

**Analyse des variantes de Jumelage Éolien-Diesel
pour la Conception, la Planification et l'Exploitation
des Réseaux Autonomes du Québec**

**PRINCIPES, BALISAGE DE PROJETS, PERSPECTIVES ET
RECOMMANDATIONS**



Photo: courtoisie de Dave Wheeler, Fair Isle, Shetland

Bernard Saulnier, ing.
550 Clairevue Est, St-Bruno (QC) J3V 1T1
saulnierb@videotron.ca

19 Avril 2011

Mandat

Effectuer un balisage de l'utilisation du JED hors Québec et avancer une stratégie de mise en place de cette technologie à l'échelle commerciale

Contexte

Dans le cadre d'autres dossiers, le RNCREQ s'est intéressé à la situation particulière du réseau de Schefferville notamment concernant le niveau élevé de la consommation unitaire et le niveau élevé des pertes. L'intervenant entend poursuivre sa démarche en vue d'annuler ou à tout le moins à diminuer le recours à la production thermique même en réserve.

Lors du dossier R-3708-2009, le RNCREQ avait souligné le niveau élevé des pertes sur certains réseaux autonomes et avait demandé des explications à ce sujet. Dans sa décision D-2010-022, la Régie a demandé au Distributeur de préciser la quantité de pertes par réseau dans le cadre du prochain plan d'approvisionnement. Le RNCREQ entend donc analyser les informations fournies par le Distributeur et faire les recommandations qui s'imposent.

En ce qui concerne la technologie JED, le RNCREQ remarque que le Distributeur semble y porter un certain intérêt, mais que le rythme de progrès depuis le dernier plan d'approvisionnement semble laisser à désirer. Étant donné les bénéfices économiques et environnementaux qui découleraient d'une réduction de l'utilisation des centrales thermiques de ces réseaux, il est surprenant que la démarche du Distributeur n'a pas été accélérée. Le RNCREQ entend donc aborder ce sujet en faisant référence notamment à l'étude de rentabilité qui a déjà été déposée à la Régie lors d'un dossier antérieur.

Analyse des variantes de Jumelage Éolien-Diesel pour la Conception, la Planification et l'Exploitation des Réseaux Autonomes du Québec :

PRINCIPES, BALISAGE DE PROJETS, PERSPECTIVES ET RECOMMANDATIONS

TABLE DES MATIÈRES

MANDAT	2
CONTEXTE.....	2
1. GENÈSE DU JUMELAGE ÉOLIEN-DIESEL ET DE L'INDUSTRIE DES SYSTÈMES HYBRIDES POUR LES COMMUNAUTÉS ISOLÉES	4
1.1 ENJEUX TECHNOLOGIQUES, STRUCTURELS, ET ÉCONOMIQUES DES RÉSEAUX	6
1.2 CLASSIFICATION DES TECHNOLOGIES APPLICABLES À LA CONCEPTION DES SYSTÈMES DE COGÉNÉRATION ÉOLIEN-DIESEL POUR LES RÉSEAUX.....	9
1.3 CONCEPTION ET EXPLOITATION DES SYSTÈMES DE COGÉNÉRATION ÉOLIEN-DIESEL	12
2. PORTRAIT INTERNATIONAL ET BALISAGE DE PROJETS JED D'INTÉRÊT POUR LES RA DU QUÉBEC.....	19
2.1 POLITIQUES GOUVERNEMENTALES, STRUCTURES DE SUPPORT À L'INDUSTRIE JED, PROGRAMMES D'APPUI AU DÉVELOPPEMENT TECHNOLOGIQUE, INCITATIFS FINANCIERS	20
2.2 LE CLIMAT ARCTIQUE ET LES MANUFACTURIERS ÉOLIENS	23
2.3 PORTRAITS DE QUELQUES PROJETS JED EN SERVICE	24
3. ÉVOLUTION ET PERSPECTIVES –	31
3.1 CROISSANCE DU MARCHÉ INTERNATIONAL.....	32
3.2 LEÇONS, ET IMPACT SUR L'ÉVOLUTION DES PRATIQUES DE PLANIFICATION DES RÉSEAUX – LA FIABILITÉ EN PUISSANCE DANS LA BALANCE	33
4. ARGUMENTAIRE SUR LE COÛT D'OPPORTUNITÉ D'UN INVESTISSEMENT ÉOLIEN-DIESEL À HAUTE PÉNÉTRATION À AKULIVIK.....	34
4.1 AKULIVIK : PLANIFICATION DE LA CROISSANCE DU DÉFICIT D'EXPLOITATION.....	36
4.1 HISTORIQUE ' JED' POUR LE RÉSEAU AUTONOME D'AKULIVIK ; 1995-2011	38
4.2 COÛTS D'OPPORTUNITÉ AU NUNAVIK : LE CAS D'AKULIVIK	39
4.3 AKULIVIK : LA RÉALITÉ TECHNICO-ÉCONOMIQUE DANS LA BALANCE	40
5- CONSTATS ET RECOMMANDATIONS - JED	43
5.1 CONSTATS :	43
5.2 RECOMMANDATIONS :	44
6- RÉFÉRENCES :	45
ANNEXE 1 : CHRONOLOGIE DU JUMELAGE ÉOLIEN-DIESEL (JED) À HYDRO-QUÉBEC : 1986-2002	48

1. Genèse du jumelage éolien-diesel et de l'industrie des systèmes hybrides pour les communautés isolées

La petite histoire de l'utilisation des ressources locales pour satisfaire aux besoins énergétiques des réseaux isolés ne date pas d'hier.

En commençant notre examen des variantes exploitées à la période qui a immédiatement suivi l'embargo pétrolier de 1973, on trouve déjà des exemples d'innovation dans l'ingénierie de conception des réseaux électriques alimentant des communautés isolées. Des exemples qui n'ont rien à envier sur le plan conceptuel aux projets commerciaux plus récents ou plus modernes et qui permettent une certaine déconstruction de critères de conception trop souvent perçus comme immuables. L'embargo de 1973 a donné une nouvelle vigueur à l'idée d'autonomie énergétique et a stimulé l'inventivité des ingénieurs chargés des approvisionnements en énergie de communautés isolées.

Pour fixer les idées sur les perspectives d'évolution de la planification des approvisionnements en énergie dans les réseaux autonomes, le réseau éolien-diesel de Fair Isle nous est apparu constituer la meilleure entrée en matière.

L'histoire de ces développements commerciaux innovateurs commence en 1982 à Fair Isle, située au Nord de l'Écosse, à mi-chemin des îles Orkney et Shetland, avec la mise en service d'une éolienne (convertisseur doté d'une machine synchrone!) de 60 kW destinée à réduire les coûts élevés de l'électricité produite par des groupes électrogènes diesel en raison de la forte hausse des coûts du carburant. Ce projet phare, financé par l'administration de l'île et des agences gouvernementales de développement est à l'origine des programmes de Jumelage éolien-diesel initiés un peu partout dans le monde, et notamment à l'Institut de Recherche d'Hydro-Québec en 1986. En rétrospective, ce cas d'espèce que constitue le système de Fair Isle fournit à lui seul tout le matériau conceptuel requis pour une entrée en matière efficace des tenants et aboutissants de la planification de l'évolution réseaux autonomes qui fait l'objet de ce rapport.

Le projet de Fair Isle illustre parfaitement ce qu' imagination et rigueur peuvent produire lorsqu'ils sont engagés dans la réalisation de solutions créatives d'ingénierie énergétique. Ce projet commercial (opéré depuis 1982 par la FIECo, 'Fair Isle Electricity Company Limited'), a exploité depuis ses tout débuts la technologie éolienne (pales à calage fixe, machine synchrone), des relais de commutation paramétrables et une tarification incitative pour élaborer un réseau électrique étonnant de simplicité, dont les caractéristiques opérationnelles restent encore aujourd'hui une inspiration pour tous les concepteurs des nouveaux réseaux d'énergie.

En 1998, avec les revenus générés et l'aide d'organismes d'Écosse, des îles Shetland et de l'union européenne, la FIEC (possiblement la plus petite entreprise de service public d'électricité des îles britanniques car elle dessert 80 habitants) réinvestissait 350 000 £ dans son infrastructure énergétique (y inclus la réfection de la première éolienne et la mise en service d'une deuxième éolienne de 100 kW) constituant ainsi un système éolien-diesel commercial unique et un exemple de succès dans l'intégration audacieuse d'équipements électriques de série visant la production d'électricité à moindre coût, tout en garantissant la sécurité d'approvisionnement des abonnés.

Avec comme objectif premier la réduction massive de la consommation de carburant dans la communauté, voici les principales caractéristiques de conception du système actuellement exploité par la [FIECo](http://www.fairisle.org.uk/FIECo) à Fair Isle:

- 1- **Priorité au carburant gratuit** : Intégration d'une forte capacité éolienne (machines synchrones) capable de fournir toute la demande de l'île lorsque les vents sont suffisants. Les diesels servent essentiellement d'appoint énergétique (20% des besoins globaux) sur une base annuelle. 160 kW de capacité éolienne, 64 kW de capacité diesel
- 2- **Valorisation de l'électricité excédentaire de l'éolien (mode de chauffage bi-énergie)** pour réduire la consommation de carburant fossile normalement prescrite pour le chauffage de l'eau et des espaces en mode d'opération tout diesel,
- 3- **Stabilité/fiabilité du réseau** : la stabilité du système est assurée par des charges de chauffage distribuées assurant l'équilibre offre-demande en tout temps, commandées par des relais de commutation sensibles à la fréquence (paramétrable); des éléments de dissipation thermique additionnels absorbent la production éolienne en excès de tous les besoins énergétiques satisfaits.
- 4- **Revision topologique de l'ingénierie réseau et des pratiques d'exploitation vis-à-vis des mouvements d'énergie**: Installation d'un second système de distribution dédié à l'alimentation par l'éolien de charges de chauffage électrique distribuées des abonnés, Modification au plan d'exploitation et de conduite du réseau, Tarification bi-énergie,
- 5- **Tarification incitative** encourageant l'achat d'électricité éolienne.

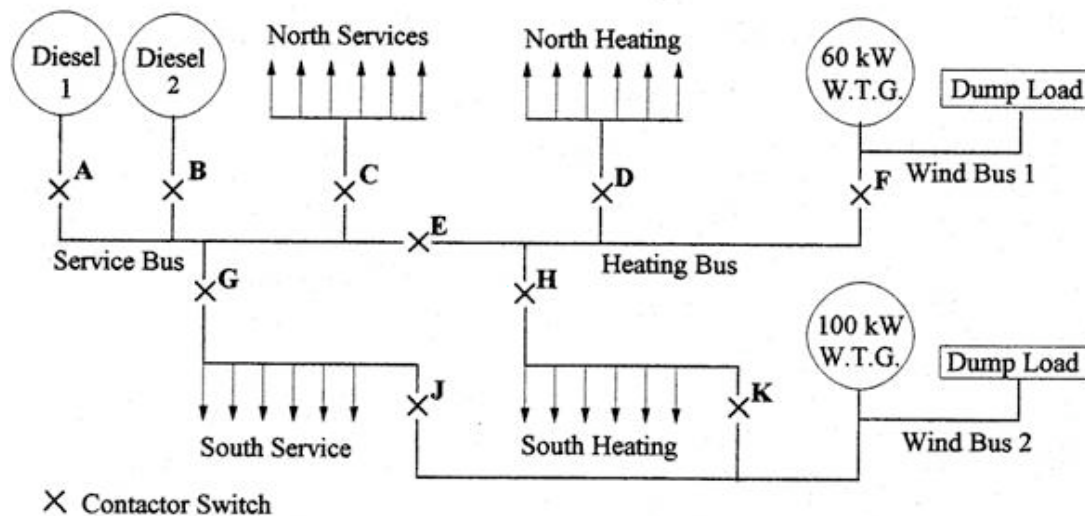


Figure 2. Wind and diesel distribution schematic 1997

source : http://www.fairisle.org.uk/FIECo/renewed/fig_1_2.htm

La climatologie éolienne du site donne une vitesse moyenne annuelle du vent d'environ 9 m/s. L'éolien fournit 85% des besoins de la communauté en hiver et 50 % en été, faisant de cette installation encore aujourd'hui un leader incontesté de la contribution des énergies renouvelables dans la réduction des besoins en carburant dans les réseaux autonomes. Avec en complément un programme d'isolation des habitations de l'île, ce système a démontré qu'il est possible d'exploiter la ressource éolienne pour réduire massivement la dépendance aux coûteux carburants importés tout en minimisant les risques de déversement pétrolier dans l'environnement, et

JEDHP et Réseaux Autonomes :

Principes, balisage de projets, perspectives, et recommandations

encontribuant à la stabilité des coûts d'énergie à long terme.

Sous son diagramme fonctionnel presque rudimentaire, ce projet, simple, robuste a démontré sa fiabilité depuis bientôt 30 ans.... Avec ses choix d'ingénierie hardis et ses modes d'exploitation inusités, il représente déjà tout ce que le monde diversifié des architectures et de l'ingénierie de réseau qu'on désigne sous le vocable de 'systèmes hybrides' offre aujourd'hui de liberté, sans compromis de fiabilité, aux concepteurs des réseaux électriques.

Il s'agit en définitive de préparer activement les réseaux autonomes existants à la nécessité désormais criante de réduire les coûts d'opération associés à la croissance incontrôlée des coûts de carburant qui s'installe désormais pour de bon dans les décisions d'investissement qui concernent au premier chef ces réseaux isolés. Le projet de Fair Isle procède précisément de ce constat bien réel fait en 1982 et son histoire détaillée (<http://www.fairisle.org.uk/FIECo/index.htm>) possède précisément cette valeur technico-économique emblématique qui témoigne fortement de l'utilité de remettre en question les pratiques de planification et d'exploitation des Réseaux Autonomes pour identifier des solutions nouvelles, viables, fiables et à moindre coût pour les abonnés à long terme.

1.1 Enjeux technologiques, structurels, et économiques des réseaux

Pour examiner la complexité des changements effectivement requis pour ce faire, il est utile de présenter dans un premier temps les enjeux qui modulent les décisions d'investissement relatives aux besoins énergétiques des communautés. Ces enjeux sont d'ordre technologique, structurels et économiques. Des interactions complexes existent entre eux cependant.

Ces enjeux ont un poids relatif qui varie selon les projets. À chaque fois qu'il est question d'investissements à venir dans des infrastructures énergétiques, chaque cas doit être évalué selon ses caractéristiques de départ et en fonction du service énergétique recherché, de l'horizon de temps du projet et également de l'offre technico-économique disponible. Les décisions les plus robustes résultent d'une analyse multi-critères rigoureuse de tous les aspects d'un projet. En l'occurrence lorsqu'il s'agit de planifier des systèmes énergétiques à partir de zéro comme cela arrive en réseau autonome (nouvelle communauté, réfection majeure, relocalisation de centrale, etc) l'enjeu technologique doit occuper une place capitale dans l'analyse du coût d'opportunité des multiples options en présence.

Technologiques : L'histoire des sociétés se conjugue avec l'histoire des technologies. La réalité d'une évolution technologique perpétuellement mouvante a démontré depuis longtemps qu'elle est un moteur de changement irrépensible. Des produits commerciaux nouveaux s'imposent et forcent à revoir les façons de faire et les pratiques établies. L'évolution technologique s'impose par sa capacité démontrée à apporter des solutions nouvelles et efficaces qui ont comme résultat des réductions de coût et des améliorations reconnues dans la manière de produire un résultat recherché. On retrouve dans cette catégorie d'enjeux l'ensemble du catalogue des options technologiques qu'il est possible d'intégrer à un réseau. Ce catalogue est en évolution constante. Des améliorations sont apportées par les fabricants à leur produit, de nouveaux produits font leur entrée sur le marché, des technologies nouvelles apportent des possibilités nouvelles et suggèrent de nouvelles façons de faire. On parle ici d'une large gamme de produits technologiques se compétitionnant en continu dans des domaines aussi divers que les *sciences des matériaux, les réseaux de communications (WAN, LAN, IP), les technologies de l'énergie tant du côté de*

JEDHP et Réseaux Autonomes :

principes, balisage de projets, perspectives, et recommandations

L'offre que de la demande, les systèmes de commande et d'acquisition de données, l'électronique de puissance, la modélisation et la simulation numérique de systèmes complexes en temps réel, la commande numérique programmable, etc... Les possibilités d'exploiter des produits technologiques homologués pour répondre à des besoins de plus en plus complexes et de manière fiable sont une réalité qui influence nos façons même de penser. Forcément, les technologies modifient les façons de voir et de façonner le monde, de concevoir des systèmes et de les exploiter. Les réseaux électriques n'échappent pas à la réalité de l'évolution technologique et chacun est en mesure d'observer la pénétration rapide des investissements de type 'Smart Grid par les Distributeurs d'électricité du réseau intégré, au motif que les fonctionnalités techniques des éléments associés à ce paradigme réseau amènent de nouvelles possibilités en terme d'intégration de technologies de production (éolien, solaire) et d'utilisation (gestion de la consommation, commande temps réel, écrêtage de la pointe, bi-énergie) notamment au niveau de la Distribution, et une flexibilité additionnelle du côté de la gestion de l'offre et de la demande avec des bénéfices économiques récurrents au niveau de l'exploitation du réseau.

Ce catalogue d'options interpelle directement le paradigme tout diesel qui domine la planification actuelle des Réseau Autonomes du Québec dans un contexte où la sécurité des approvisionnements de carburant à faible coût n'est plus assurée, et qui impose l'examen d'alternatives à service équivalent en terme d'investissements et de ressources, en terme de coût d'opportunité. Nous reviendrons plus en détail sur ce point à la section 1.3 de ce rapport.

De puissants outils de conception, d'optimisation et d'aide à la décision sont devenus courants dans tous les domaines d'ingénierie. Clairement, les enjeux technologiques possèdent une puissance transformationnelle dont les répercussions sont à la fois économiques, sociales et structurelles. Et il n'est pas rare de voir les technologies les plus sophistiquées prendre leur place en peu de temps dans des sociétés qui n'y avaient été que très peu exposées. Le téléphone cellulaire, l'alimentation électrique de base par capteurs photovoltaïque appartiennent à ces catégories de produits de la modernité capables d'apporter dans les populations défavorisées du monde des perspectives d'amélioration de qualité de vie sans qu'elle n'aient vu la phase technologique où ces services étaient fournis exclusivement par des réseaux 'cablés'.

Structurels : Il s'agit là d'enjeux qui touchent à des aspects historiques, culturels, institutionnels, organisationnels, hiérarchiques. Ce sont des aspects complexes, mais dans la mesure où la métaphore du village global compte de plus en plus sur la technologie pour s'incarner dans tous les coins de la planète, les résistances culturelles du passé cèdent le pas plus rapidement que jamais auparavant à une curiosité technologique perçue comme source potentielle de liberté individuelle. Les résistances organisationnelles et institutionnelles demeurent véritablement les plus complexes à appréhender au plan de leur capacité à accueillir la nouveauté. Inscrites dans un univers hiérarchique codifié autour d'une mission enracinée dans une réalité technologique relativement rigide en raison même du service à fournir et des responsabilités qui y sont attachées, les grandes organisations démontrent paradoxalement le plus d'insécurité devant la venue de technologies nouvelles. L'inertie organisationnelle causée par la hiérarchisation de tâches complexes de ces grands organismes leur rend difficile l'adoption de technologies nouvelles perçues d'abord comme une menace à la mission qui lui a été impartie selon des encadrements fonctionnels rigidement codifiés.

Les moyens dont disposent ces grandes organisations leur donnent un pouvoir d'action considérable au moment de la réalisation de projets, mais les processus décisionnels ne permettent pas de sortir facilement des sentiers battus. Toutes les options ne naissent pas égales.

JEDHP et Réseaux Autonomes :

Principes, balisage de projets, perspectives, et recommandations

Nous ne discuterons pas dans ce rapport de la dimension tarification du service d'électricité en Réseau autonome, sauf pour souligner son importance capitale comme levier de l'évolution technologique par le signal de prix qu'elle fournit aux abonnés. Les structures tarifaires en vigueur au Nord du 53^{ème} parallèle pour les réseaux autonomes, malgré leur caractère 'dissuasif', se situent globalement très en deçà du coût réel de fourniture du service d'électricité exprimé en ¢/kWh (coût évité total de 63,33 ¢2011/kWh pour le Nunavik selon le tableau de la page 9 de la réf (viii)). Au delà du déficit d'opérations récurrent que cette politique tarifaire répartit à travers l'ensemble de la tarification des abonnés du grand réseau, nous soumettons à la Régie que cette façon de faire pourrait constituer de facto un biais structurel important en faisant de la solution de répartition tarifaire un expédient récurrent qui nuit à l'élaboration de solutions d'ingénierie capables de réduire ce déficit.

Nous verrons en particulier avec les coopératives d'alimentation électrique d'Alaska et des Territoires-du-Nord-Ouest où la tarification des abonnés est basée sur la réalité des coûts de fourniture d'électricité complets, qu'une activité croissante dans la recherche de solutions d'ingénierie intégrant de nouveaux éléments de production et d'efficacité énergétique aux scénario conventionnel d'alimentation tout diesel. On est forcé de constater aujourd'hui que ce scénario domine largement dans tous les processus de planification des ressources qui touchent les réseaux autonomes du Québec.

Économiques : Les enjeux économiques constituent le terrain d'affrontement privilégié des deux autres catégories d'enjeu d'un projet. C'est l'analyse technico-économique (et financière) qui détermine l'accessibilité, la qualité et la quantité des services offerts à une communauté par un projet d'infrastructure technologique donnée. Nulle part plus que dans les réseaux en tant qu'infrastructures de services publics ne trouve-t-on de discussions plus animées sur les mérites des options et variantes technologiques qui se disputent pour emporter la première place parmi les solutions possibles. Les réseaux énergétiques, au sommet desquels l'électricité occupe la place dominante, sont particulièrement riches en possibilités argumentaires lorsqu'en vertu d'un critère de planification un processus de décision s'enclenche pour identifier la solution technologique la mieux avisée. C'est l'analyse technico-économique qui alors doit imposer sa loi car c'est à ce niveau que s'agrègent toutes les dimensions du problème à résoudre. La dimension économique est déterminante en dernière analyse car elle est le reflet de toutes les contraintes qui doivent être prises en compte pour identifier le meilleur projet dans le contexte adéquat. Ces contraintes sont sociales, environnementales, financières, technologiques, elles impliquent des ressources, variées, des engagements financiers de long terme, des coûts d'investissements en capital, des frais d'opérations et d'entretien, des besoins à rencontrer sur un horizon de plusieurs années dont la structure dépend des technologies mises en oeuvre. L'analyse économique doit fournir une réponse solide aux questions qui se posent clairement pour un tas de projets qui s'affrontent pour démontrer leur pertinence en tant que meilleure solution : Quel est l'objectif visé, quelles sont les spécifications fonctionnelles qui s'appliquent, comment prendre en compte les connaissances acquises depuis la dernière fois où ce projet a fait l'objet d'une décision d'investissement, quel est le bilan d'opérations de la dernière solution retenue par rapport aux prévisions faites en amont de l'investissement, quels sont les paramètres les plus significatifs de coûts d'investissement et d'opération des variantes qui s'offrent comme solutions, etc.

C'est dans ce cadre très complexe que l'examen technico-économique des diverses variables du jumelage éolien-diesel ou d'autres systèmes hybrides doit être fait pour les Réseaux Autonomes du Québec. Nous remercions la Régie de nous permettre de présenter quelques variantes de

systèmes hybrides qui illustrent les possibilités remarquables de cette branche dynamique de l'architecture de réseau en termes d'économies de carburant récurrentes grâce à la substitution du pétrole de plus en plus coûteux par des ressources locales d'énergie bien intégrées aux réseaux autonomes.

L'objectif de ces solutions de jumelage de type éolien-diesel demeure universel: réduire au maximum la consommation de pétrole importé en privilégiant le recours aux sources locales d'énergie tout en garantissant à moindre coût la fiabilité et la sécurité de l'alimentation électrique aux abonnés des Réseaux Autonomes.

1.2 Classification des technologies applicables à la conception des systèmes de cogénération éolien-diesel pour les Réseaux

Les Réseaux autonomes représentent donc un lieu privilégié d'observation de l'évolution technologique du monde des réseaux électriques. Sans égard aux changements structurels qui ont découpé aujourd'hui les fonctions P, T & D du réseau intégré suite à la déréglementation des marchés de l'électricité au tournant du siècle, la réalité des Réseaux Autonomes, par sa nature même, force toujours la prise en compte globale, à l'intérieur d'un même processus intégré, de tous les aspects de la Production, du Transport, de la Distribution et de l'Utilisation de l'énergie dans les communautés isolées. De la planification de la conception jusqu'à l'exploitation des systèmes qui s'implantent en réseau autonome, l'exercice de gestion est unifié dans son essence même en raison de la nature irrémédiablement localisée de l'infrastructure électrique.

Cette réalité systémique est particulièrement propice à l'évolution des pratiques et des règles d'exploitation dans la planification fonctionnelle des Réseaux Autonomes. **À ce titre, les réseaux autonomes se prêtent particulièrement bien à la réalisation de vitrines technologiques pour mettre en évidence l'intérêt des architectures fonctionnelles innovantes et leur contribution à un meilleur équilibre financier. Ce n'est sans doute guère surprenant de voir actuellement le foisonnement d'innovations qui se manifeste là où précisément les coûts d'opportunité sont les plus susceptibles de générer des bénéfices d'exploitation (voir le cas de Sand Point, Alaska, section 2.1 de ce rapport)**

Nous présentons d'abord un aperçu de la diversité du coffre à outil technologique (tant du côté de l'offre que de la demande) dont dispose l'ingénierie de réseau aujourd'hui pour la conception des réseaux. Il n'entre pas dans le cadre de cette étude de dresser un catalogue commercial de tous les éléments appelés à s'agencer dans l'architecture et l'ingénierie de projet des réseaux énergétiques et nous cherchons seulement ici à dresser la liste générique de ces composants afin de donner une idée des gammes de puissance des différents produits commerciaux disponibles aujourd'hui et de l'agencement fonctionnel de leurs caractéristiques et usages spécifiques. Cette liste réunit des technologies très fortement sollicitées aujourd'hui, dans les réseaux de distribution de tout le continent autour des architectures associées au portefeuille de projets de type 'Réseau Intelligent'. Mais leur rentabilité s'affirme nécessairement plus clairement là où les coûts d'approvisionnement en électricité sont les plus élevés, ce qui les positionne particulièrement avantageusement dans la majorité des réseaux autonomes qui bénéficient désormais de produits de plus en plus compétitifs de série dotés de garanties de service commercial.

Les systèmes de production électrique Éolien-diesel, souvent appelés systèmes de Jumelage Éolien-diesel (JED) peuvent prendre des architectures variées et appartiennent en fait à la grande famille des systèmes (ou réseaux) électriques hybrides. Un système hybride peut intégrer différents modules et technologies de production, d'utilisation, de stockage, d'électronique de puissance (onduleurs, redresseurs, etc.) et des éléments de mesurage/commande pour répondre à la demande d'électricité et d'énergie des communautés.

À l'exception des technologies de production diesel dont nous traiterons subséquemment, ces technologies commerciales sont regroupées ici en cinq catégories fonctionnelles qui sont gérés selon une hiérarchie de décisions établie dans le programme d'exploitation détaillé élaboré par le concepteur du système. Le système d'exploitation prend en compte les caractéristiques de tout les sous-systèmes et gère les décisions en tenant compte des délais prescrits, des temps de réponse spécifiques à chacun des sous-systèmes et des caractéristiques des équipements.

Éléments de Production (contribution en énergie et en puissance):

Photovoltaïque (habitation, centrale : 0,5 kW à 100 kW, FU annuel : 15%)

Éolien (habitation isolée, centrale : Capacité nominale 0,1 kW à 5 MW, tous types de système de conversion mécanique-électrique (certains modèles permettent le contrôle de tension, de puissance réactive, les consignes de puissance, et les réglages de vitesse et du calage du rotor éolien) : FU annuel 20-40% ; marché actif pour des machines modernes (existence d'un marché secondaire pour des éoliennes usagées 'remises en état')

Hydraulique (centrale avec ou réservoir ; FU : spécifique à la conception retenue)

Éléments d'Utilisation (gestion active des surplus de production éolienne ; réduction de carburant de chauffage via bi-énergie éolienne + régulation de fréquence du réseau):

Unités de stockage thermique céramique 'Smart Grid' - Modules ETS Steffe, usage domestique zonal ou central. (<http://www.steffes.com/>) 13 à 240 kWh de stockage thermique utilisable sur 8-12 heures; 30-60\$ / kWh / 100-200\$/kW / monophasés ou triphasés, commande paramétrable, I/O , communication LAN intégrées, minuteries programmables, rampes, mode dédié 'green heating' (éolien-PV); chauffage électrique éolien: Chaninik Wind Group, Alaska; Sand Point, Ak

Unités de stockage centralisées pour des réseaux de distribution de chaleur (TDX, Île St-Paul, Alaska). D'autres applications thermiques peuvent être imaginées : protection contre le gel de systèmes de distribution d'eau, de réseau d'égouts, de systèmes de protection d'incendie.

Modules de fabrication de glace (réfrigération par absorption : Kotzebue, Alaska)

Recharge de véhicules électriques en réseau autonome : fonctions de stabilité, de réserve opérationnelle, de déplacement de charge : 4-roues à St-Paul Alaska

Modules de désalination d'eau : DanVEST, Salisbury, Australie

Éléments de Stockage (court terme, qualité de l'onde + réserve de stabilité):

Des besoins liés à des équipements spécifiques raccordés au réseau ou imposés par des applications pointues peuvent nécessiter le recours à des modules de stockage. Pour des réseaux autonomes, on parle ici d'applications de court terme visant des exigences qui concernent le plus souvent des considérations liées à la qualité de l'onde électrique et offrir une marge de réserve opérationnelle : protocoles d'enclenchement/retrait de charges importantes, support temporaire pour des manoeuvres de changement d'état du système, gestion de transitoires électriques. Pour des applications de type micro-électrification en site isolé (système PV- batteries par exemple) le dimensionnement du système peut exiger le recours à un stockage électro-chimique

JEDHP et Réseaux Autonomes :

principes, balisage de projets, perspectives, et recommandations

proportionnellement plus important que dans un réseau conçu pour l'alimentation énergétique globale d'une communauté (Système éolien-diesel à haute-pénétration par exemple)

Modules de stockage cinétique / électronique de puissance à commande automatisée sous contrôle autonome ou externe; Roue d'inertie PowerStore, Capacité 18 MJ : performance ± 500 kW en 5 ms

Modules de stockage électrochimiques : Batteries / électronique de puissance Modules

Éléments de liaison et de coordination en Distribution :

Compteur 'intelligent': Portail électrique de l'abonné, intégrant plate forme IP, communications LAN, WAN, interface entrée sortie, affichages, capteurs, offrant la possibilité de commande programmable pour tirer avantage de tarification différenciée dans le temps, de gestion de la pointe, d'optimisation du rendement des équipements de production, de priorisation/report de charge, de réserve opérationnelle, etc Plusieurs fabricants

Systèmes SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition Systems) utilisés pour la mesure des paramètres sensibles du système, la commande numérique programmable et le déclenchement de séquences de commande fonctionnelles spécifiques gérées au niveau des sous-systèmes à travers des protocoles de communication standardisés (IP) et des réseaux de communication appropriés (LAN, WAN, télécom cablés ou non)

Réseaux de communication et d'échange d'informations entre contrôleurs numériques dédiés

Éléments d'Exploitation et de gestion centralisées du réseau:

La supervision centrale du système est confiée au programme de conduite du réseau qui gère tous les aléas de production et de demande et coordonne les décisions sur les mouvements d'énergie dans le réseau de manière à garantir la stabilité et la fiabilité du réseau dans tous les modes d'opération prévus du système (ex : éolien-diesel, tout éolien, diesel seul, éolien-hydraulique, etc.)

Tout l'arsenal de relais de protection automatisée, de télé-protection et de télé-commande en ligne disponible aujourd'hui fait partie intégrante de la fiabilité du service et chaque sous-système est 'intégrable' s'il dispose des homologations prescrites par l'exploitant de réseau en conformité avec les standards de l'industrie électrique.

Le contrôle de la puissance réactive peut être assuré par les machines électriques dédiées (compensateurs synchrones) mais, pour prendre l'exemple de l'éolien, plusieurs machines modernes permettent de contrôler le facteur de puissance et le niveau de tension de ligne au point d'interconnexion grâce aux modules d'électronique de puissance qui font partie intégrante de leurs systèmes de conversion.

Contrôleurs centralisés des mouvements d'énergie: Plusieurs fabricants en compétition pour l'offre de systèmes de commande centralisée des systèmes: SCADA, Automates de supervision et hiérarchie de commande du système, Électronique de puissance, Stockage électrochimique de court terme, Programmation d'exploitation (entrées-sorties, protections, départ/arrêts, gestion des changements d'état du système, des délais de mise en route ou de retrait, rampes de chargement déchargement, etc), Relais de commutation automatisés, commande de charge ou d'artères, etc...)

Cette liste générique donne ainsi une idée de tout ce qui peut s'agencer dans les plans des concepteurs de réseau grâce à une offre de produits technologiques du domaine électrique (offre et demande confondus) qui s'élargit sans cesse tout en offrant des spécifications, des garanties de performance certifiées et des prix de plus en plus compétitifs de même qu'une flexibilité d'intégration qui permet de reconsidérer la rigidité même de certains critères de planification en vigueur.

Sur cet aspect spécifique, la flexibilité d'exploitation que permet aujourd'hui, à moindre coût, l'intégration d'éléments présentés dans cette section mérite certainement d'être examinée en profondeur dans la conception des projets JED de haute pénétration. Au niveau de la gestion de la demande, des améliorations du rendement de conversion des groupes diesels, de l'utilisation de l'énergie excédentaire éolienne dans des charges secondaires distribuées, et par les possibilités effectives d'écêtement de la demande de pointe qui en découlent, il y aurait également d'excellentes raisons de soumettre le critère de fiabilité en puissance, fixé par la règle du $(N-1)*90\%$, à un examen de sa pertinence au plan opérationnel en exploitation. Le coût marginal d'un kW de capacité diesel additionnelle et celui d'un kW de demande 'écêteable' intégré en mode JEDHPSS justifierait croyons nous une analyse comparative des coûts-bénéfices de ces deux options qui contribuent toutes deux à la fiabilité du service des abonnés

1.3 Conception et Exploitation des systèmes de cogénération éolien-diesel

On a vu en introduction la description fonctionnelle du projet éolien diesel de Fair Isle au Nord de l'Écosse. Ce projet par ses résultats remarquables a généré un grand intérêt pour l'intégration de nouvelles alternatives de production et a entraîné plusieurs centres de recherche à travers le monde dans des travaux variés touchant les caractéristiques opérationnelles d'une grande variété de systèmes dits de jumelage éolien-diesel.

La motivation était partout la même : réduire les déficits d'opération de réseaux électriques isolés. Les travaux sur ce thème de recherche ont commencé en 1985 à l'Institut de Recherche d'Hydro-Québec. Pendant toute la période de 1984 à 1994, une conférence internationale annuelle sur le sujet a alterné entre le Canada et les USA. Elle regroupait des chercheurs, des ingénieurs et des industriels autour des questions portant sur la dynamique des systèmes et la stabilité des réseaux éoliens diesel, la pertinence d'utiliser ou non du stockage électrochimique ou cinétique pour garantir la fiabilité d'alimentation ou le démarrage en force des groupes diesel en situation de déficit de puissance, etc.

Des chercheurs de l'université d'Amherst (Mass.), des ingénieurs d'entreprises du Vermont (Enertech, Northern Power Systems, du Colorado (du National Renewable Energy Lab), d'institutions canadiennes (Atlantis WindTest Site, IREQ, Université de York, EMR Canada,) et d'Europe (Rutherford Appleton Laboratory en Angleterre, laboratoire Risø du Danemark, Sintef en Norvège) ont graduellement fait émerger quelques éléments de classification basés sur les caractéristiques opérationnelles des systèmes de jumelage éolien-diesel.

Deux grandes classes de système se sont initialement affrontés sur le plan conceptuel : les systèmes éoliens-diesel avec stockage ou sans-stockage . L'argument du stockage était associé aux risques de pannes de service au motif que les passages du système d'un mode d'opération à l'autre (éolien-diesel à tout-éolien par exemple) pouvaient entraîner des transitoires de puissance qu'une réserve énergétique de sécurité permettrait d'éviter. Réserve = stockage et cet élément de construction a obscurci pendant quelque temps les 'académiciens' du jumelage éolien-diesel.

L'argument en était un qui encore aujourd'hui est source de fréquents quiproquos même entre experts du grand réseau. Mais dès lors qu'on s'efforce de décrire à quelle échelle de temps ce stockage, cette réserve d'énergie est associée, tout le monde tombe facilement d'accord. Le court terme (quelques secondes à quelques minutes) sert à 'gérer' les transitoires associées pour

JEDHP et Réseaux Autonomes :

principes, balisage de projets, perspectives, et recommandations

l'essentiel au démarrage ou l'arrêt des éléments de production du système, aux besoins de synchronisation d'équipements le cas échéant et aux aléas de production et de demande. Le long terme (plusieurs heures ou même jours) dessert des besoins d'énergie considérables car destinés à alimenter la demande d'énergie du système.

Cette assertion reste vraie quelle que soit la taille du système énergétique considéré. On conçoit facilement en effet qu'un stockage par batteries soit nécessaire dans le cas de l'alimentation autonome de sites très isolés (station télécom, éclairage d'une habitation non-raccordée à un réseau, bateau de plaisance). Par exemple un système PV destiné à l'éclairage est toujours associé à une batterie qui permet d'accumuler pendant la journée les apports solaires destinés à alimenter la charge d'éclairage du soir. On parle ici de stockage long terme, car il faut dimensionner le système en fonction des statistiques de période consécutives sans soleil vs les besoins réguliers de la charge d'éclairage au quotidien. De fait, les réservoirs hydroélectriques du grand réseau jouent précisément le même rôle car personne ne voudrait dépendre de la présence synchronisée des apports hydrauliques naturels pour répondre à ses besoins d'électricité. Les réservoirs annuels et multi-annuels permettent de gérer les aléas des apports hydrauliques saisonniers et annuels vis-à-vis des aléas de la consommation annuelle agrégée des abonnés.

Ce qu'il est essentiel de visualiser dans l'exploitation d'un système éolien diesel, qu'il soit réalisé en mode 'retrofit' ou en mode 'nouveau système d'alimentation électrique', c'est que tout l'équipement qui doit être intégré au delà de ce qui est strictement associé à la partie diesel du système, et cela comprend bien évidemment les éoliennes, doit être remboursé par :

- 1- Les économies de carburant ;
- 2- Les revenus additionnels provenant de l'usage de l'électricité éolienne excédentaire ;
- 3- La valeur marchande des externalités environnementales et possiblement des retombées/avantages économiques que la communauté en retire.

En priorisant la production éolienne dont le carburant est gratuit, on pourra réduire au maximum la consommation de carburant importé coûteux. Ce que cela implique également, c'est qu'il faut rechercher l'optimum économique de pénétration éolienne en identifiant les moyens de valoriser toute l'électricité excédentaire éolienne disponible. Des modules commerciaux de plus en plus intéressants sont disponibles aujourd'hui pour y parvenir à des coûts de plus en plus compétitifs.

Les Danois et les Canadiens ont été dès le départ adeptes des solutions de jumelage éolien-diesel sans-stockage dites à 'haute pénétration' qui seules permettent l'atteinte de cet objectif d'une réduction maximale de la consommation de carburant en Réseau autonome.

Dans le domaine des systèmes où des sources de production comme l'éolien et le diesel sont jumelés, on trouve le terme '**pénétration éolienne**' exprimé, selon les contextes, sous forme de **ratio de puissances** (*Capacité éolienne installée en pourcentage de la demande de pointe du réseau*) ou d'**énergies** (*Énergie électrique fournie par la centrale éolienne en pourcentage des besoins annuels d'électricité*). Une remarque supplémentaire doit être faite pour le cas des systèmes à haute pénétration pour lesquels l'excédent de production éolienne peut servir à réduire davantage encore les besoins en carburant de chauffage des abonnés grâce à des modules électriques secondaires opérés/commandés en mode bi-énergie. Il peut s'agir de systèmes de stockage thermique centralisés, comme à l'île St-Paul, en Alaska, ou distribués, comme à Fair Isle, en Écosse, et dans ce cas de valorisation de l'électricité excédentaire, il est préférable de distinguer les pourcentages de réduction de carburant associés à la demande prioritaire

JEDHP et Réseaux Autonomes :

Principes, balisage de projets, perspectives, et recommandations

d'électricité de ceux liés à la demande de chauffage (normalement non-desservie par la centrale diesel). De fait, l'objectif étant de rechercher l'optimum de réduction de consommation globale de carburant, un indice de contribution des sources locales d'énergie, exprimé en % de toute l'énergie annuelle consommée dans la communauté serait plus descriptif.

Ainsi, pour maximiser les économies de carburant, le scénario de JEDHPSS (Jumelage Éolien-Diesel à Haute Pénétration Sans Stockage) conduit à toujours privilégier un investissement dans les technologies à carburant gratuit (y inclus les négawatts bien évidemment) avant tout investissement dans des dispositifs de stockage court terme (batteries, roues d'inertie) qui ne présentent pas d'attrait en soi pour réduire la consommation de carburant dans un réseau autonome, de surcroît au prix d'un investissement considérable, d'une durée de vie limitée à quelques années, sans oublier le fait que le cycle de stockage-déstockage impose nécessairement des pertes d'énergie. Généralement le stockage d'un volume significatif d'énergie n'est rentable que lorsque le coût marginal de l'énergie sur une journée, par exemple, varie plus que le coût de stocker/déstocker ce volume d'énergie sur la même période ce qui permet d'en tirer un avantage monétaire. Cette condition n'existe pas dans un réseau autonome, de sorte que ce type de stockage ne peut guère se justifier que pour des fonctions liées au contrôle de la qualité de l'onde ou le passage de transitoires programmées (commutation de forte charge avec forts appels de courant susceptibles autrement de perturber momentanément la fréquence).

La mise au point du scénario JEDHPSS développé à l'IREQ dans la période 1986-1999 origine précisément de cette réflexion. Le JEDHPSS représentait donc le plus petit changement technologique possible au plan opérationnel pour les réseaux autonomes et constituait l'évolution technologique à la fois la plus 'naturelle' et la plus efficace au plan économique en termes d'exploitation.

Côté stockage, celui qui apparaissait le plus approprié restait bel et bien en effet le carburant fossile, une réserve énergétique de très haute densité calorifique (environ 40 MJ/l) qu'on peut utiliser en appoint en tout temps au besoin.

Le projet de RD&D représentait une solution technologique réaliste pour la réduction importante de la consommation de carburant diesel en vue de minimiser le déficit d'exploitation des réseaux autonomes du Québec. En 2004, le coût des approvisionnements en carburant diesel au Nunavik était d'environ 9,5 M\$, soit 53,8% du coût d'opération d'Hydro-Québec. Le Nunavik, dans l'ensemble de tous les réseaux autonomes desservis par Hydro-Québec comptait pour 45,1% des achats totaux de fuel diesel et 16,4% de l'ensemble des ventes d'électricité (réf 7).

La conception des systèmes de JEDHPSS est guidée essentiellement par deux orientations générales.

1-Priorité à la production éolienne (carburant gratuit): Les diesels peuvent être stoppés lorsque la production éolienne suffit à alimenter la demande électrique prioritaire. Il s'ensuit que la **pénétration éolienne optimale est établie** non pas par une restriction d'exploitation de la centrale diesel, mais bien **par analyse économique** où sont pris en compte les coûts de carburant, le potentiel éolien local, le coûts des équipements de JEDHP, la croissance de la demande et du coût du carburant, les économies de carburant, les coûts d'opération et d'entretien des équipements, le prolongement de la vie des groupes diesels, etc.

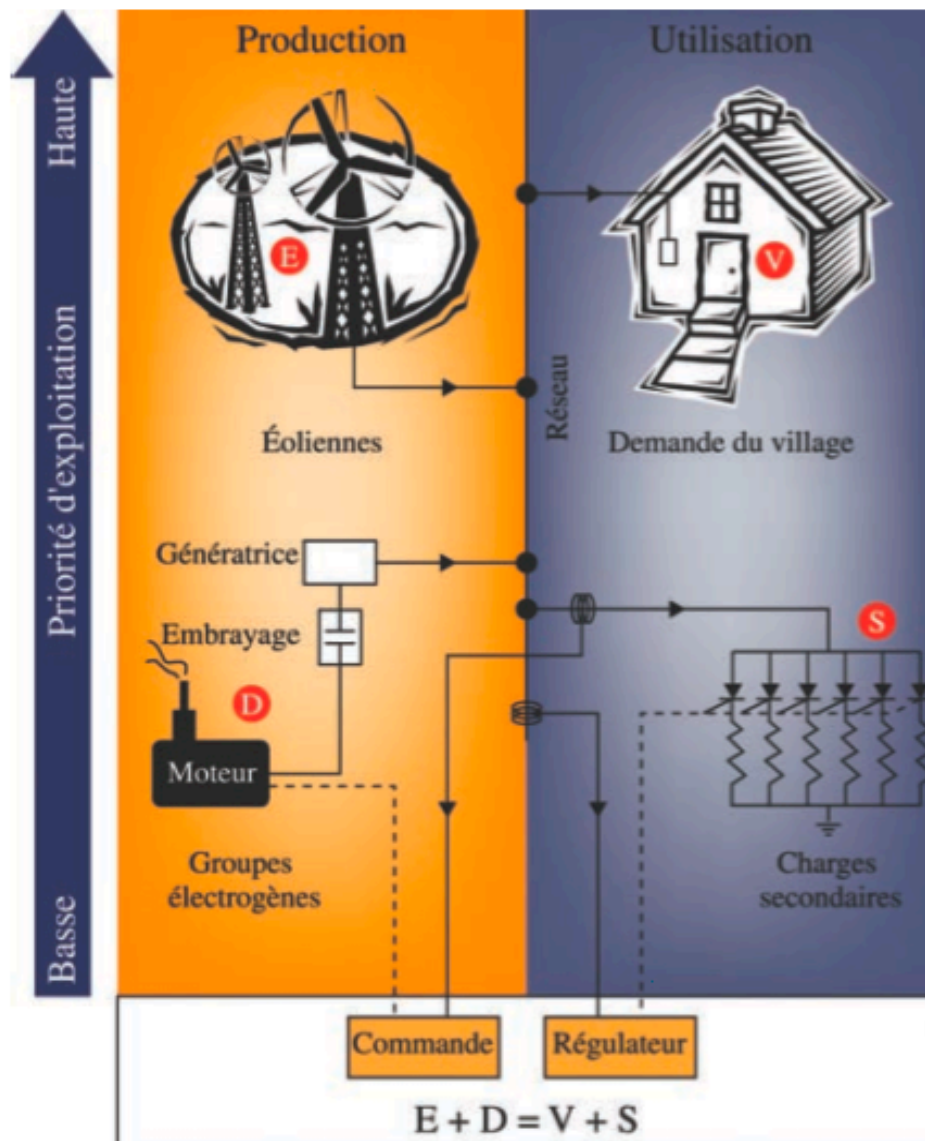
2-Maintien de la qualité de l'alimentation électrique des abonnés: Un **régulateur de**

JEDHP et Réseaux Autonomes :

principes, balisage de projets, perspectives, et recommandations

fréquence assure en tout temps l'équilibre offre-demande en agissant sur des charges électriques de lissage pour absorber les surplus de production (la **valorisation de l'énergie éolienne excédentaire** est possible lorsqu'elle vient remplacer la consommation de carburant associée à des usages non-électriques comme le chauffage des habitations, de l'eau, etc.; bi-énergie déclenchée en présence de production éolienne) Un **système de commande** assure la gestion ordonnée des transitions dans les trois modes d'opération du système : tout-éolien, tout-diesel et éolien-diesel

Éléments d'un système de jumelage éolien-diesel à haute pénétration sans stockage (JEDHPSS)



Source : Hydro-Québec.

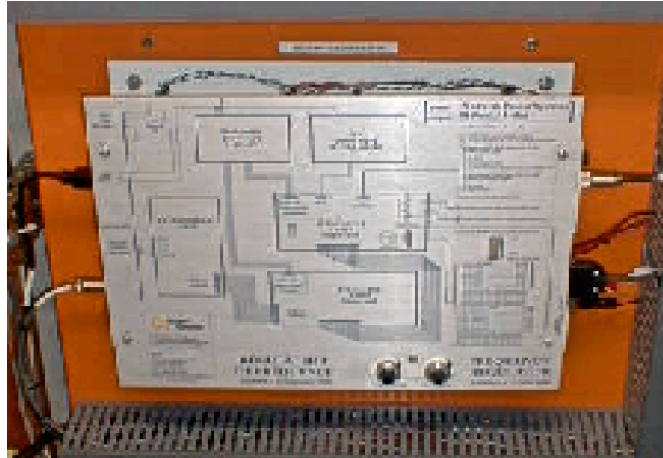
Source : Saulnier, B et Reid R., *L'éolien - au coeur de l'incontournable révolution énergétique*, ISBN 978-2-89544-145-8, 432 pages, Éditeur: Multimondes 2009

L'Annexe 1 donne de plus amples détails sur les grandes étapes qui ont marqué l'avancement du JEDHP et Réseaux Autonomes :

Principes, balisage de projets, perspectives, et recommandations

projet JEDHPSS chez Hydro-Québec.

Essentiellement le JEDHPSS permet d'atteindre des économies de carburant nettement plus considérables que celles obtenues par les systèmes éoliens-diesels opérés en mode 'économie de carburant' qui sont associés à la classe des systèmes JED de faible pénétration (moins de 20% de remplacement de la production diesel prioritaire annuelle de référence). Pour fixer les idées, le projet pilote de 5 MW qu'Hydro-Québec prévoit mettre en service aux Îles-de-la-Madeleine en 2013, appartient à la catégorie économiseur de carburant, et la pénétration énergétique de sa contribution représentera environ 10% de la demande électrique des Îles de la Madeleine.



La charge de lissage (réservoir à eau chaude de 23 000 litres) et son régulateur, Système TDX, St-Paul, Alaska (source: réf 7)

Le scénario JEDHPSS permet d'atteindre facilement 50% de réduction de carburant diesel destiné à répondre à la demande, beaucoup plus encore lorsque la conception du réseau JED et le plan de conduite des équipements de production appliquent intégralement la première orientation décrite ci-haut. Le projet de Fair Isle (voir la section 1) donnait déjà en 1982 le ton de ce qu'il est possible de faire.

Le JEDHPSS reconnaît bien sûr la nécessité de maintenir une capacité de production d'appoint appropriée pour subvenir aux besoins de base de la communauté durant les périodes sans vent, mais il implique des changements importants principalement dans les pratiques d'exploitation, et dans la gestion de l'utilisation des groupes diesels. La réalité de la croissance rapide du déficit opérationnel étant incontournable, le statu quo diesel n'est déjà plus une option viable en terme de source principale d'alimentation en énergie. Clairement, le marché traditionnel des uns deviendra le nouveau marché des autres. Le passage à ce nouveau point d'équilibre ne saurait se faire sans résistance.

Les modes d'exploitation du JEDHPSS font que la durée de vie des diesels est allongée. Moins de carburant consommé, moins d'heures de marche, moins d'entretien des groupes et tout cela se traduit naturellement par des reports d'investissements dans le temps pour les diesels, et des rééquilibrages également au plan financier en termes d'investissements consacrés à l'éolien et à l'évolution des réseaux autonomes où le JEDHPSS prend place.

Un des aspects les plus 'chauds' de la discussion entre les tenants de la réduction maximale de la consommation de carburant et les opérateurs de groupes diesel en service réside dans

JEDHP et Réseaux Autonomes :

principes, balisage de projets, perspectives, et recommandations

19 avril 2011

l'argumentaire sur le régime d'opération des diesels recommandés par les manufacturiers et ses impacts possibles sur la couverture de garanties de ces équipements. Il est connu qu'une utilisation prolongée d'un diesel à faible niveau de charge favorise la condensation des résidus de combustion sur les parois ce qui, au bout d'un certain temps augmente la friction et diminue le rendement du moteur. La façon de régler le problème est connue aussi. Il s'agit d'opérer le moteur à régime plus élevé jusqu'à ce que la température d'opération élimine ces dépôts. La discussion est récurrente depuis 25 ans. Mais cette période aura permis quelques apprentissages pratiques sur les moteurs diesels dans les divers laboratoires où ils ont opéré plus souvent qu'à leur tour en régime 'froid'. Ces apprentissages ont aussi permis de pousser plus loin la discussion avec les manufacturiers de groupes électrogènes diesel. Voici comment M. Per Lundsager, qui fut directeur du Programme Éolien-diesel de 1984 à 1990 au Laboratoire Riso au Danemark, présentait son analyse de cet enjeu d'exploitation pour le groupe diesel de l'unité d'expérimentation qui a servi durant 20 années avant d'être remplacé en 2004, après avoir traversé de longues périodes d'opération à faible charge, et souvent à 0% de charge (réf 4) :

Quelques manufacturiers diesel (Caterpillar, Detroit Diesel et d'autres) participaient à un des ateliers éoliens-diesel il y a plusieurs années. À ma question directe sur la possibilité qu'ils me vendent une machine avec leurs garanties habituelles pour un projet où je l'utiliserais à charge nulle, ils me donnèrent la réponse suivante : ' Bien sûr, c'est pour ça qu'on est là, mais nous exigerons certaines conditions', C'était de ne pas pousser le diesel en situation de 'charge négative' (mode de compression). Je crois qu'en maintenant le niveau de communication adéquat avec les manufacturiers de diesel, il est possible d'opérer un système jusqu'à 0 % de charge avec la pleine garantie du groupe électrogène d'un manufacturier, à condition de suivre certaines exigences de leur part- par exemple exprimées en termes du temps de marche qui est nécessaire à pleine charge pour la 'nettoyer' après avoir passé un temps donné à charge nulle.

D'autres solutions diesel commerciales existent, qui permettent de respecter intégralement les exigences du manufacturier. Elles consistent à prévoir, dès la conception d'un 'retrofit' JED pour un réseau diesel existant, l'usage de groupes diesels de plus faible capacité, ou de groupes conçus pour opération à vitesse variable¹.

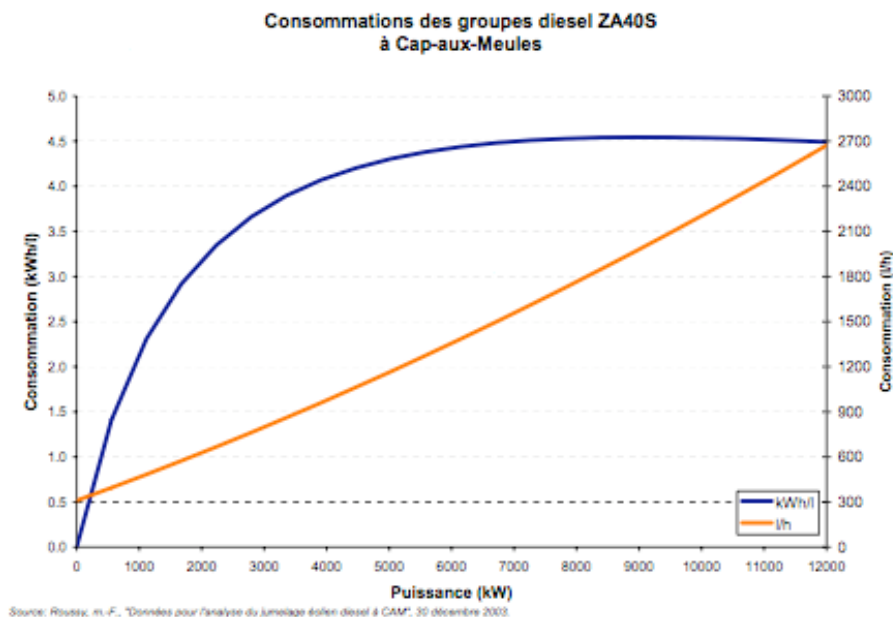
Certaines observations en conclusion de l'étude technico-économique de 2008 sur le jumelage éolien-diesel pour les Réseaux Autonomes (référence (i), page 6) portent à croire à cet égard que la rentabilité des projets de JED dans les réseaux autonomes du Québec pourrait être significativement plus élevée si la contrainte de régime minimum des groupes diesel fixés par l'exploitant était abaissée davantage en regard des propos rapportés plus haut :

o À Cap-aux-Meules, la hausse de 50% à près de 63% de ce critère, en respect des réalités opérationnelles, a eu un effet important de diminution de la pénétration optimale et de son rendement économique;

o Au Nunavik, la baisse de ce critère à 30% a eu l'effet contraire. Il est d'ailleurs à noter que

¹ Voir par exemple la fiche technique du Low Load Diesel - Wind/Diesel 320 kW – LLD au lien suivant : <http://www.pcorp.com.au/images/pcorp-pdfs/low-load-diesel-product-specification.pdf>; il s'agit d'une unité Detroit Series 60 400kVA generator, conçue pour une durée de vie de 16 années et capable d'opérer pendant des périodes prolongées à 7% (23 kW) de sa capacité nominale. Le produit est conçu spécifiquement pour les applications JEDHP.

seul Inukjuak indique un avantage à l'installation d'un petit groupe thermique d'appoint, compte tenu de leur coût d'installation élevé.

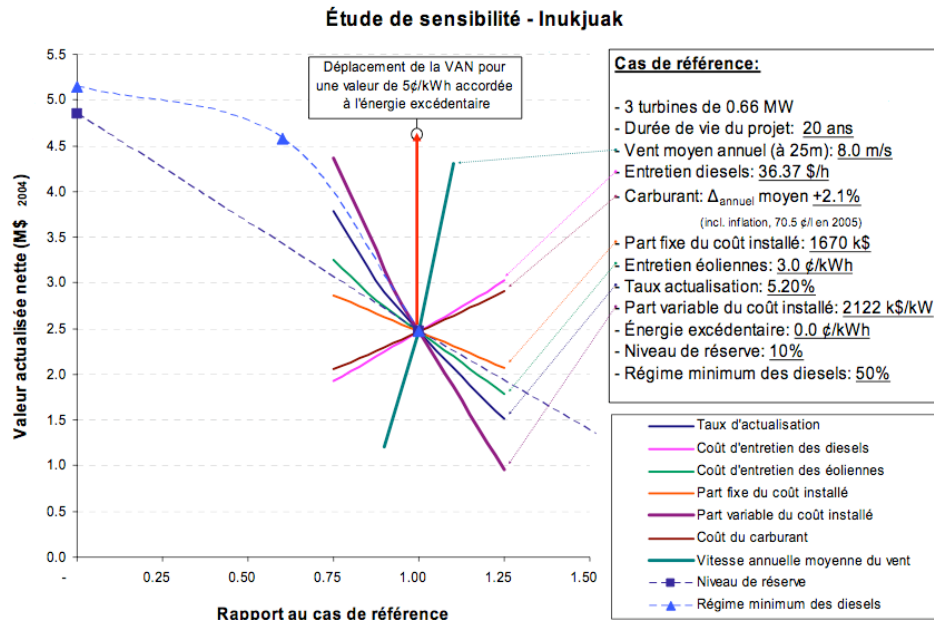


La Figure 12 de la référence (xi), reproduite ci-dessus pour les besoins de l'argument 'température froide' montre que la caractéristique de rendement disponible pour les groupes diesel en service aux Îles de la Madeleine (Sulzer ZA40S, 11,45 MW de capacité nominale) est relativement plate sur la plage de puissance de 3,8 à 11,5 MW. Le 63% utilisé dans l'étude (i) correspondant au début du plateau de 4,5 kWh/l de la courbe et à une puissance de 7,2 MW.

La fourchette de capacité opérationnelle qu'il est permis d'exploiter sécuritairement à Inukjuak devrait également l'être à Cap-Aux-Meules. La thermodynamique oblige à questionner la validité des arguments à l'effet que la combustion de 900 litres de carburant par heure dans un tel moteur opérant à un rendement électrique de 33% pourrait constituer un seuil de température d'opération 'froide' intolérable à la centrale des Îles-de-la-Madeleine. L'examen des archives de production annuelles de chacun des groupes de la centrale des Îles-de-la-Madeleine permettraient de clarifier la réalité physique de cette contrainte de façon définitive.

Par ailleurs, l'application rigoureuse de ce critère de charge minimale de 7,2MW établi pour les diesels en service à la centrale de Cap-aux-Meules aura des effets directs sur la rentabilité du projet de 5 MW éoliens aux IDLM puisque cette contrainte d'exploitation pourrait obliger la centrale éolienne à sacrifier une partie de sa production, ce qui reviendrait en quelque sorte à prioriser la combustion de carburant polluant alors que l'éolien peut servir précisément à la réduire.

Dans un contexte de croissance rapide des coûts d'approvisionnement en carburant, l'examen de variantes de ces paramétrages diesels jusqu'à 0% permettrait de quantifier l'influence des 'contraintes' d'exploitation des groupes diesel sur la rentabilité du JED dans des réseaux comme celui des Îles-de-la-Madeleine, d'Akulivik et d'Inukjuak par exemple. Il est important de préciser en amont la sensibilité économique des scénarios JED en regard des variables opérationnelles déterminantes pour atteindre les objectifs de réduction de la consommation de carburant des systèmes JEDHP.



Exemple d'analyse de sensibilité de la VAN (Valeur Actualisée Nette) d'un projet JEDHPSS en 2003, réf (ii), page v

La remarque qui suit suggère également qu'une telle étude de sensibilité pourrait éclairer utilement l'analyse d'opportunité de plusieurs projets JEDHPSS:

De plus, il est à noter que les analyses ne comprennent pas de valorisation de l'énergie excédentaire., réf (i), p.6

Robustesse, Fiabilité et Simplicité demeurent des impératifs dans la conception fonctionnelle des réseaux. Ces exigences n'empêchent pas la conception et la réalisation de systèmes JEDHPSS qui sortent des sentiers battus, contribuent à stopper la croissance du déficit d'exploitation à long terme sans rien sacrifier au plan de la qualité du service.

2. Portrait International et balisage de projets JED d'intérêt pour les RA du Québec

Le nombre et la diversité des projets de JED actuellement en cours dans le monde sont tels que nous avons délibérément choisi de restreindre notre recherche à ceux qui présentaient une pertinence directe en terme d'environnement climatique.

L'Alaska s'est imposée comme une région climatique privilégiée aux fins du balisage d'expériences JED susceptibles d'éclairer les possibilités du JED dans les réseaux autonomes du Québec tant au Nunavik qu'aux Îles de la Madeleine.

Nous avons aussi retenu le projet de l'Île Ramea pour son intérêt en termes d'apprentissages 'exploitation' JED puisqu'il opère dans un climat maritime proche de celui des IDLM, tout en étant à peine plus éloigné que ne l'est Gaspé. Situé sur la côte Sud de Terre-Neuve près de Port-aux-Basques, ce projet réalisé en 2004 par un producteur privé est en service depuis plus de 7 ans JEDHP et Réseaux Autonomes :

Principes, balisage de projets, perspectives, et recommandations

et est financé exclusivement par les revenus d'exploitation en vertu d'un contrat de ventes d'énergie avec Nalcor.

D'autres projets existent bien sûr, mais ceux-là suffiront largement à décrire le cadre général des variantes JED en service aujourd'hui, de même que les encadrements tout aussi différents qui les caractérisent au plan des programmes d'incitatifs structurants dans lesquels ils ont été mis en route et continuent d'évoluer vers la rentabilité, bon an mal an, la hausse du prix des carburants venant confirmer davantage à chaque année la pertinence de la décision d'investissement prise par leurs promoteurs.

Comme il n'est pas d'industrie capable de se développer sans un cadre réglementaire adéquat et cohérent, il est nécessaire de discuter brièvement de ces questions appliquées au développement des projets JED. L'État d'Alaska possède des institutions d'encadrement véritablement exemplaires à cet égard. L'Alaska dessert 181 communautés rurales où la filière diesel représente 94% de la production électrique.

2.1 Politiques gouvernementales, Structures de support à l'industrie JED, Programmes d'appui au développement technologique, Incitatifs financiers

En Alaska, les institutions suivantes encadrent spécifiquement le développement structuré des projets de JED et des systèmes hybrides appropriés aux besoins variés des communautés. (réf 6)

Alaska Energy Authority's (AEA) <http://www.akenergyauthority.org/>

Mission (notre traduction)

Réduire le coût de l'énergie en Alaska (sic)

Programme de l'Alaska Energy Authority's (AEA) Alternative Energy and Energy Efficiency (AEEE)

[http://www.akenergyauthority.org/programsalternative\(2\).html](http://www.akenergyauthority.org/programsalternative(2).html)

Ce programme gère et appuie financièrement des projets et des initiatives représentant 188 M\$US de fonds de l'État d'Alaska et fédéraux. Les projets admissibles doivent viser la réduction du coût de la fourniture d'électricité et de chaleur dans les communautés de l'Alaska tout en garantissant la sécurité et la fiabilité du réseau. On peut voir quelques images de projets JED dans lesquels l'AEA a été impliquée par le lien suivant :

<http://www.akenergyauthority.org/programwindssystem.html>

Alaska Center for Energy and Power (ACEP)

MISSION (notre traduction) :

Répondre aux besoins de recherche appliquée de l'État et des communautés locales en travaillant au développement, à l'amélioration, à la démonstration et ultimement à la commercialisation et la mise en marché de technologies apportant des solutions pratiques à des problèmes concrets.

Servir de levier auprès de ressources externes afin de répondre aux défis énergétiques de l'Alaska (subventions, affaires, Laboratoires Nationaux, autres universités, etc.)

JEDHP et Réseaux Autonomes :

principes, balisage de projets, perspectives, et recommandations

Agir en tant qu'agent impartial au nom des communautés et des agences de l'Alaska afin d'assurer des investissements prudents dans des projets énergétiques raisonnables et cohérents qui contribuent à la qualité de vie à long terme des résidents.

Alaska Wind-Diesel Application Center (WiDAC), Alaska Center for Energy and Power, University of Alaska, Fairbanks

<http://www.uaf.edu/acep/alaska-wind-diesel-applic/about-widac/>

MISSION (*notre traduction*) :

Appuyer le déploiement à grande échelle des technologies éolien-diesel les plus rentables pour réduire et/ou stabiliser le coût de l'énergie dans les communautés rurales d'Alaska

Apporter aux communautés rurales d'Alaska l'information nécessaire pour évaluer, réaliser et exploiter des systèmes énergétiques éolien-diesel appropriés, optimisés et viables, et développer les ressources humaine nécessaires à cette fin.

Alaska Wind-Diesel Test Center (AWIDITC), Alaska Center for Energy and Power, University of Alaska, Fairbanks

<http://www.uaf.edu/acep/alaska-wind-diesel-applic/>

MISSION

Travailler à accroître la pénétration des systèmes éolien-diesel à travers des améliorations au niveau de la commande, du stockage et de l'opération à faible niveau de charge des diesels.

Alaska Village Electric Cooperative (AVEC), <http://www.avec.org/>

Nous mentionnons ici cette Utilité Électrique pour le rôle structurant considérable qu'elle joue actuellement dans le déploiement des technologies JEDHP en Alaska. AVEC est une entreprise d'électricité à but non-lucratif. Elle appartient aux clients qu'elle dessert dans 53 communautés dispersés à travers l'intérieur et la partie Ouest de l'Alaska. L'aire de service de l'AVEC en fait la plus importante de toutes les coopératives de distribution d'électricité au monde.

À la fin de 2009, AVEC avait mis en service des capacités éoliennes dans plusieurs communautés: Toksook Bay (300 kW), Kasigluk (300 kW); Selawik (264 kW), Savoonga (200 kW), Hooper Bay (300 kW), Chevak (400 kW), Gambell (300 kW) Mekoryuk (200 kW), et Quinhagak (300 kW). En 2010, elle ajoutait une quatrième éolienne à Toksook Bay et 4 nouvelles unités ont été installées tout récemment à Emmonak. En 2009, la production nette de l'éolien a totalisé 1,93 GWh et permis d'économiser plus de 550 000 litres de carburant diesel. À un coût en 2009 d'environ 80¢US/l, cela représente une réduction de \$441,000 dans le budget d'achats de carburant.

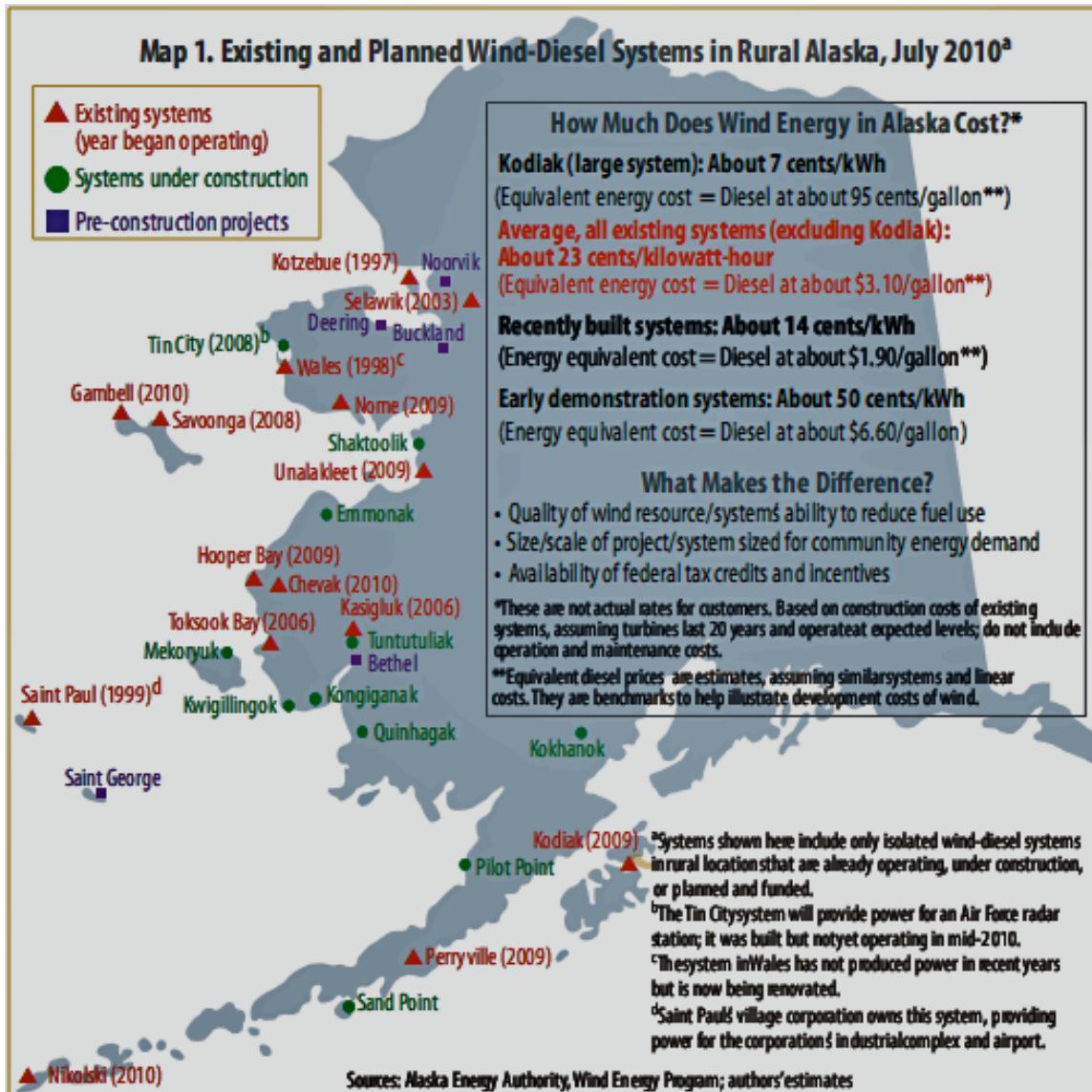
En 2009, AVEC a acheté 19,3 MI de carburant diesel et vise à économiser 25% de ce volume total en 2018 par des programmes d'efficacité énergétique et d'énergie renouvelable. Source: http://www.avec.org/renewable-energy-projects/Wind_program_brief_recap_03-2010.pdf

AVEC a désormais adopté une règle de conception de ses systèmes JEDHP et Réseaux Autonomes :

Principes, balisage de projets, perspectives, et recommandations

d’approvisionnement en électricité qui rend ses nouvelles centrales diesel ‘wind ready’ de manière à pouvoir intégrer des éoliennes en tout temps par la suite sans avoir à procéder à des reconfigurations majeures.

En 2009, l’Alaska compte 21 projets de systèmes hybrides réalisés représentant une capacité éolienne totale installée de 13,100 kW.



Source : Keith, K., *Alaska Isolated Wind-Diesel Systems: Performance and Economics*, 2011 International Wind Diesel Conference, March 8-11, Girdwood, Alaska, USA

Ces projets totalisent environ 87 MSUS d’investissements au total, dont plus de 23 MSUS proviennent de corporations autochtones et de capital privé. Le coût moyen depuis les débuts du programme en 1995: 10,2 kSUS / kW installé (tous systèmes confondus, portrait 2009). Le coût de l’éolien inventorié dans une étude récente (réf 12) commandée par l’Alaska Energy Authority sur le portrait de l’expérience éolienne montre que les coûts de l’éolien des systèmes en service actuellement en Alaska (cohorte 1995-2009) varient entre 5 et 12 k\$ par kW de capacité installée pour l’ensemble des projets dotés d’une ressource éolienne de bonne qualité (Facteur d’utilisation annuel de 30% et plus) ce qui correspond à un coût de production en capital situé entre) 0,17 et

JEDHP et Réseaux Autonomes : principes, balisage de projets, perspectives, et recommandations

0,40 \$/kWh dans un contexte où le coût du carburant joue entre 0,60 et 1,40 \$US/l. Le rapport distingue le cas des systèmes JEDHP dont l'économique se situe plutôt en dessous des 0,10/kWh, comme c'est le cas pour le projet de Pillar Mountain (Île de Kodiak) réalisé en 2009.

2.2 Le climat arctique et les manufacturiers éoliens

Le plus grand défi auquel fait face l'industrie éolienne dans les régions arctiques concerne au premier chef l'adaptation des machines éoliennes au climat arctique puisque les éoliennes devront opérer avec une fiabilité garantie tout en tenant compte des enjeux imposés par des conditions climatiques particulièrement sévères où la combinaison de froid extrême, de givre et de vent violent peuvent occasionner des défis d'entretien majeurs. Les manufacturiers qui entendent se qualifier pour ces conditions environnementales doivent mettre en oeuvre les meilleures compétences disponibles en matière de conception de sous-systèmes pour y parvenir: matériaux, électronique, lubrification, protections électro-mécaniques, capteurs et SCADA, les spécifications 'climat arctiques' sont parmi les plus exigeantes qu'on puisse imaginer. La connaissance précise des statistiques climatiques permet d'optimiser la productivité économique des machines sous tous les climats. Par exemple en tenant compte de ce que les statistiques croisées entre froid extrême et fort vent apprennent en terme de volumes d'énergie disponibles, il est possible de juger si le coût de conception pour les capter dans telle ou telle condition extrême spécifiée devient prohibitif ou non, auquel cas d'autres moyens de substitution peuvent prendre le relais. qu'il peut être préférable de délaisser.

Le verglas ou le givre qui se prolongent par un système de basse température persistant peut empêcher une éolienne d'opérer pendant une période assez longue. Il s'agit d'un thème récurrent qui intéresse plusieurs concepteurs de systèmes éoliens arctiques et qui fait l'objet de travaux de recherche (surfaces hydrophobes, pales chauffantes) permanents. On peut se faire une idée de ces travaux de collaboration internationale et des recommandations auxquelles ils ont donné lieu en consultant le site web de l'Agence internationale de l'énergie sur le sujet http://arcticwind.vtt.fi/or_in_associated_state-of-the-art (réf 10 et 11)

Certains des projets JED en Alaska ont accumulé plus de 15 ans d'expérience avec des systèmes variés, de complexité diverses, dans une période où l'industrie éolienne traversait une phase de croissance, de consolidation et d'évolution technologique accélérée. Le moteur de la croissance du marché éolien mondial provient bien sûr de la forte demande de produits pour des centrales éoliennes intégrées aux grands réseaux électriques régionaux du continent, dans tous les pays. L'offre éolienne des 15 dernières années a énormément évolué depuis 1995 et cela se voit aujourd'hui à la fois dans la capacité nominale et les spécifications de performance des machines commerciales modernes². Les machines à calage variable, à vitesse variable et à entraînement

² La capacité unitaire moyenne de l'ensemble des machines en opération dans le monde est passée de 200 kW à la fin de 1997 à 1,06 MW à la fin de 2009. La capacité unitaire moyenne de l'ensemble des éoliennes installées annuellement dans le monde est passée de 550 kW à la fin de 1997 à 1,6 MW à la fin de 2009. En 2009, les éoliennes de moins de 750 kW sont classées dans le segment de marché 'petite éolienne' et n'occupent plus que 1,1% du marché en 2009. Plus de 82% du marché de l'éolien à la fin de 2009 était occupé par des machines de capacité nominale comprise entre 1,5 et 2,5 MW. (réf 13).

direct avec contrôle de la puissance réactive intégrée, télé-commande programmable étaient extrêmement rares en 1995, à une époque où même l'automatisation des centrales diesel était l'exception plutôt que la norme.

Les avancées technologiques du marché 'grand réseau' profitent aujourd'hui de retours d'expériences considérables pour les marchés du JED désormais capable d'entreprendre une nouvelle phase de croissance grâce à l'apparition d'une nouvelle offre de produits qui visent le marché plus 'pointu' des applications réseaux autonomes aujourd'hui. Les machines éoliennes de 50 et 60 kW de la cohorte '1995', celles-là même qui ont permis le développement de la technologie JEDHPSS, sont graduellement remplacées par une nouvelle cohorte '2010' constituée de machines dont la performance et la fiabilité sont comparables à celles du marché grand réseau, et qui sont offertes pour ce marché spécifique, par un nombre toujours croissant de manufacturiers, dans une gamme de capacité en évolution constante. Certains produits de l'avant-garde technologique bénéficient déjà du retour d'expérience arctique de plusieurs dizaines d'unités commerciales mises en service depuis une dizaine d'années.

Un marché de revente pour des éoliennes ré-usinées existe aujourd'hui et on a vu dans les derniers 10 ans bon nombre de machines danoises de la cohorte 1995 arriver d'Europe (où elles étaient forcées de laisser leur place à la nouvelle génération d'éoliennes commerciales plus hautes, plus puissantes, plus performantes et plus rentables) pour reprendre du service en Amérique, le régime des vents relativement modéré de l'Europe leur ayant conservé une espérance de vie confortable. Des machines de ce type sont actuellement en service en Alaska et au Canada. Mais cette filière ne saurait constituer un marché solide à long terme alors que le marché des pièces de remplacement de leurs manufacturiers d'origine approche de la période de support commercial prescrit par l'évolution technologique et que ces pièces deviennent plus difficiles à obtenir et forcément plus coûteuses. Fort heureusement, par ce jeu toujours surprenant de l'innovation technologique qui transforme le monde, les machines commerciales modernes préparent la croissance du marché du JED d'une manière qui lui donnera un élan aussi nouveau que les machines qui viennent prendre place dans son catalogue de moyens performants d'envisager la réduction massive de la consommation de carburant. Le carburant 'gratuit' de l'option éolienne, disponible localement, fait désormais partie de la solution, pas du problème.

2.3 Portraits de quelques projets JED en service

Kotzebue, Alaska: JED de faible pénétration

Kotzebue, communauté d'environ 3000 personnes située au Nord du cercle polaire, est la capitale régionale du Nord-Ouest de l'Alaska. La Kotzebue Electric Association (KEA), une coopérative à but non-lucratif de 840 membres, assure l'alimentation électrique de la communauté. Sa centrale diesel de capacité installée de 11 MW (6 groupes électrogènes diesel) a livré jusqu'à 22 GWh dans les dernières années. La demande minimale de Kotzebue est d'environ 750 kW, et la pointe se situe aux environs de 4 MW. Depuis 1995 KEA joue un rôle actif de leader pour le développement de l'éolien en environnement arctique. Ses premières éoliennes ont été mises en service en 1997 (3 AOC 15/50). Sa centrale éolienne aujourd'hui compte 17 machines de 50 kW (15 AOC 15/50 + Entegriy EW15/50), 1 V-17 (65 kW) et 1 Northwind 100/19 (de 100 kW) pour une capacité totale installée de 1,14 MW.

Malgré un régime de vents relativement faible, 5,5 m/s de vitesse moyenne annuelle selon les observations 1998 – 2004, les éoliennes ont fourni typiquement 3,5 % des besoins de Kotzebue,

JEDHP et Réseaux Autonomes :

principes, balisage de projets, perspectives, et recommandations

économisant bon an mal an quelque 180 000 litres de carburant. Après près de 15 ans d'expérience éolienne, KEA prévoit l'installation imminente de 2 éoliennes DirectWind DW 54/900 kW (EWT), technologie à entraînement direct, vitesse et calage variable, ce qui représente manifestement le résultat d'une décision stratégique envers le futur éolien qu'elle entend privilégier dans l'avenir. Le leadership de KEA continue donc d'entraîner cette technologie de JED dans un nouvel élan de croissance.

Toksook Bay, Alaska: Système éolien-diesel (25% de pénétration en énergie)

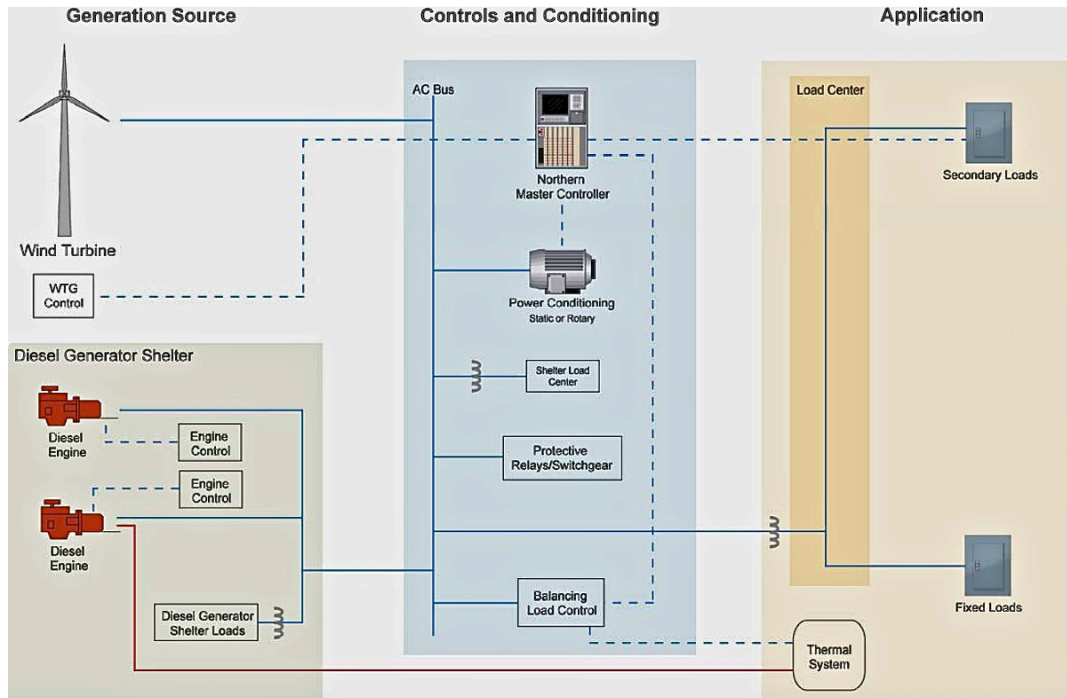
Toksook est un village de 560 habitants situé dans la partie Sud-Ouest de l'Alaska. La demande moyenne est d'environ 400 kW. Le réseau local est opéré par la coopérative Alaska Village Electric (AVEC) et inclut 3 éoliennes Northwind 100/19 qui y ont été mises en service au début de 2006. Les éoliennes sont 'dispatchées' selon un mode d'exploitation qui tient compte des niveaux d'opérations des diesels et où des charges de chauffage distribuées absorbent les surplus de production éolienne au besoin. L'éolien, avec un taux de disponibilité de plus de 95%, fournit 24% de la demande annuelle. Une quatrième éolienne a été installée en 2010. Le projet qui a été réalisé à l'occasion d'une remise en état majeure du réseau local vise à minimiser les coûts croissants de la production d'électricité (coût évité en carburant : 34¢/kWh en 2009-2010) qu'entraînent la hausse des prix de carburant.

St. Paul, Alaska: Système éolien-diesel à Haute Pénétration

TDX Power, une filiale de la corporation autochtone Tanadgusix exploite depuis 1999 un système éolien-diesel autonome qui dessert un complexe industriel aéroportuaire à l'Île St-Paul (Îles Pribilof, Mer de Bering, Alaska). TDX cherchait à réduire ses coûts globaux d'énergie pour les besoins de chauffage et d'électricité sans faire de compromis sur la qualité et la fiabilité de service.

Le système a été réalisé par Northern Power Systems du Vermont et a impliqué la collaboration de l'Institut de Recherche d'Hydro-Québec qui a réalisé le régulateur de fréquence du système (ce sous-système, responsable d'assurer l'équilibre offre-demande du système de cogénération éolien-diesel en tout temps, commande la commutation et le délestage des éléments de chauffage secondaires du réservoir d'eau chaude. Équipé au départ d'une Vestas V27 de 225 kW, deux groupes électrogènes diesel de 150 kW chacun, un compensateur synchrone, un réservoir d'eau chaude de 6000 gallons et un système de commande à logique programmable assurant l'opération entièrement automatisée du système, il s'agit du tout premier système commercial basé sur la technologie de JEDHPSS jamais mis en service.

La demande électrique du site est d'environ 85 kW, mais le système de cogénération éolien-diesel fournit également le chauffage des espaces du complexe aéroportuaire. TDX Power a mis en service en 2011 deux éoliennes Vestas V-27 (225 kW) de plus dans le cadre d'une phase d'expansion visant le raccordement progressif de son réseau avec celui de la City of St. Paul Municipal Electric Utility. Le coût installé de ces 2 nouvelles machines est d'environ \$650 k\$US (transport, fondations, érection et raccordement inclus). Une fois raccordés, la demande électrique minimale du système formé des 2 réseaux sera de 400 kW, et les éoliennes déplaceront essentiellement à ce moment du carburant diesel.



courtoisie : Northern Power Systems - source: TDX 525 kW Wind/Diesel Hybrid CHP System
<http://www.akenergyauthority.org/programwindssystem.html>

Rapport des opérations 2003 – 2008 : Île St-Paul , Alaska	
Période : 2003 à 2008	Moyenne 2003-2008
Production éolienne totale	625,8 MWh/an
Électricité déplacée par la production éolienne	194,6 MWh/an
% de la production éolienne servant la demande	32%
% de l'année où l'éolienne était en production	56%
% de la demande électrique alimentée par l'éolien	27%
Carburant diesel économisé (demande électrique)	55513 litres/an
Carburant économisé (rendement de combustion : 80%), Note 1	49725 litres/an
Volume total de carburant économisé	105238 litres/an
% de carburant économisé, [(économies/ (achats+économies))]	42%
Nombre d'heures où le diesel est arrêté, Note 2	2008 heures/an
% de l'année où le diesel est arrêté	23%
Note 1: Tout le carburant de chauffage économisé est déplacé par l'éolien	
Note 2: Jamais plus d'un groupe diesel en marche	

Source : J. Coleman, Renewable Program Manager, TDX Power, avril 2011

Selon des données cumulées de 2003 à 2008, le Tableau précédent donne la contribution éolienne du système de cogénération éolien-diesel en place à l'île St-Paul. Tous les chiffres sont rapportés sur une base moyenne annuelle de cette période.

Sand Point (projet réalisé par TDX Power)

Il s'agit d'un projet JEDHP dont l'architecture est basée sur des appareils de mesurage avancé incorporant le traitement des données et un système de commande/contrôle basée sur la plate-forme de communication IP. Voici une brève description du système :

Demande électrique moyenne : 700 kW
Éolien: 2 V-39 de Vestas: Capacité installée de 1 MW
Charges secondaires commandées (et délestables): 750 kW
Commande des diesels automatisées

La contribution des renouvelables vise à remplacer 750 000 litres (40%) du carburant consommé actuellement pour alimenter la demande, et quelque 60 000 litres de réduction additionnelle en carburant de chauffage grâce à l'énergie éolienne excédentaire.

Voir aussi : <http://www.uaf.edu/acep/alaska-wind-diesel-applic/wind-projects-in-alaska/>

Unalakleet (projet réalisé par Unalakleet Valley Electric Coop)

Situé à 150 kms au Sud-Est de Nome, dans le centre-ouest de l'Alaska, la communauté d'Unalakleet regroupe 750 personnes. Le projet JEDHP s'est formé en 2008 et sa mise en service a été faite au printemps 2010. Le système inclut 6 éoliennes Northwind 100 kW.

Le projet vise une production annuelle de 1,5 GWh et l'élimination de 428 kl/an du volume de carburant normalement consommé avant la mise en route du projet, (700 kT d'émissions de Co2 évitées). Il exploite l'usage de l'électricité éolienne excédentaire via des charges électriques secondaires contribuant aux besoins de chauffage dans la communauté.

Le coût du projet est de 5,75 M\$ est partagé entre l'AAEA, le Norton Sound Economic Development Corporation et la Corporation autochtone d'Unalakleet.

Kokhanok (projet de Kokhanoc Electric)

En 2008, le coût du carburant à Kokhanok, communauté située au départ de la péninsule aléoutienne a atteint 2.00\$US/l et amené la communauté à décider d'investir dans les renouvelables.

Avec ses deux éoliennes V-17 (90 kW) ré-usinées en 2010 par Halus Power System, le système (ingénierie réalisée par Marsh Creek, d'Anchorage) vise des économies annuelles de 30 à 50 % de carburant diesel normalement utilisé pour la production d'électricité. La centrale diesel est constituée de 4 groupes diesels de capacités 'nichées' (2 x 160 kW, 1 x 115 kW, 1x 60 kW), d'un système de stockage électrochimique (336 kWh et de son onduleur de 200 kVA), d'un compensateur synchrone (240 kVAR), et d'une unité de chauffe-eau équipées de 240 kW d'éléments chauffants électriques destiné à réduire la consommation d'huile à chauffage du complexe scolaire.

JEDHP et Réseaux Autonomes :

Principes, balisage de projets, perspectives, et recommandations

Le coût de réalisation a été de 1,94 MSUS est financé par le programme ‘Rural Utility Services’ (RUS) du Département de l’Agriculture des USA (USDA). Le projet comprenait la mise à niveau substantielle du système de commande/contrôle de la centrale existante y inclus l’installation d’un module de supervision et de commande opérationnelle à distance. Le nouveau système JEDHP a été inauguré en octobre 2010.

Chaninik Wind Group ; projet de développement/démonstration financé par le volet ‘Tribal Energy’ du programme ‘Energy Efficiency & Renewable Energy’ (EERE) du Département de l’énergie des USA, le DoE.

Source : http://apps1.eere.energy.gov/tribalenergy/projects_detail.cfm/project_id=137

Un potentiel de substitution énergétique important émerge actuellement initié par la hausse des coûts de carburant d’usage essentiel comme la cuisson des aliments et la chauffe. Dans plusieurs villages de la Région de Calista en Alaska, la demande de chauffage représente annuellement presque 60% de la consommation totale de carburant, tous usages confondus (électricité, transport et chauffe). Deux fois plus de carburant est consommé pour le chauffage que pour les besoins électriques. Chaninik Wind Group Villages réunit quatre villages autochtones (1750 habitants) où le prix de l’huile à chauffage se détaille à 1,83\$US le litre en 2008 : Kongiganak, Kwigilliingok, Tuntutuliak, et Kipnuk. Le concept de ‘Village Wind Heat’ se met en place rapidement pour assurer la sécurité énergétique des résidents.

Le projet est financé par le Département de l’énergie des USA. 15 éoliennes WindMatic S-17 de 95 kW, ré-usinées, ont été mises en service dans trois ces villages en 2010 et trois autres le seront dans le village de Kipnuk en 2011.



Le système met en oeuvre notamment des modules thermiques bi-énergie (électrique heat stoves) permettant d’utiliser les surplus de production éolienne dans un mode d’exploitation de type Smart Grid (plate forme IP) . Les abonnés (500) ont la possibilité de choisir leur source d’approvisionnement et notamment de bénéficier du tarif réduit associé à la présence de surplus de production éolienne. La gestion des apports énergétiques de l’éolien vise également à améliorer la qualité du service électrique et le rendement des centrales diesel. Les économies de carburant visées sont de 40% et entraîneront la substitution de 750 kl de carburant (plus de 250

JEDHP et Réseaux Autonomes :

principes, balisage de projets, perspectives, et recommandations

kl associés à la production électrique, et le reste utilisés pour les besoins de chauffage des résidents.

Kodiak, projet éolien Pillar Mountain de la Kodiak Electric Association

Le système électrique en service sur l'île de Kodiak au Sud de l'Alaska, constitue un réseau autonome hybride hydro-éolien-diesel alimentant une charge électrique variant entre 11 MW (minimum) et 25 MW. 80% des besoins électriques sont fournis par le complexe hydroélectrique de Terror Lake, dont la centrale est équipée de deux turbines de 11,25 MW. La centrale est la propriété de la Kodiak Electric Association depuis 2002. L'installation de 3 éoliennes de 1,5 MW au coût de 21,4 M\$US (4,8 k\$/kW de capacité éolienne installée) à l'été 2009 a permis de réduire la contribution de la centrale diesel de 20% à 11% avec un coût de production d'électricité éolienne de 7 cents US/kWh. Il s'agit de la première installation d'éoliennes de ce type sur l'ensemble des réseaux isolés d'Alaska.

Le système est opéré de sorte que la production éolienne en excès de ce qui permet de fermer les diesels est jumelée avec la centrale hydroélectrique qui fournit la balance des besoins électriques de manière à exploiter au mieux la capacité de stockage du réservoir Terror Lake. La Kodiak Electric Association étudie actuellement l'implantation de 3 nouvelles éoliennes de même capacité nominale.

Ramea, Terre-Neuve : projet financé et réalisé par Frontier Power Systems (FPS) IPE

Construit sur l'île de Raméa (côte Sud de Terre-Neuve près de Port-aux-Basques), ce projet JEDHP a été conçu en 2002. Il a été construit, réalisé et mis en service en septembre 2004 par une firme privée. Il est en service depuis plus de 7 ans et est financé exclusivement par les revenus de sa production éolienne en vertu d'un contrat d'achat d'énergie avec Nalcor visant à réduire la consommation de carburant diesel de la centrale en service dans cette communauté de quelque 350 habitants. Le système comprend 6 éoliennes WindMatic de 65 kW ré-usinées par FPS, et qui alimentant la demande électrique (en base: 250 kW, en pointe, 1200 kW). La consommation annuelle d'électricité est de 4,5 GWh. La centrale diesel comprend 3 groupes de 925 kW. Le coût du projet : 1,3 M\$; soit moins de 3,500\$/kW de capacité installée.

Une charge thermique de 192 kW absorbe l'électricité éolienne excédentaire et maintient la fréquence du système tout en assurant l'équilibre offre-demande en mode éolien et éolien-diesel. L'énergie excédentaire ne donne lieu à aucune valorisation additionnelle. La charge minimum des diesels est établie à 30% de la capacité nominale par l'exploitant Nalcor et l'atteinte de ce seuil a pour effet de commander une intervention au contrôleur de la centrale diesel qui doit alors stopper une éolienne.

La gestion de la centrale éolienne est entièrement automatisée et l'électricité éolienne produite permet de déplacer de 10 à 15 % des besoins annuels de carburant selon les années. Le prix d'achat est établi selon le coût évité en carburant (livré au site) de la production électrique. Le coût de carburant, qui était de 0,43\$/l en 2004 au moment de la mise en service, atteint maintenant 1,00 \$/l, de sorte que le prix payé pour l'électricité éolienne continue de croître bon

JEDHP et Réseaux Autonomes :

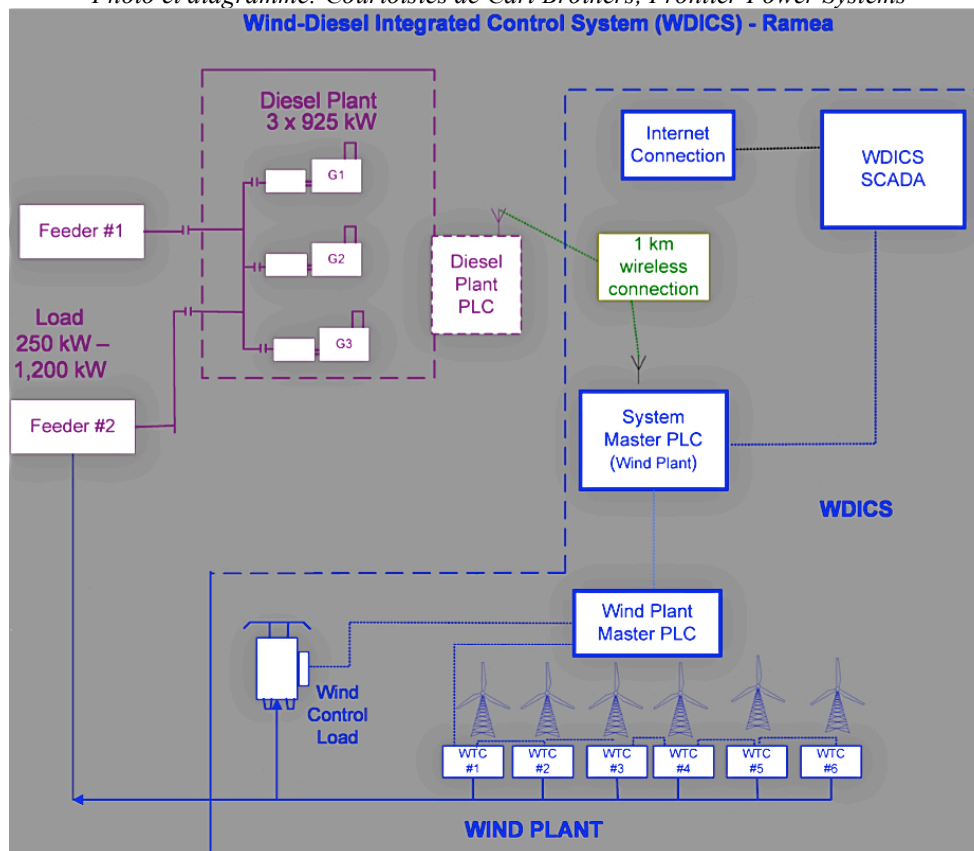
Principes, balisage de projets, perspectives, et recommandations

an mal an et que, depuis plus de 7 ans, 'la banque reçoit son dû' .



Photo et diagramme: Courtoisies de Carl Brothers, Frontier Power Systems

Wind-Diesel Integrated Control System (WDICS) - Ramea



3. Évolution et perspectives –

On se référera au chapitre 10 de la référence (2), p. 266-285 pour une discussion des aspects de l'évolution technologique spécifique aux réseaux électriques. Les marchés de l'électricité déréglementés nous entraînent aujourd'hui en effet dans une des réflexions technologiques les plus déterminantes depuis l'avènement du réseau intégré au siècle dernier. Une mutation profonde est en cours notamment en raison de l'importance graduelle que prennent les fonctionnalités opérationnelles du paradigme 'Réseau Intelligent' dans les choix d'investissements en croissance exponentielle qu'adoptent un nombre croissant d'Utilités Occidentales parvenues à un point tournant dans la planification et l'exploitation de ses infrastructures de Production (politiques de réduction d'émissions de GES, RPS, plafonds de pollutions, etc), de Transport (NIMBY, contraintes de passage, incertitudes liées à la volatilité des prix du gaz), de Distribution (croissance de la demande, des coûts de service, congestion).

Dans un contexte de croissance des prix du carburant qui affectent durement le budget d'opération du Distributeur en Réseaux Autonomes, les règles de planification en vigueur présentement pour ces réseaux ne semblent pas avoir pris toute la mesure de ce que l'arrivée de ces technologies signifie en terme de coût d'opportunité particulièrement dans ces réseaux. Il semble acquis que le *statu quo* technologique, fortement ancré dans le paradigme tout diesel, entraîne la croissance du déficit d'opérations annuel des réseaux autonomes dans une spirale incontrôlable qui force désormais le planificateur à revoir en profondeur les tenants et aboutissants de la problématique énergétique des communautés éloignées.

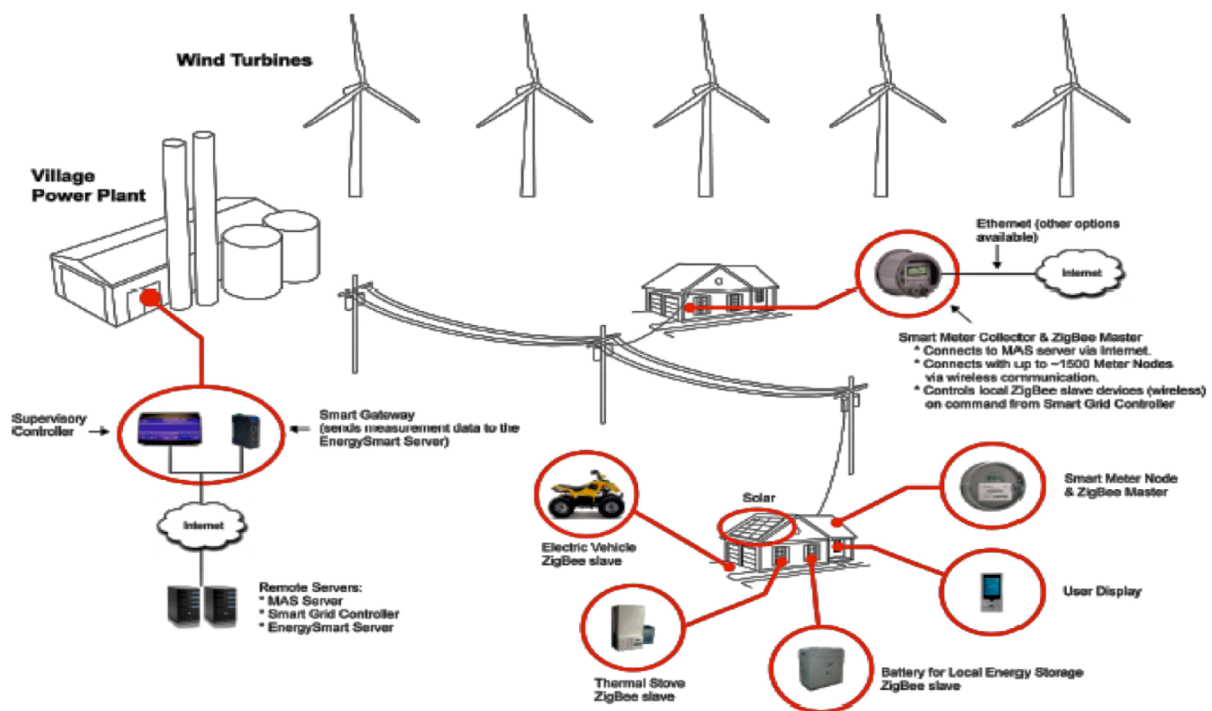
Des scénarios de production d'énergie visant l'autonomie énergétique à 100 % font l'objet de projets de Recherche et Développement. On n'est pas ici dans le monde des systèmes commerciaux de production d'énergie compétitifs dont on a parlé jusqu'ici, mais par la proposition d'indépendance énergétique qu'ils mettent de l'avant, ces systèmes offrent des perspectives énergétiques audacieuses qui méritent d'être présentées car l'étape RD&D est indispensable à ce stade. Comme exemple de ce type de systèmes, on présente brièvement ici le cas d'un projet qui constitue une extension R&D du projet commercial de Ramea décrit à la section précédente. Il s'agit d'un projet de collaboration entre Nalcor, l'Université Memorial de Terre-Neuve, l'Université du Nouveau-Brunswick et Ressources Naturelles Canada (CanMET). Les partenaires proposent de développer un système énergétique Éolien-Hydrogène-diesel pour les Réseaux Autonomes. Le projet de R&D est conçu pour permettre de jumeler des produits commerciaux ou pré-commerciaux dans un système énergétique destiné aux réseaux autonomes.

Le projet combine un électrolyseur et un stockage d'hydrogène, des groupes électrogènes-alimentés par de l'hydrogène, et 300 kW de capacité éolienne additionnelle. Nalcor a installé en 2009, 3 NW-100 kW et la partie éolien-hydrogène du projet des partenaires. L'hydrogène sera produit avec l'électricité éolienne excédentaire. Comme le système prévoit la substitution d'une forte proportion de carburant diesel, il faut songer à un stockage d'hydrogène capable de subvenir à quelques jours de besoins énergétiques ce qui représente quelques défis au niveau des coûts compte tenu du faible rendement du cycle électrolyse-stockage-production d'électricité. Les premiers essais du système sont en cours. La possibilité d'un projet de démonstration à Cap Dorset est en phase d'évaluation. *ref (15)*

3.1 Croissance du marché international

L'évolution dans l'architecture technologique des réseaux est en marche, aujourd'hui. Elle s'implante rapidement même à l'échelle du réseau intégré ainsi que la croissance des investissements dans le domaine des Smart Grid le démontre. Cette mutation se fait et a atteint un point de bascule qui la rend irréversible. Les réseaux autonomes constituent l'endroit privilégié où ces technologies se mettent en place comme les exemples de projets présentés dans cette section tentent de l'illustrer.

À cet égard, on constate bien le parallélisme conceptuel qui existe entre des projets de réseau actuellement réalisés selon le paradigme technologique SmartGrid dans les villages de Sand Point et du Chaninik Wind Group en Alaska, et celui de la ville de Boulder (SmartGrid City, <http://smartgridcity.xcelenergy.com/>).



source : Meiners, D., IES LLC, Village Wind Diesel Smart Grids , Chaninik Wind Group Wind Heat Smart Grids, International Wind Diesel Conference, March 8-11 2011, Girdwood, Alaska, USA

Les succès que ces projets rencontrent dans les réseaux autonomes où ils s'implantent aujourd'hui entraîneront la planification traditionnelle des réseaux continentaux dans une évolution irréversible.

Le moteur de cette mouvance dans les réseaux autonomes est bel et bien alimenté par la nécessité de trouver un avenir énergétique viable en priorisant la place des énergies vertes dans le bilan énergétique des communautés. Ce carburant gratuit, disponible partout est en effet le seul gisement énergétique viable qui puisse se substituer au carburant fossile bon marché devenant à chaque années moins compétitif.

3.2 Leçons, et impact sur l'évolution des pratiques de planification des réseaux – la fiabilité en puissance dans la balance

Sans doute faut-il payer un peu plus pour s'approprier ces systèmes énergétiques hybrides au début, et au moins jusqu'à ce que les apprentissages produisent leurs effets sur la baisse des coûts. Les services publics d'électricité, peuvent choisir délibérément d'attendre le moment de cette baisse des coûts, mais comment ces coûts pourraient-ils baisser s'ils n'élaborent eux-mêmes aucune stratégie cohérente pour explorer les moyens de réduire leurs coûts? Voilà sans doute la grande leçon à tirer des nombreux projets JED dont l'Alaska a été le théâtre depuis plus de 15 ans. Grâce à ces projets, on peut affirmer aujourd'hui qu'une nouvelle branche de l'architecture et de l'ingénierie des systèmes électriques est en train de prendre sa place dans l'univers complexe de la planification des réseaux électriques grâce à ce qui s'est réalisé en Alaska. En prenant sa place, elle apporte avec elle des façons de faire qui remettent en question des vérités qui semblaient immuables.

L'éolien permet désormais de réduire à moindre coût l'incertitude sur les coûts des approvisionnements énergétiques futurs, de réduire la dépendance à des solutions venues de loin, et surtout d'assurer la livraison des volumes d'approvisionnements en énergie requis. L'installation d'éoliennes pour répondre aux besoins élémentaires de chauffage lorsque le coût du carburant diesel est devenu prohibitif peut s'avérer être une alternative simple, viable et rentable. Mais pour l'implanter économiquement dans les réseaux autonomes, il faut d'abord lever les barrières qui empêchent de considérer même la possibilité du chauffage électrique d'une part, et faire place à des technologies bi-énergie qu'imposent la réalité de l'évolution des prix de l'énergie.

À quoi servirait d'ailleurs un groupe électrogène diesel dans une centrale moderne lorsque le coût du fuel dans la communauté est prohibitif au point où ses habitants doivent réduire son usage même dans une fournaise pour boucler leur budget? Dans de telles conditions, même l'idée que ce diesel aurait été justifié à une époque où certain critère de fiabilité en puissance du réseau déterminait la pertinence des investissements serait incompréhensible eu égard aux alternatives que ces investissements auraient permis de financer. Les besoins d'énergie continuent de croître, les ressources traditionnelles s'épuisent et leur coût rendra leur usage prohibitif. L'équation économique qui a fait les belles heures du dernier siècle ne tient plus. En matière d'énergie et d'électricité, les carburants fossiles naturels s'avèrent de moins en moins compétitifs. C'est déjà une réalité concrète dans beaucoup d'endroits comme les réseaux autonomes. Les solutions du passé ne pourront soutenir indéfiniment les besoins énergétiques de ces communautés. C'est ce que les autochtones de Chaninik nous apprennent aujourd'hui.

Même à 5000\$/kW de capacité installée et 25% de Facteur d'Utilisation (FU) annuel, le coût de production éolien, en incluant l'entretien, est de 15 à 20 ¢/kWh. C'est déjà significativement plus faible que le coût de la production électrique diesel dans la grande majorité des réseaux autonomes du Québec.

Devant la croissance marquée et récurrente des coûts de carburant qui se met en place avec insistance, la nécessité de développer une stratégie cohérente pour opérer le changement structurel s'impose manifestement à tous les responsables des réseaux autonomes.

4. Argumentaire sur le Coût d'opportunité d'un investissement éolien-diesel à haute pénétration à Akulivik

Cette section du rapport fait une analyse du projet d'investissement relié à la construction d'une nouvelle centrale diesel à Akulivik. Ce projet a été déposé récemment à la Régie pour approbation. L'objectif de cette analyse est d'identifier des éléments de ce projet qu'il serait pertinent de retenir dans une perspective d'application du JEDHP à l'ensemble des réseaux autonomes (RA) du Nunavik.

Dans (iii), p.15, L4, il est mentionné qu'un groupe électrogène diesel commercial neuf peut espérer atteindre un rendement de 3,76 kWh/l comparativement au rendement typique des groupes actuellement en place à Akulivik (3,53 kWh/l). Sur la période 2016-2036, l'économie de carburant associée à cette amélioration de rendement totaliserait « *quelque 1,7 millions de litres, ce qui amènera des économies d'un peu plus de 3,5 M\$ (courants)* ». Il s'agirait en définitive d'une économie de quelque 2 M\$ en \$ de 2011 (vi, réponse à la question 7.3, Tableau à la p.14.)

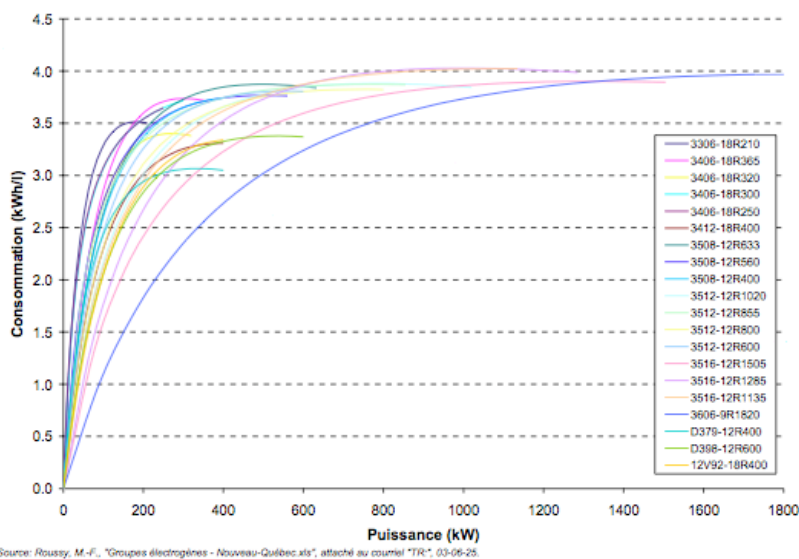


Figure 6 - Consommation des groupes diesel pour fins de simulation

Source : réf (ii)

Selon (iii), page 19, L.13-14, le Distributeur prévoit aujourd'hui une hausse de plus de 75% des coûts du carburant entre 2016 et 2030 pour Akulivik (252 abonnés résidentiels et agricoles en 2020 selon la prévision du Distributeur, *Tableau A-7.2.1.A de l'Annexe 7, page 47 de 75 de la réf (x)*): **de 1,46 \$/l en 2016 à 2,57 \$/l en 2030**³. La prévision actuelle donne pour 2016 un coût du fuel double de ce que la prévision pour la même année annonçait en 2003 (réf (ii), page 19, Tableau 5). Alors que le taux de croissance annuelle du coût du fuel pratiquement nul en 2003 sur un horizon de 20 ans, on doit désormais prévoir selon l'hypothèse actuelle d'une croissance à taux constant (hors IPC) de 4% par année, le doublement des coûts du fuel à chaque période de 18 ans. En définitive, si la tendance se maintient, au terme de la vie utile de cette centrale (25 ans à partir de 2016 selon (iii), page 15, L.15,) le coût du carburant (hors IPC) atteindra 3,89 \$/l en

³ Selon les indications du Distributeur apparaissant dans une autre section du même document (iii), p.15, L10, il s'agit d'un coût en \$ courants(hypothèse d'inflation non mentionnée) correspondant à une croissance du coût d'approvisionnement en carburant de 4% par année JEDHP et Réseaux Autonomes :

2041, soit un coût évité en carburant de \$1,03/kWh produit.

Au coût de 1,46 \$/l que prévoit le Distributeur en 2016, la part du coût évité en énergie associée strictement au carburant (en considérant le rendement prévu de 3,76 kWh/litre) est de 39,36¢ / kWh. Il semble raisonnable de croire que cela constitue déjà en soi un puissant signal de prix pour inciter à rechercher activement des alternatives énergétiques capables de réduire au maximum la consommation de carburant. En 2036, le coût évité en carburant sera de 68,35 ¢/kWh (2,57 \$/l ÷ 3,76 kWh/l) selon la prévision du Distributeur.

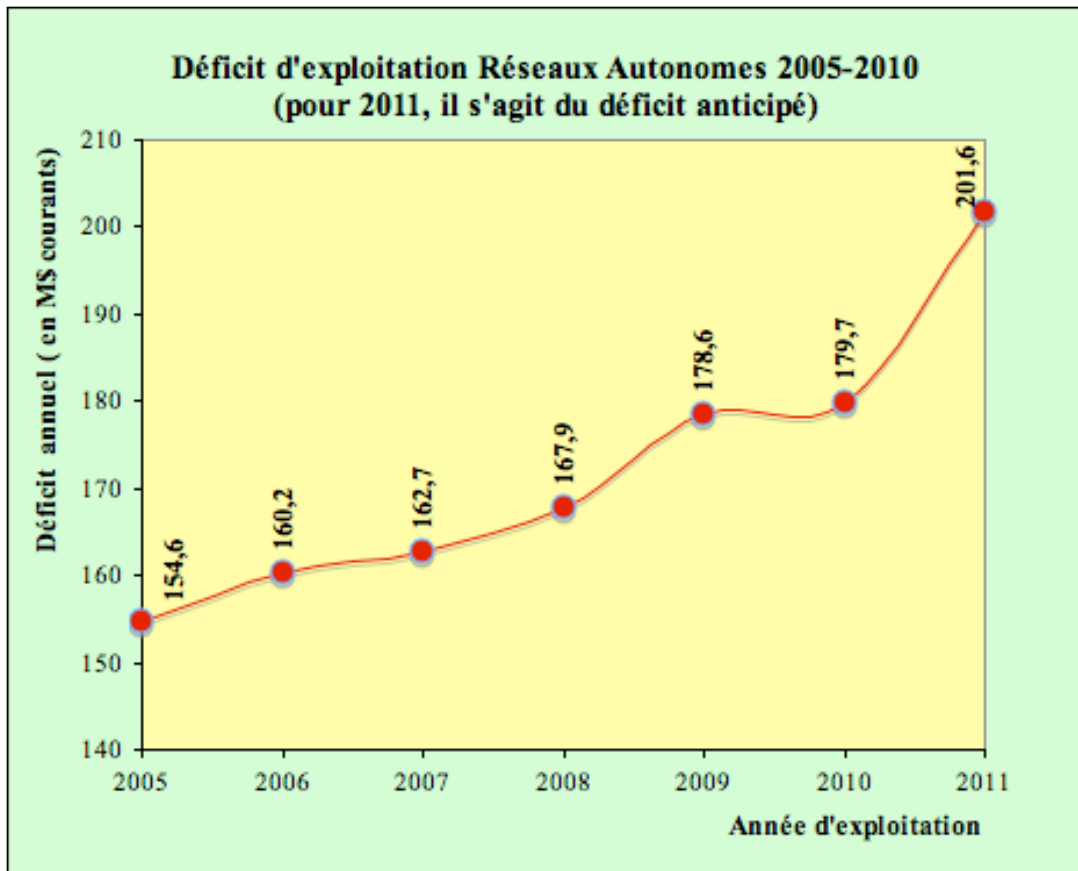
On admettra volontiers que le coût du carburant occupe la part du lion du coût évité en énergie du Distributeur.

Une précision s'impose ici pour mesurer l'importance du coût d'opportunité qui se trouve engagé dans le projet de construction de la nouvelle centrale à Akulivik. À la référence (vi), p.14 de 23, en réponse à la question 7.3 de la Régie concernant le coût global actualisé (CGA) 2011-2036 de ce projet à Akulivik, en ¢/kWh de 2011 (R-3756-2011; demande d'autorisation de la construction d'une nouvelle centrale diesel à Akulivik), le Distributeur présente un tableau où il est établi que ce CGA 2011 est de 48,7¢₂₀₁₁/kWh. Selon les informations fournies avec ce tableau, cette valeur correspond pour l'essentiel aux investissements. Ce CGA de 48,7 ¢/kWh ne tient donc pas compte du coût du carburant qui représente habituellement la part la plus importante des coûts d'opération d'une centrale diesel.

En tenant compte de l'économie de quelque 1,7 millions de litres de carburant associée à l'amélioration de rendement de la nouvelle centrale sur la période 2016-2036, le Distributeur dans le scénario qu'il propose à Akulivik devra tout de même acheter selon notre calcul quelque 25 millions de litres de fuel au total sur la période considérée (hypothèse du scénario tout diesel); ces achats représentent un coût de quelque 57 M\$ au total (calcul en \$ courants pour fins de comparaison avec la prévision du coût de carburant fournie par le Distributeur), correspondant à environ 30 Millions de \$ actualisés (en \$ de 2011, mais pour une mise en service débutant en 2016). Au Tableau mentionné plus haut, le Distributeur annonce une économie de 2M\$₂₀₁₁ en coûts d'achats de fuel associé directement à l'amélioration de rendement des groupes diesels sur la durée du projet. Cela est certainement un pas dans la bonne direction, mais cela ne suffira pas à occulter le fait de la croissance annuelle continue du déficit d'exploitation causé par la croissance des coûts prévue par le Distributeur. Il faudra faire bien autre chose pour contrer les effets de cette tendance de marché lourde sur laquelle le Distributeur n'exerce aucun contrôle.

Puisque le carburant représente une part appréciable (et en forte croissance) du coût évité tel que défini par le Distributeur et reconnu par la Régie, il est tout à fait clair que sans des changements radicaux dans les pratiques de planification et d'exploitation ayant cours dans les processus décisionnels actuels, le déficit cumulé des Réseaux Autonomes continuera de croître sans cesse.

Les projets JED en cours concernant une variété d'architectures réseaux opérées selon des modes d'exploitation innovateurs dans diverses communautés du continent, notamment en Alaska, portent à croire qu'il est non seulement possible d'infléchir le cours des choses en cette matière, mais de réaliser des économies très appréciables à terme. Il faut certes louer les efforts du Distributeur pour améliorer le rendement de ses groupes diesel, mais les véritables gains doivent désormais être recherchés dans la manière de réduire autant que faire se peut la consommation de carburant en mettant à profit tous les potentiels énergétiques disponibles localement.



source : réf (xii)

Si une volonté existe d'inverser la tendance de croissance marquée du déficit que chacun est à même d'observer dans le budget des RA chez le Distributeur, elle implique obligatoirement un changement de cap dans les pratiques de planification et d'ingénierie de conception des RA. Ces changements sont sans doute difficiles, mais ils ne sont pas impossibles. Les quelques projets que nous avons décrit dans ce rapport en apportent la preuve concrète.

4.1 AKULIVIK : planification de la croissance du déficit d'exploitation...

Pour terminer notre argument sur la nécessité de juguler la croissance du déficit dans les opérations du Distributeur en RA, nous croyons que les coûts de construction d'une nouvelle centrale, comme celle proposée actuellement par le Distributeur à Akulivik, représente des investissements dont il importe de prendre la mesure en terme de coût d'opportunité. Il est des décisions qui obèrent l'avenir et nécessitent conséquemment une analyse des options d'ingénierie dans lesquelles l'adéquation des besoins en énergie représente désormais le poids décisionnel déterminant. L'argument des besoins en puissance reste bien sûr valide, mais la façon d'y faire face impose là aussi un examen d'options autres que la croissance de la capacité de production diesel qui reste bel et bien la seule et unique justification du Distributeur dans sa demande d'autorisation présentée à la Régie (iv, R-3756-2011).

Le cas d'Akulivik constitue un dossier qui soulève plusieurs questions de fond à cet égard, et nous soumettons à la Régie qu'il est capital d'en examiner les fondements lorsqu'on constate la croissance phénoménale des coûts et du déficit qu'elle annonce pour la fourniture en électricité

de cette communauté du Nunavik. Nous croyons que ce dossier pose précisément les mêmes difficultés partout au Nunavik et qu'il est pertinent d'en examiner les grandes lignes dans le dossier actuel relatif au plan d'approvisionnement de ces réseaux.

Il s'agit d'un investissement de coût global actualisé (CGA) de 35,2 M\$₂₀₁₀, pour une capacité opérationnelle de 1148 kW vs besoins de 800 kW en 2020 (iii). Il s'agit donc d'une estimation de 30 k\$/kW d'investissement en capital (base opérationnelle de 1148 kW). Si l'investissement est rapporté sur 800 kW (besoins de puissance effectifs établis par le Distributeur en 2020), on parle alors de 44 k\$/kW de capacité (opérationnelle). Lorsqu'on rapporte ce coût sur la base du nombre de clients du Distributeur à Akulivik (selon sa prévision fournie au Tableau A-7.2.1.A présenté à l'Annexe 7 de la réf (x) en page 47, le Distributeur y desservira 252 abonnés résidentiels et agricoles en 2020), on parle ainsi d'un investissement de capacité de 175 k\$ par abonnement. La transposition d'un pareil investissement nominal à l'échelle du nombre d'abonnés du réseau intégré mettrait tout le monde d'accord sur la nécessité absolue de rechercher des solutions créatives capables de satisfaire à moindre coût au critère de fiabilité en puissance.

Et il faut également parler des coûts d'opération. La stricte portion 'carburant' du coût évité en énergie, calculé sur une base nominale à partir des chiffres fournis par le Distributeur (3,38 GWh en 2016, 223 abonnements, 3,76 kWh/l, 1,46\$/l), conduit à un coût annuel récurrent d'environ 6 k\$₂₀₁₆ par client pour le fuel seulement.

Imaginons un instant que ce coût nominal récurrent en carburant représente l'investissement annuel de capitalisation dans une infrastructure énergétique où efficacité énergétique, gestion active de la demande, et utilisation maximale des sources d'énergie locale seraient intégrés aux exigences de conception et de planification avec comme objectif la réduction maximale des achats de carburant dans la communauté.

Les paramètres financiers du projet d'Akulivik fournis par le Distributeur (iv), *taux d'actualisation de long terme de 5,913%* (constitué de 35% d'avoir-propre à 7,849 et de 65% de dette à 4,870%, opération sur 25 ans) correspondent à un Facteur d'Actualisation de 12,89. Sans tenir compte de la valeur résiduelle des équipements de cette nouvelle infrastructure énergétique, on parlerait donc d'un projet d'ingénierie représentant un CGA nominal légèrement inférieur à 77 000k\$ par client, c'est à dire un CGA total de près de 15 M\$₂₀₁₆ pour un tel projet. Ce montant de capitalisation nous semble constituer en tant que tel un puissant incitatif à l'innovation dans les pratiques de planification et d'exploitation des RA. Ce coût évité en carburant justifie à lui seul croyons-nous l'examen détaillé de projets alternatifs pour les réseaux autonomes. Si la moitié de ce montant allait à des investissements capables d'effacer de façon récurrente 50 % de la consommation de carburant de l'option tout diesel, on se trouverait déjà sur une route énergétique viable à long terme. Or il semble bien que ce pourcentage soit précisément reconnu par le Distributeur comme un objectif réaliste dans le Tableau des réductions potentielles des émissions de CO₂ de la référence (vii), p.29 de 43, pour Akulivik à l'horizon 2020.

Il nous apparaît évident que, parvenus aux niveaux d'investissements en immobilisation et de coûts de carburant auxquels le projet proposé par le Distributeur pour Akulivik se situe, il faut impérativement entreprendre l'examen diligent de solutions susceptibles d'éviter une croissance effrénée des budgets d'opérations des RA à terme.

Il ne semble pas actuellement que le potentiel de gestion de l'offre et de la demande offerte par des réseaux et technologies hybrides comme ceux que nous présentons dans ce rapport fasse

JEDHP et Réseaux Autonomes :

Principes, balisage de projets, perspectives, et recommandations

actuellement partie de l'offre d'ingénierie de projets du Distributeur. Ces technologies offrent pourtant aujourd'hui commercialement des options concrètes de nature favoriser une planification nettement plus innovante du critère de fiabilité en puissance avec des perspectives réelles de contrôle sur le déficit d'exploitation à terme.

4.1 Historique ' JED' pour le Réseau autonome d'Akulivik ; 1995-2011

Nous terminerons cette section qui interpelle le Distributeur dans sa planification des RA en reprenant l'examen du village d'Akulivik à partir de 1995, partant d'une observation figurant au rapport du groupe de travail de la référence (v) en page 3 concernant l'examen des alternatives énergétiques à Akulivik. *'Pour le moment l'option diesel seul serait préférable à ce village. Toutefois, l'option éolien apparaîtrait intéressante d'ici une dizaine d'années.'* Le site d'Akulivik montrait en 1995 une ressource éolienne de qualité comparable à celle d'Umiujaq, le site de projet de jumelage éolien-diesel d'Akulivik étant jugé par ce groupe de travail comme le plus intéressant en 1995, immédiatement après celui de Quaqtq⁴.

La référence (ii) a permis d'identifier que la mise à jour 2004 du projet éolien-diesel d'Akulivik montrait une rentabilité marginale (28 k\$ de VAN pour un investissement de 3,33M\$₂₀₀₄, avec 6045 kl de consommation de fuel évité sur 20 ans dans un scénario où coût du fuel reste stable à 0,71\$₂₀₀₃ / l sur toute la durée d'analyse 2005-2024) tout en confirmant la qualité des vents au site.

La référence (i) qui présente la mise à jour 2008 de l'ensemble des villages du Nunavik desservis par le Distributeur, montre pour Akulivik une rentabilité nettement plus intéressante: Une VAN de 239 k\$ (TRI de 4,8%) pour un investissement global de 5,97 M\$. Bien que ce rendement financier soit modeste, il convient de noter qu'il se manifeste cette fois dans un scénario où le coût d'investissement est en hausse de 80% par rapport à celui de 2003. À l'évidence, le poids de la croissance significative des coûts de carburant (1,15\$₂₀₀₈/l, et 3% de croissance annuelle anticipée) dans la mise à jour du rendement économique de ce village a fait en sorte que les volumes de carburant économisés sur la période d'analyse de 20 ans prennent le pas sur l'ensemble des facteurs qui ont alourdi le passif du projet par rapport à 2003 (routes, lignes, coûts des machines, baisse appréciable du potentiel éolien de référence).

On doit souligner ici que la plus récente prévision 2011 présentée par le Distributeur pour Akulivik à la référence (iii) reconnaît une croissance annuelle anticipée du coût de carburant en hausse de 33 % par rapport à celle utilisée dans le calcul effectué en 2008. Ce phénomène d'accélération de la hausse des coûts de pétrole milite directement en faveur d'une évolution radicale dans les pratiques de planification de l'évolution des RA. Chacun est en mesure d'observer que les fondamentaux des approvisionnements pétroliers sont dorénavant tributaires

⁴ Quaqtq :Dans son rapport, le groupe de travail (v) identifiait le projet de Quaqtq comme celui présentant le plus faible facteur de risque pour la première implantation du jumelage éolien-diesel à HQ. La conclusion du Rapport précisait ce choix de la manière suivante : *' Le premier projet à initier est certes le projet de jumelage éolien-diesel de Quaqtq. Les raisons principales de cette priorisation sont les coûts de maintien de la recherche, le coût peu élevé ainsi que la faible envergure du projet et finalement la possibilité de le prendre en charge rapidement'*. Le rapport (v) se termine par cette phrase: *' Il ne faut pas oublier aussi, qu'une fois acquise, cette expertise pourra être exportée et ce , dans le meilleur intérêt d'HQ et de la société québécoise.'*

d'un degré de volatilité géopolitique qui déroutent même les analystes les plus aguerris sur ces marchés.

Ces changements importants dans la prévision des coûts du carburant par le Distributeur depuis la mise à jour de 2004 sont tels que s'ils étaient rétroactivement appliqués sur la portion du projet Akulivik de la mouture 2003, ils auraient contribué à eux seuls à dégager une VAN additionnelle du même ordre de grandeur que le coût total d'investissement associé à ce même projet en 2003!

Ce que cela signifie, c'est que l'aggravation marquée des risques financiers associés aux approvisionnements en carburant dans les réseaux autonomes (RA) exige de réorienter sans délai tout le processus d'ingénierie vers une approche favorisant le recours aux ressources locales d'énergie en vue de la réduction maximale de la dépendance en fuel de plus en plus coûteux. Elle nous force maintenant à travailler massivement sur la réduction de la consommation de carburant dans la planification des infrastructures énergétiques des RA. Ce que cela signifie également, c'est que le maintien du *statu quo* dans la planification des RA est la plus sûre recette vers la pire croissance des coûts qu'on puisse imaginer. Dans un contexte de croissance de la demande en énergie, ce que cela signifie aussi malheureusement, c'est que plus on retarde ce nécessaire changement, plus le déficit d'exploitation des RA croîtra.

Ce serait irresponsable de ne pas engager sans délai des efforts massifs pour entreprendre le virage qui s'impose et repenser complètement les règles de planification et d'exploitation des RA. Il faut donc investir au plus tôt dans les alternatives qui diminuent la consommation de carburant. Nous croyons qu'il faut voir dans cette évolution des prix du carburant fossile une invitation pressante à revoir complètement les modes de planification de l'ingénierie de production des projets des Réseaux Autonomes.

Dans le cas des réseaux autonomes, nous soumettons l'idée que ce constat, basé sur une stricte base d'analyse de coûts, est sans appel.

4.2 Coûts d'opportunité au Nunavik : le cas d'Akulivik

La demande du Distributeur concernant l'autorisation de construction d'une nouvelle centrale à Akulivik au coût de 35,2 M\$₂₀₁₀⁵ comptabilisés de 2010 à 2036 constitue un investissement majeur dans cette communauté. Advenant le maintien du statu-quo diesel à Akulivik, il faut bien réaliser que selon les prévisions même du Distributeur, malgré les économies à la marge apportées par un meilleur rendement des nouveaux diesels d'une nouvelle centrale, la spirale du déficit des RA entre désormais dans un cycle de croissance incontrôlable.

⁵ À l'année 1 de la mise en service (2016), le CGA de la nouvelle centrale atteint 37,3 M\$₂₀₁₀ d'investissements. La valeur résiduelle de la centrale en 2036, estimée à 5,267 M\$₂₀₁₀ (21,96 M\$₂₀₃₆) par le Distributeur ramène alors le CGA à 35,2 M\$.

Tableau 2 - Sommaire des résultats économiques

Région	Classe de puissance	Réseau	Pointes 2008 (kW)	Vitesse moyenne du vent à 10 mètres (m/s)	Pénétration initiale (%)	Investissement - Installation du JED (k\$)	VAN optimale (k\$)	TRI à VAN optimale (%)	Bénéfice - Coût
Nunavik	Petit (<1MW)	Aupaluk	261	5.39	0%	0	0	-	-
		Tasiujaq	323	6.43	0%	0	0	-	-
		Ivujivik	336	6.60	0%	0	0	-	-
		Quaqtaq	411	5.64	0%	0	0	-	-
		Umiujaq	416	8.13	0%	0	0	-	-
		Akulivik	538	7.35	123%	5 970	239	4.8%	1.03
		Kangirsuk	601	6.08	0%	0	0	-	-
		Kangiqsujuaq	665	6.96	0%	0	0	-	-
		Kangiqsualujuaq	751	6.03	0%	0	0	-	-
	Moyen (1-2MW)	Salluit	1205	5.86	110%	8 936	1 583	6.4%	1.14
		Puvirnituk	1469	5.76	112%	10 369	2 872	7.7%	1.21
		Inukjuak	1553	7.18	106%	13 019	7 366	10.8%	1.42
		Kuujuarapik	1897	6.19	122%	14 235	5 748	9.1%	1.29
	Gros (>2MW)	Kuujuaq	3098	4.47	107%	20 534	3 035	6.2%	1.12
Îles-de-la-Madeleine	Cap-aux-Meules	36907	6.05	33%	42 989	10 366	7.0%	1.12	

Nous désirons attirer l'attention de la Régie sur un aspect capital de l'équation financière qui se joue actuellement à Akulivik au plan des coûts d'opportunité du JED: selon la dernière mise à jour des possibilités JED au Nunavik réalisée en 2008, (réf (i), Tableau 2 de la page 5), Akulivik est le seul des 9 villages du Nunavik catégorisés sous la 'Classe de puissance' inférieure à 1 MW à avoir conservé un potentiel de rentabilité par rapport à l'étude de 2003 qui en identifiait 5 au total, dont Akulivik qui se qualifiait alors de justesse (ref (iii), Tableau 10, page 30). Il importe ici de rappeler qu'Umiujaq, village doté de la meilleure ressource éolienne avec Akulivik et identifié comme tel déjà dans les conclusions du rapport Laflamme de 1996 (réf (v), p.47), est disparu de l'écran radar JED suite à l'analyse JED 2008 (ref(i)).

Selon la tendance indiquée par ces analyses réalisées sur 12 années, la construction d'une nouvelle centrale diesel à Akulivik pourrait bien signaler en quelque sorte l'impossibilité d'une évolution technologique pour cette catégorie de puissance, ce qui nous paraît constituer un grave préjudice en regard de la croissance du déficit d'opération du Distributeur dans les RA.

Nous soumettons à la Régie que la notion même d'une rémunération de l'Avoir de l'actionnaire dans un scénario de statu quo tout diesel en RA dans ce contexte serait une aberration financière complète. Nous croyons que les expériences dont témoigne ce rapport illustrent concrètement le fait qu'il est en effet possible de faire les choses autrement, à moindre coût, et sans menacer la sécurité des abonnés.

4.3 Akulivik : La réalité technico-économique dans la balance

À la lecture des énoncés contenus dans la demande d'autorisation de construction d'une nouvelle centrale à Akulivik par le Distributeur, il est permis de s'interroger sur les motifs du Distributeur concernant l'accueil d'alternatives de production énergétique en RA.

Un second projet pilote de JED au Nunavik est toujours prévu à Akulivik. Le but des projets pilotes est de réaliser éventuellement un JED dans les communautés du Nunavik où l'on prévoit un avantage économique. (vii, p.25 de 43, L.14-16)

19 avril 2011

En fonction des résultats des projets pilotes à Akulivik et à Kangiqsualujjuaq, le Distributeur réalisera éventuellement du JED dans les réseaux autonomes du Nunavik présentant un avantage économique, si de tels projets sont accueillis favorablement par les milieux concernés. (vii, p.27 de 43, L.11-14)

Un programme de réduction de la demande a été considéré, mais n'a pas été retenu, car il ne permettait pas de retarder l'augmentation de puissance à la centrale d'Akulivik. En effet, cette communauté chauffe au mazout et n'a pas de clients majeurs délestables. L'analyse portant sur les mesures de réduction de la demande sera présentée dans le cadre de la demande d'autorisation du projet d'une nouvelle centrale thermique à Akulivik. (vii, p.34-35 de 43)

NB : Concernant ce dernier extrait, le Distributeur précisera la portée de ces 'mesures de réduction de la demande' en février 2011 dans le cadre de la demande R-3756-2011 : '*...la tarification en vigueur décourage l'utilisation de l'électricité pour le chauffage de l'eau et des espaces... il n'y a pas de potentiel significatif pour des mesures relatives à ces usages, ni pour des mesures de gestion de la consommation d'électricité ou d'autres mesure d'utilisation efficace de l'énergie. Le potentiel résiduel en économies d'énergie est couvert par les programmes du Distributeur. L'impact de ces programmes est déjà intégré dans la prévision de la demande pour le territoire. Il n'est toutefois pas suffisant pour repousser ou réduire de façon significative les besoins de puissance à la centrale d'Akulivik. Ainsi, la mise en œuvre éventuelle de nouveaux programmes n'a aucun effet sur la décision du Distributeur de construire une nouvelle centrale.'* (iii, p.8 L. 10-16 et et p. 9 L. 1-8),

À l'horizon 2013, le Distributeur poursuivra les démarches entreprises pour la réalisation des deux projets pilotes de JED à Kangiqsualujjuaq et à Akulivik. ... Le projet pilote de JED à Akulivik sera lancé au moment opportun afin d'être en mesure de le mettre en service un an après l'arrivée de la nouvelle centrale. Cette stratégie permet de diminuer les risques lors de la mise en service des deux projets. La centrale sera entièrement fonctionnelle avant l'arrivée du projet pilote éolien. Dans cette optique, la date de mise en service prévue du projet pilote de JED à Akulivik serait au plus tôt en 2016. (vii, p.36 de 43, L.8-15)

Par ailleurs, le Distributeur, ayant été approché par la communauté d'Inukjuak, discute présentement avec la Pituvik Landholding Corporation pour un projet d'achat d'énergie à partir d'une centrale hydraulique de 8 MW. En cas de réalisation de ce projet, la centrale thermique actuellement en place devrait être conservée en réserve froide afin d'assurer le critère de fiabilité., (vii, p.36 L.16-20)

Le projet hydraulique à Inukjuak permettrait de remplacer toute la production thermique de la centrale actuelle., (vii, p 28, L. 19-20)

À l'horizon 2020 : En incluant les projets prévus à l'horizon 2013, plus de la moitié des centrales actuelles auront besoin d'augmentation de puissance afin d'être en mesure de répondre aux besoins de leur clientèle respective d'ici 2020, malgré le maintien des programmes d'efficacité énergétique et de la tarification dissuasive. Des augmentations de puissance devront être réalisées aux centrales d'Inukjuak, de Kangiqsualujjuaq, de Kangiqsujuaq, de Kangirsuk, de Puvirnituaq, de Salluit, de Tasiujaq et d'Umiujaq. (vii) p.36, L. 24-26)

Le ton de ces énoncés corrobore la réalité de la stratégie des petits pas qui ressort de l'analyse des décisions du Distributeur dans le dossier JED depuis plus de 15 ans (voir à ce propos également l'Annexe 1 du présent document : *Chronologie du jumelage éolien-diesel à Hydro-Québec :*

JEDHP et Réseaux Autonomes :

Principes, balisage de projets, perspectives, et recommandations

41/ 52

1986-2011).

Selon ce qu'il est possible de constater dans les pièces soumises par le Distributeur, le projet d'Akulivik présente malheureusement toutes les caractéristiques de l'immobilisme technologique. Plutôt que de faire de l'innovation technologique le motif d'une planification d'ingénierie évolutive dont Akulivik serait précisément le point de départ vers les nouveaux apprentissages devenus inéluctables, le Distributeur énonce clairement son intention de repousser à plus tard l'intégration du JED annoncé dans sa phase 'pilote', au plus tôt en 2016.

Dans la planification actuelle des réseaux autonomes par le Distributeur, il faut clairement s'interroger sur la volonté du Distributeur d'oeuvrer avec diligence à réduire le risque réel d'accroissement accéléré des déficits d'opération liés à la volatilité prévisible des coûts d'approvisionnements en fuel. Le cas de la centrale d'Akulivik nous semble constituer un refus injustifiable de prendre en compte la réalité de l'évolution technologique naturelle observée actuellement dans la planification des réseaux d'énergie en Réseaux autonomes, comme d'ailleurs sur le réseau intégré.

La conception pour Akulivik d'un scénario de vitrine technologique à haute pénétration éolienne ne représenterait-elle pas une occasion de leadership technologique dont le Distributeur pourrait tirer avantage à un coût moindre que le scénario qu'il a proposé ?

Même en ne considérant que le coût évité en carburant en première approximation, la pénétration de technologies d'auto-production distribuées au plan résidentiel au Nunavik ne devrait-elle pas se prévaloir d'une condition d'admissibilité économique analogue à celle du programme d'auto-producteur en vigueur sur le réseau intégré? Considérant les acquis du Distributeur dans la gestion de ce programme sur le grand réseau (programme dont l'insuccès est clairement lié aux maigres perspectives de rentabilité financière associées au coût évité), on conviendra volontiers que des projets non-rentables sur le grand réseau pourraient très facilement devenir rentables en réseaux autonomes. Voilà les questions auxquelles le Distributeur doit répondre aujourd'hui nous semble-t-il.

L'obligation de procéder à des conceptions détaillées de ces options contribuerait à reconstruire le guide des pratiques de planification des Réseaux Autonomes et préparer une évolution technologique qui s'impose dans la planification de l'ingénierie de tous les projets énergétiques dans les RA. Il semble bien en effet que la faisabilité de cette évolution soit implicitement reconnue par le Distributeur dans le cas de l'option hydraulique actuellement en discussion à Inukjuak (voir Annexe 1, et référence 3, p.14 et 15), mais que cette ouverture n'existe pas à ce jour dans les projets planifiés par le Distributeur en ce qui concerne le JED, sans qu'aucun motif technique, ni opérationnel ne justifient ce traitement singulier par le planificateur des RA.

Sur la base du critère du coût évité (réf (ix), page 11 et Tableau p.12 de 21), une telle recherche active d'options pour le Nunavik ne serait-elle pas devenue la seule garantie crédible d'une réelle sécurité des approvisionnements à long terme? Ne serait-il pas tout-à-fait justifié d'en donner le signal à l'occasion d'une décision qui doit statuer sur la prudence des investissements qu'il convient désormais de consentir au Nunavik? Nous croyons que la décision que rendra la Régie sera lourde de conséquences par le signal qu'Elle donnera quant à la direction qu'Elle entend imposer pour inverser la tendance lourde qui s'annonce au plan tarifaire compte tenu de la réalité annoncée de la croissance du déficit d'opération des RA et de l'immobilisme structurel qui marque l'ingénierie de projets du Distributeur.

Nous croyons fermement qu'un virage s'impose désormais sans délai sur le plan technico-économique au vu de la réalité des projets documentés dans ce rapport.

5- Constats et Recommandations - JED

5.1 Constats :

Immobilisme technologique dans les règles de planification des RA au Québec.

Le critère de fiabilité en puissance conduit à des investissements en équipement diesels qui empêchent structurellement d'engager la mutation technologique diligente qui s'impose vers les systèmes JED au Nunavik.

Les investissements massifs dans des centrales diesels continuent d'être dominés par le paradigme tout diesel et contribuent directement à une croissance structurelle du déficit d'exploitation (eg : argumentaire de la demande de construction de la nouvelle centrale diesel d'Akulivik, R3756-2011))

Tout se passe comme si le Distributeur avait abdiqué ses responsabilités de planificateur en matière d'évolution technologique mise au service du contrôle effectif à terme de la croissance du déficit en RA en invoquant une sorte d'immuabilité de la politique tarifaire en vigueur pour les RA.

Or des solutions technologiques démontrées existent pour permettre d'engager sans risques la mutation qui s'impose. Dans les processus décisionnels qui dominent les propositions d'investissements massivement orientées 'diesel' qui proviennent bon an mal an du Distributeur, nous soumettons à la Régie que des biais structurels importants pourraient être la cause de ce qui s'annonce déjà, si rien n'est fait pour y remédier, comme une spirale de croissance du déficit d'exploitation RA extrêmement préoccupante.

Solutions à mettre en oeuvre:

Une approche JEDHP nettement plus agressive, engagée dans l'exploitation des produits commerciaux de la technologie moderne (mesurage avancé, IP, LAN, WAN, relais de commutation à commande IP, SCADA, modules thermiques à commande numérique distribués ou centralisés, modules de stockage via VÉ, groupes diesels exploitables de zéro à pleine charge, etc.) et visant une réduction massive de la consommation de carburant dans les réseaux autonomes:

Avantages de cette orientation :

- Renforcement de la sécurité d'approvisionnement (production éolienne)
- Réduction massive de la consommation de carburant fossile (valorisation des surplus éoliens)
- Stabilisation des prix de l'énergie / Contrôle & plafonnement du déficit d'opération
- Réduction des émissions de GES et des risques de déversement pétroliers

JEDHP et Réseaux Autonomes :

Principes, balisage de projets, perspectives, et recommandations

Utilisation optimale des infrastructures de distribution et accroissement de réserve opérationnelle

Flexibilité d'exploitation: charge délestable, optimisation du plan d'exploitation diesel, écrêtage de la demande de pointe, anticipation et report de charges

5.2 Recommandations :

À la lumière des informations fournies dans le dossier Akulivik concernant notamment le coût du carburant, le RNCREQ recommande à la Régie de demander au Distributeur de mettre à jour le rapport sur le JED pour les réseaux du Nunavik et des Îles-de-la-Madeleine.

Selon les résultats de cette mise à jour, la Régie devrait ensuite demander au Distributeur de définir une stratégie pour le déploiement de la technologie JEDHP dans les RA de façon à réduire massivement la consommation de carburant et à contrôler la spirale infernale dans laquelle se dirige actuellement le déficit opérationnel des RA. Le RNCREQ suggère à la Régie de demander au Distributeur de déposer cette stratégie pour approbation par la Régie avant la fin de l'année 2011.

6- Références :

- 1- Stevenson, W.G. and Somerville, W.M. *Optimal use of wind and diesel generation on a remote Scottish Island*. Proceedings European Wind Energy Association Conference; Hamburg, October 1984, pp.681-684. ISBN 0-951027-0-7
- 2- Saulnier , B et Reid R , '*L'éolien - au coeur de l'incontournable révolution énergétique*', ISBN 978-2-89544-145-8 , 432 pages, Éditeur: Multimondes 2009
- 3- St-Pierre, S., Bui-Quang, H., Atagotaaluk, E., Benedetti, B., '*Bâtir un meilleur avenir énergétique pour les communautés éloignées – Stratégie d'approvisionnement en énergie renouvelable pour le village d'Inukjuak*', WEC 2010, Enjeu 4.4 : Investir dans la Transition : risques et récompenses, Conférence Mondiale de l'énergie 2010, 15 février 2010, 16 pages, <http://www.ffydd.org/documents/congresspapers/461.pdf>
- 4- Lundsager, P. *Diesel Issues in Wind-diesel – Overview/introduction*, 2011 International Wind Diesel Conference, Diesel Issues session, March 8-11, Girdwood, Alaska, USA
- 5- Coleman, J., TDX Power, *Remote System Architecture: Designs and Concepts*, 2011 International Wind Diesel Conference, Diesel Issues session, March 8-11 2011, Girdwood, Alaska, USA
- 6- Keith, K., *Alaska Isolated Wind-Diesel Systems: Performance and Economics*, 2011 International Wind Diesel Conference, Diesel Issues session, March 8-11 2011, Girdwood, Alaska, USA
- 7- Roussy, M-F, Saulnier, B., Forcione, A.; *Update on Wind-Diesel prospects for Nunavik*, Prime Power Diesel Inter-Utility Conference 2004, 29 août – 2 septembre 2004, Palace Royal Hotel, Québec (QC)
- 8- Lundsager, P.; Baring-Gould, E. I. (2005). Chapter 14: Isolated Systems with Wind Power. Ackermann, T., ed. *Wind Power in Power Systems*. New York: John Wiley & Sons, Ltd. pp. 299-329; NREL Report No. CH-500-35665.
- 9- Hunter, R.; Elliot, G. *Wind/diesel Systems*. Cambridge, UK: Cambridge University Press, 1994.
- 10- Baring-Gould, I. , Corbus, D. *Status of Wind-Diesel Applications in Arctic Climates*, The Arctic Energy Summit Technology Conference, Anchorage, Alaska, October 15–18, 2007 (NREL/CP-500-42401, December 2007)
- 11- Laakso, T.; Tallhaug, L.; Ronsten, G.; Horbaty, R.; Baring-Gould, I.; Lacroix, A.; Peltola, E. "Expert Group Study on Wind Energy Projects in Cold Climates." IEA, Task 19 Technical Report, 2005. <http://virtual.vtt.fi/virtual/arcticwind/reports/recommendations.pdf>

12- Fay, G., Schwôrer, T, Keith, K. 'Alaska Isolated Wind-Diesel Systems: Performance and Economic Analysis', study for Alaska Energy Authority, June 2010, 108 p.

13- BTM Consult ApS, World Market Update 2009 / Forecast 2010-2014, mars 2010
<http://www.btm.dk>

14- Meiners, D., IES, *Chaninik Wind Group Wind Heat Smart Grids*, International Wind Diesel Conference, March 8-11 2011, Girdwood, Alaska, USA

15- Brothers, C., FPS, Wind-Diesel & H2 Activities in Canada, , International Wind Diesel Conference, March 8-11 2011, Girdwood, Alaska, USA

(i) R-3550-2004, B-68HQD-06-01_annexe1_3648-2_23mai08, 'Jumelage éolien-diesel - Mise à jour des VAN optimales pour les réseaux du Nunavik et des Îles-de-la-Madeleine', A. Forcione, Rapport E-MMC-2008-012, mai 2008 34 pages,

(ii) R-3550-2004- HQD-5, Document 1 Annexe 1, 15dec04 : « Systèmes jumelés éolien-diesel au Nunavik – Établissement des configurations et VAN optimales pour les quatorze villages – Mise à jour 2004 », Décembre 2003, IREQ-2003-247C- CONFIDENTIEL

(iii) R-3756-2011, document B-0005: Demande d'autorisation de la construction de la nouvelle centrale thermique d'Akulivik, HQD-1 Document 1, 24 février 2011, 21 pages

(iv) R-3756-2011, document B-0006: Demande d'autorisation de la construction de la nouvelle centrale thermique d'Akulivik, Analyses économique et financière, HQD-1 Document 1, Annexe 1, En liasse, 24 février 2011, 7 pages

(v) Analyse sommaire des possibilités de production électrique par la ressource éolienne et hydraulique dans les quatorze villages Inuit du Nouveau-Québec, HQ-96-0001, Jean-Pierre Laflamme, Planification et environnement, VP Montmorency, 10 Janvier 1996, 51 pages

(vi) R-3756-2011, document B-0011: RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NO 1 DE LA RÉGIE, HQD-3, Document 1, 28 mars 2011, 23 pages

(vii) R-3748-2010 HQD-2, Document 1, 2010-11-01, 'Plan d'approvisionnement 2011-2020 des Réseaux Autonomes, 43 pages)

(viii) R-3740-2010 - HQD-2, Document 4 (Coûts évités) Original :2010-08-02
Tableau 'Résultats des coûts évités par réseaux ; annuité croissante exprimée en ¢/kWh de 2011'
, p. 9 de 14

(ix) R-3708-2009, HQD-2, Document 5, Original : 2009-07-30 HQD-2, Révisé : 2009-12-04, Page 11 et Tableau p.12 de 21

(x) R-3748-2010 HQD-2, Document 2, 2010-11-01, 'Plan d'approvisionnement 2011-2020 des Réseaux Autonomes, Annexes, 75 pages)

JEDHP et Réseaux Autonomes :
principes, balisage de projets, perspectives, et recommandations

(xi) R-3550-2004, HQD-4 document 3, *Système jumelé éolien-diesel aux Îles-de-la-Madeleine (Cap-aux-Meules) – Établissement de la VAN optimale* A. Forcione, Février 2004, Rapport IREQ-2004-217, 163 pages; http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3550-04/Audi_HQD3550/HQD-4Doc3_3550_08juin05.pdf

(xii) R-3740-2010, Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2011-2012, Mémoire du RNCREQ, 22 octobre 2010, page 19 de 22.

ANNEXE 1 : Chronologie du jumelage éolien-diesel (JED) à Hydro-Québec : 1986-2002

Dès 1986, le concept du jumelage éolien-diesel à haute pénétration sans stockage avait été identifié à l'Institut de Recherche d'Hydro-Québec (IREQ) comme un scénario d'alimentation énergétique prometteur pour les réseaux non-reliés d'Hydro-Québec. En novembre 1986 Hydro-Québec érigeait à Kuujjuaq l'éolienne BONUS de 65 kW. Le but du projet était de démontrer la faisabilité de la mise en service, en mode économiseur de carburant, d'une éolienne commerciale dans un réseau électrique diesel du Grand Nord. Le projet s'inscrivait dans une orientation de diversification des sources de production d'énergie dans les réseaux isolés. Le programme de monitoring a rencontré les objectifs fixés et dès sa première année de mise en service, l'éolienne avait démontré une disponibilité de la turbine de 98%.

Le cheminement du **Jumelage Éolien-Diesel à Haute Pénétration Sans Stockage (JEDHPSS)** à Hydro-Québec est tributaire des nombreux changements survenus depuis 1988 au niveau des responsabilités administratives de RD&D pour les Réseaux Non-Reliés où cette technologie s'applique.

De 1986 et 1995, quatre mandats de projets technologiques se sont succédés dans ce dossier. Par ailleurs, il faut souligner le fait que le projet s'est déroulé, depuis ses débuts, dans le cadre opérationnel de l'approche client-fournisseur, ce qui a donc amené un contexte de RD&D serré au niveau de la gestion du projet et de l'obtention des mandats. Les travaux sur le Jumelage éolien-diesel ont fait l'objet de nombreuses conférences, publications et rapports.

La table sectorielle production a recommandé en 1988 que, pour les réseaux non-reliés, les éoliennes figurent parmi les axes prioritaires du développement de la technologie à Hydro-Québec. De 1990 à décembre 1994, les budgets internes du projet provenaient successivement de la VPPR du Groupe Équipement puis de la Direction Planification de la Production du Réseau et des équipements (DPRÉ) du Siège Social.

Après une première preuve probante de la faisabilité technique du scénario JEDHPSS à l'IREQ en octobre 1990, la nécessité de la démonstration à échelle réaliste de la technologie s'est graduellement imposée. À partir de l'été 1992, le projet se mobilise vers ce nouvel objectif de démonstration en entamant une fructueuse collaboration avec l'Atlantic Wind Test Site (AWTS) situé à l'Île du Prince-Édouard.

Ce projet, au moment de son approbation en 1992, visait à faire le développement et la démonstration d'un système de Jumelage Éolien-Diesel à Haute Pénétration Sans Stockage (JEDHPSS) représentatif d'un village typique des réseaux non-reliés (RNR). Il rencontrait les préoccupations de la région Montmorency aux niveaux démonstration, formation et expertise. Le projet possédait une valeur ajoutée élevée puisqu'il impliquait la participation du personnel et l'utilisation des équipements de l'Atlantic Wind Test Site (AWTS) et un partage des coûts entre HQ et Ressources Naturelles Canada. Une proposition de projet de collaboration à cet effet a été préparée en collaboration avec l'Atlantic Wind Test Site (AWTS) et RNCan a garanti son support financier pour ce projet qui cadrait avec les priorités nationales sur l'énergie éolienne. Le projet de collaboration a été approuvé dans une recommandation au vice-président exécutif

Planification en août 1992. RNCan annonçait également sa participation par l'achat d'une éolienne à être installée à l'AWTS et la couverture des frais engagés par l'AWTS dans les importantes modifications aux systèmes diesels qu'AWTS avait récupéré d'un projet antérieur mené à Sudbury (Indal Technologies) et dont les nouvelles spécifications avaient été établies par l'IREQ.

Depuis 1992, le projet fut ainsi réalisé en étroite collaboration avec l'AWTS et parrainé par Ressources Naturelles Canada et la VPPR du groupe équipement. Au printemps 1994, la VPPR fut réorganisée, devenant la Direction Planification du Réseau et des équipements (DPRÉ), ce qui avait pour effet de confier le JEDHPSS à la région Montmorency. La responsabilité de tous les réseaux non-reliés était transférée à la région Matapédia peu de temps après. Ce regroupement des activités d'HQ concernant les réseaux autonomes menait à la création du secteur Gaspésie et Réseaux Autonomes (GRA), dont le bureau chef était situé à Gaspé et qui relèvait de la région Matapédia. La filière du jumelage éolien/diesel relève donc le 1er juin 1994 de la région Matapédia, secteur GRA, pour l'obtention de ses budgets technologiques.

La démonstration 'grandeur nature' du JEDHPSS par l'équipe de l'IREQ est complétée avec succès en 1994 au site d'essais de l'Atlantique. Au Colloque éolien-diesel AWEA/CanWEA qui a lieu en Juin 1994 à l'île du Prince Édouard, l'événement est officiellement homologué en présence de délégués du monde entier.

Parallèlement, en juin 1994, un comité directeur sur le dossier du JEDHPSS est mandaté par la vice-présidence Matapédia, responsable de l'alimentation des Réseaux autonomes du Québec. Le comité est formé de représentants de la région Montmorency, du secteur Boréal (devenue Gaspésie et Réseaux Autonomes), de la direction Acquisitions, de la vice-présidence Technologie et IREQ, de la vice-présidence Environnement et Communautés, de la direction Production Privée et de la région Matapédia. Une analyse de faisabilité technico-économique du Jumelage Éolien-Diesel à Haute Pénétration Sans Stockage (JEDHPSS) développé par l'IREQ est réalisée de septembre 1994 en janvier 1996 par ce Groupe de travail, piloté par le groupe de planification de la Région Montmorency. Les recommandations du comité ont établi clairement la faisabilité technique et la viabilité économique de cette option pour les réseaux autonomes. Par la suite, le mandat du comité a été élargi pour examiner également les alternatives hydrauliques ou éoliennes dans les 14 villages du Grand-Nord, étude complétée en janvier 1996, référence (vi) de la section Références de ce rapport. Le comité concluait que la technologie de jumelage éolien-diesel était rentable pour 8 des 14 villages du Nouveau-Québec desservis par Hydro-Québec et proposait que Quaqaq soit choisi comme projet pilote pour démarrer un programme d'implantation de la technologie dans l'ensemble des réseaux autonomes du Nouveau-Québec.

Le rapport était assorti d'une recommandation au comité directeur du Groupe de travail de réaliser ce premier projet. À la fin d'avril 1996, cette recommandation a été rejetée par la Région Matapédia qui transféra la responsabilité du dossier à la Direction Planification de la production du groupe Production et Transport. Cette décision était assortie d'une recommandation de réaliser un plan directeur sur l'ensemble du dossier éolien à Hydro-Québec qui serait éventuellement suivi (« mais pas avant 1997 » selon les termes de la décision) d'une réactualisation du projet de Quaqaq. Une nouvelle étude d'avant-projet a ainsi été réalisée par le groupe Planification du Groupe Équipement d'Hydro-Québec en 1998; cette étude concluait à un coût de réalisation 2,7 fois plus élevé que celui estimé par le comité directeur sur le dossier du JEDHPSS créé en 1994.

En 1999, la première installation commerciale d'un système JEDHPSS était mise en service par JEDHP et Réseaux Autonomes :

Northern Power Systems (NPS), un ensemblier américain mandaté par TDX Corporation de l'île-St-Paul, dans la mer de Bering, en Alaska. Pour la réalisation de ce projet, IREQ, en vertu d'une entente de collaboration signée entre la Direction de l'IREQ et de NPS, a agi comme partenaire d'affaires dans la conception. La modélisation en vue du dimensionnement du système JEDHPSS de l'île St-Paul, de même qu'en fournissant le régulateur de la charge secondaire (Charge de lissage) assurant le maintien de la fréquence du réseau opérant dans les modes éolien-diesel ou éolien seul. Ce système est toujours opérationnel aujourd'hui et n'a jamais fait l'objet d'aucun rappel depuis sa mise en service⁶.

Suite à cette première réalisation commerciale il est apparu justifié de revoir l'estimation des coûts du projet de Quaqtaq par le groupe Planification du Groupe Équipement en tenant compte de la réalité économique du Projet JEDHPSS de l'île St-Paul. Cette étude parrainée par la vice-présidence Réseaux (Distribution) a été confiée à NPS et complétée en août 2001. L'étude, réalisée par NPS confirme implicitement qu'en 2001, la recommandation faite en 1995 par le groupe de travail sur la faisabilité technico-économique du jumelage éolien-diesel à haute pénétration sans stockage (JEDHPSS) pour les Réseaux Autonomes (RA) du Québec demeure toujours fondée. L'analyse de l'étude de même que des recommandations sur les suites à y donner ont été présentées au client (VPR – HQ-Distribution) dans un rapport livré en août 2001.

En mai 2002, le Noyau Opérationnel de la Plate-forme Distribution (Instance décisionnelle HQD-IREQ résultant d'une restructuration des encadrements de réalisation des projets de RD&D, et responsable d'assurer l'arrimage entre les objectifs des projets réalisés à l'IREQ et les orientations des unités d'affaires d'Hydro-Québec), demandait une présentation sur le plan proposé pour la suite du dossier à HQ.

Suite à cette présentation, le noyau opérationnel demandait une réactualisation de l'étude économique effectuée en 1995 par le groupe de travail dirigé par J-P Laflamme en tenant compte des résultats de l'étude NPS 2001 et en examinant deux types d'éoliennes et différents taux de pénétration éolienne. Cette réactualisation a démontré des pistes de rentabilité intéressantes dans six communautés. La présentation de ces résultats à la Plate-Forme Innovation Réseau d'Hydro-Québec Distribution en décembre 2003 incluait deux recommandations: la réalisation d'un programme de mesures anémométriques dans les trois villages les plus prometteurs : Inukjuak, Kuujjuaraapik ainsi que Kangiqsualujuaq, et la préparation d'un appel d'offres livrable en mars 2005 pour lancer la réalisation en 2008 d'un premier projet de jumelage éolien-diesel (estimation du coût de projet d'Inukjuak 8,04 M\$, VAN 2,5 M\$).

En décembre 2003, une étude de pré-faisabilité économique d'un scénario JED pour le réseau des îles-de-la-Madeleine était confiée à l'IREQ par la Direction des Réseaux Autonomes (DRRA). Cette étude dont le rapport est livré en février 2004 concluait à un projet optimal comprenant 29,7 MW de capacité éolienne au coût de 73 M\$ avec une VAN évaluée à 6M\$ (16M\$ sous hypothèse de la valorisation des crédits de réduction de GES et 20 M\$ avec une contribution de 20% du coût de capital du projet en vertu du programme fédéral Technology Early Measure Action). L'intérêt concret de plusieurs des acteurs économiques des milieux (Nunavik et IDLM) pour les projets éoliens se manifeste clairement en 2004 et 2005 alors que des demandes spécifiques de partenariat et d'offres de service parviennent à la DRRA.

⁶ Information confirmée en Avril 2011 dans une correspondance privée avec J. Coleman, ex PDG de NPS

19 avril 2011

En mai 2005, la DRRA soupèse les trois avenues de réalisation qui s'offrent à elle pour les projets JED qu'elle se propose de réaliser à Inukjuak et aux Îles-de-la-Madeleine: HQD maître d'oeuvre, HQD achetant l'énergie d'un producteur privé, ou HQD en PPP. Les deux dernières options apparaissent alors délicates puisque la Loi 116 ne permet pas à la DRRA d'acheter de l'énergie d'un producteur privé et moins encore de former un partenariat avec lui. Une modification à la Loi 116 exigerait la validation des droits exclusifs d'HQD sur la fourniture d'électricité.

En Juin 2005, la DRRA entreprend 1) le démarrage d'un nouveau projet éolien-diesel sur l'île d'Entrée (IDL) comme phase pilote dans une étape préalable à la réalisation du projet d'Inukjuak et 2) le lancement d'un appel d'offres pour une campagne anémométrique sur le site en question. Le projet de l'île d'Entrée est abandonné en juin 2006 n'ayant pas bénéficié de l'appui de la communauté locale. Cet abandon donne lieu à une consultation de la population des îles-de-la-Madeleine sur le développement de l'énergie éolienne en mars 2007.

En 2007, une étude de pré-faisabilité d'une centrale hydro-électrique au fil de l'eau (8 MW, 2 turbines) à Inukjuak est entreprise par RSW Inc. sous mandat de la Pituvik Landholding Corporation (projet Innavik, <http://www.innavik.com/>). Le projet comptabilisé sur une période de 20 ans, vise à satisfaire la totalité des besoins de base en électricité de la communauté, les surplus de production étant destinés à satisfaire une forte proportion de la demande de chauffage ('80 à 50%'). Les informations disponibles pour la construction de la centrale hydro-électrique (sans ligne de 25 kV de 10 kms, sans renforcement du réseau de distribution, sans les modifications à la commande centralisée d'exploitation, sans l'ensemble des modifications requises pour le fonctionnement bi-énergie des systèmes de chauffage au fuel qui équipent actuellement les abonnés) donnent un coût d'investissement de 48 à 80 Millions de \$, correspondant à un coût d'énergie produite de 30 à 75¢/kWh (réf 3, p.7), et des réductions de consommation de carburant pouvant atteindre 2,45 millions de litres de carburant annuellement (réf 3, p.15) représentant, selon la prévision du coût de carburant au Nunavik du Distributeur ((iii), page 19, L.13-14) une économie de 3,55 M\$ en \$ de 2016.

Le projet d'installer 5 MW d'énergie éolienne aux îles de la Madeleine en mode 'économiseur de carburant' est prévu pour l'année 2011. Comme il s'agit d'éoliennes commerciales modernes comparables à celle qui s'implantent actuellement dans le grand réseau, le Distributeur prévoit conclure un contrat d'achat d'énergie éolienne avec un producteur travaillant possiblement en partenariat avec le milieu. Le producteur serait propriétaire du parc éolien avec, le cas échéant, la communauté et le Distributeur serait propriétaire du système de jumelage. Un appel de présélection des candidatures (Appel de candidatures 13369333) pour l'étude et l'implantation de jumelage éolien-diesel pour un parc de 5 MW aux Îles-de-la-Madeleine (Demande de pointe 40 MW, consommation annuelle de 182 GWh/an en 2010, avec croissance moyenne annuelle anticipée de 1,3%) a été lancé par Hydro-Québec en février 2010. La mise en service du parc éolien est prévue en 2013.

Un appel de présélection des candidatures (Appel de candidatures 13369204) pour l'étude et l'implantation de jumelage éolien-diesel pour un parc de 600 à 700 kW à Kangiqsualujjuaq (Demande de pointe 750 kW, consommation annuelle de 4GWh/an en 2010, avec croissance moyenne annuelle anticipée de 2%) a été lancé par Hydro-Québec en mars 2010. La mise en service du parc éolien est prévue pour 2013.

En avril 2011, le modèle d'affaires retenu par le Distributeur pour le JED en Réseaux Autonomes JEDHP et Réseaux Autonomes :

Principes, balisage de projets, perspectives, et recommandations

51/ 52

est le suivant: *'Le Distributeur a défini le modèle d'affaires pour l'éolien au Nunavik qui est différent de celui des Îles-de-la-Madeleine. Pour le Nunavik, le Distributeur vise à être propriétaire du parc éolien et du système de jumelage. Cette décision est justifiée par plusieurs éléments, notamment l'éloignement des sites, les difficultés logistiques, la petitesse des réseaux et l'utilisation d'éoliennes de moindre capacité que sur le réseau intégré. Tous ces éléments viennent diminuer la marge de profit d'un éventuel promoteur ainsi que son intérêt. Dans le cadre de cette démarche, le Distributeur désire travailler avec une firme possédant de l'expérience dans ce type de projet. Ainsi, le Distributeur a réalisé un appel de candidatures, puis un appel de propositions afin de choisir une firme expérimentée qui pourra favoriser la réussite des projets éoliens dans le Grand Nord. La firme choisie sera connue d'ici la fin de 2010. Elle serait responsable de la conception, de la fourniture et de l'installation du système de jumelage et du parc éolien, selon le contenu de sa proposition. Les firmes en compétition sont les mêmes que celles qui se sont manifestées pour le projet de JED aux Îles-de-la-Madeleine.'* (viii, p. 35, L. 12-25)



Photo : la centrale éolienne de l'île St-Paul, Alaska