de la mise en service, elle se fait habituellement sous supervision du manufacturier en collaboration avec le promoteur du projet et le gestionnaire de réseau. Ceci s'applique aux éoliennes ainsi qu'au système de stockage avec batterie au vanadium.

Les systèmes proposés ici s'intègrent aux systèmes de contrôle de production existant, même s'ils sont autonomes. La plupart des manufacturiers d'éoliennes supportent leur produit à l'aide d'un système de contrôle d'acquisition de données (SCADA – Supervisory Control and Data Acquisition). Ils peuvent donc intervenir en cas de panne ou de dysfonctionnement de leur système. Ce type de système de contrôle est aussi disponible pour la batterie au vanadium. En fait, l'opération de ces systèmes, éolienne et batterie au vanadium, ne requiert que très peu d'intervention et un entretien minimal.

4.3) Intégration de l'énergie solaire

Tel que discuté à la section 3.3, l'énergie solaire ne présente pas de possibilités intéressantes au niveau du réseau de Jacmel pour les prochaines années. D'une part, le prix du photovoltaïque est encore trop élevé pour permettre d'envisager l'ajout d'un parc PV au réseau. D'autre part, les technologies solaires thermodynamique ne sont pas encore à un stade de maturité suffisant pour permettre leur implantation en Haïti.

Tel que noté à la section 3.3.2, l'approche modulaire du solaire thermodynamique, avec des moteurs Sterling ou autre, risque fort de devenir une option intéressante d'ici quelques années. Heureusement, la taille de l'unité (25 kW présentement) rend aisé l'intégration de cette technologie — du moins en phase de projet pilote. En regardant plus loin, par contre, dans la mesure où une installation plus importante du solaire thermodynamique devient intéressante, la question de l'accumulation, déjà traitée dans le cadre de la problématique éolienne, se pose également.

Pour la filière éolienne, le rôle principal du système d'accumulation est de lisser les variations imprévisibles de production éolienne sur des périodes temporelles relativement courtes. Par contre pour le solaire, l'accumulation serait requise pour accommoder le profil diurne tout à fait prévisible.

Ces considérations n'ont pas d'importance immédiate, sauf dans la mesure où EdH s'oriente vers l'implantation d'un petit parc éolien avec accumulation. Si cela se fait, il serait important, en étudiant les différentes options d'accumulation, de les évaluer également en fonction d'un éventuel ajout d'une certaine puissance d'énergie solaire.

4.4) *Intégration des énergies de source biologique*

Dans la section 3.2 nous avons discuté la possibilité de signer des ententes d'achat d'électricité entre promoteurs locaux et EDH, en ce qui concerne les systèmes de génération de biomasse et de biogaz.

Dans les deux cas, les puissances envisageables sont très petites, respectivement de 100 kW et 35 kW, étant donné les faibles ressources biologiques disponibles. De toute évidence, l'intégration d'une puissance de cette magnitude ne pose aucun défi important pour le réseau. La génératrice peut probablement être branchée directement au réseau de distribution, sans créer des difficultés majeures.

5) Conclusion

Les conclusions de cette étude portant sur les options pour l'intégration des énergies renouvelables dans le réseau de Jacmel sont résumées dans les sections suivantes.

Profil énergétique de la communauté

- o Malgré les améliorations en cours au niveau du parc de production, la puissance effective du réseau sud-est sera inadéquate pour répondre à la demande prévue à partir de 2011, tenant compte du critère de fiabilité. Si l'on considère également la demande latente, cette insuffisance sera présente en tout temps, malgré les ajouts de puissance en cours.

Potentiels d'énergies renouvelables

- o Parmi les énergies renouvelables, l'énergie éolienne est de loin la plus prometteuse.
 - Dans les environs de Jacmel se trouvent deux sites ayant un potentiel extrêmement intéressant : la montagne et le Cap des Maréchaux.
 - Quoique la vitesse moyenne des vents risque d'être plus élevée à la montagne qu'au Cap, d'autres facteurs militent en faveur du Cap, notamment :
 - Facilité d'accès au réseau ;
 - Protection contre les vents extrêmes en cas de tempête tropicale ;
 - Facilité d'accès pour prendre des mesures préventives lors d'une tempête appréhendée.
 - Pour toutes ces raisons, nous recommandons de procéder à une campagne de mesure des vents sur le Cap des Maréchaux. Un budget préliminaire pour une telle démarche est fourni à l'Annexe A.
- o Quoique leurs potentiels soient très limités en raison de l'absence de ressources, l'ajout d'une capacité de production d'électricité à partir de la biomasse, d'une part, et du biogaz, de l'autre, demeure également intéressant.
 - Dans les deux cas, il est recommandé de confier le développement au secteur privé, en offrant d'acheter l'électricité produite par le biais d'un contrat à long terme.

- Pour permettre à l'ensemble des acteurs de mieux connaître ces ressources, il serait souhaitable de procéder par projets pilotes. Les tailles minimales pour ces ressources sont de 100 kW pour la biomasse, et de 35 kW pour le biogaz.
 - Dans les deux cas, une assistance externe serait probablement requise pour faciliter l'acquisition et l'implantation des équipements. La gestion de leur alimentation et de leur exploitation relèverait des promoteurs locaux.
- o Malgré la très grande richesse d'Haïti en énergie solaire, cette filière n'offre pas d'opportunités intéressantes à court terme. Le photovoltaïque (PV) est une technologie bien connue et mature, d'un point de vue commercial. Quoique les coûts de cette filière soient en diminution constante, ils demeurent pour l'instant trop élevés pour permettre l'intégration de quantités importantes au réseau.
- Cela dit, le solaire PV demeure une ressource très pertinente pour les résidences des couches sociales plus aisées ainsi que pour des commerces. Il est certainement dans l'intérêt de l'EDH de promouvoir ce type d'utilisation, qui inévitablement, réduit la pression sur son propre réseau.
 - Quoique ces coûts soient déjà moins élevés que ceux du PV, le solaire thermodynamique n'est pas encore suffisamment mûre pour permettre son utilisation dans une région comme le sud-est de l'Haïti. La plupart des technologies sont conçues pour des installations plus grandes ; de plus, elles sont presque toutes au stade pré commercial. Étant donné les défis techniques importants auxquels cette nouvelle technologie fait face, il est trop tôt pour envisager leur implantation en Haïti.

Intégration des énergies renouvelables

- o Étant donné son caractère variable et parfois intermittent, l'intégration de l'énergie éolienne à un réseau de petite envergure comme celui du sud-est d'Haïti crée des défis importants.
- L'ampleur de ces défis dépend du taux de pénétration de l'éolien. Plus le pourcentage de l'éolien dans le parc de production d'électricité est élevé, plus le défi d'intégration l'est aussi.
 - La possibilité que la production d'une éolienne (ou un petit parc d'éoliens) puisse tomber à zéro dans un court laps de temps fait en sorte que, en l'absence d'un système de stockage ou d'autres moyens compensatoires, le réseau doit normalement avoir en marche des groupes diesels suffisants pour répondre à la demande, sans l'apport éolien.

- Autrement dit, dans ce type de réseau, aucun « crédit de puissance » ne peut être attribué à l'éolien.
- Pour cette raison, la pénétration d'énergie éolienne dans un tel contexte, en l'absence d'un système de stockage doit normalement rester faible. L'autre possibilité est d'installer une charge de lissage, ayant pour conséquence le gaspillage de quantités significatives d'énergie éolienne.
- Par contre, la mise en place d'un système de stockage d'électricité permet une pénétration beaucoup plus élevée de l'énergie éolienne.
 - Parmi les systèmes de stockage, les batteries au vanadium redox sont de loin les mieux adaptées à ce contexte, étant donné leur grande capacité de stockage et leur temps de réaction extrêmement rapide.
 - Toutefois, il s'agit d'une technologie qui est au début de sa commercialisation. D'ici quelques années, on peut s'attendre à une diminution importante de ses coûts ainsi que des améliorations techniques.
- o Dans le cas de l'électricité produite à partir de la biomasse et du biogaz, l'intégration au réseau ne pose pas de difficultés importantes, étant donné les faibles puissances mises en jeu.