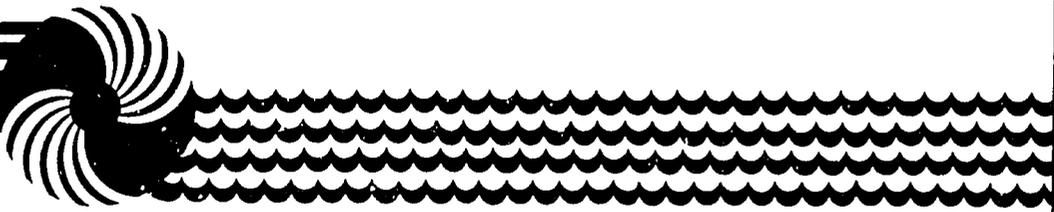


Les mini-centrales hydrauliques en Afrique

Compte rendu du séminaire

1-5 mars 1982
Abidjan, Côte-d'Ivoire



Coorganisateurs:

Banque Africaine de Développement
Union des Producteurs, des Transporteurs
et des Distributeurs d'Énergie Électrique
en Afrique

National Rural Electric Cooperative Association
Agence Américaine pour le Développement International

PROGRAMME DE MINI-CENTRALES HYDRAULIQUES DÉCENTRALISÉES

La présente publication fait partie d'une série de documents visant à promouvoir l'utilisation efficace des mini-centrales décentralisées. Elle a été élaborée dans le cadre du programme de mini-centrales décentralisées, division des programmes internationaux, National Rural Electric Cooperative Association (NRECA). La NRECA gère ce programme en vertu de l'accord de coopération AID/DSAN-CA-0226 passé avec l'Office de l'Energie, le Bureau de la Science et de la Technologie de l'Agence Américaine pour le Développement International.

Au titre de cet accord entré en vigueur en mai 1980, la NRECA offre aux pays en développement un large éventail de compétences en matière d'assistance technique, notamment :

- élaboration et organisation de séminaires régionaux en Afrique, en Asie et en Amérique Latine,
- mise au point de méthodes et d'opérations de relèvement sur les ressources d'un pays, et évaluation des sites,
- mise à disposition d'ingénieurs, de superviseurs et de spécialistes,
- rédaction de publications spécialisées telles que rapports sur la technologie de pointe, listes de fabricants et méthodologies d'évaluation,
- réalisation d'études spéciales sur les questions relatives au financement, à la gestion, à l'évaluation, etc.,
- formation professionnelle en matière d'exploitation et de maintenance, d'évaluation des ressources, de fabrication d'équipement et de développement des institutions,
- services spécialisés tels que visites des usines américaines et de mini-centrales et organisation de séminaires sur la participation du secteur privé,
- prestations spécialisées telles que formulation de plans visant l'utilisation productive de l'énergie produite par les mini-centrales décentralisées.

Pour tout renseignement complémentaire relatif au programme, s'adresser à :

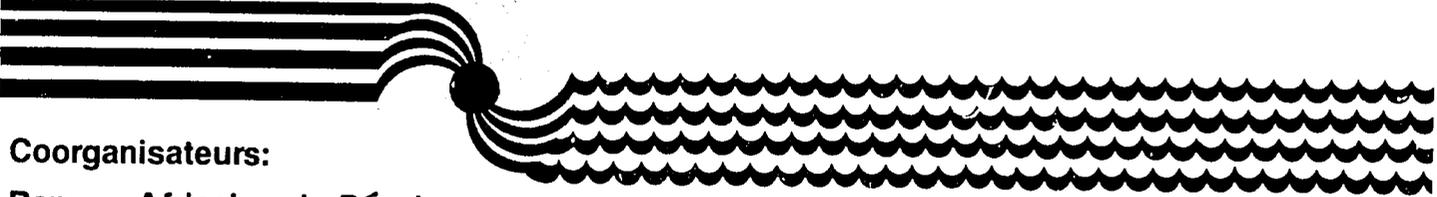
Training and Information Coordinator
Small Decentralized Hydropower Program
International Programs Division
National Rural Electric Cooperative Association
1800 Massachusetts Avenue N.W.
Washington, DC 20036

Téléphone : 202-857-9622
Télex : 64260
Câble : NATRECA

Les mini-centrales hydrauliques en Afrique

Compte rendu du séminaire

**1-5 mars 1982
Abidjan, Côte-d'Ivoire**



Coorganisateurs:

**Banque Africaine de Développement
Union des Producteurs, des Transporteurs
et des Distributeurs d'Énergie Électrique
en Afrique**

**National Rural Electric Cooperative Association
Agence Américaine pour le Développement International**

REMERCIEMENTS

La National Rural Electric Cooperative Association (NRECA) a organisé le présent séminaire intitulé "Les mini-centrales hydrauliques en Afrique" en collaboration avec l'Agence Américaine pour le Développement International (USAID), la Banque Africaine de Développement (BAD) et l'Union des Producteurs, Transporteurs et Distributeurs d'Énergie Électrique en Afrique (UPDEA). Cette entreprise terminée, nous tenons à exprimer notre gratitude à plusieurs personnes clés dont la perspicacité et le concours exceptionnels ont permis d'assurer le succès de ce séminaire, notamment Donatien Rihuté, vice-président du service des opérations à la BAD ; Kana Mutombo, secrétaire général de l'UPDEA et Lambert Konan, directeur général d'Énergie Électrique de la Côte-d'Ivoire, qui a prononcé le discours d'ouverture.

Nombreux sont ceux qui ont contribué à ce séminaire, mais nous tenons à remercier tout particulièrement les personnes dont le nom suit pour l'appui et les conseils qu'elles nous ont prodigués au cours de plusieurs mois de préparatifs : de l'USAID, Gordon Evans, directeur du bureau des services de développement économique régional pour l'Afrique de l'Ouest (REDSO/WA), Clarence Kooi, conseiller aux questions énergétiques pour le compte de REDSO/WA et Mark Ward, coordinateur des questions énergétiques au bureau pour l'Afrique ; de la BAD, Georges Aithnard, directeur du

centre de formation et Gaston Dossou, directeur de la division de l'infrastructure et de l'industrie, qui s'est remarquablement bien acquitté de son rôle essentiel de président des débats ; de l'UPDEA, Seth Afawubo, assistant technique auprès du secrétaire général et, de la NRECA, l'ensemble du personnel affecté au projet, notamment Paul Clark, spécialiste de la formation professionnelle et de l'information.

Nous adressons également nos remerciements à ceux dont le concours a permis que la semaine du séminaire se déroule sans encombres : de la BAD, Henri Van Herwegen, ingénieur en génie civil, N.L.I. Mayi, assistant administratif du centre de formation et Azagnée Dogbé, secrétaire de la conférence ; de l'UPDEA, Vincent Messo, coordinateur de la conférence ; de REDSO/WA, David Kohls, assistant technique et Stéphanie Bushnell, directeur adjoint du programme et de la NRECA, à toute l'équipe affectée au projet, notamment Elizabeth Graham, coordinatrice en matière de formation professionnelle et d'information et Jacqueline Boucher, secrétaire de la conférence et traductrice.

Ce rapport a été rédigé par le personnel de la NRECA avec le concours de Barbara Shapiro, qui a révisé la version anglaise du texte, Vallarie Harper et Jessica Putnam, dactylographes, Darrell McIntire, compositeur graphique et le département des arts graphiques de la NRECA.

In memoriam ...

William L. Eilers
1924-1983

TABLE DES MATIERES

| | |
|---|-----|
| REMERCIEMENTS | iii |
| TOUR D'HORIZON | 1 |
| <i>Introduction</i> | 3 |
| <i>David Zoellner</i> | |
| Développement de l'énergie hydraulique dans les pays de l'Afrique sub-saharienne | 5 |
| <i>Lambert Konan</i> | |
| Introduction à la technologie et au développement des mini-centrales hydrauliques | 9 |
| <i>Maurice L. Albertson</i> | |
| ETUDES DE CAS | 19 |
| L'avenir des mini-centrales hydrauliques en Côte-d'Ivoire | 21 |
| <i>Diby Marcel Kroko</i> | |
| Programme de l'Equateur pour la production d'hydro-électricité au moyen de mini-centrales | 27 |
| <i>Eduardo Morán</i> | |
| Micro-projets hydro-électriques au Pakistan | 31 |
| <i>Mohammad Abdullah</i> | |
| Développement des mini-centrales hydrauliques au Zaïre | 37 |
| <i>Mulamba wa Kabasele</i> | |
| Tour d'horizon : le projet hydraulique Zoulou | 45 |
| <i>Robert S. Thornbloom</i> | |
| CONSIDERATIONS TECHNIQUES | 49 |
| Mini-projets hydrauliques (une présentation de dispositifs) | 51 |
| <i>Allen R. Inversin</i> | |
| Facteurs liés à l'hydrologie, à l'environnement et à la géologie conditionnant le choix du site mini-hydraulique | 57 |
| <i>Paul H. Kirshen</i> | |
| Impératifs en matière de données hydrologiques pour la construction de mini-centrales hydrauliques | 77 |
| <i>Walter D. Lawrence</i> | |
| Conception de l'équipement et possibilités de fabrication locale | 81 |
| <i>Reinhold Metzler</i> | |
| Régulateur électronique de charge et développements connexes | 91 |
| <i>Jack Woodward</i> | |
| Point de vue sur le développement des petites centrales hydrauliques | 97 |
| <i>Jaime Lobo Guerrero</i> | |
| Une démarche radicale en matière d'électrification rurale dans les pays en développement | 101 |
| <i>Hoesni Nasaruddin</i> | |

| | |
|--|----------------|
| CONSIDERATIONS ECONOMIQUES | 109 |
| Analyses de faisabilité économique relative aux mini-centrales hydrauliques | 111 |
| <i>Tobie E. Lanou</i> | |
| Application finale de la mini-centrale hydraulique | 119 |
| <i>Daniel J. Boyle</i> | |
| Implications financières des mini-centrales hydrauliques | 129 |
| <i>Paul J. Clark</i> | |
| Financement des mini-centrales hydrauliques décentralisées | 141 |
| <i>Douglas Gardner</i> <i>avec commentaires de Gaston Dossou</i> | |
| Aspects influant sur le coût des mini-centrales hydrauliques | 149 |
| <i>Jack J. Fritz</i> | |
| Redevances d'électricité applicables aux collectivités rurales | 155 |
| <i>Shashi C. Desai</i> | |
| CONSIDERATIONS INSTITUTIONNELLES | 159 |
| Formules de gestion applicables aux mini-centrales hydrauliques décentralisées | 161 |
| <i>Richard H. Brown</i> | |
| Gestion, formation professionnelle, exploitation et maintenance dans une mini-centrale hydraulique | 169 |
| <i>Rupert Armstrong Evans</i> | |
| Aspects institutionnels des programmes de mini-hydraulique | 175 |
| <i>Jack J. Fritz</i> | |
| Considérations relatives à la gestion des mini-centrales hydro-électriques | 181 |
| <i>Hédi Messolli</i> | |
| Effectifs et maintien des registres dans une mini-centrale hydraulique | 183 |
| <i>Aboki Semanou</i> | |
| Processus d'introduction de l'hydro-électricité en milieu rural | 137 |
| <i>Anton Soedjarwo</i> | |
| Mesures législatives de nature à stimuler la participation du secteur privé dans la construction des mini-centrales hydrauliques | 189 |
| <i>Donal T. O'Leary</i> | |
| CONCLUSION | 201 |
| Sommaire des recherches du groupe de travail sur la mini-centrale d'Aboisso | 203 |
| <i>Paul H. Kirshen</i> | |
| Discours de clôture | 209 |
| <i>Gaston Dossou</i> | |
| LISTE DES PARTICIPANTS | 211 |

TOUR D'HORIZON

Introduction

David Zoellner

**Développement de l'énergie hydraulique
dans les pays de l'Afrique sub-saharienne**

Lambert Konan

**Introduction à la technologie et au développement
des mini-centrales hydrauliques**

Maurice L. Albertson

Introduction

David Zoellner, Docteur ès sciences

Chef du programme de mini-centrales décentralisées
National Rural Electric Cooperative Association
Washington, D.C.

Sur les quelque 2,2 millions de mégawatts de ressources hydrauliques exploitables estimées dans le monde, l'Afrique en détient environ 360 000 MW, soit 16 %. Néanmoins, moins de 5 % de ce potentiel a été développé ce qui laisse une puissance non exploitée de 340 000 W, soit plus de vingt fois la capacité de production électrique totale actuelle du continent pris dans son ensemble (1).*

Ces chiffres prennent toute leur importance à la lumière des économies de la région, qui, selon la Banque mondiale, connaissent un rythme d'expansion double de celui des pays industrialisés, et se trouvent gravement limitées par l'insuffisance des ressources énergétiques locales. M. Donatien Bihuté, vice-président de la Banque Africaine de Développement, a souligné ce dilemme dans son introduction lors de la première séance plénière de ce séminaire "Les mini-centrales hydrauliques en Afrique". Le taux de consommation énergétique par tête à des fins commerciales en Afrique sub-saharienne correspond à un quart du taux global des pays en développement et approximativement à un vingtième du taux mondial. L'essentiel de l'énergie consommée est fourni par des sources thermiques qui sont tributaires du pétrole importé, ce qui alourdit le fardeau économique des pays de la région. Le déficit actuel de la balance des paiements des pays du Tiers-Monde importateurs de pétrole, qui ne regroupent que six des 52 Etats africains en développement, se chiffrait en 1981 à 80 milliards de dollars. Une ponction économique de cette envergure rend la tâche d'investir dans de nouvelles sources énergétiques particulièrement ardue et exige que les choix de dépenses entre les différentes options en présence soient soumis à un examen rigoureux en vue de maximiser la rentabilité.

Sur cette toile de fond, l'objectif du présent séminaire est donc de rendre les pays africains en développement mieux à même de repérer les possibilités et les moyens d'exploiter de façon pratique et économique les ressources hydrauliques des mini-centrales décentralisées.

M. Kana Mutombo, secrétaire général de l'Union des Producteurs, Transporteurs et Distributeurs d'Energie Electrique en Afrique notait dans son discours d'accueil que le succès du développement des mini-centrales hydrauliques n'est acquis que lorsque le coût de l'approvisionnement énergétique est compatible avec les ressources financières des consommateurs. Les débats, cette semaine, auront donc pour objectif non pas de comprendre la construction d'une mini-centrale mais plutôt les moyens de la mettre en oeuvre dans le contexte des besoins et des contraintes propres aux nations africaines.

Par conséquent, ce séminaire n'est pas simplement axé sur les aspects techniques du développement des mini-centrales hydrauliques. A dire vrai, la conception et la construction de ces installations sont assez simples, une fois la formule technique choisie. Le choix de la formule technique correcte est lui-même tributaire d'une vaste gamme de facteurs institutionnels et socio-économiques ; mais ceux-ci mis à part, d'autres questions, véritables gageures, telles que la gestion du système, la planification pour l'utilisateur final et le financement doivent également être prises en considération. La formule technique détermine d'une part l'investissement initial, mais l'intégration de l'unité construite dans le programme de développement global -- notamment dans le cadre institutionnel -- détermine d'autre part le coût final du projet sur toute sa durée de vie et sa validité globale en tant qu'instrument de développement. Ces deux aspects combinés permettront de définir si un financement peut être dégagé pour entreprendre le projet.

Comme l'indiquait M. Gordon Evans, directeur du bureau des services de développement économique régional pour l'Afrique de l'Ouest (REDSO/WA), il est essentiel d'établir une distinction entre le développement des mini et des grandes centrales. A l'échelon supérieur de la gamme de puissance, de 500 kW à 5 MW et au-delà, la mini-centrale hydraulique peut se substituer à la centrale thermique et approvisionner le réseau national sur une échelle considérable. A l'échelon inférieur de la gamme de puissance -- en deçà de 50 kW -- la mini-centrale peut ne

* A l'exclusion de la République sud-africaine.

fournir qu'une énergie suffisante pour satisfaire les besoins de quelques ménages dans une ville ; mais elle a été et reste en mesure de produire suffisamment d'énergie pour approvisionner des villages entiers et des petites villes rurales dont la consommation énergétique est plus modeste.

Vu la gamme de capacité étendue qu'offre les mini-centrales hydrauliques -- de quelque kilowatts à plusieurs mégawatts -- différentes options de mise en oeuvre sont possibles. On allègue souvent que les économies d'échelle majorent le coût des mini-centrales. Cet argument est juste lorsque les installations sont construites selon des formules conventionnelles, mais il néglige le fait que lorsque la taille d'une centrale tombe en-dessous d'une certaine puissance -- 100 kW environ -- le degré de complexité requis peut également être réduit, ce qui permet d'adopter des techniques économiques non envisageables dans une formule classique.

Le présent séminaire aborde ces deux options de développement -- conventionnel et non conventionnel -- dans le but de dégager les modalités de conception et de construction les plus rentables.

En outre, la mise en oeuvre d'une centrale va bien au-delà de la conception et de la construction. Si l'installation n'est pas raccordée au réseau national, à quoi servira l'énergie produite ? A quels besoins convient-il de répondre ? Quelles mesures doivent être prises pour garantir la croissance de la demande et quelle planification adopter pour satisfaire cette croissance ? Quel est le système de gestion convenable et faut-il associer les bénéficiaires directs de l'approvisionnement énergétique à la conception et à la maintenance de la centrale ? De quelle façon les différentes administrations locales doivent-elles coordonner leurs activités en vue de garantir la viabilité du programme de mini-centrales ?

La réponse à chacune de ces questions peut varier selon les dimensions, l'objectif et la nature du projet. Il est probable -- voire souhaitable -- que la conception globale, les normes d'équipement, les applications finales et la formule financière pour des projets d'1 MW ou de 10 kW seront différentes. Des difficultés surgissent lorsque des solutions identiques sont indifféremment appliquées. Voilà la leçon essentielle qu'il convient de tirer de l'expérience des pays du Tiers-Monde en ce qui concerne le développement des mini-centrales hydrauliques.

Le but de ce séminaire est avant tout de présenter cette expérience aux représentants des pays africains en développement et de leur offrir la possibilité de tirer les enseignements des succès et des échecs des autres nations. Cette enceinte rassemble des experts du Pakistan, de l'Equateur, de la Malaisie, de la Grande-Bretagne, de l'Indonésie, de la Colombie, de la République Fédérale d'Allemagne, de la Nouvelle-Zélande, du Zaïre, de la Côte-d'Ivoire, du Maroc, du Libéria, de la Haute-Volta et des Etats-Unis, tous expérimentés dans les formules variées du développement des mini-centrales hydrauliques, pour la tâche qui nous incombe. Dans les exposés, les discussions en groupe de travail, la présentation d'études de cas, les échanges des comités d'experts et la recherche en groupes d'étude, les solutions aux questions et aux problèmes communs des pays du Tiers-Monde seront abordés en détail.

On ne pourra mesurer l'impact bénéfique de ce séminaire que hors des salles de réunion de la Banque Africaine de Développement, lieu de cette rencontre. Les discussions qui se dérouleront à Abidjan à l'occasion de ce séminaire doivent susciter d'autres discussions entre les participants eux-mêmes dans leurs différents pays sur le potentiel existant et les moyens de l'exploiter. Les recherches en groupe d'étude doivent déboucher sur la formulation de méthodologies pratiques pour évaluer les ressources hydrauliques de petite envergure et sélectionner les projets selon les conceptions, les applications finales, les systèmes de gestion et les formules de financement appropriées. La recherche sur le terrain à Aboisso et les études de cas de la Côte-d'Ivoire, de l'Equateur, du Pakistan et du Zaïre ne sont utiles que dans la mesure où elles permettent de comprendre que différentes formules conceptuelles sont réalisables lorsqu'il s'agit de développer le site d'un projet concret.

Ce séminaire constitue une tribune où nombreux seront les points de vue exprimés. Les participants se verront bientôt devant la tâche cruciale de déterminer l'opportunité de chacune des formules proposées pour la mise en valeur des ressources hydrauliques de petite envergure dans leurs pays respectifs et, ultérieurement, l'exploitation de ce potentiel.

REFERENCE BIBLIOGRAPHIQUE

1. NRECA. Compte rendu du séminaire de la NRECA sur les petites centrales hydro-électriques, Quito, Equateur, août 1980. Washington D.C. : National Rural Electric Cooperative Association, 1981.

Développement de l'énergie hydraulique dans les pays de l'Afrique sub-saharienne *

Lambert Konan

Directeur général
Energie Electrique de la Côte-d'Ivoire
Atidjan, Côte-d'Ivoire

INTRODUCTION

Les pays du Tiers-Monde sont constamment assaillis de difficultés énormes et variées qui viennent contrecarrer les plans établis par leurs responsables politiques et techniques. Au cours des dix dernières années, la crise énergétique internationale, la détérioration des termes de l'échange, la raréfaction du financement pour l'achat de biens d'équipement et l'inflation se sont liguées pour faire du problème de l'approvisionnement énergétique une question particulièrement délicate.

Les nations africaines ne sont pas à l'abri de ces difficultés. Au contraire, n'ayant gagné que récemment leur indépendance, elles apparaissent plus vulnérables à la crise énergétique que d'autres pays.

La nécessité du présent séminaire et d'autres initiatives semblables se fait cruellement sentir pour offrir aux responsables africains la possibilité de mieux s'informer sur le potentiel des ressources locales telles que les mini-centrales.

Les organisations parrainant ce séminaire sont éminemment qualifiées pour contribuer à cet effort important, vu leurs compétences étendues en matière de développement rural. Près de 1 000 coopératives d'électricité, membres de la National Rural Electric Cooperative Association, collaborent conjointement dans le domaine de l'électrification depuis une quarantaine d'années ; la Banque Africaine de Développement s'y consacre depuis vingt ans environ ; et près de 20 sociétés d'électricité, membres de l'Union des producteurs, transporteurs et distributeurs d'énergie électrique en Afrique (UPDEA) se spécialisent dans cette branche depuis plus de 10 ans.

C'est dans ce domaine capital de l'approvisionnement énergétique que les pays africains se trouvent confrontés à de graves difficultés. Les raisons en sont multiples, mais l'on peut citer notamment :

- l'absence d'une infrastructure industrielle adéquate,
- le manque de main-d'oeuvre locale qualifiée,
- l'insuffisance des ressources financières,
- la détérioration du système international des échanges.

En outre, les efforts qu'ont consentis ces pays pour résoudre leurs difficultés ont été entravés de surcroît par l'attitude des nations industrialisées, peu disposées -- étant motivées par leur intérêt propre -- à considérer ces problèmes dans une perspective africaine.

INSUFFISANCE DES CONNAISSANCES SUR LE POTENTIEL ENERGETIQUE

Les nations de l'Afrique sub-saharienne connaissent très imparfaitement le potentiel réel de leurs ressources, même si les experts s'accordent pour dire qu'il est immense, égalant celui du reste du continent. Ces lacunes sont avant tout imputables à l'absence d'explorations adéquates. La plupart des pays qui se targuent aujourd'hui de programmes de prospection pétrolières ont dû attendre, jusqu'à une date très récente, que les compagnies étrangères veulent bien s'intéresser aux ressources de l'Afrique sub-saharienne.

Aussi récente que soit cette prospection pétrolière, les recherches restent quasiment nulles en ce qui concerne l'uranium ou le charbon et limitées en matière de potentiel hydraulique. Nombreux sont les projets hydro-électriques importants mis en oeuvre, mais l'évaluation des ressources se fait en général dans chaque site séparément, non sur une échelle globale, nationale ou régionale. En conséquence, il n'est guère surprenant que, dans le domaine des ressources énergétiques, le calcul des coûts pour l'Afrique et la plupart du Tiers-Monde, se limite pour l'essentiel à des estimations.

La première évaluation à long terme des perspectives énergétiques dans les pays en

* A l'exclusion de la République sud-africaine.

développement n'a pas été rendue publique avant septembre 1980, à l'occasion de la 10e conférence mondiale sur l'énergie (CME) qui s'est tenue à Munich, en République fédérale d'Allemagne (1). Cette étude a été entreprise en 1978 à la demande de la commission spéciale sur les problèmes énergétiques des pays en développement, organisme fondé au cours de la réunion du conseil exécutif international de la CME à Banff (Canada). La démarche "régionaliste" adoptée au cours de cette réunion a permis de comprendre les réalités énergétiques du Tiers-Monde. Les informations présentées indiquent que l'Afrique détient des ressources immenses, avec une part de 25 à 30 % du potentiel hydraulique mondial ; pourtant, une portion infime de ces capacités est actuellement exploitée.

Une autre raison qui explique l'insuffisance des connaissances sur les ressources énergétiques locales du continent est que les Africains ne sont pas associés à l'évaluation des ressources, à l'analyse des données ou à l'interprétation des résultats obtenus. Et parce qu'ils n'y sont pas associés, ils ignorent la plupart des découvertes qui interviennent dans leurs pays respectifs.

MANQUE D'INFRASTRUCTURE INDUSTRIELLE

Ce qui vaut pour l'évaluation des ressources s'applique également à leur mise en valeur vu que les pays africains ne disposent pas de l'infrastructure industrielle requise pour les exploiter. Même dans le secteur hydro-électrique, bien connu pour les bonnes perspectives de profit qu'il peut offrir, il faut importer la totalité de l'équipement électromécanique et ce sont les compagnies d'experts-conseil étrangères qui se chargent, de surcroît, de l'ingénierie. Par conséquent, les Africains n'exercent aucun contrôle sur le coût des projets d'équipement énergétique ; c'est un tiers qui détermine le prix de l'énergie nécessaire au développement de leurs pays.

De ce fait, la formation professionnelle revêt une importance économique dans ce secteur particulier, car il est plus crucial que jamais de bâtir "une économie originale, créative et interdépendante où l'infrastructure des biens n'exclut pas la formation des hommes". L'expérience des pays arabes producteurs de pétrole prouve qu'une telle politique économique, confère, à tout le moins, un atout dans les négociations. M. Félix Houphouët-Boigny, président de la Côte-d'Ivoire, déclarait récemment :

Le jour où nous cesserons de vendre nos matières premières comme nous l'avons fait jusqu'à présent, le jour où nous aurons la capacité de développer indépendamment les

ressources agricoles et minérales de notre nation, le jour sera venu où nous parlerons un autre langage, le langage du respect des intérêts en présence.

La protection des intérêts respectifs constitue le véritable enjeu des négociations entre les pays développés et les pays en développement. Les Africains veulent une juste rétribution pour leurs matières premières afin d'être en mesure de rembourser leurs dettes. Malheureusement, les pays pauvres sont contraints de s'endetter davantage envers les pays industrialisés afin d'accélérer leur propre industrialisation qui devrait leur permettre d'assurer 25 % environ de l'approvisionnement énergétique mondial en l'an 2000.

INSUFFISANCE DE DECENTRALISATION

L'insuffisance de la décentralisation aiguë également les problèmes d'approvisionnement énergétique des pays africains. Le caractère centralisé de la production exige généralement que l'énergie produite dans un lieu donné soit transportée sur de longues distances jusqu'au centre d'utilisation, qui est presque invariablement la capitale et sa proche banlieue.

D'autres difficultés sont spécifiques à l'énergie hydro-électrique. Cette source d'énergie, abondante dans les régions boisées, se raréfie de plus en plus au nord de l'Equateur et disparaît complètement dans la plupart des pays du Sahel. Même dans les zones forestières, la topographie locale ne permet pas toujours la construction de barrages rentables, parce que l'équipement requis suppose des ressources en eau qui peuvent atteindre plusieurs millions de mètres cubes même pour une mini-centrale.

De telles difficultés ont fréquemment conduit à négliger les petites centrales hydrauliques au profit de centrales diesel alimentées par un combustible distillé onéreux. Etant donné toutefois que les coûts du pétrole ont augmenté à plusieurs reprises depuis 1973, les pays importateurs ont tenté de diversifier leurs sources énergétiques afin d'atteindre un certain degré d'indépendance.

En Côte-d'Ivoire, l'incidence de ces majorations de coût a été immédiate. Tout comme la réaction des autorités responsables du secteur énergétique.

Avant le premier embargo pétrolier de 1973, la compagnie Energie Electrique de la Côte-d'Ivoire (EECI) était parvenue à maintenir son équilibre financier sans augmenter les redevances, bien que l'énergie électrique ait été fournie en majeure partie par des centrales

thermiques. Les tarifs sont restés les mêmes de 1964 à 1973. Dès l'augmentation du prix du pétrole, il devint nécessaire de majorer les redevances. La politique répercuter sur le consommateur les augmentations de coût n'aurait pu être maintenue au fil des majorations successives du prix du pétrole sans problèmes majeurs. Par conséquent, la Côte-d'Ivoire ne pouvait continuer à tabler uniquement sur les centrales thermiques pour produire son électricité. La diversification devint impérative. La recommandation de l'ECCI adoptée en 1975 pour mettre en valeur les ressources hydrauliques se fixait deux objectifs : tendre vers l'indépendance énergétique et contrôler les redevances applicables au consommateur. Les résultats se sont montrés particulièrement encourageants et ont démontré la justesse du choix en faveur de l'énergie hydraulique.

Avant qu'aucun gouvernement n'arrête une décision en matière de développement de centrale hydrauliques, il lui faut disposer d'une connaissance fouillée des ressources hydro-électriques du pays. C'est dans cet esprit que l'ECCI a décidé en 1976 d'actualiser les recensements effectués en 1962 et en 1972. Ces nouveaux relevés ont exigé deux ans d'évaluation systématique des ressources pour déterminer le potentiel réel de la Côte-d'Ivoire, établi à 13 500 GWh, production des micro-centrales hydrauliques incluse. Ce chiffre peut paraître faible au regard du potentiel d'autres pays, mais il représente une énergie suffisante pour satisfaire la totalité des besoins de la Côte-d'Ivoire jusqu'à l'an 2010. Vingt pour cent seulement de ce potentiel est exploité à l'heure actuelle.

Cet inventaire ne s'est pas borné à recenser les grosses centrales hydrauliques. Au contraire, il inclut des sites plus petits pouvant se prêter à l'exploitation de micro-centrales. En dépit du fait que de grandes installations sont déjà en cours de réalisation, la Côte-d'Ivoire continue à s'intéresser aux petites mini-centrales hydrauliques pour plusieurs raisons :

- La recherche d'une véritable indépendance énergétique exige que toutes les ressources nationales disponibles soient prises en considération, petites centrales hydrauliques y compris. En Côte-d'Ivoire, ces installations représentent environ 10 % du potentiel hydro-électrique total.
- Le développement des mini-centrales hydrauliques répond à l'objectif d'indépendance technique en permettant à des ingénieurs ivoiriens d'acquérir de l'expérience, vu que la technologie est, comparativement à d'autres, relativement simple. La formation "sur le tas" est

bien entendu essentielle. Il est vain de parler du transfert de technologie si celui-ci n'est pas entrepris de façon concrète.

- Les mini-centrales hydrauliques peuvent aussi permettre d'optimiser l'usage des ressources nationales en eau ; par exemple, les barrages d'irrigation peuvent généralement être équipés pour produire de l'électricité. C'est pourquoi l'ECCI les a inclus dans son recensement de 1976. En outre, l'installation de petites unités de production en amont de centrales hydrauliques peut contribuer à réduire la perte d'eau par évaporation, accroissant ainsi le rendement des installations hydro-électriques situées en aval.

La décision de conférer un caractère prioritaire à la mise en valeur des ressources hydro-électriques en Côte-d'Ivoire a débouché sur des résultats positifs et a suscité ce que l'on nomme couramment aujourd'hui "le tournant hydraulique" du pays. Le contrôle des coûts de l'électricité est un produit direct de cette décision. Une autre conséquence est d'avoir aiguisé la prise de conscience des responsables techniques. La volonté d'équiper au mieux les centrales a relancé l'étude du projet hydro-électrique de Soubré. Il en a résulté une élévation du niveau des eaux stockées de 6,5 m, ce qui a fait passer la puissance installée de 288 MW à 328 MW et accru la productivité moyenne annuelle de 9 %.

C'est le développement du site de Taabo en 1979 et du site de Buyo en 1980 qui a permis l'avènement "du tournant hydraulique". Ces deux projets ont jeté les fondements d'un changement radical dans l'utilisation des ressources nationales du pays. Aujourd'hui, plus de 90 % de la production électrique de la Côte-d'Ivoire est fournie par des centrales hydro-électriques ; leur part n'était que de 15 % il y a seulement quatre ans. Les économies substantielles qu'offre l'hydro-électricité augmenteront lors de la mise en service des autres centrales, notamment de celle de Soubré, qui devrait fonctionner à pleine capacité en 1985.

La politique tarifaire actuelle de l'ECCI favorisée par les économies que permet de réaliser l'hydro-électricité sert les intérêts financiers du consommateur. Jusqu'à présent, les redevances n'ont dû être majorées que de 9 % seulement. Si plus de 70 % du système de production s'était trouvé alimenté par l'énergie thermique, comme ce fut le cas par le passé, cette majoration aurait atteint au minimum 25 %. L'avantage économique est évident, qu'il s'agisse du niveau de vie de la population du pays ou de la compétitivité des entreprises.

Les ressources hydrauliques, micro-centrales y compris, contribuent à la paix sociale et à l'harmonie nationale parce qu'elles favorisent la prise de contrôle en matière de fixation des prix de l'électricité et peuvent servir des objectifs multiples. Alléger la dépendance vis-à-vis du pétrole ne constitue qu'un avantage parmi d'autres.

AUTRES SOURCES ENERGETIQUES

Malencontreusement, les ressources hydrauliques ne sont pas réparties de façon uniforme en Afrique ; en fait, les pays du Sahel en sont totalement dépourvus. Presque partout, y compris dans les zones rurales, le caractère fragmentaire et minime de la demande en électricité oblige les Africains à avoir recours à d'autres ressources plus répandues. C'est pourquoi les organisations économiques à l'échelon sous-régional confèrent une importance particulière aux nouvelles sources d'énergie, notamment l'énergie solaire, la biomasse mais aussi l'énergie éolienne. Le potentiel énergétique global de l'Afrique figure parmi les plus élevés du monde.

Dans les pays membres de la Communauté Economique de l'Afrique de l'Ouest et du Comité Inter-Etats de Lutte contre la Sécheresse au Sahel, par exemple, la période ensoleillée -- même si elle varie selon les saisons et les localités -- se situe entre 1 800 heures par an à Abidjan et 3 600 heures à Agadès. Le rayonnement total à la surface de la Terre est suffisant pour fournir tout au long de l'année 5 à 8 kWh par m² et par jour.

Bien que l'on ne dispose pas de chiffres fiables sur la biomasse, la variété des résidus d'origine agricole, sylvestre ou animale en Afrique

permet d'avancer que le continent est doté, avec la biomasse, d'une source d'énergie très importante.

Le potentiel éolien, extrêmement variable d'un pays à l'autre, atteint une puissance suffisante pour que l'on puisse envisager certaines applications en vue de produire de l'électricité et pomper de l'eau.

Ces ressources peuvent couvrir la modeste demande de bon nombre de localités rurales dispersées. Il n'est donc guère surprenant que beaucoup de pays et d'organisations à l'échelon sous-régional placent de grands espoirs dans ces sources énergétiques. On escompte non seulement qu'elles satisfassent les besoins énergétiques de la population mais qu'elles permettent d'aborder d'autres problèmes, comme celui du phénomène alarmant de l'exode rural.

Les micro-centrales hydrauliques, qui ne concurrencent pas d'autres sources d'énergie, peuvent contribuer à la satisfaction de ces besoins. Toutefois, il est capital de connaître le potentiel hydraulique exact et de savoir comment en tirer parti dans le contexte local. L'impact local, mais aussi national et socio-économique de la micro-centrale hydraulique peut être d'une grande portée ; il importe donc de ne pas négliger la mise en valeur de cette importante ressource énergétique.

REFERENCE BIBLIOGRAPHIQUE

1. Frish Jr. "Perspectives énergétiques des pays en voie de développement: Horizon 2010." Compte-rendu de la 10ème conférence mondiale sur l'énergie, Munich. République fédérale d'Allemagne, septembre 1980.

Introduction à la technologie et au développement des mini-centrales hydrauliques

Maurice L. Albertson, Docteur ès sciences

Professeur de génie civil
Université d'Etat du Colorado
Ft. Collins, Colorado

GENERALITES

Les mini-centrales hydrauliques ont été exploitées à travers le monde depuis des milliers d'années. Les roues fournissaient l'énergie mécanique nécessaire à la mouture des céréales et à l'élévation de l'eau pour l'approvisionnement des communautés et l'irrigation des terres en Egypte, au Moyen-Orient, en Inde et en Chine. Vers 200 après J.C., les Romains bâtirent un complexe de seize moulins à farine équipés de roues "en-dessus" à augets verticaux et d'engrenages permettant une variation de la vitesse et une production de 28 tonnes de farine par jour.

Au cours des siècles, le perfectionnement de la conception a permis d'augmenter la capacité des roues hydrauliques et de les utiliser pour la mouture et le broyage des grains, le sciage du bois, la mise en marche des rouets et des métiers à tisser, le travail de la pierre et l'élévation de l'eau. Au XIVe siècle, des dizaines de milliers de roues hydrauliques fournissaient de l'énergie mécanique en Europe. Cinq siècles plus tard, la mise au point de la turbine permit également de faire de l'énergie hydraulique une source d'énergie électrique. Cette évolution, qui culmina avec la mise au point du courant alternatif en 1901, ouvrit la voie aux progrès plus récents en matière d'énergie hydro-électrique.

Bien que le potentiel hydraulique mondial soit énorme (supérieur à 2,2 millions de MW), 13,6 % seulement des ressources ont été mises en valeur (voir Tableau 1). Sur cette capacité totale, l'Afrique détient un potentiel de 0,437 million de MW (près de 20 % de la capacité mondiale), dont moins de 2 % sont exploités. La moitié de l'hydro-électricité produite est fournie par trois grands barrages : Assouan sur

le Nil, Kariba en Afrique de l'Est et Akosombo au Ghana (3). En d'autres termes, le potentiel hydraulique de l'Afrique est à peine exploité. Avec une planification appropriée, cette énergie peut satisfaire probablement presque tous les besoins de l'Afrique à mesure que les nations du continent se développent et avancent vers le XXIe siècle.

L'énergie hydraulique a été définie en termes de grande centrale, petite centrale, mini-centrale et micro-centrale. Ces termes sont quelque peu ambigus, mais une étude des ouvrages de langue anglaise sur le sujet définit le champ d'application suivant : *

| | |
|---------------|-----------------|
| micro-hydro : | moins de 100 kW |
| mini-hydro : | 100 à 500 kW |
| small hydro : | 500 kW à 50 MW |
| large hydro : | plus de 50 MW |

En général, il est plus rentable de planifier la mise en valeur des ressources hydrauliques en vue d'applications multiples, notamment :

- production d'énergie,
- navigation,
- irrigation,
- régularisation des sédiments,
- régularisation des crues,
- aires de détente,
- approvisionnement en eau des villes et des industries,
- pêcheries.

Une étude d'ingénierie des systèmes hydrauliques peut permettre de déterminer l'importance qu'il convient d'accorder à chacun de ces secteurs dans la planification et la conception d'un seul projet. A l'aide de l'ordinateur électronique à calcul numérique, les opérations de simulation, d'optimisation et de maximisation sont devenues un outil indispensable de la technologie hydraulique.

TECHNOLOGIE DE L'ENERGIE HYDRAULIQUE

Dans une grande centrale hydraulique type (voir Fig. 1), l'électricité est développée par le générateur qui est actionné par la turbine. Un canal d'amenée dérive l'eau vers la turbine depuis le barrage qui sert à réguler le régime

* L'usage courant de ces expressions en français semble plus ambigu encore. Dans la présente publication, le terme "mini-centrale hydraulique" fait référence à toute la gamme des installations dont la capacité est comprise entre 100 kW et 1 MW. L'expression "micro-centrale hydraulique" recouvre les installations dont la capacité est inférieure à 100 kW.

TABLEAU 1. Puissance hydro-électrique installée dans le monde et capacités de production, 1974

| Continent ou région | Potentiel total (MW) | Part du potentiel mondial total (pourcentage) | Puissance installée (MW) | Puissance installée (pourcentage) | Capacité de production moyenne annuelle (GWh) | Part de la capacité de production totale mondiale (pourcentage) | Capacité annuelle moyenne de production exploitée (GWh) | Part de la puissance installée (pourcentage) |
|--------------------------|----------------------|---|--------------------------|-----------------------------------|---|---|---|--|
| Afrique | 437 104 | 19,3 | 8 154 | 1,9 | 2 019 934 | 20,6 | 30 168 | 1,5 |
| Asie (sans l'U.R.S.S.) | 684 337 | 30,3 | 47 118 | 6,9 | 2 638 169 | 26,9 | 198 433 | 7,5 |
| Europe (sans l'U.R.S.S.) | 215 407 | 9,5 | 103 998 | 48,3 | 722 368 | 7,4 | 382 317 | 52,9 |
| U.R.S.S. | 269 000 | 11,9 | 31 500 | 11,7 | 1 095 000 | 11,2 | 123 000 | 11,2 |
| Amérique du Nord | 330 455 | 14,7 | 90 210 | 27,3 | 1 487 847 | 15,2 | 453 334 | 30,5 |
| Amérique du Sud | 288 289 | 12,7 | 18 773 | 6,5 | 1 637 031 | 16,7 | 91 415 | 5,6 |
| Océanie | 36 515 | 1,6 | 7 609 | 20,8 | 202 071 | 2,0 | 28 897 | 14,3 |
| Total | 2 261 107 | 100 | 307 362 | 100 | 9 802 420 | 100 | 1 307 564 | 100 |

Sources : Conférence mondiale sur l'énergie, enquête sur les ressources énergétiques, New York, 1974 ; Energy Perspectives, U.S. Department of the Interior, juin 1976.

des eaux et à les stocker pour un usage futur. La hauteur de chute sur la turbine est la différence de niveau entre le niveau supérieur du déversoir et le niveau de restitution.

L'exemple le plus simple d'une mini-centrale (voir Fig. 2) est une au fil de l'eau qui se passe de barrage de retenue. Cette installation dérive l'eau de la rivière vers la turbine située en aval et la refoule ensuite dans la rivière. L'eau peut être amenée à la turbine de deux façons, selon le terrain :

- Lorsque la rivière coule selon une forte déclivité dans une gorge étroite, l'eau est souvent dérivée directement dans la conduite forcée.
- Lorsque la pente d'inclinaison de la rivière est plus graduelle, l'eau doit être détournée sur une plus grande distance pour obtenir la même hauteur de chute. Dans ce cas, il est souvent plus rentable de dériver l'eau dans un canal d'amenée ou une conduite de faible pression, qui est installé au-dessus de la rivière selon une déclivité très graduelle et raccordé directement au-dessus de la turbine. En ce point, l'eau vient alimenter la turbine.

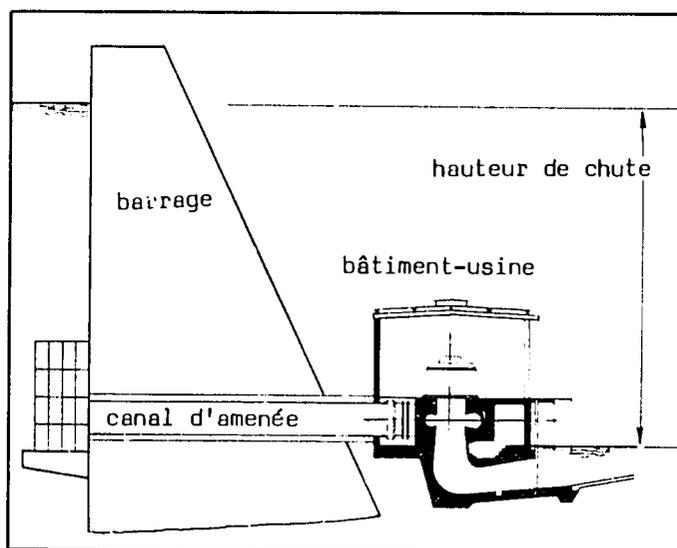


Fig. 1. Configuration type d'une grande centrale hydraulique (9).

Dans ces deux méthodes, l'objectif est de concentrer la hauteur de chute sur la plus courte distance possible afin de réduire la longueur -- et donc le coût -- du canal d'amenée.

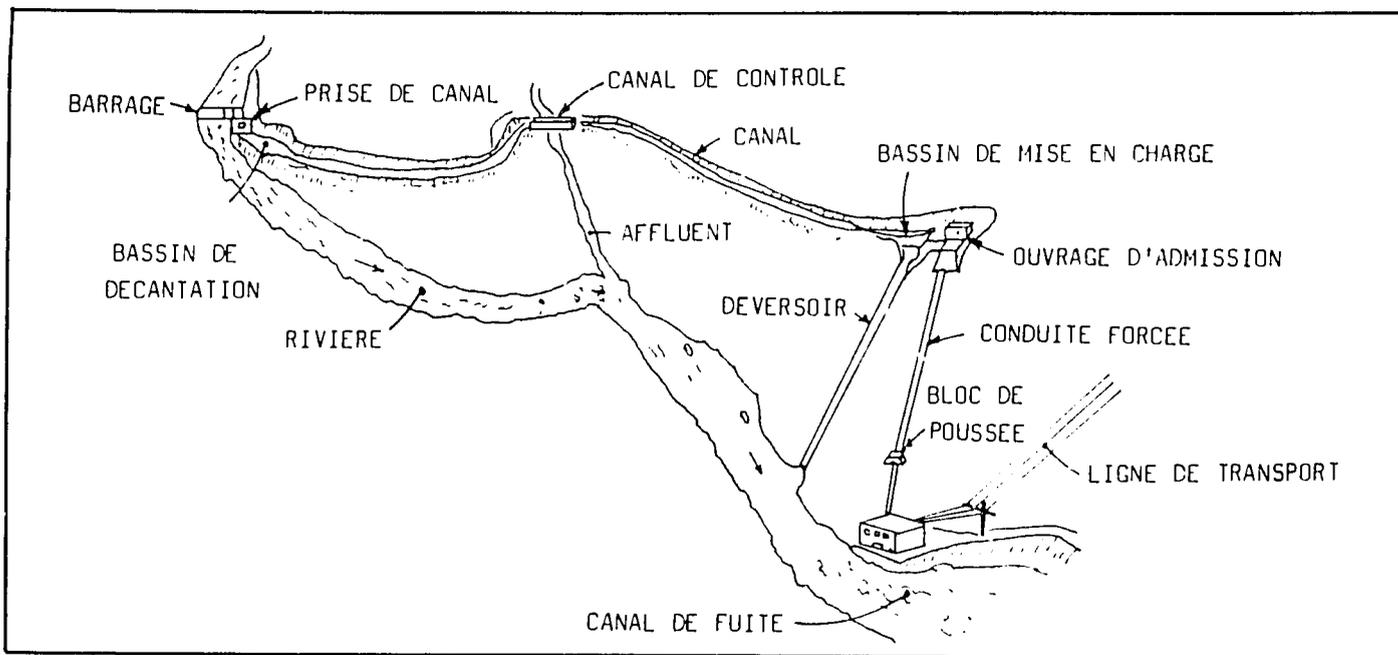


Fig. 2. Mini-centrale hydraulique type installée au fil de l'eau (6).

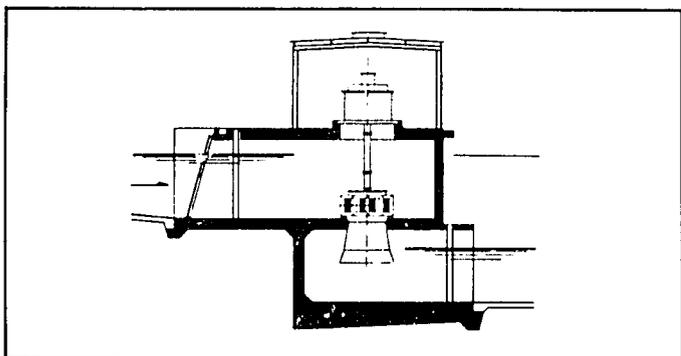


Fig. 3. Configuration de turbine dans une mini-centrale de basse chute sans conduite forcée (1).

Dans une centrale hydraulique au fil de l'eau, un barrage onéreux n'est pas nécessaire. Un ouvrage de prise est nécessaire pour stabiliser et réguler l'eau entrant dans la prise d'amont. Quand le niveau de l'eau de la rivière est élevé, la prise doit être protégée pour ne pas être emportée ; lorsque le niveau de l'eau est bas, presque toute l'eau doit être détournée vers la prise pour obtenir le débit nécessaire à la production d'énergie.

Une centrale hydraulique au fil de l'eau présente un avantage supplémentaire si l'eau utilisée pour produire l'énergie hydraulique sert aussi à d'autres usages. La centrale au fil de l'eau ne détourne le cours de la rivière que sur une courte distance ; les eaux ne sont jamais retenues pour empêcher l'utilisation du cours d'eau en aval. Par conséquent, une centrale au fil de l'eau s'inscrit rarement en contradiction avec l'environnement ou les autres applications hydrauliques. Si l'eau est stockée

pour couvrir les périodes de consommation de pointe ou assurer la soudure en électricité pendant la saison sèche, les besoins hydrauliques sont plus susceptibles de concurrencer d'autres objectifs, tels que l'irrigation et la régularisation des crues. Néanmoins la création d'une capacité de stockage dans le cadre d'un projet hydraulique doit servir ces autres objectifs.

Une centrale hydraulique peut aussi comporter un bassin de mise en charge et un conduit d'aspiration, chaque élément améliorant la performance de l'installation. Le bassin de mise en charge réduit l'effet des petites fluctuations de l'eau qui entre et les variations de courte durée du débit d'eau turbiné. Il peut aussi assurer le stockage provisoire de l'eau, rendu nécessaire par l'irrégularité de la prise d'eau par la turbine. Le conduit d'aspiration permet de convertir l'énergie cinétique résiduelle de l'eau à la sortie de la turbine en énergie potentielle. Ceci réduit la pression exercée sur le côté aval de la couronne mobile de la turbine.

Si le bassin de mise en charge et le conduit d'aspiration accroissent le rendement, ils augmentent aussi les coûts et ne sont pas absolument essentiels au fonctionnement de la centrale. Dans le même ordre d'idées, c'est le volume d'eau et la hauteur de chute qui déterminent, dans une large mesure, l'opportunité du canal d'aménée. Quand il s'agit de centrales sous très faible hauteur de chute, le canal d'aménée peut être éliminé et l'eau du canal de charge peut être acheminée directement vers la turbine (voir Fig. 3).

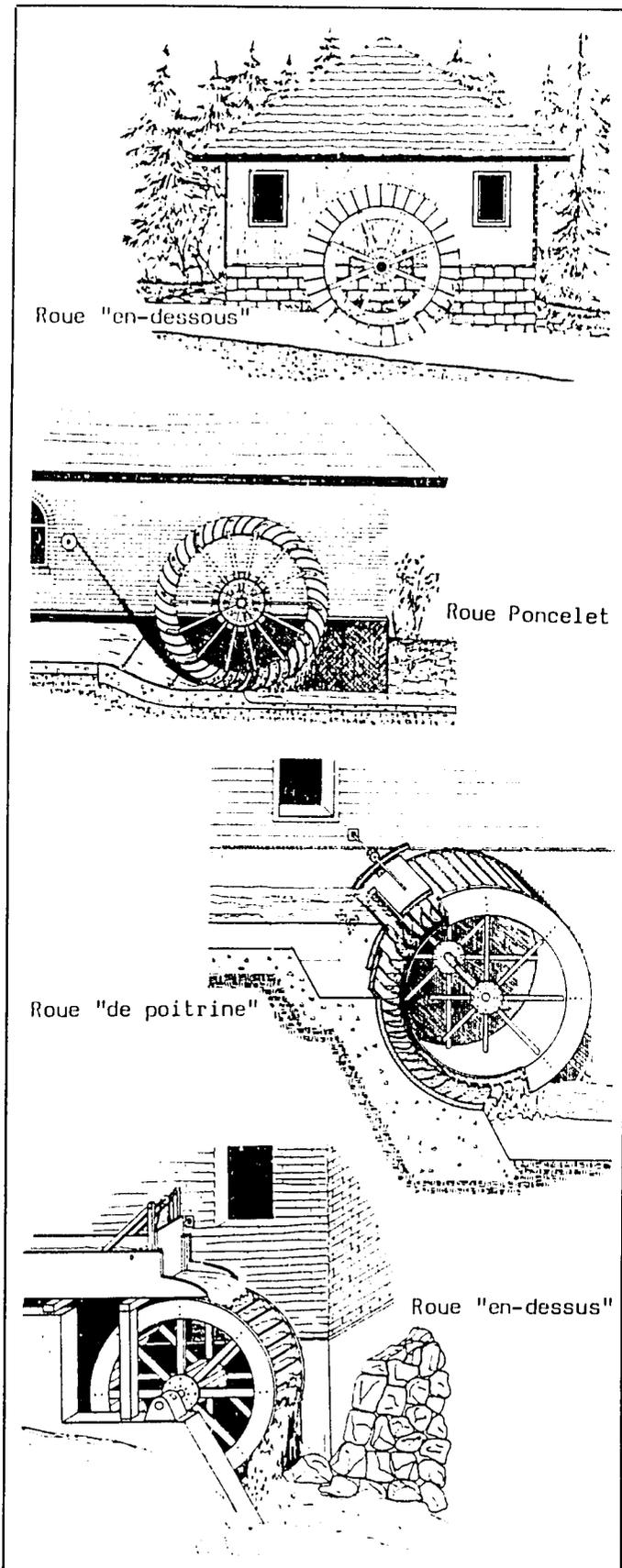


Fig. 4. Roues hydrauliques (en-dessous, Poncelet, de poitrine et en-dessus) (1).

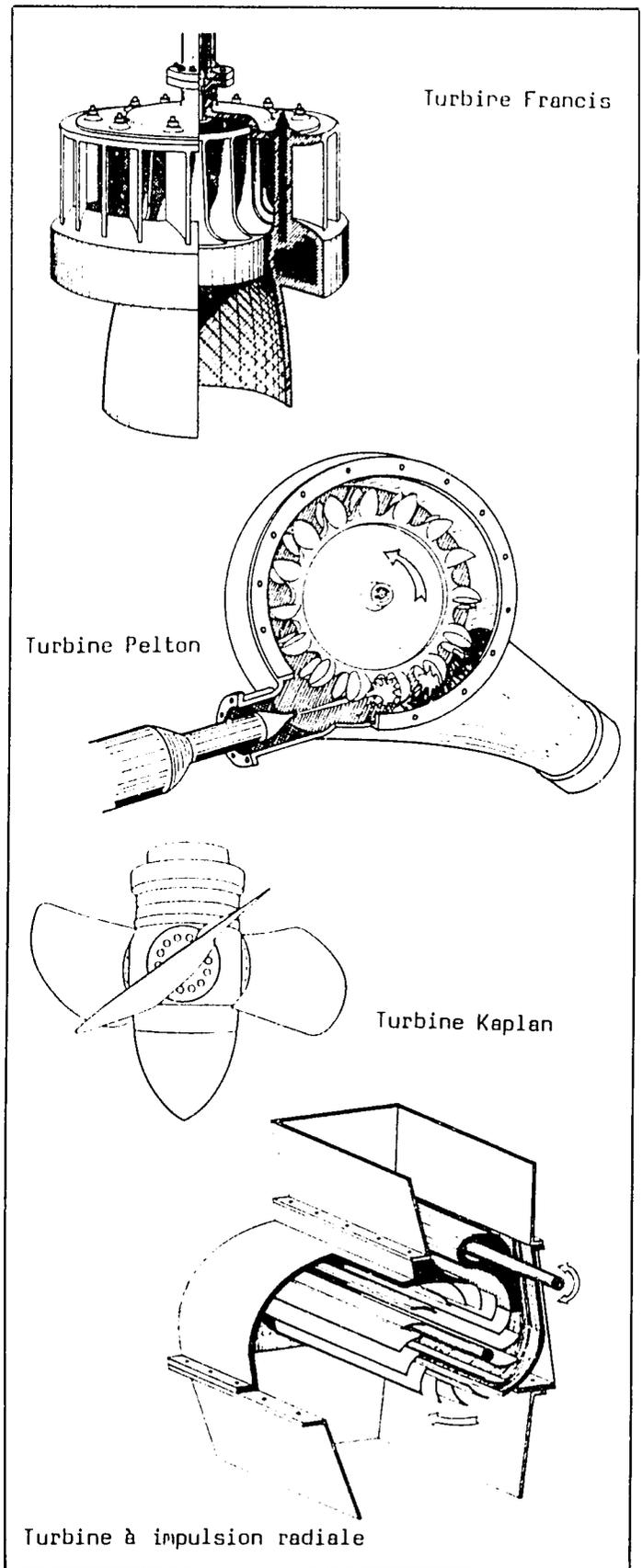


Fig. 5. Turbines (Francis, Pelton, Kaplan et à impulsion radiale) (1).

Dans les installations hydrauliques on utilise couramment des régulateurs mécaniques pour contrôler la fréquence de l'électricité produite. Cependant, dans les micro-centrales cette dépense n'est pas nécessaire. Un système électronique de régulation de charge peut y suppléer.

Les installations décrites ci-dessus ont souvent un rendement de 60 % à 70 % selon la conception retenue. Bien que ce chiffre peut paraître faible, il est possible avec un écoulement et une hauteur de chute adéquats d'augmenter la production en accroissant simplement le volume d'eau arrivant à la turbine qui sera nécessairement un modèle plus grand. Des collectivités au Pakistan et en Chine ont récemment construit des milliers de groupes hydrauliques de faible rendement fournissant de l'électricité qui, autrement, n'aurait pas été disponible.

Une analyse hydrologique est nécessaire pour évaluer si l'écoulement est suffisant pour permettre l'exploitation et, si tel est le cas, déterminer la taille des unités de production. L'analyse hydrologique est une étude du débit du cours d'eau, des nappes souterraines et des relevés de précipitations. Les données dérivées de ces analyses ainsi que les renseignements topographiques servent à déterminer la dimension maximum de la turbine et du générateur. Puisque les besoins de la collectivité n'exigent pas nécessairement une turbine et un générateur de taille maximum, il convient aussi d'évaluer la demande potentielle en énergie hydraulique.

Différents types de générateurs et d'équipement électrique peuvent être utilisés pour une mini-centrale hydraulique. Puisque ceux-ci sont des composants standards communs à la plupart des systèmes de production d'énergie, point n'est besoin d'entrer dans les détails. Il convient de noter qu'une mini-centrale peut être soit raccordée au réseau national, soit exploitée de façon autonome.

Roues hydrauliques et turbines

Les différents types de roue hydraulique et de turbine sont illustrés respectivement aux Figs. 4 et 5. La Fig. 6 présente les plages types de fonctionnement des différentes turbines. La roue hydraulique à augets verticaux a un arbre horizontal. Elle est lente et particulièrement bien adaptée au broyage, à la mouture des grains, au fonctionnement d'outils tels que, presse de forage, tour ou scie ou d'équipement tel que, pompes et génératrices, muni d'un mécanisme multiplicateur pour augmenter la vitesse de rotation de l'arbre. Bien que son rendement soit bien moindre que celui de la turbine, cette roue est moins complexe et

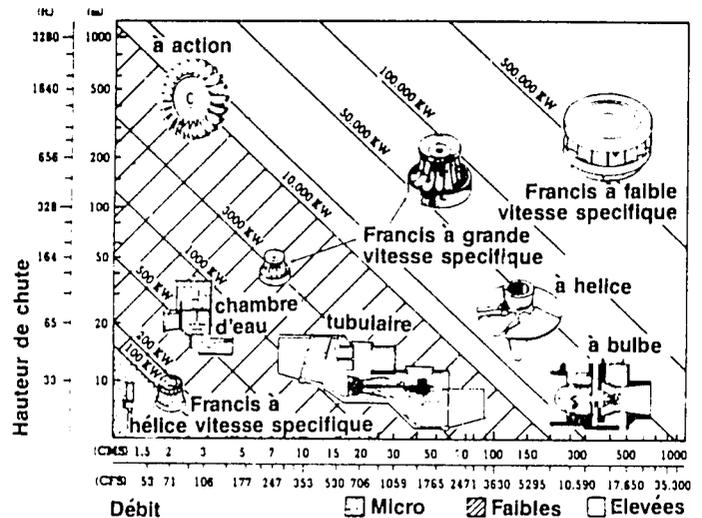


Fig. 6. Plages types de fonctionnement des différentes turbines (2).

moins chère (voir Tableau 2 pour les plages de rendement). Elle peut être réparée et entretenue par un personnel semi-qualifié. Dans la roue "en-dessous" et la roue Poncelet, l'eau est dirigée vers la partie inférieure de la roue et pour la roue "de poitrine" et la roue "en-dessus" l'eau est amenée vers la partie supérieure de la roue.

TABLEAU 2. Plages types de rendement des petites roues hydrauliques et des turbines (1)

| Type | Rendement (pourcentage) |
|---------------------------|-------------------------|
| Roues hydrauliques | |
| "en-dessous" | 25-45 |
| "de poitrine" | 35-65 |
| Poncelet | 40-60 |
| "en-dessus" | 60-75 |
| Turbines | |
| à réaction | 80 |
| à action | 80-85 |
| à impulsion radiale | 60-80 |

La roue "en-dessous" est la roue hydraulique la plus élémentaire. Elle peut fonctionner sous une hauteur de chute de 30 cm seulement, mais la hauteur optimale est de 2 à 5 m. En général, le diamètre de la roue est de 5 m. Cette roue a un rendement faible.

La roue Poncelet est une variante de la roue "en-dessous" avec des pales incurvées. L'eau entre à travers une tuyère à deux dimensions fonctionnant sous une hauteur de chute inférieure ou égale à 3 m. Le diamètre de la roue est ordinairement de 5 m environ. Cette roue a un rendement supérieur à celui de la roue "en-dessous" et exige des tolérances plus précises ; en conséquence, le plancher et les parois de la roue Poncelet sont en bois, en matériaux de maçonnerie ou en béton.

L'eau entre dans la roue "de poitrine" par le sommet et est retenue dans les augets jusqu'en bas. En général, les roues "de poitrine" fonctionnent sous une hauteur de chute inférieure à 3 m ; leur diamètre est généralement deux à trois fois supérieur à la hauteur de chute. Le rendement maximal est de 65 % environ.

Dans le cas de la roue "en-dessus" l'eau entre par une conduite. Une vanne commande la décharge d'eau. La hauteur de chute est égale au diamètre de la roue, soit 10 m. au maximum, en général. Le rendement est relativement élevé.

Une turbine convertit l'énergie cinétique et potentielle de l'eau pour développer un mouvement de rotation et créer de l'énergie mécanique. Elle peut être couplée à un équipement mécanique ou à un générateur pour produire du courant alternatif ou continu.

La puissance développée par une turbine est directement proportionnelle au produit de la hauteur de chute et de la décharge (débit) à savoir que P est proportionnelle à HQ . Cela signifie qu'une hauteur de chute élevée et un débit faible peuvent produire la même quantité d'énergie qu'une faible hauteur de chute et un débit élevé.

Les turbines sont classées en général dans deux catégories : turbines à action et turbines à réaction.

- Les turbines à action se servent de la vitesse de l'eau pour actionner la couronne mobile de la turbine ; elles fonctionnent à la pression atmosphérique et à un rendement maximal sous hauteur de chute élevée. La roue Pelton en est une bonne illustration.
- Les turbines à réaction sont généralement implantées dans des sites de basse chute et

exigent en conséquence un plus grand volume d'eau. Elles fonctionnent davantage selon le principe de la pression que de la vitesse et entrent en rotation en raison de la force qu'exerce l'eau coulant sur les pales plutôt qu'en frappant les pales. La turbine Francis en est une bonne illustration.

La turbine Pelton est une roue en forme de disque équipée d'augets sur sa périphérie. Un jet d'eau frappe à grande vitesse les augets qui dévient l'eau. Le changement de vitesse de l'eau imprime une force à l'auget. Cette force actionne la roue. La roue Pelton est utilisée sous des hauteurs de chute assez élevées et un débit relativement faible et peut atteindre un rendement de 90 %.

Un autre exemple de turbine à action est la turbine à impulsion radiale. Elle est équipée de pales incurvées et a la forme d'un ventilateur à cage d'écureuil (qui fait office de pompe à air). L'eau entre dans la turbine à impulsion radiale au sommet, comme dans la roue "de poitrine", mais ses pales sont conçues de telle sorte que lorsque l'eau entre d'un côté de la turbine, elles lui impriment une première poussée. L'eau est ensuite acheminée de l'intérieur de la turbine pour frapper les pales de l'autre côté, où elle subit une seconde poussée avant de quitter la turbine. Cette turbine peut fonctionner sous une hauteur de chute aussi faible que un mètre. Son rendement atteint ordinairement 60 à 70 % (au maximum 80 %).

La turbine Francis est une turbine à réaction où l'écoulement est entièrement circonscrit à l'intérieur de la turbine. L'eau frappe et coule le long des pales et la force engendrée par la combinaison de la pression ambiante et du changement de vitesse actionne les pales qui font tourner la couronne mobile. L'eau coule ensuite dans la couronne mobile par une chambre ouverte ou une bêche spirale. L'eau peut d'abord passer par des vannes qui régulent la quantité d'eau qui entre dans la turbine. Cette turbine est conçue pour des chutes moyennes mais se révèle particulièrement efficace lorsqu'elle fonctionne entre des chutes très élevées ou très basses.

Dans une turbine à hélice, l'hélice et les pales sont fixes. La turbine Kaplan est un modèle de turbine à hélice à pales réglables. Elle est utilisée sous faible hauteur de chute et débit élevé et est adaptée à une large gamme de débit et de hauteur de chute plus vaste que les autres turbines à hélice.

La turbine groupe-bulbe est un équipement à hélice récemment mis au point avec encoffrement du générateur et de la turbine dans l'eau. L'eau entoure l'unité et coule à travers les

pales de l'hélice pour développer l'électricité. La turbine tubulaire et la turbine de Straflo ont des caractéristiques similaires (voir Fig. 7).

Ces dernières années, plusieurs fabricants de turbines ont standardisé les modèles de façon à produire en série et à réduire les coûts. C'est le cas pour la fabrication des pompes depuis des années. Il est possible d'utiliser des pompes comme turbines en inversant le sens d'écoulement de l'eau. Ces unités ont un rendement plus faible mais l'avantage d'être simples, d'un entretien aisé, d'un coût initial faible et de pomper les eaux de réserve en période de consommation de pointe.

CONSIDERATIONS ECONOMIQUES

Une étude hydrologique peut déterminer la faisabilité d'une centrale. Une analyse économique permet d'évaluer le rapport coûts-avantages. Cette étude devra précéder la décision de construire la centrale afin d'éviter (ou de limiter) les désenchantements futurs lors de la conception, de la construction, de l'exploitation et de la maintenance de l'installation. Le type d'analyse effectué ainsi que la nature et les souhaits de l'organisation coorganisatrice dicteront les critères de rentabilité et de coût (9).

L'élément avantage de ce rapport correspond à la valeur actualisée des bénéfices futurs qui

résulteront de la centrale hydraulique. Il peut inclure un ou plusieurs des éléments suivants selon le type et l'ampleur de l'analyse effectuée :

- recettes de la vente d'énergie,
- économies de combustible et coûts des installations thermiques existantes ou en projet que la centrale hydraulique vise à remplacer,
- bénéfices économiques et sociaux résultant de l'usage de cette énergie.

L'élément coût de ce rapport correspond à la valeur actualisée du coût initial majoré des dépenses futures comme suit :

- coût initial de planification et de conception,
- coût d'investissement,
- coût d'exploitation,
- coût de maintenance et de réparation,
- coût de financement,
- coûts indirects tels que : impact sur l'environnement et coût de réinstallation des particuliers et des entreprises s'il faut construire un réservoir.

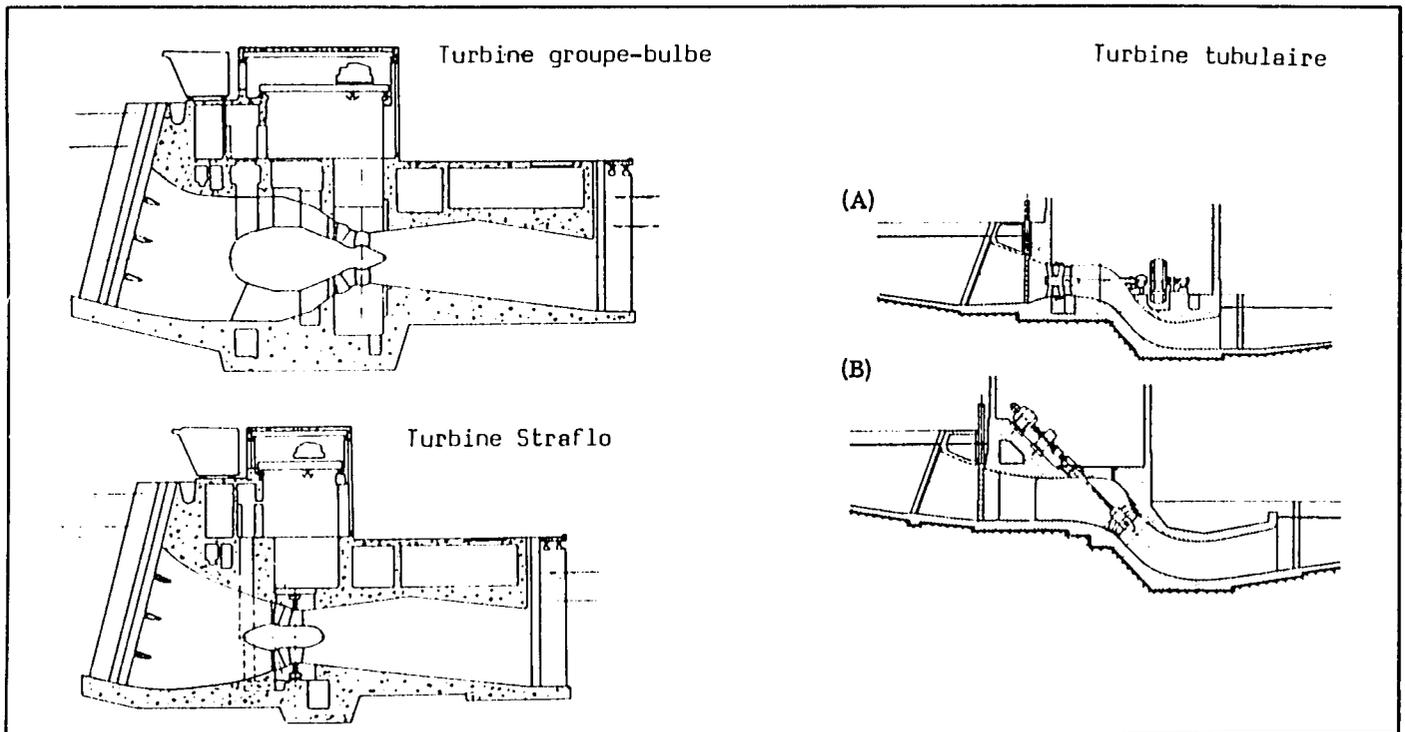


Fig. 7. Turbine groupe-bulbe, Straflo, tubulaire (6).

Divers ouvrages de référence exposent en détail les éléments et les calculs afférents à une analyse coûts-avantages.

Outre ces considérations économiques, il est nécessaire d'évaluer les facteurs tels que usages concurrents de l'eau, incidence sociale, culturelle, politique et institutionnelle des centrales hydrauliques qui peuvent conditionner la rentabilité ou le coût réel d'un projet.

CONTRAINTES, PROBLEMES ET MOTIVATIONS

Dans l'étude d'une centrale hydraulique, il est fréquent que les ingénieurs et les planificateurs négligent, voire omettent d'étudier l'impact socio-culturel de la future centrale sur la collectivité locale et la région. L'électricité peut libérer la population d'une énorme charge de travail manuel, gaspilleuse de temps et lui permettre d'exécuter d'autres tâches améliorant le bien-être de la communauté. Toutefois, les répercussions peuvent être tant bénéfiques que néfastes si le projet prévoit la construction d'un grand barrage et d'un réservoir, l'irrigation, la régularisation des crues ou la navigation (3). Une mini-centrale hydraulique n'aura pas nécessairement un impact négatif, mais il est très important de prévoir et d'évaluer ces répercussions à l'avance au lieu d'être pris au dépourvu une fois la centrale en service. Au préalable, il convient d'étudier l'incidence du projet dans les domaines suivants :

- agriculture,
- pêcheries,
- sylviculture,
- mines,
- santé,
- emploi,
- distribution des revenus,
- contexte politique,
- niveau de vie,
- écologie et environnement,
- autonomie de la population locale,
- érosion et sédimentation.

Bien qu'un gouvernement soit tenté d'emprunter (de la Banque mondiale, par exemple) en vue de construire des mini-centrales hydrauliques en zone rurale, cela ne s'inscrit pas toujours dans l'intérêt bien compris de la population concernée. La Chine a prouvé très clairement que des dizaines de milliers de mini-centrales peuvent être construites par la seule initiative locale sans allocation de fonds du gouvernement central. Encouragée à l'autonomie par ses dirigeants, la population a mis au point divers types de turbines et de générateurs dans tout le pays.

Des développements récents au Pakistan ont aussi démontré que l'initiative locale peut déboucher

sur la construction d'équipement et d'installations et sur l'obtention des fonds nécessaires pour la production d'hydro-électricité. Ce type de formule présente plusieurs avantages :

- Si un projet est entièrement financé par des fonds d'origine locale, il ne prendra jamais de proportions susceptibles d'engendrer des difficultés pour la collectivité lorsqu'il s'agira ultérieurement d'engager des ressources supplémentaires.
- A mesure que la population locale construit l'équipement et les installations requises, elle acquiert aussi les compétences nécessaires à la réparation et à la maintenance de l'équipement.
- Un immense sentiment de fierté et de satisfaction naît d'avoir résolu les problèmes locaux au moyen de ressources locales.
- Cette réalisation amène la population à la conviction qu'elle peut résoudre d'autres problèmes grâce à l'initiative et au financement d'origine locale.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

1. Alward R, Eisenbart S, and Volkman J. Micro-Hydropower: Reviewing an Old Concept. Butte, MT: National Center for Appropriate Technology, 1979.
2. Boese GW, and Kelly JA. Developing Hydropower in Washington State. Olympia, WA: Office of Water Programs, Department of Ecology, State of Washington, 1981.
3. Deudney D. "An Old Technology for a New Era." Environment, Vol. 23, No. 7, septembre 1981.
4. Goodman LJ, Hawkins JN, and Love RN. Small Hydroelectric Projects for Rural Development. New York: Pergamon Press, 1981.
5. Hall WA, and Dracup J. Water Resources System Engineering. New York: McGraw-Hill Book Co., 1979.
6. NRECA. Compte rendu du séminaire de la NRECA sur les petites centrales hydro-électriques, Quito, Equateur, août 1980. Washington, DC: National Rural Electric Cooperative Association, 1981.
7. NRECA. Compte rendu du séminaire de la NRECA sur les mini-centrales hydrauliques pour le développement rural en Asie, Bangkok, Thaïlande, juin 1981. Washington, DC: National Rural Electric Cooperative Association, 1983.

8. Rouse, Hunter and Simon, Inc. History of Hydraulics. Iowa City, IA: Iowa Institute of Hydraulic Research, 1957.
9. Tudor Engineering Co. Reconnaissance Evaluation of Small, Low-Head Hydroelectric Installations. Rapport préparé pour le U.S. Bureau of Reclamation, juillet 1980.
10. Tudor Engineering Co. Simplified Methodology for Economic Screening of Potential Low-Head, Small-Capacity Hydroelectric Sites. Rapport préparé pour l'Electric Power Research Institute, Palo Alto, CA: Electric Power Research Institute, janvier 1981.
11. U.S. Army Corps of Engineers. "Feasibility Studies for Small Scale Hydropower Additions." U.S. Corps of Engineers Guide Manual. Davis, CA: U.S. Army Corps of Engineers, juillet 1979.
12. U.S. Army Corps of Engineers. Waterpower '79: An International Conference on Small-Scale Hydropower. Compte rendu d'une conférence organisée conjointement en 1979 par le U.S. Army Corps of Engineers et le U.S. Department of Energy, Washington, DC, octobre 1979.
13. U.S. Army Corps of Engineers. Waterpower '81: An International Conference on Hydropower. Compte rendu en deux volumes d'une conférence organisée par le U.S. Army Corps of Engineers, Washington, DC, juin 1981.
14. U.S. Bureau of Reclamation. Selecting Hydraulic Reaction Turbines. Engineering Monograph No. 20, Water Resources Technical Publication. Denver, CO: U.S. Bureau of Reclamation, 1976.

ETUDES DE CAS

**L'avenir des mini-centrales hydrauliques
en Côte-d'Ivoire**

Diby Marcel Kroko

**Programme de l'Equateur pour la production
d'hydro-électricité au moyen de mini-centrales**

Eduardo Morán

Micro-projects hydro-électriques au Pakistan

Mohammad Abdullah

**Développement des mini-centrales hydrauliques
au Zaïre**

Mulamba wa Kabasele

Tour d'horizon : le projet hydraulique Zoulou

Robert S. Thorribloom

L'avenir des mini-centrales hydrauliques en Côte-d'Ivoire

Diby Marcel Kroko

*Directeur des études et de la recherche technologique
Energie Electrique de la Côte-d'Ivoire
Abidjan, Côte-d'Ivoire*

INTRODUCTION

Bien que les techniques de mise en valeur de l'énergie hydraulique soient maîtrisées depuis fort longtemps, nombreux sont ceux qui considèrent les mini-centrales comme une source d'énergie "nouvelle". Dans les pays développés comme dans les pays en développement, les responsables ont privilégié la mise en valeur des grosses ressources hydrauliques pour satisfaire leurs besoins énergétiques industriels. Par conséquent, jusqu'à une date récente - qui correspond à la crise du pétrole - le petit potentiel hydraulique a été dans une large mesure négligé.

Avant d'accéder à l'indépendance en 1960, la Côte-d'Ivoire avait déjà mis en service la centrale hydraulique AYAME-I (1957) d'une capacité de 20 MW. Puis en 1965, suivit AYAME II, centrale de 30 MW. Depuis 1960 toutefois, la Côte-d'Ivoire connaît une croissance économique rapide. Etant donné que ce rythme de développement a engendré d'importants besoins en matière d'énergie, la Côte-d'Ivoire a mis en service plusieurs centrales hydro-électriques d'une capacité supérieure à 100 MW : Kossou, 175 MW (1972), Taabo, 210 MW (1976) et Buyo, 165 MW (1980). Le projet Soubre deviendra opérationnel en 1985 et aura une puissance installée de 320 MW.

La crise énergétique mondiale de 1973-74 incita les responsables à une évaluation plus complète du potentiel hydro-électrique national. En 1975, les autorités publiques amorcèrent "le tournant hydraulique" de la Côte-d'Ivoire, arrêtant des décisions pour faire de l'énergie hydraulique la principale source d'électricité du pays. L'Energie Electrique de la Côte-d'Ivoire (EECI) recensa les sites pouvant se prêter à l'installation de centrales. Cet inventaire révéla un grand potentiel hydraulique dans le pays. L'EECI accorda une attention particulière aux petits sites hydrauliques et lança un programme de mini-centrales visant à mettre progressivement ces ressources en valeur.

TOUR D'HORIZON HISTORIQUE

Les populations rurales de la Côte-d'Ivoire ont pour la plupart une économie agricole. La

demande en électricité est généralement faible et les centres de consommation dispersés.

L'électrification du milieu rural en Côte-d'Ivoire s'est surtout traduite par la mise en service de centrales isolées fonctionnant au gas-oil dans chaque centre de consommation prévu au programme d'une année donnée. Ces installations ont été appelées des "centres locaux" du fait qu'elles ne desservaient que le district dans lequel elles avaient été mises en oeuvre. Leur nombre augmenta très rapidement après 1960. Ces centrales fonctionnent au gas-oil distillé. A la suite de la crise énergétique de 1973, la prolifération de telles unités se révéla économiquement non rentable.

L'EECI s'est toujours efforcée d'adapter ses services au milieu rural qu'il s'agisse en général de ses méthodes d'électrification ou, en particulier, de ses techniques de production et de distribution, ne perdant jamais de vue l'incidence géographique, économique ou sociale du développement de l'hydraulique. Elle monta des projets pilotes avec les réseaux locaux vers la fin des années 60. A mesure que les prix du pétrole montèrent en flèche, ces réseaux suscitèrent un intérêt croissant chez les planificateurs de l'EECI. Ils généralisèrent l'installation de ces réseaux dans les campagnes non seulement pour qu'ils desservent les nouveaux districts mais également les villages électrifiés. Ces réseaux permirent d'éliminer l'équipement existant et de réduire considérablement le nombre des nouvelles unités fonctionnant au gas-oil dont l'installation avait été prévue. Cette compression des frais de maintenance et d'acquisition a réduit le budget total requis pour le programme d'électrification rurale. En outre, la formule du réseau garantit la continuité du service en permettant d'approvisionner un seul centre au moyen de plusieurs installations.

Les centres en "toile d'araignée" constituent le dernier volet du programme d'électrification rurale de l'EECI. Conçus pour desservir des zones géographiquement éloignées, ils dépendent principalement d'une importante centrale de quelques mégawatts fonctionnant au gas-oil ou d'une station HT/MT de capacité adéquate. Cette formule de "la toile d'araignée" fait appel à un

nombre plus limité de centrales que les réseaux locaux. Malheureusement, la capacité de charge par kilomètre de ligne est souvent de 1 kVA avec cette formule. Le faible niveau de développement, la demande limitée et la dispersion des centres de consommation contribuent à réduire la charge du réseau HF dans le programme dit de "la toile d'araignée."

L'EECI a prévu de lancer des projets pilotes selon de nouvelles techniques pour résoudre ce problème. L'objectif est de réduire les investissements nécessaires en ayant recours à des méthodes simples mais éprouvées dans les régions appropriées. Une des techniques les plus intéressantes est le système de retour à la terre par câble unique (SWER) qui sera utilisé dans le programme d'électrification des villages dans la région du Lac Kossou qu'il conviendra de réimplanter. Il importe de noter que la simplicité des techniques ne signifie pas amoindrissement de la fiabilité ; il est nécessaire de maintenir la qualité du service et de garantir la sécurité des installations. Avec le système SWER, l'EECI prête une attention particulière à la qualité de mise à la terre.

Le programme idéal d'électrification rurale devrait non seulement être adapté au contexte et aux besoins des zones rurales mais également permettre à la compagnie nationale d'électricité de parvenir à une certaine autonomie, particulièrement au vu des prix croissants du pétrole.

Les mini-centrales hydrauliques peuvent-elles répondre à ces impératifs ? La réponse dépendra surtout des atouts qu'elles présentent par rapport à d'autres sources d'énergie, notamment les déchets agricoles et sylvestres, la biomasse et l'énergie solaire.

AUTRES SOURCES ENERGETIQUES

La Côte-d'Ivoire dispose de grandes quantités de déchets agricoles et sylvestres, qui, s'ils étaient traités de façon adéquate, pourraient fournir beaucoup d'électricité. Les grandes quantités de résidus de café, de mélasses, de sciure et d'hévéas stériles représentent des tonnes de déchets énergétiques qui, chaque année, sont éliminés dans les usines de traitement. A partir de ces résidus, des broyeurs appropriés peuvent produire du gaz de méthane transformable en électricité.

L'expérience d'autres pays et les essais concluants effectués en Côte-d'Ivoire par des instituts locaux de recherche permettent d'évaluer la valeur énergétique et les atouts de ces résidus. Les essais réalisés dans d'autres pays prouvent que la vaporisation des déchets d'origine végétale ou animale est un moyen sans danger de produire de l'électricité en milieu

rural. Toutefois, ces résidus ne sont rentables que lorsqu'ils sont utilisés sur place ; les frais de transport augmenteraient le coût en valeur réelle de chaque kilowatt-heure produit.

La disponibilité universelle et gratuite des rayonnements solaires rend cette source d'énergie mieux adaptée à la demande éparsée des régions rurales que toute autre source d'énergie, qu'elle soit classique ou nouvelle. De plus, la technologie actuelle va probablement multiplier les applications de l'énergie solaire de telle sorte qu'elle pourrait satisfaire les besoins des consommateurs ruraux. L'EECI procède à l'expérimentation de nouvelles sources énergétiques, dont le solaire. Son programme expérimental d'électrification rurale par énergie solaire (ERES) devrait permettre d'établir, vers 1986, dans quelle mesure cette énergie (notamment les cellules photovoltaïques) pourrait apporter une solution adéquate à l'approvisionnement des zones rurales où la demande est faible.

La disponibilité, le coût et les aspects techniques de l'exploitation des mini-centrales détermineront en dernière instance si l'hydraulique de petite envergure peut ou non supplanter les autres sources d'énergie.

CONSIDERATIONS RELATIVES AU DEVELOPPEMENT DES MINI-CENTRALES HYDRAULIQUES

Mini-centrale par rapport à grande centrale

L'essentiel du gros potentiel hydraulique en Côte-d'Ivoire se situe au sud du pays. C'est pour cette raison que l'EECI installe des centrales hydro-électriques dans la région méridionale tandis que le nord conserve ses installations éparpillées fonctionnant au gas-oil. De fait, la centrale Missouli sur la rivière Marahoué est la seule installation hydro-électrique d'importance dans la région septentrionale du pays.

On recense 50 sites potentiels pour l'hydraulique de petite envergure répartis assez uniformément sur l'ensemble du territoire. Dans le nord, 28 installations pourraient fournir 706 GWh par an et 22 installations dans le sud, 449 GWh.

Les coûts d'investissement des mini-centrales hydrauliques sont généralement plus élevés que ceux des grandes installations. Le coût des différents sites recensés dans l'inventaire de l'EECI s'échelonne de 1 à 2,75 millions de FCFA par kW installé (4 000 à 11 000 dollars environ). Pour ces mêmes sites, le coût du kilowatt-heure varie de 100 à 550 FCFA (0,40-2,20 \$).

Une comparaison des Tableaux 1 et 2 montre que la mise en valeur des sites de petite capacité

est quatre fois plus onéreuse que celle des sites plus importants. Ce rapport vaut pour le prix du kilowatt-heure et du kilowatt installé.

TABLEAU 1. Coût de l'énergie produite par les mini-centrales hydrauliques les plus importantes en Côte-d'Ivoire

| Site | Prix du kW (milliers de FCFA) | Prix du kWh en FCFA |
|----------------------|----------------------------------|------------------------|
| San Pédro | 350 | 87,6 ^a |
| Aboisso | 360 ^a | 78 ^a |
| Koundisso | 1 264 | 215 |
| Sambadougou | 2 500 | 549 |
| Missouli | 940 | 235 |
| Ile-aux-Palmiers | 2 750 | 314 |
| Tahibli | 590 | 113 |
| Ghadio | 2 000 | 467 |
| Moyenne ^b | 1 674 | 315,50 |

^a approximatif

^b sans compter Aboisso et San Pédro

TABLEAU 2. Coût de l'énergie produite par les grands bassins hydrauliques en Côte-d'Ivoire

| Bassin | Prix du kW (FCFA) | Prix du kWh (FCFA) |
|-----------|----------------------|-----------------------|
| Bafing | 619 200 | 94,5 |
| Sassandra | 287 000 | 59,5 |
| Bandama | 277 000 | 72,2 |
| Comoe | 330 300 | 51,7 |
| Moyenne | 378 400 | 69,5 |

Exploitation et maintenance des mini-centrales hydrauliques

La difficulté d'exploiter les mini-centrales hydrauliques réside principalement dans le raccordement des installations au réseau MT,

parce que leur capacité de production excède généralement la demande locale, notamment en Côte-d'Ivoire. De tels problèmes ne sont pas insolubles ; toutefois, il importe de se rendre compte qu'ils existent. Il convient d'adopter des mesures spéciales pour maintenir la qualité du service, limiter les servitudes et garantir le fonctionnement sans danger des installations.

On ne saurait accepter une dégradation de la qualité du service comme conséquence inévitable du raccordement d'une mini-centrale hydraulique en un point quelconque du système. Le maintien de la qualité exige que le réseau MT soit protégé contre toute défaillance susceptible de pénaliser les mini-centrales raccordées au système. Des dispositions spéciales doivent être prises à cet effet.

Il est aussi nécessaire de prendre des mesures pour conserver des gammes de tension et de fréquence raisonnables lorsqu'une mini-centrale est isolée du reste du réseau. Des disjonctions inopportunes et de mauvais relais causeront probablement une chute du rendement dans une exploitation normale.

La nécessité de garantir la sécurité des installations est évidente. C'est particulièrement important pour l'alimentation ou lorsqu'une défaillance se produit dans une centrale isolée.

Mini-centrales hydrauliques par rapport aux autres sources d'énergie

Les générateurs solaires ou les groupes électrogènes alimentés par du gaz provenant de déchets d'origine animale ou végétale permettraient d'éviter les problèmes suscités parce que ces installations peuvent être dimensionnées conformément aux besoins locaux et n'ont pas besoin d'être raccordées au système.

Il est difficile de comparer les coûts des mini-centrales hydrauliques à ceux des autres sources d'énergie. Une comparaison des coûts de ces deux options ne peut être fondée que sur la qualité. Toutefois, les calculs subissent souvent l'influence d'une publicité orientée en faveur d'autres sources énergétiques.

Le potentiel de la Côte-d'Ivoire en énergie hydraulique est relativement élevé (1 000 GWh par an). Etant donné que les 50 sites potentiels de dimensions modestes, contrairement aux grands emplacements, sont mieux répartis dans le pays, les petites centrales hydrauliques figurent en bonne position parmi les nouvelles sources d'énergie disponibles, en dépit des gros investissements requis et des problèmes d'exploitation qui y sont associés.

Les nouvelles sources d'énergie évoquées ne devraient pas être considérées concurrentes de l'énergie hydraulique. Chacune d'entre elles peut être adaptée à un usage spécifique correspondant à ses critères propres, à sa disponibilité et aux impératifs techniques. Le rôle futur des mini-centrales hydrauliques en Côte-d'Ivoire dépendra moins de la disponibilité des autres sources d'énergie que de la nouvelle politique en matière de distribution des ressources énergétiques que l'EECI et les autorités adopteront en dernière instance.

PETITS SITES HYDRAULIQUES

L'inventaire général des ressources hydro-électriques de la Côte-d'Ivoire, entrepris entre octobre 1976 et juillet 1979, a permis de recenser 50 petits sites hydrauliques. La production annuelle de la plupart de ces installations est inférieure ou égale à 100 GWh. Six sites environ ont une capacité supérieure à 10 MW ; tous les autres produisent entre 1,5 et 5 MW. La capacité la plus faible avoisine 500 kW (voir Tableaux 3 et 4).

La construction du site de Grah Rapids a déjà commencé. Le barrage et les bâtiments ont été achevés et l'équipement électromécanique sera installé à la fin du mois de mars 1983. La puissance installée de cette centrale est de 5 MW. Elle est développée par deux turbines de 2,5 MW chacune et fonctionne sous une hauteur de chute variant entre 8,9 et 11 m. Le débit est de 60 m³/s. Cette installation produira 20 GWh annuellement sur le système 33 kV et le barrage servira de bassin de retenue pour couvrir les besoins de San Pédro et des divers consommateurs industriels ou agricoles de la région (2 m³/s). Le bassin de retenue assurera l'approvisionnement en eau d'une papeterie, qui sera construite près du barrage, à un débit initial de 2,7 m³/s, qui sera porté à 4,5 m³/s lors de l'exploitation à pleine capacité.

Le fleuve Bia offre une chute naturelle de 4,5 mètres au site d'Aboisso qui sera portée à 5 mètres au moyen d'un palier d'élévation en béton. Le débit de 125 m³/s permettra d'atteindre une puissance installée de 5 MW.

La capacité de la majorité des sites hydrauliques recensés dépasse largement les besoins locaux ; par conséquent, les raccorder au réseau de distribution MT est une condition préalable de leur développement. (La plupart de ces sites sont à moins de 15 km du réseau existant).

Outre l'attitude qu'adopteront les autorités ivoiriennes, l'avenir des mini-centrales en Côte-d'Ivoire dépendra du potentiel hydraulique de petite envergure, de la performance des

TABLEAU 3. Principales caractéristiques de cinq petits sites hydrauliques

| Nom du site | Hauteur de chute (m) | Débit nominal (m ³ /s) | Puissance installée (MW) |
|-------------|----------------------|-----------------------------------|--------------------------|
| Ferke | 11 | 100 | 8 |
| Agboville | 4 | 16 | 0,5 |
| Daloa | 4 | 25 | 0,8 |
| Palee | -- | 16 | 2,5 |
| Zegheri | 24 | 30 | 11 |

TABLEAU 4. Distance séparant les petits sites hydrauliques du réseau MT existant

| Nom du site | Distance du site au réseau MV (km) |
|-------------|------------------------------------|
| Palee | 15 |
| Drou | 3 |
| Aboisso | 2 |
| Daloa | 1 |
| Agboville | 2 |
| Ferke | 16 |
| Zegheri | 45 |

installations et de la quantité d'énergie que ces centrales pourront fournir au système.

La décision du gouvernement d'exploiter les sites hydro-électriques et de retarder l'installation de centrales thermiques additionnelles a permis à la Côte-d'Ivoire d'économiser depuis 1975 de grandes quantités de devises. L'énergie hydraulique a fourni 76 % de l'électricité du pays en 1979-80 et 82 % en 1980-81. Cette part devrait atteindre 90 % en 1988-89 à condition que l'option hydraulique soit maintenue.

L'opinion politique actuelle est en faveur du développement des petits sites hydrauliques : leur mise en valeur s'inscrit dans une politique visant à économiser les réserves de change et à

atteindre un certain degré d'autonomie dans le secteur énergétique. Le potentiel hydraulique de petite envergure existe. Les obstacles à son intégration dans le réseau énergétique national peuvent être surmontés. Le développement du petit potentiel hydraulique n'est pas seulement conforme à la politique énergétique nationale mais offre des avantages tels que la production d'électricité, l'approvisionnement en eau, la régularisation des crues, la mise en valeur des zones rurales et l'accroissement de la superficie arable grâce à la régularisation du régime des cours d'eau.

Il est de notre devoir national d'exploiter les ressources hydrauliques autochtones, pour le

bien présent et futur des Ivoiriens. Ce faisant, nous pouvons tirer parti d'un avantage supplémentaire : le développement des compétences techniques. Les mini-centrales hydrauliques représentent une aubaine pour promouvoir ces qualifications ; ces installations deviennent opérationnelles en peu de temps et sont aisées à exploiter.

A la lumière des maints avantages que présentent les mini-centrales hydrauliques, il est raisonnable d'escompter que la Côte-d'Ivoire maintiendra une politique énergétique nationale favorisant la mise en valeur du potentiel hydraulique de petite envergure.

Programme de l'Equateur pour la production d'hydro-électricité au moyen de mini-centrales

Eduardo Morán

*Conseiller à l'Institut National de l'Energie
Quito, Equateur*

INTRODUCTION

Comme tous les pays montagneux des régions tropicales, l'Equateur est un pays riche en ressources hydrauliques. L'hydro-électricité est la principale source d'énergie de nombreuses cités et villes depuis le début du siècle. On a installé à travers le pays des petites centrales (maximum 5 000 kW) et des micro-centrales hydro-électriques (maximum 700 kW), créant ainsi un système décentralisé qui est encore partiellement en service. Le potentiel hydro-électrique national est estimé à 22 000 MW, dont moins de 1,5 % a été mis en valeur. En fait, à l'heure actuelle, 76 % de l'énergie est produite par équipement thermo-électrique. Le développement de la thermo-électricité a été le produit d'une croissance économique accélérée et de la disponibilité d'un pétrole bon marché. Cette expansion a aussi été l'aboutissement d'un manque de planification énergétique rationnelle et de la nécessité de satisfaire les besoins à mesure qu'ils se manifestaient, particulièrement dans les régions urbaines.

Vers la fin des années soixante, le Gouvernement de l'Equateur a créé l'Administration d'électrification nationale (INECEL) et institué dans le même temps un plan-cadre d'électrification nationale. L'INECEL, en tant que premier organe national de planification énergétique, a lancé l'ère des grandes centrales hydrauliques, des grandes centrales thermo-électriques et le réseau national de raccordement (RNR) qui fut mis sur pied en 1979. Selon la loi, seule l'INECEL ou ses filiales régionales, pouvait produire, distribuer et vendre l'électricité. Un des objectifs du plan-cadre d'électrification nationale est d'alimenter 700 000 habitants des régions rurales en 1984. Le plan-cadre prévoit la mise en oeuvre d'un programme d'électrification rurale visant l'installation de sous-stations de lignes de transport et de distribution, dont la plupart sont des ramifications

du système RNR. Cependant, la dispersion géographique de 40 % de la population nationale rend l'intégration de ces installations au réseau impossible. Pour ces régions, il fallait trouver une solution plus appropriée que celle de l'électrification traditionnelle.

ROLE DE L'INSTITUT NATIONAL DE L'ENERGIE (INE)

En 1979, année de la création du RNR, est fondé l'Institut national de l'énergie (INE), chargé de coordonner la planification énergétique à l'échelon national. Pour la première fois, l'énergie est considérée comme une variable du développement social et économique, intimement liée à d'autres facteurs tels que la technologie et l'organisation sociale. L'INE est conscient des problèmes que posent, pour l'électrification du milieu rural, l'éparpillement des habitants et les caractéristiques sociales et économiques de la population de l'Equateur. En conséquence, l'INE a décidé d'établir des groupes techniques spécialisés pour examiner et développer des sources d'énergie de substitution dans les régions rurales, mettant les micro-centrales au rang des priorités. De plus, en tant qu'organisme de coordination, l'INE garantit la participation de toutes les institutions concernées par le processus ultérieur de développement, la planification et la conception de chaque programme d'énergie de substitution.

Parallèlement, l'INECEL a mobilisé dans l'entreprise ses branches d'électrification et de planification rurale, mettant sur pied un programme national de développement de micro-centrales.

Il importe de noter que l'intervention de l'INE a permis la création de systèmes de planification où la plupart des facteurs importants connexes, ne relevant pas directement de l'énergie, ont été étudiés. En concertant les plans avec l'INECEL les promoteurs de la politique énergétique, les planificateurs et les responsables ont été en mesure de définir leurs objectifs distincts et communs. Comme le montre cette expérience, l'établissement d'un système coordonné de planification exige la participation de plus d'une institution à chaque étape du projet.

* Comme on a pu le noter précédemment, la terminologie relative aux mini-centrales hydrauliques varie d'un pays à l'autre. Dans cette contribution, l'auteur définit une "micro-centrale hydraulique" selon les normes en vigueur en Equateur.

MICRO-CENTRALES HYDRO-ELECTRIQUES EN EQUATEUR

Selon une étude du secteur énergétique entreprise après l'établissement du RNR, un nombre considérable de micro-centrales hydrauliques qui desservait les petites villes intégrées au réseau RNR ont été détachées du réseau ou dans certains cas, abandonnées.

Un recensement préliminaire dénombreait 68 centrales dans cette situation. C'est pourquoi la tâche principale du groupe chargé de la micro-hydraulique au sein de l'INECEL avait été d'entreprendre l'étude et l'inventaire détaillé de cet équipement. Cet inventaire du matériel et des installations hors service représente une étape préliminaire de valeur pour le lancement d'un programme national de micro-centrales hydro-électriques. L'INECEL se charge de réaffecter cet équipement ce qui demande un travail considérable. Cette administration recense également tous les centres démographiques qui ne seront pas raccordés au RNR mais qui pourront utiliser l'équipement hydraulique excédentaire.

Pendant que l'INECEL effectuait son étude, l'INE procédait à la standardisation des procédures d'évaluation pour la sélection des sites, le choix de l'équipement et les possibilités de fabrication locale. L'INE a étudié la technique de pointe dans les pays développés et les pays en développement et s'est mise en rapport avec les personnes et les institutions capables de mettre en oeuvre les plans pour la production partielle, voire complète, de micro-centrales dans le pays. Au tout début du programme, en août 1980, l'INE invita toutes les personnes et organisations concernées par le projet à un séminaire. Cette réunion incidemment fut organisée conjointement par la NRECA et USAID. La rencontre entre chercheurs étrangers, travailleurs sur le terrain, représentants des compagnies et autres experts a permis à l'INE de mesurer les atouts réels de ses plans. Plus tard, les Nations Unies ont recruté certains de ces experts-conseil en vue d'aider l'INE à réaliser ses objectifs.

DEVELOPPEMENT DU POTENTIEL TECHNOLOGIQUE NATIONAL

Au lieu de gonfler la bureaucratie technique pour formuler et mettre en oeuvre ses programmes énergétiques, l'INE a préféré coopérer avec les institutions spécialisées, fournissant des capitaux et les services d'un personnel spécialisé, et établir des objectifs précis pour chaque programme mené conjointement.

L'accord entre l'INE et l'Ecole polytechnique nationale (EPN) porte sur la construction de micro-turbines du type Banki et Pelton et sur tout le travail technique nécessaire à la transformation des pompes en turbines. L'accord

passé avec le département d'ingénierie électrique de l'EPN et un fabricant local de panneaux électroniques, concerne la mise au point et la construction de régulateurs électroniques de charge et l'adaptation des générateurs aux turbines. Un contrat avec l'ONU a permis à l'INE d'engager un expert-conseil très compétent dans le domaine de la construction, l'exploitation et l'installation d'équipement micro-hydraulique. Cet expert a collaboré avec l'INE et l'EPN à la construction de turbines et à tous les autres volets des projets. L'importance des spécialistes internationaux convient d'être soulignée. Ce n'est qu'en travaillant avec des experts et en apprenant à leurs côtés qu'un groupe de techniciens non expérimentés mais capables peut acquérir les compétences requises.

Quel a été le coût du programme lancé par l'INE et l'EPN pour la mise au point de trois types de turbines et la construction de régulateurs électroniques de charge ? Les sommes engagées ont atteint près de 15 000 dollars E.U. sans compter les traitements du personnel technique. En l'absence de ce programme, le temps et les efforts de l'équipe de recherche de l'EPN auraient été engagés dans d'autres activités ou des travaux de thèse non applicables en général à la satisfaction des besoins nationaux. Dans le cas des régulateurs électroniques de charge c'est le fabricant local collaborant avec l'EPN à la mise au point des modèles et de l'équipement qui a fixé le coût de la main-d'oeuvre : 2 000 dollars E.U. environ au total pour une équipe type supervisant une turbine de 50 kW.

Plusieurs options concernant les différents travaux de génie civil sont à l'étude et l'on examine soigneusement la possibilité d'employer la main-d'oeuvre et les matériaux locaux. Dans certains cas, on peut utiliser des tuyaux en plastique pour la conduite forcée ce qui est susceptible de réduire substantiellement les coûts. On a pu identifier un fabricant de conduite répondant aux impératifs du projet.

PROJET DU CENTRE POUR LA RECHERCHE, LE DEVELOPPEMENT ET LA FORMATION PROFESSIONNELLE EN MATIERE DE MICRO-HYDRAULIQUE

On peut se demander pourquoi un pays qui a construit plus de 100 micro-centrales hydrauliques, équipement nécessaire compris, manque d'experts dans cette discipline.

Les raisons sont les suivantes :

- les projets ont été sporadiques (dans le lieu et dans le temps) empêchant le cumul des expériences au sein du pays ;
- l'Equateur a été entièrement tributaire des sociétés étrangères et de leurs compétences

pour évaluer les sites, concevoir et installer les centrales hydrauliques ;

- aucun groupe de compagnies ou d'ingénieurs nationaux n'a travaillé dans ce secteur de façon continue ;
- les institutions qui pourraient promouvoir le potentiel technique font défaut en Equateur.

L'INE est d'avis que la création d'un centre pour le développement technologique qui alliera formation pratique et recherche appliquée, contribuera à résoudre les problèmes suscités. En décembre 1981, l'Entreprise Electrique de Quito a signé un contrat pour la construction de ce centre.

L'INE espère faire de ce centre le pivot de coordination d'une vaste gamme d'activités regroupant différents groupes et institutions. Une équipe d'ingénieurs de l'INE (branches mécanique, génie civil et hydraulique) constituera le personnel permanent du centre. La compagnie d'électricité locale fournira les installations, les services et l'eau et un de ses ingénieurs sera affecté à l'équipe. Les autres institutions de recherche et les universités pourront dépêcher du personnel au centre à titre permanent ou temporaire. Les compagnies de matériel électrique au même titre que les universités pourront aussi déléguer des effectifs au centre. Les coûts de matériel, de personnel et d'assistance économique nécessaires au fonctionnement du centre seront presque complètement à la charge de l'INE qui sera aussi responsable de la gestion, de l'exploitation et de la maintenance.

Le centre permettra par ailleurs l'essai des équipements (200 kW maximum) et disposera des installations requises pour tester les différents types de turbines, de régulateurs et de systèmes électriques. Un atelier mécanique doté des outils essentiels permettra le montage, le démontage, la réparation, le remaniement et la reproduction de certaines pièces ou parties d'équipement. Un petit bâtiment administratif abritant des bureaux et une salle de réunion pour les séminaires, les conférences et les stages de formation professionnelle a également été prévu.

Ce centre aura à disposition les principaux types d'équipement micro-hydraulique vendus sur le marché international, outre les turbines, les régulateurs, les générateurs, les panneaux électriques et le matériel de réparation de fabrication locale.

Les activités suivantes de recherche et de formation professionnelle sont envisagées :

- recherche appliquée en matière d'exploitation des systèmes, d'essais et de reproduction de composants et de pièces détachées et essai de l'équipement fabriqué sur place ;
- formation professionnelle en matière d'installation et d'exploitation de l'équipement hydraulique à l'intention des groupes d'ingénieurs employés par les organismes publics ou privés qui seront chargés de concevoir, de construire et de faire fonctionner ce type d'équipement ;
- formation professionnelle en matière de fonctionnement et de commande de l'équipement à l'intention du personnel des compagnies de matériel électrique, des communes ou des organismes privés concernés ;
- formation professionnelle en matière de réparation et d'installation de l'équipement à l'intention du personnel des compagnies de matériel électrique.

L'étude préliminaire de faisabilité relative au centre estime le coût total à 560 000 dollars E.U. environ. A l'heure actuelle, des études plus détaillées sont en cours. Cependant, une installation provisoire, adjacente au site futur, a déjà été achevée. Ces locaux permettent au groupe INE/EPN de tester des turbines d'une puissance maximale de 70 kW, ce qui se révèle particulièrement utile pour les essais des pompes-turbines et des groupes Michell-Banki déjà terminés. Cette installation provisoire a coûté approximativement 15 000 dollars. La Compagnie municipale des eaux a fourni les tuyaux, les vannes et offert ses compétences acquises lors de travaux mécaniques connexes.

RESUME

Le succès d'un plan national n'est possible que si les plus hautes autorités du pays comprennent l'enjeu que représente la micro-hydraulique. Depuis que le Gouvernement de l'Equateur a pris conscience de l'importance de cette entreprise pour le développement des régions rurales, le programme lancé par l'INE et l'INECEL a bénéficié du soutien requis. Un système adéquat de planification a été mis en oeuvre aux plus hauts échelons de responsabilité. Les affectations de personnel aux programmes de l'INE, de l'INECEL et de l'EPN ainsi que la création de deux entreprises régionales de matériel électrique témoignent de cet intérêt croissant. Douze ingénieurs travaillent à plein temps dans ce domaine. Les projets sont bien financés et des fonds ont déjà été alloués à l'élaboration des différents projets.

Le programme de micro-hydraulique de l'Equateur, notamment l'installation de projets pilotes, a suscité l'intérêt international. L'USAID collaborera avec l'INE et l'INECEL pour approvisionner deux villages en électricité. Ce projet sera basé sur la méthodologie de planification, d'exécution et d'exploitation de l'INE. Certains gouvernements étrangers et des organisations internationales ont également indiqué qu'ils seraient prêts à financer des projets de micro-centrales, mais l'expérience

montre qu'un pays doit préalablement développer ses compétences propres avant que des progrès techniques puissent être réalisés.

Le programme de l'Equateur lancé il y a deux ans et demi a été concluant à la faveur de conditions favorables régnant dans le pays. Il faut espérer que des progrès additionnels seront réalisés afin que la micro-hydraulique favorise le développement économique et social de la majeure partie du peuple de l'Equateur.

Micro-projets hydro-électriques au Pakistan

Mohammad Abdullah, Docteur ès sciences

Président du département d'ingénierie électrique
Université d'ingénierie et de technologie de la province frontalière nord-ouest
Peshawar, Pakistan

INTRODUCTION

Le Pakistan est avant tout un pays rural ; les deux tiers de la population totale vivent dans des villages. L'essentiel des besoins énergétiques de la population rurale est couvert par des sources non commerciales disponibles localement. Jusqu'à présent 10 000 villages seulement sur un total de 43 000 ont été électrifiés. Dans les villages électrifiés, le taux de satisfaction des besoins à saturation atteint 14 %, pourcentage substantiel si on le compare aux chiffres cités par les agences internationales pour les pays en développement.

La majorité de la population rurale utilise du bois, des résidus agricoles, forestiers et du fumier comme combustibles pour la cuisine et le chauffage, le bois et le kérosène étant utilisés pour l'éclairage. Le coût du kérosène est plus élevé dans les régions montagneuses que dans les villes. En règle générale, un bidon de kérosène de 18 litres (4 gallons) dans une zone montagneuse coûte environ 40 roupies* (presque 4 dollars E.U.). Un ménage dépense ordinairement l'équivalent de 20 roupies en kérosène par mois pour l'éclairage. Dans les régions forestières, une famille rurale dépense près de 10 000 roupies en bois par an pour le chauffage et la cuisine.

OPTIONS EN MATIÈRE D'ÉLECTRIFICATION RURALE

Au Pakistan, la fourniture d'électricité relève de la responsabilité du gouvernement fédéral. Le système de production électrique est basé sur une combinaison de centrales thermiques et hydrauliques. La puissance installée est de 3 350 MW (chiffres de 1980). L'électrification des zones rurales se fait par extension du réseau électrique national, en favorisant les zones qui sont proches d'une ligne de distribution existante. En raison des ressources limitées, 1 000 villages seulement ont pu être électrifiés ces dernières années. L'électrification d'un village coûte en règle générale 500 000 roupies (50 000 dollars E.U.).

* 1 dollar E.U. = 10 roupies.

Dans certaines zones, on a installé des centrales diesels. Ces installations exercent une ponction sur le budget national vu que le Pakistan importe presque 90 % du pétrole dont il a besoin et que ces centrales exigent une maintenance régulière.

Afin de répondre aux besoins locaux d'électricité le gouvernement a lancé un projet de micro-centrales hydrauliques. Des centrales (50 à 100 kW) équipées de turbogénérateurs ont été installées au Pakistan en coopération avec des fabricants étrangers. Le projet a été planifié et mis en oeuvre selon des critères conventionnels, ce qui a porté le coût du kW à 50 000-60 000 roupies. Ce coût élevé a empêché la généralisation des projets à l'échelon national.

Les systèmes existants d'électrification rurale ne sont pas appropriés car ils exigent un fort coefficient de capital, des coûts d'exploitation élevés et n'offrent qu'un faible taux de rentabilité. Presque 95 % de l'électricité sert à la satisfaction des besoins domestiques. Le taux de satisfaction des besoins à saturation est par ailleurs faible ; ce facteur renforce l'inégalité sociale.

LES MICRO-CENTRALES HYDRAULIQUES DE L'ORGANISATION POUR LE DÉVELOPPEMENT DE LA TECHNOLOGIE APPROPRIÉE (ATDO)

Les centrales hydrauliques, indépendamment de leur puissance, ont plusieurs caractéristiques en commun. Chaque installation a un système de dérivation et de stockage de l'eau, un groupe turbogénérateur et un système de transmission. Cependant, lorsque l'on conçoit, installe, exploite et gère les mini et les micro-centrales hydrauliques de la même manière que les grandes installations, les coûts sont trop élevés. L'expérience au Pakistan et les informations provenant d'autres pays permettent de dégager une gamme étendue de coûts, oscillant pour la plupart entre 800 et 5 000 dollars par kW. Seule une analyse détaillée de la formule de réalisation de ces projets et des investissements afférents peut expliquer la gamme étendue des coûts de ces projets.

Il appartient au peuple et au gouvernement d'un pays de décider ce qu'ils souhaitent payer pour obtenir l'électricité. Là où il y a profusion de ressources, le coût n'est pas un critère capital et l'électricité pourrait être produite en exploitant le potentiel d'énergie selon les méthodes conventionnelles. Cependant, pour le Pakistan, et pour divers pays en développement, la limitation des ressources - financières et techniques - impose certains impératifs en matière d'énergie hydraulique. Dans les régions rurales, l'électricité sert principalement à satisfaire les besoins domestiques. Dans ce cas, cela vaut-il la peine de fournir de l'électricité à un coût d'environ 2 000 dollars par kW ? Dans ces zones, une nouvelle formule s'impose si l'on veut assurer la faisabilité des mini et des micro-centrales hydro-électriques.

La formule adoptée par l'Organisation pour le développement de la technologie appropriée (ATDO) parrainée par le Gouvernement pakistanais fait appel aux ressources locales - qu'il s'agisse de l'équipement, du financement ou de la technologie. Outre le fait qu'elle permet de réaliser l'objectif prévu à un coût réduit, cette formule privilégie le développement global de la collectivité. La population locale participe à toutes les phases du projet.

Jusqu'à présent, 25 centrales d'une puissance variant entre 5 à 15 kW ont été installées à un coût variant entre 250 à 400 dollars par kW (voir Tableau 1).

Objectif

L'objectif premier des projets de l'ATDO est de développer un système et une technologie convenables - simples et bon marché - destinés à satisfaire les besoins en électricité de la population rurale. Pour ce faire, on a mis au point des technologies adéquates et adopté les méthodes d'exécution et de gestion appropriées.

Formule

Vers le milieu des années soixante-dix, Le Pakistan a pris conscience de la possibilité d'installer des génératrices dans les zones où la population locale avait déjà installé des minoteries en dérivant un petit volume d'eau. Lors de visites dans plusieurs minoteries, on a découvert que ces installations fonctionnaient avec un débit de quelques pieds cubes par seconde et sous une hauteur de chute de 1,5 à 3 m. L'eau tombe dans une rigole en bois et entraîne une roue en bois à pales radiales. La meule est fixée sur les arbres verticaux de la roue. Certains de ces ouvrages sont en service

TABLEAU 1. Données sur quelques micro-centrales hydrauliques sélectionnées

| Site | Débit (p ³ /s) | Hauteur de chute (pieds) | Puissance installée (kW) | Foyers disposant d'électricité | Réverbères | Activités industrielles |
|----------|------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|--------------------------------------|------------|--|
| Lilloni | 10 | 18 | 12 | 60 | 7 | Minoterie, machine à décortiquer le riz, presseur à huile, égreneuse de coton, scie à ruban, tour en bois, affûteuse d'outils. |
| Alpuri | 15 | 20 | 12 | 190 | 31 | |
| Shang | 6 | 40 | 10 | 44 | 15 | Minoterie, scie à ruban, égreneuse de coton. |
| Melvegai | 3 | 80 | 10 | 43 | 20 | Minoterie, machine à décortiquer le riz, égreneuse de coton, tour en bois, affûteuse d'outils. |
| Barkalay | 3 | 30 | 5 | 35 | 8 | |
| Barkana | 10 | 20 | 10 | 40 | 8 | Egreneuse de coton, batteuse de blé. |
| Paras | 8 | 105 | 20 | en cours de construction | | |

depuis 20 à 25 ans sans avoir connu de défaillance majeure. Les pales de la roue sont les seuls éléments qui doivent être remplacés. Les canaux, les roues et les meules ont tous été construits par la population locale sans aucune aide extérieure.

La première centrale pilote fut construite dans un village situé près de Peshawar. Le village était desservi en électricité par le réseau mais les habitations aux environs du moulin hydraulique à eau n'étaient pas électrifiées. Le propriétaire du moulin permit la construction de la centrale expérimentale sur son site ; en échange de leur travail les habitants furent approvisionnés en électricité. Au vu des résultats encourageants, cette technologie fut appliquée dans un village écarté, dépourvu d'électricité. Cette centrale produisit 6 kW d'énergie pour l'électrification d'environ 60 maisons.

Le succès de la mise en oeuvre du premier projet suscita l'intérêt de plusieurs villages avoisinants. Les habitants se rendirent à la centrale et manifestèrent le souhait de disposer d'une centrale dans leur village. Cette formule de démonstration se propagea rapidement et des groupes de personnes provenant de nombreux villages situés à 100-200 milles de distance firent une demande pour installer leur propre centrale.

A la réception d'une demande, le personnel technique de l'ATDO se rend au village. En général, un groupe de 20 à 30 personnes se réunit avec les techniciens qui expliquent les aspects techniques, financiers et administratifs du projet. On les informe de la manière dont on exécute les divers volets du projet et comment les dépenses sont réparties entre le gouvernement et la collectivité locale. Les techniciens restent au village pendant un jour environ et expliquent aux habitants les avantages qu'ils sont susceptibles de tirer de l'énergie produite et les frais probables d'exploitation et de maintenance de la centrale. Ces renseignements les aident à déterminer une tarification appropriée. Pendant ce séjour, les techniciens font une estimation du potentiel local d'énergie.

Technologie

On peut évaluer la production d'énergie en mesurant le débit et la hauteur de chute sur le site. On évalue le débit en utilisant la méthode du flotteur qui est considérée comme la seule méthode adéquate et donne d'excellents résultats. On détermine la chute en mesurant la différence de niveau entre l'accès prévu pour la conduite forcée et l'admission de la turbine. On a établi des tables de référence qui indi-

quent la puissance disponible correspondant aux différentes combinaisons de débit et de hauteur de chute. Ces tables peuvent être utilisées par la population rurale afin d'estimer le potentiel disponible.

Pour déterminer l'emplacement du bâtiment-usine, il faut évaluer la hauteur de chute, qui peut être adaptée à une dimension donnée de la conduite forcée et la longueur des lignes de distribution qui sont nécessaires pour approvisionner les quartiers périphériques du village. Bien souvent la décision sera dictée par des considérations relatives, par exemple, à l'emplacement du canal, aux droits de propriété concernant les terres que traverse le canal et le terrain où l'on doit construire le bâtiment-usine. Toutes ces questions doivent entrer en ligne de compte lorsque l'on sélectionne le site des installations de génie civil et des ouvrages hydrauliques.

Le système de voie d'eau est similaire à celui que les habitants du village ont utilisé depuis des années pour l'irrigation ; ils connaissent bien cette technologie. La prise d'eau se fait au moyen d'une écluse en pierre qui élève le niveau de l'eau et dérive le cours de la rivière vers un canal usinier sans contrefort. Le canal aboutit à une structure de charge qui est construite en gravats sans liant renforcée d'une couche de béton. Le bassin de mise en charge dispose des ouvertures nécessaires à l'admission et à la sortie d'eau et des volets de trop-plein en bois sont placés sur ces ouvertures.

Pour des hauteurs de chute allant jusqu'à 6 m, on utilise des matériaux non conventionnels, mais plus facilement disponibles comme le bois et les bidons de pétrole. Pour des hauteurs de chute plus élevées (entre 9 et 30 m) on se sert de tuyaux en acier et une vanne est placée juste avant la tuyère. On doit acheter ces tuyaux et ce matériel accessoire dans une ville qui peut se trouver à 600-800 km du site du projet. Le transport du matériel est difficile et coûteux.

Le bâtiment-usine est dimensionné de façon à pouvoir abriter le groupe turbogénérateur et les autres équipements. En règle générale, une salle des machines de 3 m sur 4 m est suffisante pour une centrale de 10 kW. Lorsque l'on utilise une force mécanique pour actionner les groupes transformateurs, la chambre des machines peut aller jusqu'à 5 sur 13 m. La centrale est construite en gravats sans liant et a un toit en bois.

Les voies d'eau et les travaux de génie civil ne sont pas aménagés selon des dimensions ou des conceptions strictes. On encourage les habitants du village à se baser sur leurs compétences propres et sur les matériaux disponibles

sur place. Le personnel de l'ATDO se rend au site de temps à autre et donne des instructions le cas échéant.

Le choix du groupe turbogénérateur est fonction des conditions du site, de la simplicité d'utilisation et de fabrication des équipements. La turbine à impulsion radiale "Banki" s'est révélée adéquate pour ce genre de projets. On a mis au point un procédé de fabrication simple pour le rotor de la turbine. On découpe les directrices d'un calibre spécifié dans une plaque d'acier moyennement doux d'une épaisseur de 6 mm. Les aubes du rotor sont taillées dans un tuyau de dimension adéquate ou façonnées au marteau dans des plaques d'acier moyennement doux d'une épaisseur de 3 mm, pour obtenir la courbure appropriée. On soude ensuite à l'arc électrique les pales du rotor aux directrices. Pour chaque installation, on fabrique un rotor de turbine de dimension spécifique ; le rotor a un arbre de traverse. La tuyère est fabriquée à partir d'une tôle d'acier et fixée à l'extrémité inférieure de la conduite forcée ; elle est indépendante de la turbine. Le rotor est soutenu par trois roulements à billes fixés sur des coussinets en béton. Une vanne ou une soupape contrôle le débit à l'admission. Cette conception ne prévoit pas de régulateur automatique. L'arbre du rotor soutient une poulie en V qui couple la turbine à la génératrice.

Les génératrices, à courant monophasé et triphasé, à 50 Hz, 1 500 tours/minute, 220/380 volts fabriquées en République populaire de Chine sont achetées localement. Vu que cet équipement coûte cher en comparaison des autres éléments du projet, l'ATDO a lancé un programme de conception et de fabrication locales. Un tableau de contrôle comportant des voltmètres, des ampèremètres, des ensembles fusible-commutateur et des dispositifs de protection contre la surintensité, sont fournis avec chaque groupe générateur. Un relais de surtension est également monté afin d'éviter une défaillance en cas de charge très faible ou d'ouverture accidentelle d'un circuit de charge.

Le bâtiment-usine est situé près du village, la distribution se fait par conséquent à la tension de production. Généralement, on pose de simples conducteurs en cuivre de 8 et 10 SWG, soutenus par des isolateurs à tige sur des poteaux en bois.

Coût

La ventilation des coûts pour un micro-projet hydraulique se répartit comme suit :

| | | |
|------------------------|--------------|-------|
| Travaux de génie civil | Dollars E.U. | 800 |
| Turbine | | 200 |
| Génératrice | | 1 500 |
| Services techniques | | 400 |
| Total : | | 2 900 |

Le coût du système de distribution dépend de l'étendue de la zone à desservir. En général, le coût d'une centrale de 10 kW est de 800 à 1 000 dollars. Pour les hauteurs de chute comprises entre 12 et 30 mètres, le prix des longs tuyaux en fer pour la conduite forcée peut faire monter le coût des travaux de génie civil jusqu'à 1 500 dollars. Le coût anormalement faible de 250 à 400 dollars par kW installé est dû aux facteurs suivants : frais administratifs limités, contribution des villageois aux travaux, utilisation des matériaux locaux, fabrication locale si possible, conception adéquate du système. Le coût de chaque kilowatt-heure produit est d'environ 25 millièmes (un millième = 0,001 dollar E.U. ou 0,01 cent).

Financement

Dans la phase initiale du projet, l'ATDO a financé l'ensemble des équipements et du matériel nécessaire à l'établissement des centrales. Mesure nécessaire pour déterminer et démontrer la faisabilité de ces projets, particulièrement en ce qui concerne les nouvelles formules de conception, de fabrication, d'installation, d'exploitation et de gestion des centrales. A présent, les collectivités sont tenues de participer au financement du projet. L'ATDO et les autorités locales partagent les frais de la turbine et de la génératrice ; la communauté ou les entrepreneurs locaux assument le coût des travaux de génie civil, notamment la conduite forcée et le système de distribution. L'ATDO assure les services techniques. L'entrepreneur amortit son investissement en mettant sur pied des unités industrielles artisanales (scies à ruban, meules à farine, machines à décortiquer le riz, égreneuses de coton, etc). Plusieurs banques ont offert des prêts aux cultivateurs pour favoriser le développement agro-industriel ; il est probable que des prêts pourraient être consentis pour la réalisation de micro-centrales hydrauliques polyvalentes.

Gestion et exploitation

Les projets de micro-centrales hydrauliques au Pakistan doivent leur succès à la participation active de la population locale. Les projets énergétiques décentralisés visant les collectivités isolées doivent susciter l'intérêt et la participation des habitants concernés. La population locale est associée aux projets de

l'ATDO, du repérage du site jusqu'à l'installation de la centrale. Pendant l'aménagement de la voie d'eau et du bâtiment-usine, le personnel technique de l'ATDO se rend quelques fois seulement au chantier pour s'assurer de l'avancement et de la qualité des travaux. L'installation de l'équipement mécanique est effectuée conjointement par le personnel de l'ATDO et les techniciens locaux. L'équipe de l'ATDO fait fonctionner la centrale durant quelques jours. Pendant cette période, un technicien local s'initie aux techniques d'exploitation de la centrale. Par la suite, c'est la collectivité qui exploite, entretient et gère l'installation.

D'ordinaire, la communauté affecte une ou deux personnes à l'exploitation et à la maintenance de la centrale. La collectivité arrête les décisions concernant la fourniture d'électricité aux habitants, donnant la préférence tout d'abord aux gens qui ont contribué au projet. Ensuite, les habitations à proximité d'une ligne de distribution sont reliées au réseau. Les installations à vocation publique telles que les édifices religieux, les écoles, les dispensaires, les réverbères et les magasins sont également desservies.

Pour financer les dépenses d'exploitation, la communauté fixe les redevances applicables aux consommateurs. En règle générale, le tarif forfaitaire par interrupteur est de 0,30 à 0,40 dollars par mois. Le gouvernement ne perçoit aucune taxe, ce qui représente une aide pour les habitants.

La population locale gère le système d'une manière satisfaisante. On constitue un stock des pièces de rechange nécessaires (courroies, roulements et fusibles) de sorte que les villageois n'ont pas besoin de se rendre en ville quand il faut remplacer ces éléments. La collectivité se charge également de résoudre les problèmes sociaux causés par l'approvisionnement en électricité. Elle ne fait appel à l'ATDO qu'en cas de problème grave. Il existe des rapports étroits entre la population locale et le personnel de l'ATDO qui vérifie fréquemment les projets.

Applications finales

Les projets de micro-centrales hydrauliques sont foncièrement conçus et exploités pour répondre aux besoins fondamentaux en électricité des ménages. La plus grande partie de la production électrique est utilisée aux fins d'éclairage assuré par trois ou quatre lampes incandescentes de 40 à 60 watts que l'on trouve dans la majorité des foyers. Ceux qui peuvent se le permettre, utilisent des tubes fluorescents. Certains habitants aisés ont également installé des téléviseurs dans leurs maisons. La collec-

tivité partage l'énergie maximale disponible de telle manière que tous en bénéficient à part égale. Le taux de satisfaction des besoins à saturation dans les villages électrifiés est de l'ordre de 80 à 90 %.

L'application industrielle de l'énergie dépend des produits agricoles de la région et des méthodes de transformation existantes. En règle générale, les produits agricoles sont transformés dans les meules traditionnelles ou envoyés en ville. Ces deux systèmes sont incommodes et lents ; de plus, l'envoi de produits agricoles en ville est onéreux. On conseille et on encourage les habitants à utiliser cette énergie pour implanter des industries artisanales.

Plusieurs micro-centrales hydrauliques fournissent de l'énergie aux industries artisanales et aux unités de transformation des produits agricoles. Dans la plupart des cas, la force mécanique de la turbine actionne une gamme variée de dispositifs (grâce à un système de poulie-courroie approprié) : scies à ruban, meules à farine, machines à décortiquer le riz, égreneuses de coton, machines à décortiquer le maïs, tours en bois et broyeurs.

Dans une des centrales par exemple, une machine à battre le blé et à décortiquer le maïs fonctionne à l'électricité, sur le champ même. On la déplace là où c'est nécessaire et l'électricité provient d'une ligne de distribution avoisinante. Sur un autre site on utilise une unité de soudure à l'arc voltaïque. Dans un autre endroit, on a proposé d'élever l'eau à une hauteur de 20 mètres.

Ces activités industrielles constituent un apport considérable pour la population locale. Elles offrent un moyen commode et facile aux habitants des villages avoisinants de transformer leurs produits agricoles. Ces centrales représentent une source de revenu pour les propriétaires. De plus, elles procurent de l'emploi à quelques personnes.

CONCLUSION

La méthode traditionnelle d'électrification rurale est trop coûteuse, surtout quand l'électricité n'est utilisée que pour satisfaire les besoins des ménages et assurer le fonctionnement des industries artisanales au niveau du village. Les micro-centrales hydrauliques décentralisées offrent une option viable pour l'électrification des zones rurales isolées. En utilisant les ressources locales, ces projets peuvent être réalisés à peu de frais. Les projets de l'ATDO au Pakistan ont engendré une réforme socio-culturelle dont certains aspects sont résumés ci-dessous :

- Sentiment d'avoir accompli une oeuvre et fierté d'être associé aux projets de développement.
- Perception accrue de la nécessité du développement.
- Plus grand nombre d'heures pouvant être consacrées à l'étude et au travail.
- Environnement plus salubre, éclairage exempt de fumée.
- Réduction de l'abattage des arbres.
- Création d'activités industrielles de petite envergure.
- Création d'emplois et augmentation des revenus.

Développement des mini-centrales hydrauliques au Zaïre

Mulamba wa Kabasele

Maitre assistant
Institut du bâtiment et des travaux publics
Département de l'enseignement supérieur et universitaire
Kinshasa, Zaïre

INTRODUCTION

L'énergie électrique se trouve au coeur du développement économique mondial. De multiples sources d'énergie électrique sont utilisées pour actionner divers types de génératrices qui transforment l'énergie mécanique en énergie électrique. Chaque procédé utilisé dans la production de cette énergie a ses avantages et ses inconvénients. Il faut donc déterminer le processus approprié pour produire l'énergie électrique désirée.

L'énergie hydro-électrique potentielle dépend de la quantité d'eau disponible ainsi que de la hauteur de chute. Les centrales hydro-électriques se divisent en deux grandes catégories (7) : les grandes et les petites centrales. Les grandes centrales hydro-électriques sont généralement des installations d'une capacité minimale de 3 000 à 5 000 kW et desservent généralement les grands centres urbains. Les petites centrales hydro-électriques sont construites ordinairement pour approvisionner les fermes et les régions rurales ; elles ont une puissance maximale de 3 000 kW.

GENERALITES

La République du Zaïre est un grand pays enclavé qui se situe au coeur de l'Afrique équatoriale. Il est le troisième pays d'Afrique par ordre d'importance géographique et sa dimension est comparable à la portion du territoire des Etats-Unis situé à l'est du Mississippi. En 1979, on a recensé 27 048 000 habitants au Zaïre (5). Son taux de croissance démographique est passé de 2 %, taux annuel moyen entre 1950-1955, à environ 2,9 % actuellement.

Le potentiel hydraulique au Zaïre représente environ 13 % du potentiel mondial (4) et est estimé à plus de 1 million de MW. Le nombre de sites potentiels est probablement supérieur à 1 000.

Développement des grandes centrales hydro-électriques

La production d'électricité dans les grandes centrales est un des usages principaux de l'eau

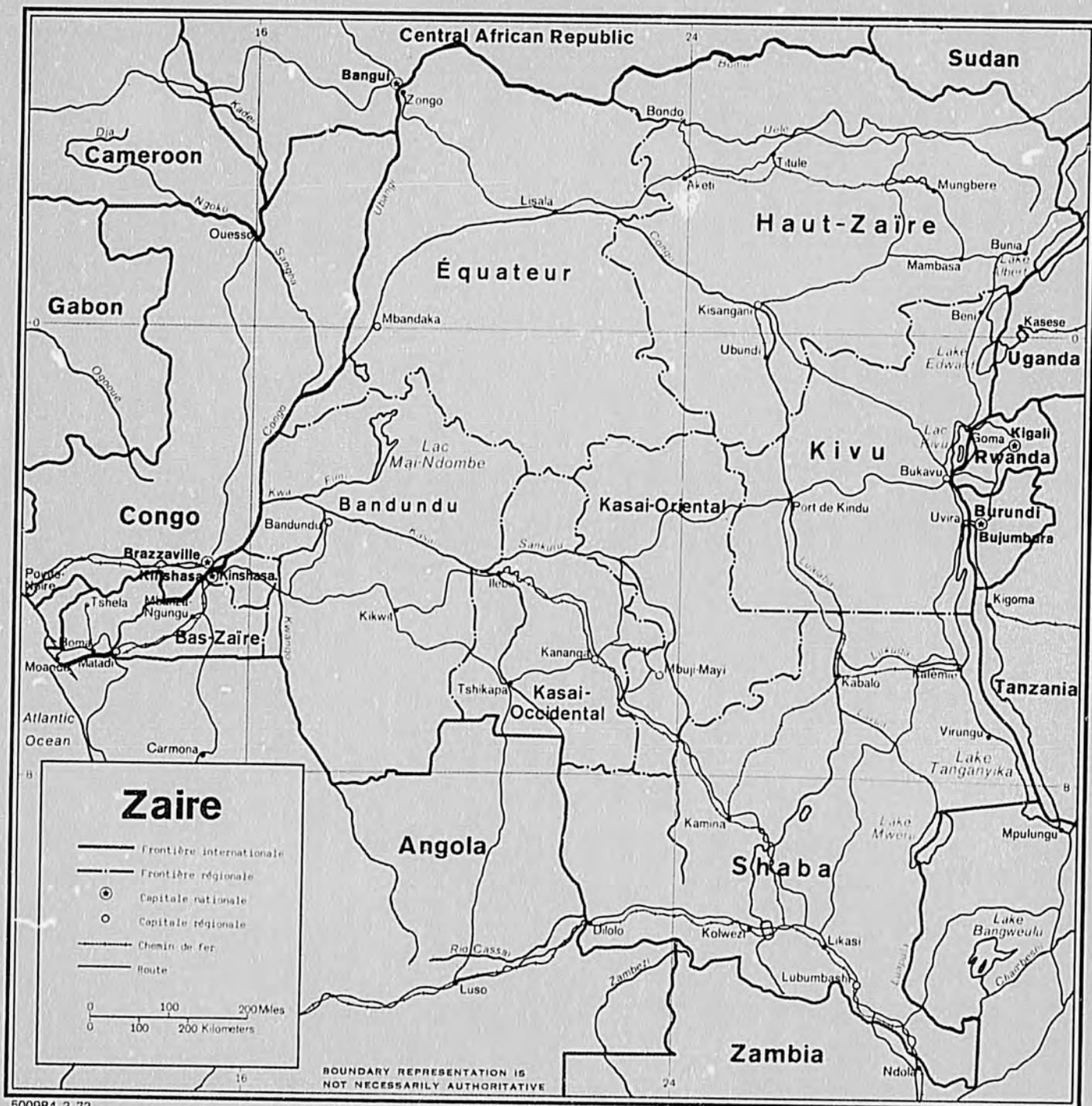
au Zaïre. Plusieurs grands barrages sont en exploitation ; d'autres en sont au stade de la planification ou de la construction.

Le plus grand site actuel a été construit sur le cours inférieur du fleuve Zaïre, sur le plateau d'Inga à 40 Km environ en amont du port de Matadi, dans la région du Bas-Zaïre. (Voir Fig. 1 pour une carte du Zaïre.) La construction de la centrale hydro-électrique Inga I a commencé en 1968. Elle a été mise en service en 1972 et dispose d'une capacité de production électrique fiable de 300 MW. Les travaux sont en cours à la centrale Inga II qui produira 1 272 MW. Une ligne de transmission à haute tension, courant continu, d'une longueur de 1 800 Km, relie la centrale à la région du Shaba afin de fournir l'énergie nécessaire à l'expansion de l'exploitation des mines de cuivre.

Il existe trois autres centrales hydro-électriques dans la région du Bas-Zaïre : deux sur la rivière Inkisi, au sud-ouest de Kinshasa, d'une capacité combinée de 87 MW et une petite centrale de 2 MW près de Matadi. Actuellement, les régions de Bandundu et de l'Equateur ne disposent pas d'installations hydro-électriques importantes en raison du terrain qui est généralement plat, néanmoins, une installation est en construction sur la rivière Bangui au nord de la région de l'Equateur. Kisangani est alimenté par une centrale de 12,3 MW sur la rivière Tshopo dans le Haut-Zaïre ; la région du Kivu dispose d'une centrale de 12,6 MW sur la rivière Ruzizi qui approvisionne Bukavu.

La région du Shaba dispose de la plus grande puissance hydro-électrique installée -- près de 530 MW. Quatre grandes installations, servant l'exploitation minière et le complexe industriel de GECAMINES, ont une puissance installée combinée de 467 MW. Deux de ces centrales se trouvent sur la rivière Lualaba, au nord de Kolwezi et les deux autres sur la rivière Lufira, au nord-est de Likasi. Les autres centrales de la région du Shaba sont comparativement petites, une d'entre elles (17,5 MW) alimente le centre urbain de Kalemie, sur le lac Tanganika.

La consommation de la région du Shaba représente presque les trois quarts de la production hydro-



500984 3-73

Fig. 1. Carte générale du Zaïre.

électrique totale du pays ; celle de la partie occidentale du pays, comprenant Kinshasa, le Bas-Zaïre et certaines parties des régions Bandundu, représente 23 % ; le reste correspond à la consommation des autres régions du Zaïre. Les industries minières et métallurgiques utilisent 68 % de la production totale, la part des autres secteurs industriels est de 18 %. La consommation domestique, l'éclairage des rues et

des édifices publics correspond à 11 % de la production totale.

Centrales diesels

Les centrales diesels desservent encore quelques villes, stations missionnaires et établissements privés. La plupart de ces installations fonctionnent quelques heures seulement par jour

parce que le gas-oil est onéreux et l'approvisionnement aléatoire. D'autres sont hors service en raison d'un manque total de combustible.

Développement des mini-centrales hydrauliques

Le Gouvernement du Zaïre a installé une mini-centrale hydraulique de 2 MW seulement près de Matadi. Ce n'est que récemment que le Gouvernement zaïrois a commencé à s'intéresser à ce type d'installation. Cependant, au fur et à mesure que les prix du pétrole augmentaient, le Gouvernement zaïrois a révisé sa politique énergétique nationale pour donner priorité à l'exploitation du potentiel hydraulique de petite envergure.

MICRO-CENTRALES HYDRAULIQUES EXISTANTES

Un certain nombre de compagnies privées et d'organisations religieuses ont installé plu-

sieurs micro-centrales hydrauliques au Zaïre. A l'heure actuelle, on recense 10 installations en service ou en cours de planification (voir Tableau 1). Elles sont dispersées à travers le pays et ont une puissance de 10 à 100 kW. Ces micro-centrales hydrauliques ne sont ni reliées entre elles, ni raccordées au réseau électrique national. Elles ont été installées dans les régions écartées, très éloignées les unes des autres et alimentent différents centres de consommation.

Matériaux de construction et équipement

Les ouvrages nécessaires aux installations hydrauliques comprennent les barrages, les bâtiments-usines, les canaux et les supports des conduites forcées. La construction de ces structures requiert des matériaux tels que béton armé, moellons et barres d'armature. Ils sont disponibles sur place et peuvent être achetés

TABLEAU 1. Mini-centrales hydrauliques au Zaïre

| Centrale | Site | Description |
|------------------|--------------------------------|--|
| Katale | Kivu du nord | Puissance nominale : 50 kVA |
| Ruangura | Rutshura, Ivu | Puissance nominale : 200 kVA |
| Bibanga | Zone de Katana, Kasai oriental | Puissance nominale : 14 kVA |
| Idzim | Idiofa Bandundu | Puissance : 108,9 kW Hauteur de chute : 28,55 m Débit : 470 l/s |
| Osso | Bas-Zaïre | Puissance : 190 ch (141,7 kW) Hauteur de chute : 8,6 m Débit : 2 000 l/s |
| Nioka | Bunia Haut-Zaïre | Puissance : 26,6 ch (19,8 kW) Hauteur de chute : 5 m Débit : 500 l/s |
| Pères Trappistes | Kikwit Bandundu | Puissance : 76 ch (56,7 kW) Hauteur de chute : 64 m Débit : 450 l/s |
| Raedeck | Bukavu, Kivu | Puissance : 23,9 ch (17,8 kW) Hauteur de chute : 64 m Débit : 35 l/s |
| Franz | Bukavu, Kivu | Puissance : 64 ch (47,7 kW) Hauteur de chute : 10 m Débit : 600 l/s |
| Robert | Bukavu, Kivu | Puissance : 19,7 ch (14,7 kW) Hauteur de chute : 14,2 m Débit : 130 l/s |

en monnaie locale. Leur coût total moyen est estimé à la moitié du prix de l'ensemble de l'équipement (voir Tableau 2).

TABLEAU 2. Projet hydro-électrique de Koda, sommaire de coût estimatif, février 1982^a

| Rubrique | Coût Total | |
|--|------------------|----------------|
| | Z | \$ |
| Matériaux | 1 017 500 | -- |
| Equipement | 248 900 | 361 000 |
| Formation professionnelle et supervision | 14 800 | 45 000 |
| Provision pour imprévus | 380 000 | 40 000 |
| Total | 1 661 200 | 446 000 |

^a Ces coûts estimatifs sont basés sur une étude préparée par l'USAID/Zaïre pour le projet sur les chutes du Koda dans la région du Haut-Zaïre. Cette estimation exclut les frais de conception. L'addition des frais de change en monnaie locale et en devise étrangère donne un coût total pour le projet de quelque 600 000 \$ (1\$ = 5,5Z) au taux officiel et (1\$ = 10Z environ au taux du marché). La puissance prévue de l'installation de Koda est de 250 kW.

L'équipement des mini-centrales hydrauliques inclut : des conduites forcées, des turbines, des génératrices, des pylônes haute tension, des conducteurs, des isolateurs, des transformateurs et des compteurs. Le Zaïre et probablement la plupart des pays africains doivent importer cet équipement en l'absence de fabricants locaux. Ce matériel doit généralement être payé en devise étrangère (dollars).

Applications finales de l'énergie produite

Les installations hydrauliques des missionnaires au Zaïre fournissent de l'énergie aux hôpitaux, aux maternités, aux dispensaires, aux ateliers et aux écoles, pour le fonctionnement des appareils électroménagers et des systèmes d'éclairage. L'énergie produite par les installations hydrauliques des particuliers et des petites entreprises est utilisée pour le fonctionnement de l'équipement commercial, des

machines, des moulins et des appareils électriques ainsi que pour la satisfaction des besoins domestiques (éclairage et appareils électroménagers).

EVALUATION PRELIMINAIRE DES NOUVEAUX SITES

L'évaluation préliminaire des sites convenant au développement de l'énergie hydraulique dans les secteurs ruraux a été menée par le Gouvernement zaïrois et divers bailleurs de fonds, dont notamment l'USAID.

Le groupe de travail sur la politique énergétique du gouvernement, coiffé par le Service présidentiel d'études (SPE), a dressé un inventaire non exhaustif des sites à considérer pour la mise au point future du programme d'électrification rurale du Zaïre (voir Tableau 3). Le terme mini-centrale hydro-électrique, selon le Gouvernement du Zaïre, s'emploie pour désigner des centrales d'une puissance installée de 2 000 à 10 000 kW. Les installations d'une puissance inférieure à 2 000 kW sont appelées des micro-centrales hydrauliques.

L'USAID/Zaïre a procédé à une investigation des autres sites pour la construction de mini-centrales hydrauliques en réponse à diverses demandes présentées par des particuliers attirés par l'assistance technique et financière octroyée au développement du potentiel hydro-électrique rural (voir Tableau 4).

L'USAID classe les petites installations hydrauliques en mini-centrale, micro-centrale ou petite centrale. Selon cette définition, les micro-centrales ont une puissance inférieure à 100 kW ; les mini-centrales ont une puissance variant entre 100 et 1 000 kW, et les petites centrales hydrauliques ont une puissance de 1 à 15 MW.

Critères de sélection des sites (4)

Les critères applicables à la sélection des sites sont les suivants :

- Impact socio-économique. Il est mesuré selon l'importance démographique, le nombre d'écoles, d'installations sanitaires, d'entreprises commerciales et agro-industrielles dans la région. Il se traduit par l'évaluation de la capacité d'une communauté à produire des recettes suffisantes pour amortir les dépenses d'installation et d'exploitation.
- Electricité déjà disponible. L'évaluation du site permet de déterminer si l'énergie hydro-électrique est l'option la plus appropriée pour satisfaire les besoins de la région. Les régions situées dans la

zone de service d'un réseau de transport (existant ou prévu) ne sont considérées comme sites appropriés que lorsque les lignes existantes ne peuvent les desservir (quand les transformateurs-abaisseurs de tension sont trop coûteux ou incompatibles avec le système principal).

- Puissance potentielle. Le potentiel électrique d'un site se définit par sa puissance brute (kW) et son énergie active (kWh). Les sites où les ressources hydrauliques existent mais où le potentiel électrique est trop bas ou trop incertain, en raison des variations saisonnières du débit, ne sont pas appropriés.
- Hauteur de chute disponible. La hauteur de chute minimale acceptable a été établie de

façon à éliminer les sites potentiels ayant des ressources hydrauliques suffisantes, mais qui en raison d'une hauteur de chute faible seraient moins rentables à développer. En général, il est peu commode d'exploiter un site où la hauteur de chute disponible est inférieure à 3 m.

- Compatibilité avec les plans de développement régional. La compatibilité de chaque site avec le programme de développement du Gouvernement zaïrois doit être vérifiée. Certains centres de production agricole revêtent pour le Gouvernement du Zaïre une plus grande priorité de développement.
- Impact sur l'environnement. Le développement d'un site doit être soumis à une

TABLEAU 3. Evaluation du site, Sommaire I (Gouvernement zaïrois)

| Nom de la région | Nom de la rivière | Nom de la zone | Nom des chutes | Hauteur de chute (m) | Débit moyen (m ³ /s) | Puissance théorique (kW) |
|------------------|-------------------|----------------|----------------|----------------------|---------------------------------|--------------------------|
| Kasai occidental | Tshibashi | Demba | Tshibashi | 4 | 5 | 160 |
| | M'ao | Kazumba | Tshibuayi | 4,26 | 66,50 | 2 266,32 |
| | Lulua | Karanga | Bombo | 10 | 100 | 8 000 |
| Kasai oriental | Katsha | Lupatapata | Katsha | 17,14 | 0,56 | 76,80 |
| | Mbuji-Mayi | Mwene-Ditu | Katambaye | 13,80 | 126 | 13 910,40 |
| | Luilu | Gandajika | Kafumbu | 10,05 | 92,01 | 7 397,85 |
| | Muovo | Miabi | Muovo | 20 | 2,92 | 467,20 |
| Kivu | Rutshuru | Rutshuru | Rutshuru | 23 | 14 | 2 576,00 |
| | Fuku | Rutshuru | Rutshuru-Fuku | 25 | 1,40 | 280,00 |
| | Musosa | Lubero | ITAV-Butembo | 7,60 | 1,50 | 91,20 |
| | Semliki | Lubero | Semliki | 20 | 90 | 14 400 |
| | Luhulu | Lubero | Mugomba | 140 | 10 | 11 200 |
| | Mweso | Masisi | Ngingwe | 15 | 18 | 2 160 |
| | Mweso | Masisi | Binza | 25 | 12,80 | 2 560 |
| | Nyakisuma | Masisi | Nyakisuma | 172 | 0,50 | 688 |
| | Osso | Masisi | Osso | 15 | 25,80 | 3 096 |
| | Luberizi | Uvira | Luberizi | 28 | 1,50 | 336 |
| | Mutambala | Baraka | Malitchia | 6,50 | 11,20 | 582,40 |
| Ulidi | Mwega | Mwega | 30 | 27,50 | 6 600 | |
| Bas-Zaïre | Luasi | Mbanza-Ngungu | Gombe-Matadi | 10 | 2,20 | 176 |
| Haut-Zaïre | Lindi | Banalia | Bengamisa | 12 | 500 | 48 000 |
| Kivu | Lutulu | Lubero | Butembo | 174 | 3,10 | 6 000 |
| | Butahu | Beni | Ruwenzori I | 180 | 3,10 | 6 000 |
| | Lusilube | Beni | Ruwenzori II | 180 | 2,50 | 6 000 |
| | Kiliba | Uvira | Kiliba | 545 | 2 | 15 000 |
| | Lubero | Lubero | Lubero | 45 | 2,50 | 1 700 |
| | Talya sud | - | Muhuma | 280 | 8,10 | 25 000 |

TABLEAU 4. Evaluation du site, Sommaire II (USAID/Zaire)

| Nom de la région | Nom de la zone | Nom de la rivière | Nom des chutes | Hauteur de chute (m) | Débit (m ³ /sec.) | Puissance (kW) |
|------------------|-----------------------|-------------------------------|-------------------------|----------------------|------------------------------|----------------|
| Equateur | Gemena | Affluent de la rivière Libala | Zulu-Karawa Karawa | 7 | 5 | 200 |
| Haut-Zaire | D'jungu | Koda | Koda | 94 | 0,28 | 254,59 |
| Shaba | Kamina | Lulelwe | Songa | 11,20 | 24 | 2 104,76 |
| Bas-Zaire | Luozi Mbanza-Ngungu | Ngudi Lunionzo | Sundi-Lutete Sona-Pangu | 16,50 -- | 24 -- | 3 106 20 |
| Kivu | Rutshuru | Rutshuru | Rwanguba | -- | -- | 125,80 |
| Bas-Zaire | Mbanza-Ngungu | -- | Gombe-Matadi | -- | -- | 140 |
| | Mbanza-Ngungu Madimba | Notake | Nkamba | 30 | 0,07 | 15 |
| | | -- | Sona-Bata | -- | -- | 40 |
| Haut-Zaire | Irumu | Notake | Tshabi | 17 | 0,30 | 50 |
| | Irumu | Ababiba | Tshabi | 30 | 0,12 | 40 |
| Kiva | Shabunda | -- | Katchungu | -- | -- | 12 |
| | Fizi | -- | Nundu | -- | -- | 100 |
| | Pangi | -- | Kama | -- | -- | -- |
| Kasai occidental | Dibaya | Lubi-Mpata | Lubi-Mpata | -- | -- | 180 |
| | Dibaya | Lukula | Tshidimba | 8,13 | 2,39 | 154,46 |

étude d'impact. Pour la plupart des petites installations hydrauliques, l'impact sur l'environnement devrait être faible.

- Distance des centres de consommation. La distance entre la centrale de production et les centres utilisateurs détermine l'étendue des lignes de transport requises. L'utilisation de très longues lignes pour alimenter un petit centre de consommation revêt peu d'intérêt.
- Conditions géologiques. Une première évaluation des conditions géologiques d'un site doit être favorable à l'installation.
- Disponibilité d'un personnel qualifié. La disponibilité d'effectifs locaux pour participer à l'installation, à l'exploitation et à la maintenance des centrales hydro-électriques doit être évaluée. Il faut un minimum de personnel technique et administratif capable d'assimiler la formation professionnelle et les compétences techniques appropriées.

En résumé, il est donc nécessaire de procéder à une évaluation des répercussions sur l'environnement, de la distance entre la centrale et le centre d'utilisation, des conditions géologiques du site et de la disponibilité locale d'un personnel disposant des connaissances ses en requi-matière de construction.

PLANS POUR LE DEVELOPPEMENT FUTUR

Suite à un colloque national sur l'énergie en 1980, le SPE a été désigné pour diriger un groupe de travail du Gouvernement zaïrois chargé de formuler une politique énergétique nationale. Les premières ébauches de cette politique ont accordé une grande priorité au développement des mini-centrales hydrauliques en milieu rural. A l'heure actuelle, Le SPE procède à un inventaire régional afin de mettre sur pied un plan national de développement hydro-électrique rural. Les plans initiaux envisagent une série de projets pilotes en vue de développer une base de données concernant les besoins techniques, administratifs et financiers aux niveaux local et national.

Le Gouvernement zaïrois a demandé l'aide de l'USAID pour entreprendre des études opérationnelles sur le développement hydro-électrique rural. Le Gouvernement zaïrois et l'USAID/Zaïre prévoient d'entreprendre les études de faisabilité opérationnelles par le truchement de projets pilotes. C'est ainsi qu'en 1981, l'USAID avait demandé à la NRECA (National Rural Electric Cooperative Association) d'entreprendre une étude préliminaire de ce projet. Le rapport de la NRECA (4) a souscrit à ce concept et présenté une série d'options concernant la planification initiale. Le coût du programme national des projets pilotes a été estimé à 15 millions de dollars E.U.

Le concept du projet met l'accent sur l'établissement des institutions et le transfert de technologie de façon à jeter les bases du développement à long terme du potentiel hydro-électrique rural du Zaïre. Les plans actuels prévoient d'octroyer la responsabilité principale de l'exploitation à la Société nationale d'électricité (SNEL). Ainsi, dans le cadre de ce projet, la SNEL établira une division spéciale, chargée des mini-centrales hydro-électriques rurales composée de personnel spécialisé en ingénierie, économie, administration et logistique. Une équipe d'assistance technique constituée de spécialistes dans ces disciplines sera responsable de la formation et de l'encadrement du personnel pendant toute la durée du projet. Le personnel technique et administratif serait formé au Zaïre et à l'étranger.

Ce projet comprendra l'installation d'un certain nombre de mini-centrales hydrauliques pour vérifier leur faisabilité dans différentes régions géographiques et contextes socio-économiques. Le développement de ces installations offrira au personnel de la SNEL une expérience pratique qui l'aidera à perfectionner les critères de repérage des sites dans le cadre d'un programme national de développement énergétique à long terme. Pendant toute la durée du projet, la SNEL développera la capacité institutionnelle pour assurer le soutien technique, administratif et logistique pour l'électrification future du milieu rural au moyen de micro-centrales. Les services de soutien précis seront les suivants :

- Ingénieurs en génie civil chargés de la conception, de la construction des ouvrages de retenue d'eau, de l'analyse hydrologique (approvisionnement en eau et estimation des crues) de la sélection et de l'installation des turbines appropriées ainsi que des études d'impact et géologiques.
- Ingénieurs électromécaniciens responsables de la conception, de la construction des systèmes électriques et de l'installation

de l'équipement de production, de régulation et de transport des petits systèmes hydro-électriques.

- Economistes et sociologues pour évaluer et soutenir l'organisation communautaire, la planification de la distribution et de l'utilisation de l'énergie, les opérations de financement, d'installation, d'exploitation et d'amortissement des coûts.
- Soutien administratif et logistique pour faciliter la planification et limiter les contraintes à la mise en oeuvre des plans de façon décisive et efficace.

Il est vraisemblable que ce projet permettra d'établir les mécanismes de financement requis pour le développement soutenu du programme d'électrification rurale au Zaïre. Le rôle des associations coopératives, des institutions d'épargne locales, des banques de développement régionales et nationales et l'aide des bailleurs de fonds fera l'objet d'une étude.

RESUME ET CONCLUSION

Vu que le produit national brut (PNB) d'un pays en développement est étroitement lié à la consommation d'énergie (2), un effort continu visant à développer le potentiel hydro-électrique chaque fois que cela est possible, peut jouer un rôle essentiel dans la croissance économique et sociale d'un pays.

Les mini-centrales hydrauliques peuvent satisfaire les besoins des collectivités rurales isolées. Elles combinent le potentiel illimité d'une ressource renouvelable avec la fiabilité d'une technologie éprouvée. Cette option est disponible aujourd'hui et peut être combinée aux autres sources d'énergie et aux diverses technologies (3).

Vu le renchérissement continu des prix du pétrole, on se tourne maintenant vers l'équipement hydro-électrique pour la mise sur pied de systèmes rentables. La conception et le développement des systèmes doivent être adaptés au potentiel. Il faut mettre au point des méthodes pour comprimer les frais de conception, d'installation et d'exploitation de sorte que les coûts soit proportionnels à la quantité d'énergie que les mini-centrales sont susceptibles de produire.

Les nouveaux équipements -- roulements, petits générateurs et systèmes électroniques de commande -- permettent maintenant d'installer des mini-centrales dont le coût d'installation est égal ou inférieur à 2 000 dollars par kW, les frais de maintenance représentant par an moins de 5 % des fonds investis. De tels

systèmes peuvent avoir une durée de vie utile de 30 à 40 ans. De plus, ils peuvent être mis en place en quelques mois, par une main-d'oeuvre en majorité non qualifiée, avec un minimum d'assistance technique et de supervision. Il convient de perfectionner les systèmes du début jusqu'à la fin du projet pour réduire les coûts et la complexité de façon à exploiter rapidement et pleinement le potentiel hydro-électrique aux fins de l'électrification rurale.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

1. Commission consultative sur l'innovation technologique, Conseil de la science et la technologie pour le développement international, Commission sur les relations internationales, Conseil national de la recherche. Supplement Energy for Rural Development. Washington, D.C. : National Academy Press, 1981, p. 48.
2. Gladwell JS, et Warnick CC. Low Head Hydro, an Examination of an Alternative Energy Source. Moscow, ID : Institut de recherches sur les ressources hydrauliques de l'Etat d'Idaho, juin 1979.
3. NRECA. Small Hydroelectric Powerplants, an Information Exchange on Problems, Methodologies and Development. Washington, D.C.: National Rural Electric Cooperative Association, 1981, p. 6.
4. NRECA. Small Hydropower and Rural Electrification Project for Zaire. Washington, D.C.: National Rural Electric Cooperative Association, juillet 1981.
5. Division de la science et de la technologie, Bibliothèque du Congrès. Phase I Environmental Profile of the Republic of Zaire. Contrat de l'AID numéro SA/TOA 1-77 en collaboration avec le secrétariat des Nations Unies sur l'homme et la biosphère. Washington, D.C.: Department of State, juin 1980.
6. Service présidentiel d'études (SPE). Colloque national sur l'énergie -- Potentialités énergétiques. Nsele, 25-28 février 1980, p. 22.
7. Zerban A, et Nye EP. Power Plants. Deuxième édition. Scranton, PA: International Textbook Company, 1967, p. 41.

Tour d'horizon : le projet hydraulique Zoulou

Robert S. Thornbloom

Ingenieur en chef
Projet hydraulique Zoulou
Karawa, Zaïre

INTRODUCTION

L'augmentation rapide du coût de l'énergie électrique produite par groupe électrogène, la demande croissante et le besoin d'améliorer les services, ont incité beaucoup d'habitants au Zaïre à rechercher d'autres sources d'approvisionnement.

L'Eglise du Christ au Zaïre/Communauté évangélique en Ubangi-Mongala, organisation privée de travailleurs bénévoles, s'est lancée en coopération avec le Gouvernement du Zaïre, dans la mise au point d'une petite centrale hydro-électrique dans la région de l'Equateur, située au nord-ouest du pays. L'USAID (Agence américaine pour le développement international) est le bailleur de fonds principal. L'électrification rurale est pratiquement inexistante dans cette région. Le développement d'une source énergétique dans cette zone a été jugé indispensable pour alimenter l'hôpital et les centres d'enseignement 24 heures sur 24. Des efforts soutenus ont été déployés en vue de construire cette centrale hydraulique, étant donné que les coûts et l'approvisionnement en pétrole représentent des problèmes constants. Même si le combustible se vendait à un prix abordable, il est fort douteux que l'approvisionnement suffirait à assurer le fonctionnement des centrales 24 heures sur 24. Le pétrole est rationné à l'heure actuelle tout comme le gaz propane liquide et l'essence.

Le coût initial de la mise en oeuvre du projet hydraulique Zoulou est assez élevé, mais les faibles coûts d'exploitation et de maintenance constituent un atout. Il est regrettable que cette technologie n'ait pas été mise en place plusieurs années auparavant, parce que tous les coûts sont montés en flèche depuis la crise du pétrole de 1973.

SELECTION DU SITE

Le débit, la hauteur de chute, l'ouvrage de retenue et le coût de développement sont les critères principaux pour sélectionner un site hydraulique approprié. Pour commencer, trois petits sites hydrauliques potentiels près de Karawa ont été recensés.

Bien qu'ils soient situés près des centres habités, deux de ces sites ont été éliminés en raison des besoins d'aménagement du terrain et des problèmes de déversoir et de prévention des crues. Un des sites se trouve sur la rivière Bagbau, 2 km à l'est de Karawa et dispose d'un débit de 6 à 8 m³/sec. Cependant, ce site n'offre pas de chutes naturelles et nécessiterait la construction d'un barrage de 600 m de longueur et 7 m de hauteur pour développer une puissance électrique d'environ 300 kW. Les problèmes d'aménagement du terrain, de déversoir et de prévention des crues ont porté le coût du développement du site à un niveau prohibitif. Le deuxième emplacement est situé sur la rivière Libala, cours d'eau au potentiel plus important situé à 2,5 Km au sud de Karawa. Cependant, la mise en valeur de ce site exigerait un énorme barrage en terre et poserait des problèmes de déversoir et de prévention des crues similaires au site précédent.

Le dernier site, Zoulou, est situé à l'ouest, à 11,2 km de Karawa, dans une région de forêts épaisses, mais a l'avantage d'offrir des chutes naturelles. Ce site a une hauteur de chute de 7 m et un débit de 5 m³/s. Les inconvénients du site Zoulou sont la distance entre le lieu de production et le centre d'utilisation et la nécessité de construire un barrage en terre de 3,5 m de hauteur et 350 m de longueur.

FAISABILITE ECONOMIQUE ET APPLICATIONS FINALES

Les estimations de coût revêtent une grande importance. Elles doivent définir avec précision les grandes catégories de dépenses pour faciliter le calcul du prix réel en dollars à mesure que les prix et les conditions changent. Dans le cas du projet Zoulou, par exemple, le prix du ciment a subi une augmentation de l'ordre de 3 000 % entre 1977 et 1982. De plus, les frais de manutention et de transport sont montés en flèche pendant cette période.

Il faut être conscient, en outre, des coûts des activités et des ouvrages de soutien comme par exemple, routes d'accès, terrains d'aviation et réparations des installations présentes. Il convient de se poser les questions suivantes :

- Doit-on inclure ces activités dans le projet hydraulique, ou contracter auprès d'autres sources ?
- Auront-elles une fonction utile dans la région au cours et après l'achèvement du projet ?
- Serviront-elles les intérêts à long terme de la région ?

Une évaluation des avantages et des applications finales s'impose également. La mise en valeur d'une source énergétique entraîne de nombreux changements qui ont un impact sur la collectivité. Si possible, il est important d'attribuer une valeur monétaire aux avantages, directs et indirects, tirés du projet. Fort heureusement, la valeur monétaire de la production augmente souvent en proportion du coût de développement. Dans ce cas, la valeur des produits finaux reste compétitive surtout au vu d'une longue durée de vie utile et des prix croissants du pétrole.

La dépendance réduite à l'égard des combustibles fossiles constitue l'atout majeur d'une mini-centrale projet hydraulique. Une source sûre d'énergie favorise la planification et réduit les dépenses d'exploitation. Ces économies peuvent être répercutées sur les consommateurs de Karawa.

A Karawa, la mini-centrale hydraulique représentera un grand avantage pour la mission parce qu'elle fournira de l'électricité aux secteurs suivants :

- Services médicaux, (meilleur système d'éclairage, installation de couveuses, de réfrigérateurs, climatisation des salles d'opération et eau chaude pour les bains et la lessive).
- Département d'enseignement, (matériel de laboratoire et audio-visuel).
- Département des services techniques, (outils électriques, meule pour broyer le maïs, le manioc et produire de la farine pour la consommation locale).

Les promoteurs du site Zoulou espèrent que ces améliorations qui permettent d'économiser du temps auront un effet cumulatif dans la communauté entière, augmentant la production alimentaire, améliorant le régime nutritif, la santé et développant les possibilités d'enseignement à un coût réduit. Ces avantages pourraient faire évoluer les zones rurales avoisinantes du niveau de subsistance à un niveau de vie meilleur.

PLAN D'ACTION

Il est important de planifier les activités, les sources d'approvisionnement, les équipes d'ouvriers et les procédures de construction. Les conditions météorologiques revêtent une importance capitale. Souvent, il est nécessaire d'improviser pour faire face aux difficultés qu'imposent un changement de temps et d'autres problèmes imprévus.

Vu que les machines ne sont pas aisément disponibles, on doit recourir à la main-d'oeuvre pour la plupart des travaux de génie civil. En conséquence, une pénurie de main-d'oeuvre pendant la moisson peut retarder le projet. Le manque de personnel semi-qualifié justifiera souvent une formation sur le tas, ce qui exige du temps et des instructeurs. Si possible, il faut planifier la mise en oeuvre d'un projet de telle sorte que chaque équipement achevé puisse remplir une fonction utile dans la région ou faciliter les travaux de construction.

Dans le cas du projet Zoulou, en attendant que la construction du barrage soit achevée, on mettra en service une turbine plus petite qui fonctionnera à un tiers du débit de la rivière. Bien que cette turbine ne va pas nécessairement réduire les coûts de construction, elle fournira une quantité d'énergie trois fois supérieure à celle fournie à présent par les groupes électrogènes diesels pour satisfaire les besoins de la collectivité.

SOURCES D'EQUIPEMENT

Il existe beaucoup de fournisseurs de petit matériel hydraulique sur le marché mondial. Le site Zoulou fonctionne avec un équipement turbo-générateur livré par les compagnies Leffel et Ossberger déjà monté et prêt à être installé. Les deux fabricants ont de nombreuses années d'expérience et ont été d'une grande aide dans la planification et le regroupement des données nécessaires. L'USAID a également fourni de l'équipement pour la réalisation du projet notamment les tombereaux, les compresseurs et les réservoirs de carburant et d'eau.

Presque toutes les composantes de la centrale sont importées, à l'exception de la conduite forcée qui a été fabriquée à Kinshasa. Dans certains cas, du matériel d'occasion a été adapté pour assurer l'avancement des travaux. Le projet Zoulou a exigé principalement des camionnettes, des pompes et des groupes électrogènes de 2 à 15 kW. Le département des services techniques assure que l'équipement est en bon état de fonctionnement.

MISE EN OEUVRE

Plusieurs problèmes se sont posés au cours de la réalisation du projet hydro-électrique Zoulou. Ces difficultés ainsi que quelques solutions pour les éviter sont présentées ci-dessous :

Financement

L'autorisation de transfert des fonds a été retardée et l'on a enregistré des délais qui ont atteint jusqu'à 7 mois avant que la banque ne débloque les fonds. De plus, il y a eu carence de billets lors de la mise en service des nouveaux instruments monétaires et pendant la récolte du café.

Assistance technique

Il est important d'engager des experts-conseil dans plusieurs disciplines aux points critiques de la mise en oeuvre du projet, en particulier pour la sélection du site, la conception et la mise en service de la centrale.

Approvisionnement

Contrairement aux estimations préalables, il a fallu plus de temps pour assurer la constitution des stocks et il a été nécessaire de garder une réserve disponible plus importante que prévue. Le projet requiert d'autres facilités de transport et un bon réseau de communications entre le site et le centre d'opérations.

Equipement

Il a fallu garder deux unités de chaque matériel critique disponible ou louer un équipement similaire. Par exemple, le chargeur est resté hors service pendant 11 mois pendant que l'on attendait l'envoi de pièces de rechange et de réparateurs.

Main-d'oeuvre

La main-d'oeuvre qualifiée et semi-qualifiée n'est pas toujours disponible. Dans certains cas, il faut former la population, y compris aux techniques élémentaires. Dans le projet

Zoulou, on a enregistré des retards d'un an et demi dans la formation professionnelle vu que les cours techniques dans les écoles avaient été annulés.

Il est important de déterminer l'ampleur de la main-d'oeuvre nécessaire et la période où il conviendra de l'employer. Il se peut qu'il y ait carence de personnel non-qualifié pendant les périodes critiques de réalisation du projet. Par exemple, le projet Zoulou dut faire appel à une équipe d'ouvriers non-spécialisés lors de la récolte des produits maraîchers dans le potager local et beaucoup d'employés voulaient s'absenter du travail.

Il est important qu'un membre de la communauté locale supervise la main-d'oeuvre de façon appropriée.

Rémunération

Si le barème de salaire est trop bas pour attirer la main-d'oeuvre locale, un système de récompense pour l'aide apportée et une bonne prestation peut y suppléer. D'autres encouragements peuvent attirer la main-d'oeuvre, tels que la fourniture et la vente de produits de première nécessité tels que machettes, chaussures, savons, sel et bois, à des prix avantageux. On doit aussi fournir au personnel :

- des vêtements de travail et des casquettes,
- une assistance médicale (premiers soins au chantier et transport à l'hôpital le plus proche),
- une assurance en cas d'accident.

Relations Publiques

Inviter les autorités locales à se rendre sur le site du projet peut se révéler positif. Il est également important de louer et de remercier tous ceux qui ont participé au projet notamment les personnes qui ont assuré l'obtention des droits de passage, l'autorisation du projet, le financement, l'assistance technique, les contributions en nature et le recrutement de la main-d'oeuvre.

CONSIDERATIONS TECHNIQUES

**Mini-projets hydrauliques
(une présentation de diapositives)**

Allen R. Inversin

**Facteurs liés à l'hydrologie, à l'environnement
et à la géologie conditionnant le choix du site
mini-hydraulique**

Paul H. Kirshen

**Impératifs en matière de données hydrologiques
pour la construction de mini-centrales hydrauliques**

Walter D. Lawrence

**Conception de l'équipement et possibilités
de fabrication locale**

Reinhold Metzler

**Régulateur électronique de charge et
développements connexes**

Jack Woodward

**Point de vue sur le développement des petites
centrales hydrauliques**

Jaime Lobo Guerrero

**Une démarche radicale en matière d'électrification
rurale dans les pays en développement**

Hoesni Nasaruddin

Mini-projets hydrauliques (une présentation de diapositives)

Allen R. Inversin

Ingénieur en micro-centrales hydrauliques
Programme de mini-centrales décentralisées
National Rural Electric Cooperative Association
Washington, D.C.

INTRODUCTION

Les grands projets hydro-électriques, qui produisent des centaines de MW, nous sont en général plus familiers que les petites centrales hydrauliques. Les grands projets sont non seulement impressionnants mais peuvent grandement augmenter l'énergie électrique disponible pour les activités de développement d'une nation. Pour les pays importateurs de pétrole, réaliser de grands projets hydro-électriques peut limiter la ponction sur les devises étrangères. Mais ces installations ne sont pas entièrement sans inconvénients. Elles peuvent créer un impact néfaste sur l'environnement, notamment propager les vecteurs de maladies, inonder des terrains agricoles et déplacer la population. En général, la conception et la construction de ces projets dépendent largement des compétences étrangères et de l'importation de matériaux et d'équipement coûteux.

Les projets hydro-électriques de moindre importance permettent une plus grande participation locale et donc, une plus grande rentabilité et des avantages plus importants pour une nation. Par exemple, une centrale de 3 MW près de Fang, dans le nord-ouest de la Thaïlande, a été conçue par des ingénieurs Thaïs et construite par les compagnies locales ; seuls l'équipement turbogénérateur et le matériel annexe ont été importés (voir Fig. 1).

Le renchérissement du prix du pétrole a renforcé l'intérêt dans des installations encore plus petites qui, même récemment, n'auraient pas été rentables par rapport au gas-oil. Ces centrales se trouvent souvent dans des régions plus reculées, à une certaine distance du réseau électrique national. Elles alimentent les centres de population de moindre importance et remplacent souvent les groupes électrogènes au gas-oil existants.

Presqu'au bas de l'échelle énergétique on trouve des centrales hydrauliques encore plus petites. Bien que celles-ci ne contribuent pas beaucoup au volume total d'énergie disponible dans un pays, elles répondent à des besoins précis et rendent un service important. Par exemple, une centrale de 90 kW, pourvoit un hôpital et les habitations du personnel en électricité dans les régions montagneuses du centre de la Papouasie Nouvelle-Guinée ; une centrale de 12 kW alimente une station forestière et un village tribal (voir Fig. 2) dans le nord-ouest de la Thaïlande et une installation de 1 kW assure l'éclairage d'un village de montagne très retiré en Papouasie Nouvelle-Guinée (voir Fig. 3). Ces centrales plus petites permettent un élargissement de la participation locale, notamment la fabrication sur place d'une partie du matériel turbogénérateur et l'association de la communauté à l'installation et à la gestion de ces

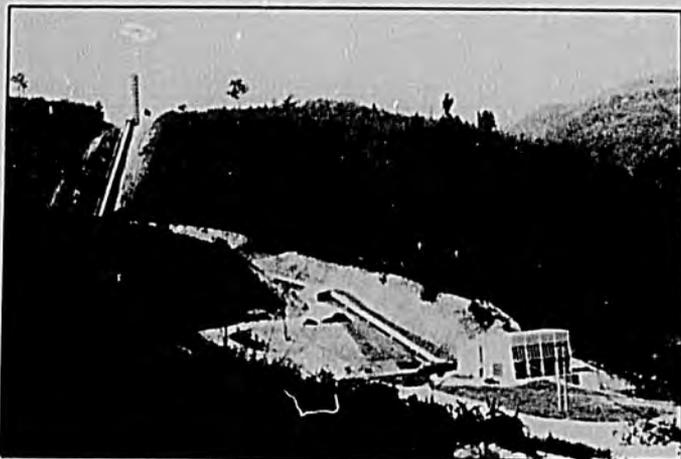


Fig. 1. Centrale de 3 MW près de Fang, Thaïlande.

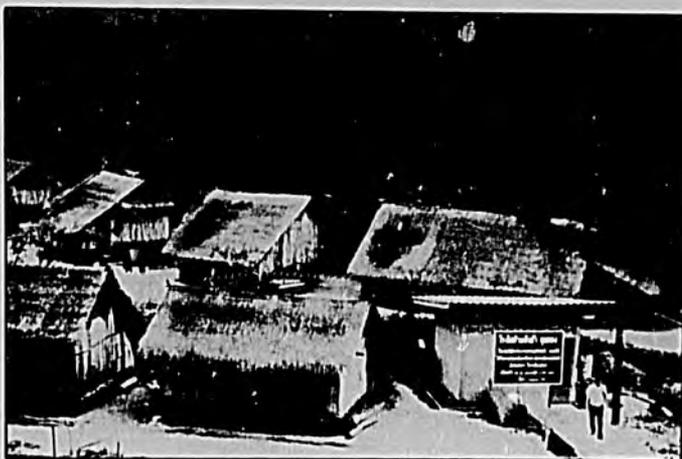


Fig. 2. Centrale de 12 kW à Khun Khong, Thaïlande.



Fig. 3. Centrale de 1 kW à Gemaheng, Papouasie Nouvelle-Guinée.

systèmes. Elles peuvent contribuer directement au développement rural.

CARACTERISTIQUES PRINCIPALES

Bien que les centrales hydrauliques aient des dimensions et conceptions diverses, elles remplissent toutes la même fonction -- par le biais d'une turbine, elles prélèvent l'énergie libérée par l'eau pendant sa chute. Il existe un grand nombre de turbines qui couvrent toute la gamme des hauteurs de chute ; la topographie du site envisagé détermine la conception du projet. Cependant, toutes les centrales hydrauliques comprennent plusieurs ou l'ensemble des ouvrages suivants (voir Fig. 4) :

- **Barrages.** La première étape concerne l'ouvrage de dérivation qui dirigera l'eau vers la centrale. Ceci peut se faire en construisant un barrage comme dans une installation de 1 MW construite sur place au Népal. Les barrages sont généralement

associés aux grandes centrales hydro-électriques parce qu'ils permettent le stockage d'excédent d'eau. En effet, les petits projets se passent de barrage parce que les précipitations torrentielles dans les régions tropicales, souvent combinées aux pentes défrichées pour l'agriculture, contribuent à un envasement important et à de grandes variations de débit jetant ainsi les bases des problèmes futurs. De plus, ces barrages requièrent souvent une coûteuse série d'études d'ingénierie du site et de l'ouvrage.

- **Déversoir.** Les petits projets sont en général conçus au fil de l'eau, ils utilisent le débit ruisselé sans stocker l'eau pour un usage futur. Dans ce cas, des déversoirs ou d'autres ouvrages de dérivation sont construits en travers de la rivière pour détourner l'eau vers l'ouvrage de prise.

L'ouvrage de prise. L'ouvrage de prise est généralement équipé d'une grille en métal qui a pour fonction d'empêcher l'entrée des gros débris. Souvent, cette construction comporte une vanne pour réguler le régime des eaux coulant vers le bâtiment-usine.

- **Bassin de décantation.** Un bassin de décantation, situé près de l'ouvrage de prise, peut être prévu pour permettre le dépôt du sable et du gravier en suspension. En son absence, ces débris se déposeraient dans le canal sur le trajet menant à la centrale et pourraient progressivement réduire le débit ou bien passer dans la turbine et entraîner sa détérioration rapide.

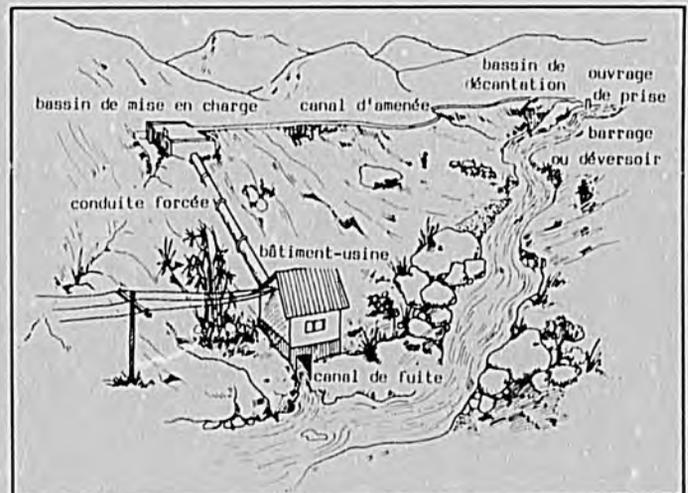


Fig. 4. Principales caractéristiques d'une mini-centrale hydraulique.

- Canal d'aménée. Bien qu'il soit souvent plus judicieux de diriger l'eau directement de l'ouvrage de prise ou du bassin de décantation à la turbine par l'intermédiaire d'une conduite, cette formule est souvent très coûteuse. Une autre méthode pour diminuer ces coûts est d'amener l'eau au point le plus proche en amont de la centrale au moyen d'un canal qui suit une courbe de niveau du terrain. Ce canal d'aménée sera construit avec des matériaux divers notamment béton, bois ou terre.
- Le bassin de mise en charge. Le canal d'aménée conduit l'eau au bassin de mise en charge, situé juste avant la prise de la conduite forcée à la turbine. Il fournit l'espace nécessaire à la décantation de tout débris en suspension dans l'eau et peut stocker des petites quantités d'eau de façon à régler les variations initiales du débit dans la turbine.
- Conduite forcée. L'eau s'écoule dans la conduite forcée, un tuyau qui dirige l'eau sous pression de la turbine au bâtiment-usine.
- Bâtiment-usine. C'est là que la turbine prélève l'énergie hydraulique et l'eau turbinée est évacuée, en général, dans le même cours d'eau.

Ces éléments ont été intégrés dans un projet hydraulique global mis en oeuvre dans l'île de Bali en Indonésie. A l'instar de beaucoup de centrales hydrauliques en Indonésie, ce projet est rattaché à un système d'irrigation. Par conséquent, l'eau est utilisée soit pour l'irrigation, soit pour la production d'électricité ou pour les deux. Puisque les frais sont répartis, le coût de la centrale hydraulique elle-même peut être réduit. Dans ce projet, le barrage maintient un niveau d'eau constant et ne fait pas office de réservoir. L'ouvrage de prise est perpendiculaire à la rivière et dirige l'eau vers le bassin de décantation. Un canal conduit l'eau tout d'abord par un tunnel et ensuite dans un canal. Puis, une partie de l'eau est utilisée pour l'irrigation et l'autre partie est dirigée vers le bassin de mise en charge et ensuite de la conduite forcée jusqu'à la centrale où une chute de 11 mètres produit environ 80 kW.

Bien que les centrales hydrauliques remplissent la même fonction, leur conception et les turbines utilisées varient selon le site. La hauteur de chute utilisable reste le critère prépondérant pour le choix du type de turbine. La hauteur de chute peut varier de 1 à 2 m jusqu'à 1 000 m ou plus. Un rapport approximatif entre la puissance (P , exprimée en kW) produite par une centrale hydro-électrique, la

hauteur de chute (H , en m) et le débit disponible au site (Q , en m^3/s) donne : $P = 6 QH$. Ce rapport suppose un rendement global de 60 %.

Un site de basse chute se trouve à Wonodadi sur l'île de Java en Indonésie (voir Fig. 5). Il ressemble à d'autres projets dans le pays intégrés au réseau d'irrigation existant. La centrale de l'île de Bali utilise l'excédent d'eau provenant d'un canal d'irrigation, tandis que ce dernier projet tire parti d'une chute le long d'un canal d'irrigation majeur. Quand la centrale fonctionne, l'eau est dérivée par un canal court situé juste en amont de la chute de 3-4 mètres jusqu'à la turbine qui produit 230 kW. En raison de la faible chute, un débit important doit alimenter la turbine.

Un exemple de nouveau projet sous hauteur de chute plus élevée est celui de Nam Dang, au nord de la Thaïlande. Avec 79 m de chute, ce site requiert moins d'eau pour produire 50 kW et par conséquent, une turbine beaucoup plus petite (voir Fig. 6). Dans ce cas, la turbine a été fabriquée dans un atelier local.



Fig. 5. Centrale de 210 kW prélevant l'énergie qui serait autrement perdue, d'une chute d'irrigation sur l'île de Java.



Fig. 6. Un des deux groupes turbogénérateurs de 50 kW à Nam Dang, Thaïlande.

UNICITE DE LA MINI-CENTRALE

Jusqu'à une date récente, seuls les grands projets hydro-électriques attiraient l'attention des pays en développement. Aujourd'hui, ceux-ci montrent un intérêt croissant en matière de petites centrales hydrauliques décentralisées. Plusieurs raisons expliquent ce changement :

- Les grands projets dépendent dans une large mesure de matériel, d'équipement et de compétences importés ; les projets plus petits permettent un plus grand usage de matériaux et de la main-d'oeuvre disponibles au niveau local. Au Pakistan, par exemple, les conduites forcées sont non seulement fabriquées en acier, si cela s'impose, mais elles sont aussi construites à partir de bidons d'huile abandonnés, ou même de bois provenant des forêts locales. Les installations plus petites augmentent aussi la possibilité de fabriquer sur le plan local une partie au moins de l'équipement turbogénérateur.
- Les grandes centrales produisent uniquement de l'électricité. Les petits projets permettent, outre la production d'électricité, l'utilisation d'une force mécanique directe pour les équipements d'atelier, les petites industries et les machines agricoles (voir Fig. 7). Tous ces équipements peuvent être alimentés par la turbine sans électricité, réduisant les coûts et la complexité des centrales hydro-électriques. Ceci est particulièrement approprié dans les régions rurales où l'électricité peut accroître la productivité, mais où les compétences nécessaires à la maintenance de l'équipement électrique ne sont pas très développées.

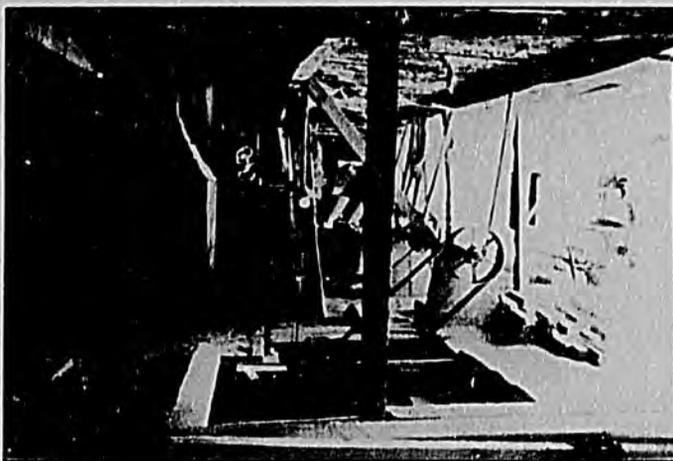


Fig. 7. Sur ce site de 10 kW au Pakistan, l'électricité alimente 80 habitations du village le soir, et pendant la journée, l'énergie mécanique directe actionne toute une gamme d'équipements.

- Les grands projets produisent une quantité d'énergie importante, mais le gros de cette énergie ne peut pas être utilisé pour l'alimentation des régions rurales à cause du coût élevé de transport. Du fait que la charge dans les régions rurales n'est pas très développée, l'électricité n'est utilisée que pour l'éclairage, et la population n'a pas les moyens de payer l'électricité provenant du réseau, ce qui aggrave les difficultés. Par contre, les mini-centrales hydrauliques décentralisées permettent la production d'énergie près des centres consommateurs ruraux, évitant ainsi les coûts prohibitifs de transport.
- Les mini-centrales combinées aux programmes d'applications finales peuvent encourager la croissance économique dans les régions rurales. Si les besoins locaux viennent à dépasser la puissance de la mini-centrale, le facteur de charge plus élevé qu'elle aura engendré réduira les coûts de l'électricité provenant des grands projets centralisés lors de l'expansion future du réseau électrique national. De plus, les clients seront mieux à même d'assumer ces coûts, grâce aux activités lucratives résultant de l'énergie fournie par la mini-centrale hydraulique.

MICRO-CENTRALES HYDRAULIQUES AU NEPAL

Un certain nombre d'organisations et de gouvernements ont entrepris des programmes de construction de mini-centrales. Quelques pays comme l'Indonésie, se sont engagés depuis de nombreuses années déjà dans la fabrication de turbines d'une puissance atteignant le mégawatt. Cependant, la plupart des pays en développement sont pratiquement dépourvus d'expérience en la matière et doivent commencer plus modestement. Le programme du Népal en est un exemple.

Au Népal, le décorticage du riz, la mouture du grain et l'extraction de l'huile exigeaient un travail manuel. Il y a des siècles, les moulins hydrauliques rudimentaires ont mécanisé le broyage du grain. Plus récemment, les moulins ont été remplacés par des moteurs diesels qui actionnent ces équipements de transformation. Au cours de ces quatre dernières années, une compagnie à Butwal a fabriqué et installé des turbines dans plus de cinquante sites reculés à travers le pays afin de remplacer la transformation de produits agricoles coûteuse par moteur diesel (voir Fig. 8). Ces installations sont pratiquement non subventionnées. Pour contrôler les dépenses, on a recours autant que possible aux fabricants locaux, on minimise le nombre des études antérieures à l'installation et l'on fait appel à la main-d'oeuvre locale et à des conceptions appropriées.

Après avoir reçu une demande d'un entrepreneur ou d'un groupe dans un village, un ou plusieurs employés de cette compagnie étudient le site proposé. Ils discutent avec les villageois des différents aspects des travaux à entreprendre, des obligations qui leur incomberont en vertu du projet et des coûts de l'entreprise. Si les villageois se décident en faveur des travaux, ils versent un acompte pour la turbine et l'équipement. La compagnie commence à fabriquer le matériel dans son atelier et parallèlement, les villageois entreprennent l'excavation nécessaire pour l'aménagement de la voie d'eau, de la centrale et du bassin de mise en charge. Ils ramassent les pierres, le sable et d'autres matériaux essentiels disponibles sur le site. Lorsque les habitants ont terminé leurs travaux et sont prêts à poursuivre le projet, ils prennent les dispositions nécessaires pour assurer le transport des machines et d'autres matériaux au site. Une fois ces tâches achevées, la compagnie envoie une équipe de deux personnes au site pour aider les villageois à installer l'équipement. L'équipe est rémunérée à la journée, ce qui encourage les collectifs à utiliser efficacement les compétences des techniciens. La conduite forcée, la turbine et le conduit d'aspiration sont tout d'abord assemblés, mis en place et intégrés en une unité. Puis, on procède à l'installation de l'équipement de décorticage, de broyage et d'extraction. En deux à trois semaines, l'installation est terminée et en service. Bien que ces centrales soient installées en premier lieu pour actionner l'équipement de transformation de produits agricoles. On envisage de plus en plus d'utiliser leur potentiel le soir pour produire de l'électricité.

Les activités de cette compagnie ont démarré lentement, mais à présent les travaux se développent à un rythme accéléré à mesure que les villageois se rendent compte du potentiel que recèle un équipement actionné par énergie hydraulique. Un grand atelier à Katmandou a également entrepris des tâches similaires et installé 50 centrales environ. Cette formule



Fig. 8. Cette usine de 10 kW à Argali est typique des nombreuses micro-centrales hydrauliques situées dans les régions reculées du Népal.

est attrayante car elle peut être reproduite. D'autres personnes dans le pays peuvent l'adopter et provoquer un impact de grande envergure en milieu rural. Au Népal, plusieurs petits ateliers ont pris conscience du potentiel hydraulique dans les montagnes à la suite de l'exemple établi par ces deux compagnies et ont commencé à fabriquer leurs propres turbines.

Cet examen ne présente qu'une formule de mise en oeuvre des mini-centrales hydrauliques. Il faut espérer que ce séminaire sensibilisera les participants aux perspectives qui s'ouvrent dans chaque pays, aux problèmes à résoudre et à la contribution de la mini-centrale hydraulique décentralisée au développement national.

Facteurs liés à l'hydrologie, à l'environnement et à la géologie conditionnant le choix du site mini-hydraulique

Paul H. Kirshen, Docteur ès sciences

Expert-conseil en matière de ressources en eau
Newton, Massachusetts

INTRODUCTION

Quand un projet de mini-centrale hydraulique devient opérationnel, il représente l'aboutissement heureux du processus de planification indiqué à la Fig. 1. Une évaluation de grande envergure permet de repérer les zones où les mini-centrales répondent le mieux aux besoins du pays. Des études de préfaisabilité sont effectuées afin de ramener, par une analyse rudimentaire, le nombre élevé de sites potentiels dans la région ou les pays à un nombre beaucoup plus restreint. La dernière étape du choix du site est l'étude de faisabilité où l'on évalue plus précisément les sites potentiels et où l'on sélectionne les emplacements définitifs. Il faut ensuite passer par les étapes suivantes : approbation, planification, conception et construction du site.

A chaque étape du processus, il faut prendre en considération toute une gamme de facteurs liés à l'hydrologie, l'environnement, la géologie, aux aspects économiques, financiers, sociaux et aux considérations de politique énergétique. L'idéal serait, à chaque étape, de considérer tous les facteurs en même temps mais, en général, ce sont les facteurs hydrologiques qui prédominent initialement. Il y a lieu de se rappeler que toutes les méthodes et analyses doivent être ajustées en fonction des facteurs locaux et de la disponibilité des données.

ANALYSE HYDROLOGIQUE

L'objectif premier des études hydrologiques est d'évaluer la puissance et l'énergie disponibles sur un site grâce au jaugeage du débit et de la hauteur de chute (voir Tableau 1). Dans des études connexes on évaluera :

- La modification du niveau de restitution en vue de déterminer les fluctuations de la hauteur de chute nette.
- L'importance du débit de crue pour la conception du déversoir.
- Les taux d'évaporation et de transpiration pour estimer les pertes de stockage et les changements de hauteur de chute.

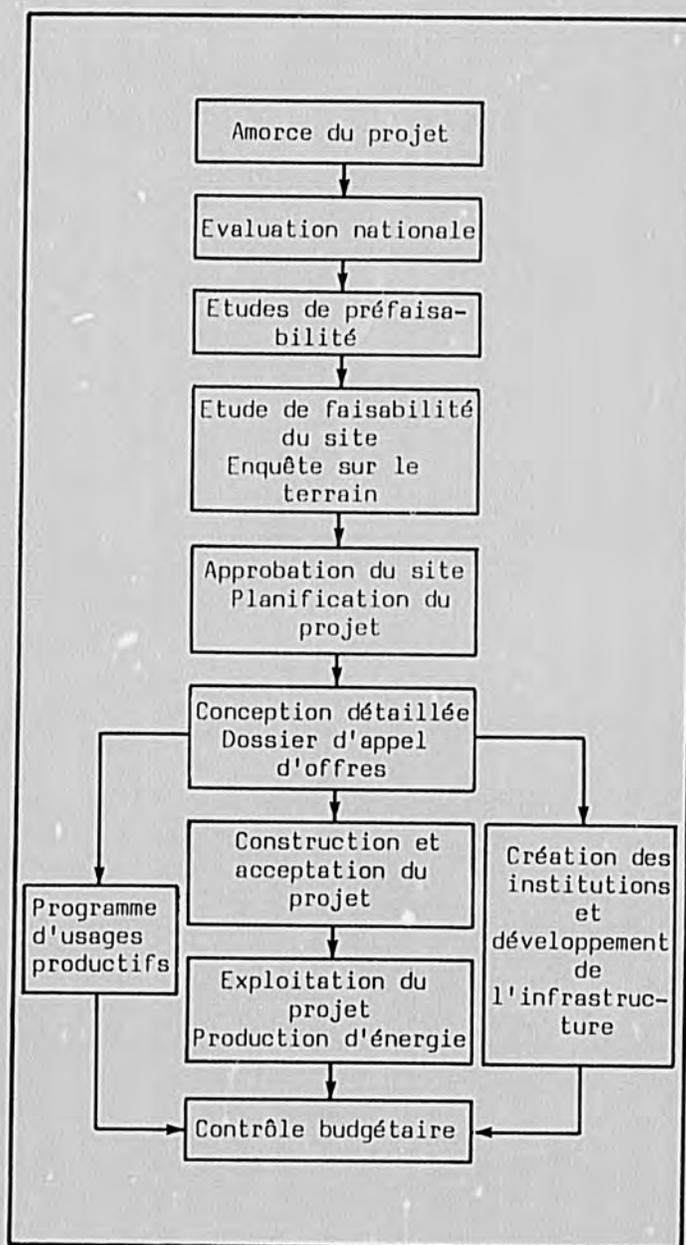


Fig. 1. Etapes de la réalisation d'un projet (10).

Le présent document suppose que l'on dispose dans la plupart des cas, de renseignements suffisants et hautement fiables. Les méthodes

TABLEAU 1. Types de renseignements hydrologiques requis pour une étude de mini-centrale hydraulique

| Type de renseignements | Méthodes |
|--|---|
| | <u>Etude de pré faisabilité</u> |
| Moyenne annuelle de la production d'énergie et de la capacité des turbines | <ol style="list-style-type: none"> 1. Méthodes empiriques. 2. Simulation séquentielle d'une année type. 3. Calcul de la courbe de régime annuelle. |
| Hauteur de chute nette | <ol style="list-style-type: none"> 1. Emploi d'une carte topographique. 2. Visite du site (corriger éventuellement en tenant compte du haut niveau de restitution et/ou des pertes par évaporation et transpiration). |
| Incidence du niveau de restitution | <ol style="list-style-type: none"> 1. Parler aux résidents locaux. 2. Appliquer l'équation du régime à variation graduelle (pas indispensable dans les études de pré faisabilité.) |
| Volume de déversement | <ol style="list-style-type: none"> 1. Il suffit de se rappeler qu'un déversoir peut être requis. |
| Pertes par évaporation et transpiration | <ol style="list-style-type: none"> 1. Il suffit de déterminer si les pertes sont assez importantes pour provoquer le tarissement des réservoirs pendant la saison sèche. |
| | <u>Etude de faisabilité</u> |
| Répartition sur l'année de la production et de la capacité des turbines | <ol style="list-style-type: none"> 1. Calcul de la courbe de régime annuelle. 2. Calcul des courbes de régime mensuelles. 3. Simulation séquentielle des régimes par référence au passé ou par synthèse. |
| Hauteur de chute nette | <ol style="list-style-type: none"> 1. Il faut considérer le type de turbine, le niveau de restitution et les pertes par évaporation et transpiration. |
| Incidence du niveau de restitution | <ol style="list-style-type: none"> 1. Déterminer les niveaux mensuels à l'aide de l'équation du régime à variation graduelle. |
| Volume de déversement | <ol style="list-style-type: none"> 1. Tracer les données relatives au régime annuel maximal sur papier millimétrique semilogarithmique et extrapoler. 2. Ajuster la distribution des valeurs maximales aux données. 3. Utiliser les courbes d'intensité, de fréquence, de durée des précipitations et procéder à l'analyse. 4. Comparer à des bassins hydrographiques similaires. 5. Visite du site. |
| Pertes par évaporation | <ol style="list-style-type: none"> 1. Utiliser les données d'une région similaire. 2. Effectuer les mesures. 3. Effectuer les calculs. |
| Pertes par transpiration | <ol style="list-style-type: none"> 1. Utiliser les données d'une région similaire. 2. Effectuer les mesures. 3. Effectuer les calculs. |
| Autres objectifs du projet | <ol style="list-style-type: none"> 1. Passer en revue les modalités d'exploitation du réservoir ou de l'ouvrage de retenue. |

utilisées pour étudier les sites dont les données sont sujettes à caution, sont abordées dans l'annexe A.

Potentiel de puissance et d'énergie

La formule courante pour déterminer la puissance d'un site est la suivante :

$$P = 9,81 QH_n e$$

où P = puissance (kW)
 Q = débit (m^3/sec)
 H_n = hauteur de chute nette
 e = rendement de la turbine et de la génératrice .

En unité anglaise, cette formule devient :

$$P = \frac{eQH_n}{11.81}$$

où Q = débit (ft^3/sec)

H_n = hauteur de chute nette (en pied),

les autres variables étant identiques. On détermine l'énergie développée en multipliant la puissance par le temps de fonctionnement. Pour évaluer le potentiel de puissance et d'énergie d'un site, il est nécessaire de connaître aussi bien le débit que la hauteur de chute.

Etude de préfaisabilité

Pour comparer la valeur annuelle de l'énergie aux coûts annuels moyens, il faut évaluer la production moyenne d'énergie qui résulte de l'installation d'un ou de plusieurs groupes de turbogénérateurs.

La manière la plus simple de choisir une turbine pour un site est de supposer que la hauteur de chute nette et le rendement sont constants, que les pertes de stockage sont négligeables et d'utiliser les méthodes empiriques mises au point pour une région donnée. Par exemple, une expérience a permis de constater qu'en fondant les calculs sur le débit annuel moyen et un facteur de capacité de 40 %, on débouchait sur généralement des projets économiques (le facteur de capacité est défini comme étant le rapport entre la production annuelle d'énergie réelle et la production d'énergie théorique si l'installation fonctionne toute l'année au débit nominal). En conséquence, on a retenu cette méthode dans les études de préfaisabilité, afin d'évaluer la production d'énergie. Une autre expérience a permis d'établir que l'on pouvait estimer la capacité de production d'énergie en dimensionnant les turbines à 50 % du débit moyen et en supposant que l'installation fonctionne à pleine capacité pendant 5 mois de l'année et produise

un excédent d'énergie de 10 % pendant les 7 mois restants. D'autres méthodes empiriques se fondent sur les valeurs des précipitations et les bassins d'alimentation. Il y aura lieu d'étudier comment la méthode a été déterminée.

Il est possible que de telles méthodes empiriques fassent défaut. Dans ce cas, on pourra passer en revue les études de préfaisabilité et de faisabilité relatives à des mini-centrales construites dans des zones hydrologiques similaires (voir Annexe A). Une autre possibilité serait d'effectuer plusieurs études de préfaisabilité et de faisabilité en se servant des méthodes plus complexes décrites ci-dessous et d'en généraliser les résultats.

Une de ces méthodes consiste à tracer les hydrogrammes mensuels et annuels de plusieurs années types dont le débit annuel avoisine le débit annuel moyen du site. On choisit ensuite une des années types la plus représentative et l'on évaluera la quantité annuelle d'énergie qui serait développée par une turbine de dimensions données (voir Fig. 2). Les estimations de production d'énergie obtenues en l'espèce sont très approximatives, elles sont néanmoins satisfaisantes pour des études de préfaisabilité.

Dans une étude de préfaisabilité, la méthode la plus précise, mais qui demande du temps, pour estimer la moyenne annuelle d'énergie est de tracer les courbes mensuelles ou journalières du débit rapporté sur un an (6,13). La Fig. 3 montre comment utiliser la courbe pour estimer la production d'énergie d'une turbine de dimensions données.

Comme on l'a précédemment indiqué, les études de préfaisabilité relatives aux mini-centrales supposent généralement que la hauteur de chute nette est constante. Pour une turbine à réaction, la hauteur de chute nette est égale à la différence de niveau entre le niveau du canal de charge et le niveau du canal de fuite moins les pertes dues aux frictions contre les grilles, les ouvrages de prise, les conduites forcées, etc. Selon la configuration, ces pertes varient entre un pourcentage négligeable et 10 %. Pour une turbine à action, on devra également déduire la hauteur de chute résultant de la vitesse du débit, qui est la différence de niveau entre l'axe de la tuyère et le niveau de restitution.

Il y a plusieurs manières de provoquer une baisse de la hauteur de chute ou du niveau sur un site, notamment :

- Utiliser un barrage existant ou réparer un barrage endommagé.
- Tirer parti des chutes naturelles en utilisant des conduites forcées.

Marche à suivre

1. Sélectionner un modèle de turbine et le régime maximal et minimal.
2. Poser une valeur constante pour la hauteur de chute nette et le rendement.

L'énergie moyenne disponible chaque mois correspond à la partie de l'hydrogramme située en-dessous de la ligne de régime maximal hormis le cas où le régime mensuel moyen ne dépasse pas le régime minimal. Pendant ces mois, on estime que l'énergie disponible est nulle.

On estime que pendant 40 % du mois d'octobre, le niveau de restitution est trop élevé pour pouvoir opérer. Par conséquent, on doit soustraire la portion hachurée.

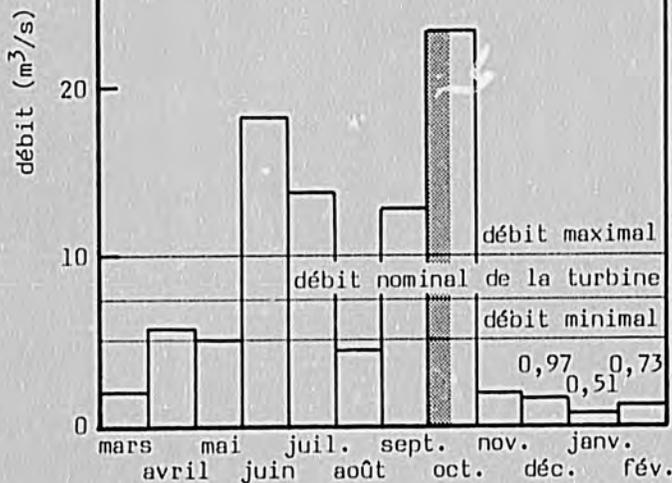


Fig. 2 Estimation de la moyenne annuelle d'énergie à l'aide de la méthode séquentielle de me moyen (7).

- Construire des barrages dans les vallées à flancs abrupts.
- Utiliser des barrages d'irrigation des canaux et des ouvrages provoquant une chute.
- Installer des conduites forcées pour relier les deux berges d'un méandre de forte inclinaison ou pour détourner l'eau d'une rivière à une autre.

Pour entreprendre l'étude de préfaisabilité, le mieux est, tout d'abord, de repérer un site potentiel sur une carte topographique afin de

Marche à suivre

1. Sélectionner un modèle de turbine et le régime maximal et minimal.
2. Poser une valeur constante pour la hauteur de chute nette et le rendement.
3. Convertir l'échelle de l'ordonnée en heures par année.
4. Calculer la zone hachurée et convertir en énergie à l'aide des formules standards. Si nécessaire, soustraire la zone qui correspond aux périodes où le niveau de restitution est élevé.

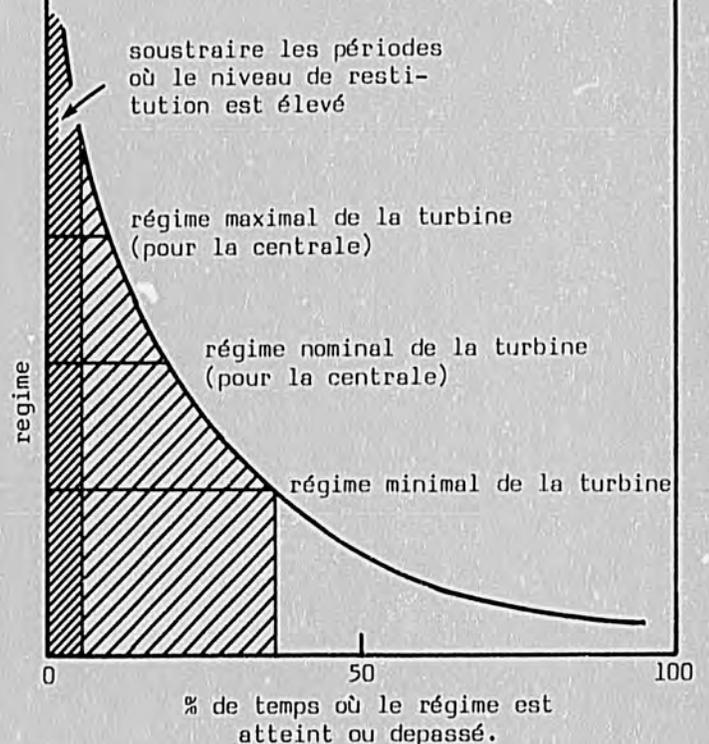


Fig. 3 Estimation de la moyenne annuelle d'énergie à l'aide d'une courbe de régime (10).

déterminer les différentes configurations possibles et ensuite de mesurer la hauteur de chute lors d'une visite au site en utilisant une des méthodes de relevé de terrain mentionnées à l'Annexe B.

A moins que le niveau de restitution ne reste élevé pendant plus de 10 % de l'année et que la hauteur de chute ne soit relativement basse, il n'est généralement pas nécessaire d'estimer l'incidence du niveau de restitution dans les études de préfaisabilité. Il pourrait, cependant, être nécessaire d'ajuster les évaluations de la hauteur de chute nette en fonction des pertes par évaporation ou transpiration dans

le réservoir, lorsque ces pertes sont notables (voir la section relative aux pertes par évaporation et transpiration).

Etude de faisabilité

Vu que la valeur économique de l'énergie produite sur un site dépend de la valeur de l'énergie qu'elle remplace dans une courbe de charge régionale, il faut dans une étude de faisabilité déterminer comment se répartit la production d'énergie dans le temps. La nécessité de connaître la répartition horaire, journalière, mensuelle ou annuelle de cette énergie sera déterminée par la complexité de la courbe de charge de la demande dans la région et le volume de stockage au site. Par exemple, si le réservoir disponible est limité (à quelques heures de production par exemple) et le diagramme de la demande n'est pas complexe, ou si toute l'énergie a approximativement la même valeur, les données relatives à la production moyenne d'énergie annuelle peuvent suffire. Par contre, si le réservoir disponible est substantiel (pour 12 heures de production par exemple) et le diagramme de la demande complexe (avec périodes marquées de demande minimale, intermédiaire et maximale), il est alors nécessaire de connaître la production journalière ou même horaire d'énergie.

A ce niveau de l'analyse, on doit utiliser une courbe annuelle de durée du débit -- la hauteur de chute nette et le rendement étant supposés constants -- afin d'évaluer la production moyenne d'énergie annuelle. S'il est nécessaire de connaître la répartition mensuelle d'énergie, on pourra analyser une courbe mensuelle de durée du débit. Si les hauteurs de chute nettes mensuelles connaissent des variations considérables en raison de l'incidence du niveau de restitution ou des pertes par évaporation et transpiration, il sera peut-être aussi nécessaire de déterminer la répartition mensuelle des hauteurs de chute nettes et des rendements. La méthode la plus précise pour déterminer la production moyenne d'énergie annuelle et la répartition dans le temps de l'énergie produite par un site est la simulation séquentielle de l'exploitation de l'installation. Elle s'impose généralement pour les sites qui ont un réservoir considérable. Cette méthode fait appel à l'élaboration d'un modèle informatique du réservoir, de la turbine et de la génératrice en vue de simuler l'exploitation de ce système sur 10 à 100 années de données de référence ou de synthèse divisées en périodes allant de quelques heures à un mois. On mesure les indicateurs de performance du système tels que la production moyenne d'énergie annuelle, la distribution dans le temps de l'énergie (en spécifiant la fiabilité, le volume moyen du ruissellement). Dans les cas les plus complexes, on utilise les courbes de niveau-zone-volume du réservoir,

de rendement-débit-hauteur de chute sur la turbine et de régime en aval-niveau de restitution (11).

Dans une étude de faisabilité, il convient d'ajuster la hauteur de chute nette (l'autre facteur principal dans l'équation de puissance) au type de turbine à l'étude (à action ou à réaction), aux changements de niveau du réservoir (causé par les pertes dues à l'évaporation et à la transpiration ou des consommations d'eau destinées à d'autres usages tels que l'irrigation), et aux variations du niveau de restitution lorsqu'elles sont considérables ou persistantes.

Niveau de restitution

Etude de préfaisabilité

Il est rarement nécessaire d'étudier l'incidence du niveau de restitution dans les études préliminaires de faisabilité à moins que le niveau soit constamment élevé pendant une ou deux périodes de l'année. On peut obtenir des évaluations rapides en interrogeant les résidents locaux ou en appliquant l'équation du régime à variation graduelle au régime mensuel moyen (3).

Etude de faisabilité

Puisque les études de faisabilité visent à établir des estimations de coûts et des critères de conception modérément précis, il faut étudier l'incidence du niveau de restitution en détail. Les études permettent de déterminer la courbe de variation sur toute l'année et doivent calculer le niveau de restitution minimal qui pourrait être atteint en vue d'éviter qu'une turbine à réaction ne subisse des détériorations dues à la cavitation.

On peut évaluer la variation mensuelle du niveau de restitution en posant comme hypothèse une valeur de débit en aval, un réservoir ou un déversoir et en appliquant ensuite l'équation du régime à variation graduelle. On peut adopter une méthode similaire pour évaluer le niveau de restitution le plus bas probable en exploitation. Cette valeur ne correspondra probablement pas au régime minimal du site car, dans ces conditions, la turbine ne pourrait pas fonctionner.

Volume de ruissellement

Etude de préfaisabilité

Dans cette étude, il n'est généralement pas nécessaire d'évaluer l'importance du volume de ruissellement dans le déversoir. Il suffit d'évaluer le type de barrage et de déversoir requis.

Etude de faisabilité

Dans une étude de faisabilité néanmoins, il faut évaluer l'importance du volume de ruissellement dans le déversoir. La méthode d'analyse que l'on retiendra et le niveau de sécurité recherché seront fonction des conséquences qu'aurait le dépassement des capacités du déversoir. Par exemple, s'il s'agit d'un barrage en terre, et que l'on ne doit ni inonder ni endommager les activités en aval du barrage, on devra alors imposer des normes de sécurité élevées et effectuer une analyse très précise. Par contre, si l'on doit construire un barrage en béton, destiné également à servir de déversoir et que les grosses activités en aval du barrage sont limitées, les impératifs de sécurité et de précision ne seront pas aussi stricts. Vu que les barrages et les réservoirs des mini-centrales sont de petite dimension, on devra utiliser un intervalle de récurrence ne dépassant pas 50 à 100 ans.

Si l'on dispose de 20 à 30 (n) années de données relatives aux crues sur un site, on peut évaluer le ruissellement nominal de plusieurs manières. La plus simple est de tracer le relevé de crue annuelle sur du papier millimétrique semi-logarithmique en supposant que la crue la plus forte a une période de récurrence de n-années et ensuite d'extrapoler (voir Fig. 4).

Une méthode légèrement plus complexe est de tracer une distribution de probabilité de valeurs extrêmes couramment acceptées par rapport aux données relatives aux crues. Les répartitions du type III Log-Pearson et du type I de valeur-extrême en sont des exemples (9).

Si on ne dispose pas de données sur le régime du cours d'eau, mais de renseignements sur l'intensité, la fréquence et la durée des précipitations, on peut utiliser une variante de la méthode rationnelle employée pour évaluer le régime maximal.

Lorsque les données sur le régime ou les précipitations sont insuffisantes, plusieurs options sont possibles. L'une d'elles est de repérer un bassin hydrologique similaire sur lequel on dispose de renseignements adéquats, de déterminer le régime maximal pour une zone ou des précipitations annuelles données et d'appliquer ces données au site à l'étude. Une autre option est d'évaluer la hauteur du ruissellement maximal en effectuant des observations sur le site et en s'informant auprès des habitants locaux et de convertir ces données en débit. L'inconvénient de cette méthode est qu'il n'est pas possible d'estimer l'intervalle de récurrence du régime maximal. Dans la plupart des cas, cela ne constitue pas une difficulté majeure -- tant que l'évaluation de la profondeur est effectivement une valeur extrême -- parce qu'il n'y a pas de

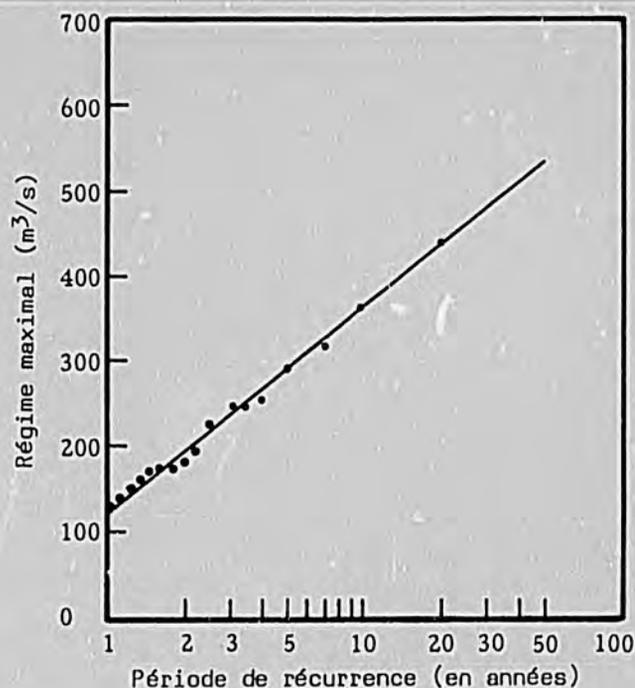


Fig. 4. Fréquence des crues -- Régime maximal comparé à la période de récurrence (4).

grande différence entre les intervalles de récurrence des valeurs de régime maximal pour les intervalles de récurrence élevés (de plus de 30 à 40 ans). Comme le montre la Fig. 4, par exemple, le régime maximal augmente de 100 % entre les intervalles de récurrence de un an et de dix ans. Entre les intervalles de récurrence de 40 et 50 ans, le régime ne s'accroît que de 5 %. En conséquence, que la profondeur réelle mesurée corresponde à une période de 40 ou 50 ans ne fait pas grande différence.

Pertes par évaporation et transpiration

Les réservoirs peuvent se tarir pendant les périodes sèches prolongées si les pertes en surface dues à l'évaporation et la transpiration des végétations qui bordent le réservoir sont importantes.

Etude de pré-faisabilité

A ce stade, il suffit de savoir si les pertes sont considérables pendant les périodes sèches prolongées. Si tel est le cas, la plupart des réservoirs peu profonds s'assècheront et le stockage d'une saison à l'autre sera exclu.

Etude de faisabilité

Lorsque les pertes annuelles sont substantielles (supérieures à 50 % des précipitations de l'année), on doit établir la moyenne des pertes annuelles et mensuelles.

Si ces données ne peuvent pas être obtenues sur le site où dans des zones avoisinantes similaires, il faudra procéder à une évaluation. On peut mesurer l'évaporation à l'aide de bacs évaporatoires ou la calculer selon des méthodes telles que la formule du bilan énergétique et la méthode Penman (9). La meilleure manière d'évaluer les pertes dues à la transpiration des phréatophytes qui bordent les réservoirs est de compiler les données agricoles locales relatives à la question.

Potentiel d'énergie sur les sites où l'hydro-électricité est un objectif secondaire

Les centrales hydro-électriques peuvent être installées près de barrages ou d'autres installations destinées à des objectifs primaires tels que l'approvisionnement en eau et l'irrigation. Dans ce cas, le débit du cours d'eau est contrôlé artificiellement. En conséquence, on doit définir le diagramme des décharges de barrages (la "politique d'exploitation") en étudiant les documents relatifs au projet et en s'informant auprès des exploitants et des propriétaires de barrages. Une fois que l'on connaît le diagramme du débit on peut appliquer les méthodes évoquées précédemment. Pour les politiques d'exploitation particulièrement complexes, la simulation séquentielle est probablement la seule méthode qui permette d'évaluer la production d'énergie dans les études de faisabilité.

ANALYSE DE L'ENVIRONNEMENT

Les répercussions technologiques, sociales, économiques, financières, hydrologiques et environnementales constituent quelques -- uns des facteurs que l'on doit prendre en considération dans la construction d'un projet de mini-centrale hydraulique. La décision d'exécuter un projet doit être basée sur les compromis à établir entre ces facteurs. L'impact sur l'environnement ne recouvre que l'altération du milieu naturel et physique, non la modification du contexte social ou du mode de vie résultant d'un projet. Vu que l'incidence sur l'environnement est fonction du site, les répercussions évoquées dans cette section ne sont pas toutes significatives ou susceptibles d'intervenir dans un lieu particulier.

Impacts positifs des mini-centrales hydrauliques

Zoellner (14) décrit les aspects positifs de la mini-centrale hydraulique comme suit :

La mini-centrale est considérée comme un système relativement propre par rapport aux technologies basées sur des sources d'énergie non renouvelables. Elle offre les avantages de la grande centrale, à savoir, elle est basée sur

une ressource renouvelable, non combustible et ne produit pas de déchets de traitement. On argüe également du fait que cette technologie est appropriée pour les petits entrepreneurs vu que les coûts d'investissement et de maintenance sont relativement faibles. Elle n'exige que des distances de transport très courtes, peut être décentralisée et recèle un potentiel d'innovation technique. L'atout principal des mini-centrales hydrauliques au niveau de l'environnement tient aux dimensions relativement réduites de l'installation et à l'incidence limitée des effets connexes dus à la construction et à l'exploitation, notamment dans le cas d'installations construites au fil de l'eau, d'ouvrages de dérivation, de chutes pour l'irrigation. Pour ce qui est du bassin de retenue, ces désavantages peuvent être compensés : les alentours du réservoir peuvent être mis en valeur à des fins économiques ou pour l'aménagement d'aires de loisirs.

En règle générale, la production d'énergie hydraulique n'exerce aucune ponction sur les ressources en eau de sorte que, à l'exception éventuellement des très grands bassins de retenue, la centrale n'entraîne pas de pertes d'eau pour le système. En fait, la mise en valeur des ressources hydrauliques peut compléter d'autres usages tels que l'irrigation et l'approvisionnement en eau. Elle peut fournir l'énergie requise pour ces applications. Leur développement harmonisé peut déboucher sur une compression substantielle des coûts d'investissement.

En comparant les répercussions sur l'environnement des mini-centrales hydrauliques et des technologies conventionnelles de petite envergure, comme on l'a mentionné précédemment, on peut citer l'absence de résidus de traitement tels que la chaleur, de déchets, d'émissions de gaz dans l'atmosphère, de résidus solides et de substances toxiques. Du point de vue du développement d'une région qui regroupe de nombreuses petites installations, l'avantage cumulé de ces caractéristiques peut être considérable. Ceci est doublement important lorsqu'on considère l'impact sur l'environnement de l'extraction, du traitement et du transport des combustibles -- activités qui n'entrent pas dans les technologies à énergie renouvelable.

Etude de pré-faisabilité

L'objectif d'une étude de pré-faisabilité est de ramener le grand nombre de sites potentiels à un chiffre plus restreint d'emplacements qui seront analysés plus en détail. A ce stade de l'analyse, quatre facteurs méritent d'être pesés avec soin :

- Impact du développement résultant du projet sur les ressources. Si on doit réaliser un projet dans une zone non développée ou si l'installation est susceptible de modifier l'utilisation ou le travail de la terre dans une zone développée, on doit déterminer dans quelle mesure ces changements influenceront sur les ressources. Par exemple, la construction d'une mini-centrale hydraulique peut aboutir au développement d'une région de sols pauvres et de couverture végétale fragile qu'il vaudrait mieux ne pas perturber. A moins que l'on trouve des mesures compensatoires, on pourrait être amené à abandonner l'étude de ce projet.
- Disponibilité d'un volume d'eau suffisant. Il est évident qu'il doit y avoir assez d'eau pour la production d'énergie. Néanmoins, il faut aussi envisager une concurrence possible entre les divers usages de l'eau qui doivent être répertoriés en vue d'éviter toute incompatibilité potentielle. Si elles sont trop nombreuses, il faudra alors probablement renoncer à ce site. La qualité de l'eau devra également être analysée. Si l'eau est insalubre ou si le site se trouve dans une zone affectée par des maladies transmissibles par l'eau, le développement d'un projet peut constituer un facteur supplémentaire de dégradation ou augmenter la fréquence des maladies.
- Proximité du site par rapport à une région protégée par la loi ou à une zone devant être classée ou considérée comme refuge naturel. Il pourrait être exclu d'implanter une mini-centrale hydraulique dans certaines zones protégées par la loi comme les parcs nationaux. L'étude de faisabilité doit également faire apparaître si le site potentiel peut mettre en danger une espèce rare ou en voie d'extinction.
- Importance de l'intérêt et du soutien de la collectivité locale. Il est essentiel que le projet serve la communauté locale et, en retour, que les habitants souscrivent au projet. Cet appui est nécessaire vu que les résidents pourraient être amenés à modifier leur mode de vie pour s'adapter au projet. Par exemple, il est possible qu'ils aient à renoncer à nager dans certains segments de la rivière, à adopter des mesures pour promouvoir la santé publique ou qu'une partie de leurs terres soit inondée.

Etude de faisabilité

Une étude d'impact doit être effectuée pour chaque site potentiel en vue de déterminer les options pouvant se substituer au projet et de proposer des mesures qui compenseraient partiel-

lement les impacts négatifs. L'étude d'impact doit être menée autant que possible de front avec les autres analyses de manière à pouvoir isoler les répercussions particulièrement défavorables dès le début de la planification, au stade où une modification des normes de conception ou d'exploitation permettrait d'en atténuer les effets. Citois, par exemple, l'élimination des vannes au-dessous d'un certain niveau afin d'empêcher l'eau à faible teneur en oxygène dissous de s'écouler en aval ou la protection d'un habitat naturel contre l'inondation.

Bien qu'il soit difficile de quantifier les impacts sur l'environnement, les résultats de l'évaluation doivent être présentés aux responsables de façon précise, compréhensible et concise pour les aider à établir les compromis nécessaires entre les diverses considérations relatives au site de la mini-centrale hydraulique.

Les mini-centrales hydrauliques peuvent avoir de multiples impacts sur l'environnement, par conséquent, il est indiqué de présenter les informations aux responsables par catégorie (organismes aquatiques, maladies, etc.) et de définir ces répercussions comme à court ou à long terme, réversibles ou irréversibles et liées à la construction ou à l'exploitation. Il faudra aussi aborder les mesures compensatoires qui sont envisagées.

Cada et Zadroga (2) notent que le facteur capital lorsqu'on évalue l'impact d'un projet de mini-centrale hydraulique est de savoir si le projet prévoit ou non un bassin de retenue. Un réservoir d'eau important implique une plus grande altération des caractéristiques physiques, chimiques et biologiques du cours d'eau. L'ampleur de ces changements dépend en partie de la taille relative de la centrale. Une grande installation entraînera, en général, des répercussions plus graves qu'une centrale plus petite mais une installation de moindre envergure construite sur un petit cours d'eau peut avoir une incidence plus néfaste qu'une centrale de dimension moyenne sur un grand fleuve.

Perturbation du régime. Elle peut se traduire par la dégradation du chenal, la sédimentation en aval et, si l'eau est détournée d'un bassin à un autre, une perte nette dans un réservoir d'alimentation et la montée du niveau dans l'autre. Autres répercussions possibles : déficit pour l'irrigation en aval et en conséquence baisse de fertilité de ces terres agricoles, variation du niveau de la nappe souterraine et bouleversement de l'équilibre entre eaux salées et eaux douces dans les estuaires. Si le niveau du bassin subit de grandes fluctuations en raison des pointes de production, cela peut provoquer l'érosion des

berges et la destruction de l'habitat. Le mode d'exploitation le moins perturbateur est la centrale "au fil de l'eau" puisqu'elle n'exige pas de réservoir et que l'eau est restituée au même cours d'eau à un niveau inférieur.

Sédimentation. La sédimentation est le produit de la construction et de l'exploitation de la centrale. Les conséquences de la sédimentation peuvent être multiples : endommagement de la turbine, enfouissement des zones de frai, des organismes benthiques et altération de la composition, de l'abondance et de la distribution de la faune et de la flore aquatiques. En outre, le dépôt de sédiments dans le réservoir peut provoquer l'envasement prématuré du bassin, l'emprisonnement des substances nutritives dans le réservoir et un bouleversement de l'équilibre étant donné que ces substances nutritives auraient dû être transportées vers les marécages et les estuaires en aval. L'accroissement de ces substances dans le réservoir peut entraîner la prolifération des plantes aquatiques parasites et des algues -- qui toutes deux diminuent la teneur en oxygène dissous et la qualité de l'eau.

Qualité de l'eau. En règle générale, une exploitation au fil de l'eau sans bassin de retenue aura un effet minime ou nul sur la qualité de l'eau des cours d'eau (2). La qualité néanmoins peut pâtir du détournement d'un bassin d'alimentation à un autre (surtout si l'eau est de mauvaise qualité ou modifie la composition chimique de l'eau du bassin d'accueil), ou de la présence d'un réservoir. Le bassin peut avoir des effets néfastes sur la qualité de l'eau si elle est soumise à une stratification thermique, entraînant un écart de température, une réduction de la teneur en oxygène dissous au fond du bassin, un accroissement d'hydrosulfate et une chute des formes ioniques de fer et de manganèse (2). Les réservoirs peuvent aussi augmenter le temps d'exposition des organismes vivants aux agents de contamination. Certaines substances polluantes peuvent être absorbées par les particules en suspension en voie de stabilisation et finir par s'enfouir au fond du réservoir. Les huiles, les corps gras et les produits chimiques, en provenance du chantier de construction qui s'infiltrent dans le cours d'eau peuvent également amoindrir la qualité de l'eau.

Organismes aquatiques. Les répercussions possibles sur les organismes aquatiques sont multiples : mutilation des poissons causée par la turbine, blocage des poissons qui émigrent en amont, obstruction (placage des organismes sur les crépines d'admission), destruction de l'habitat en aval due à la baisse de régime, dégâts en aval causés par les déversements du réservoir contenant des substances en suspension, faible teneur d'oxygène dissous, agents toxiques de

contamination et faible température de l'eau, altération de la composition et de l'abondance des espèces causée par la transition d'un habitat de régime libre à celui d'habitat de réservoir (aspect particulièrement important pour les industries de la pêche d'un poids économique substantiel) et maladie de la bulle de gaz qui affecte les poissons et qui est causée par la sursaturation de l'eau en gaz atmosphériques au moment où l'eau est libérée par les vannes du déversoir.

Maladies hydriques et parasites. Les réservoirs constituent des lieux de reproduction pour les moustiques (vecteurs de maladies telles que la malaria, la fièvre jaune et la dengue) et les escargots (maillons de la chaîne de la schistosomiase et d'autres maladies). Les bassins de retenue réduisent aussi les agents naturels purificateurs de l'eau courante tels que les turbulences, l'infiltration des rayons solaires et l'oxygénation. Par contre, les réservoirs diminuent aussi le régime de certains segments du cours d'eau et peuvent entraîner la réduction localisée des cas d'onchocercose (cécité des rivières).

Utilisation et mise en valeur des terres.

La perte de terrain alloué aux routes d'accès, aux canaux, aux bâtiments abritant la turbine et la génératrice, aux lignes de transport et aux réservoirs est un impact direct de mini-centrale hydraulique. Toutefois, le développement induit par le projet peut avoir des répercussions plus profondes sur l'utilisation des terres. Par exemple, l'occupation de la zone de source d'un cours d'eau retenu pour l'installation d'une centrale peut accroître l'érosion et provoquer l'envasement du réservoir.

Impact sur le milieu. L'incidence du projet se traduit par une altération de l'habitat naturel due à la nouvelle utilisation des terres, à la construction d'un bassin de retenue et à la perturbation du processus de couvée en raison du bruit des travaux. La construction et la maintenance des lignes de transport peuvent déstabiliser la topographie et la végétation naturelle et entraver les migrations des animaux sauvages.

Liste de vérification des impacts sur l'environnement. Cada et Zadroga (2) présentent une liste dont la fonction est d'aider l'analyste à répertorier les données et à évaluer l'importance relative des impacts sur l'environnement (voir Tableau 2).

ANALYSE DE L'IMPACT SUR LE CADRE DE VIE

Vu qu'une mini-centrale hydraulique approvisionne une région en électricité, elle aura un impact direct sur le cadre de vie ; citons : la croissance démographique, les industries légères, la modification de l'utilisation des terres, la

TABLEAU 2. Liste de vérification des conditions d'environnement pour les études de faisabilité

1. Se procurer des cartes topographiques (à l'échelle 1/25 000 si possible) qui indiquent l'emplacement de la mini-centrale et, si l'on prévoit un bassin de retenue, calculer la profondeur du futur réservoir.
2. Se procurer des photographies aériennes du site et du bassin d'alimentation prises à basse altitude.
3. Se procurer des données récentes sur le régime du cours d'eau relevées sur plusieurs années pour s'assurer du débit minimal et garantir la fiabilité de l'exploitation de la mini-centrale.
4. Se procurer les relevés de précipitations pour la zone à l'étude. Vérifier si les facteurs d'intensité ont été calculés.
5. Déterminer les pourcentages de reflux de l'eau pour l'exploitation de la mini-centrale et l'emplacement des ouvrages de prise et de déversement.
6. Si les plans prévoient un bassin de retenue, déterminer le rythme des décharges du réservoir par jour et selon les saisons.
7. Déterminer les autres usages de l'eau dans la région, l'emplacement de tous les points de prise ou de décharge de l'eau dans les zones concernées ainsi que le régime et les caractéristiques de tous les affluents.
8. Repérer les marécages de superficie importante qui pourraient pâtir de la construction et de l'exploitation de la mini-centrale (par exemple, marécages asséchés ou saturés de sédiments).
9. Repérer les grandes plaines alluviales inondables qui ne seront plus submergées de façon saisonnière en raison de la régularisation du régime engendré par l'installation du réservoir.
10. Repérer les autres nappes d'eau (lacs, réservoirs, etc.) convergeant avec les eaux de surface de la zone à l'étude.
11. D'après la carte des écosystèmes du pays, déterminer quelles sont les unités écologiques comprises dans le bassin à l'étude, quelle distribution de ruissellement peut-on escompter, sans intervention humaine, dans chaque unité écologique (ou toute autre classification appropriée), d'après les estimations du bilan hydrologique, et combien de mois sont effectivement secs dans une année.
12. Se procurer des cartogrammes sur l'utilisation concrète des terres de la zone. Déterminer les usages qui prédominent.
13. Se procurer des cartogrammes sur les capacités ou le potentiel d'utilisation des terres dans la région étudiée. Déterminer quel est le potentiel d'utilisation des ressources pour le bassin en question.
14. Déterminer les plans d'utilisation des terres et de protection du bassin qui peuvent être établis afin de minimiser les impacts secondaires défavorables.
15. Définir les grandes ressources terrestres, géologiques, historiques, culturelles ou archéologiques qui seront perdues en raison de la construction du site, des routes d'accès, des lignes de transport ou du bassin de retenue.
16. Déterminer si le site est à proximité d'une zone protégée (réserve naturelle, sanctuaire, refuge naturel, zones d'intérêt particulier) qui justifierait éventuellement des considérations spéciales.
17. Déterminer si les cours d'eau proches du site servent de zones de frai, de viviers, de lieux d'approvisionnement en nourriture ou de voies de migration pour les poissons.
18. Etablir s'il existe ou non dans la région des espèces rares, en voie d'extinction ou importantes pour le commerce ou les loisirs.
19. Recenser les principales espèces aquatiques vivant dans la zone concernée par la construction et l'exploitation de la centrale.
20. Déterminer les espèces chassées dans la zone à des fins sportives ou commerciales, le volume et le caractère saisonnier des prises ainsi que les poissons ou les crustacés pêchés par la population locale pour sa consommation personnelle.
21. Dresser la liste des maladies ou des parasites hydriques endémiques dans la région et déterminer dans quelle mesure la mini-centrale peut propager ou accentuer les problèmes d'ordre sanitaire.
22. Répertoire les espèces de plantes aquatiques de la région qui pourraient faire obstacle à la production hydro-électrique et aux autres usages de l'eau.

TABLEAU 2. (suite)

23. Recenser les contraintes environnementales préexistantes (naturelles ou induites par l'homme) dans la région et tout développement futur prévu qui pourrait exercer des pressions supplémentaires sur l'environnement. Caractériser ces contraintes et, si possible, les quantifier.
24. Etablir la nature et la proportion des sédiments en suspension dans le cours d'eau et la charge alluviale.
25. Se procurer des renseignements sur la qualité de l'eau, notamment sur la température, les matières solides en dissolution, les sels minéraux, les substances nutritives, la teneur en oxygène dissous et la présence de substances toxiques ou d'organismes infectieux.
26. Recenser les activités minières en projet ou en cours dans la zone à l'étude. S'agit-il de mines à ciel ouvert ou souterraines et que fait-on des déchets ?
27. Examiner toutes les caractéristiques propres à une centrale (réservoir, détournement des eaux d'un bassin à un autre) auxquelles il conviendrait d'accorder une attention particulière pour évaluer et compenser les répercussions défavorables sur l'environnement.
28. Définir une stratégie en vue d'éviter, de circonscrire, ou de compenser l'incidence néfaste sur l'environnement du développement d'un site grâce à une planification adéquate.

promotion des moyens éducationnels avec l'éclairage électrique et la radio. En outre, l'impact du projet influera indirectement sur le cadre de vie. Par exemple, le déficit poissonnier dû à la sédimentation peut impliquer un manque à gagner pour les pêcheurs. Zoellner (14) présente un canevas d'analyse de ces impacts :

1. Déterminer l'origine de l'impact (par exemple, la construction d'un réservoir).
2. Caractériser l'altération de l'environnement (inondation d'une zone).
3. Exposer les répercussions, (amélioration de l'habitat naturel).
4. Tirer les conclusions de l'impact (davantage de possibilités de chasse).

Il ne s'agit, bien entendu, que d'une illustration simplifiée car l'altération de l'environnement peut être le résultat de plusieurs causes et les effets peuvent être dus à plusieurs altérations.

ANALYSE GEOLOGIQUE

Trois facteurs géologiques principaux doivent être pris en considération pour déterminer le site d'une mini-centrale hydraulique :

- les alluvions sédimentaires dans les cours d'eau,
- l'état des flancs de vallée et les fondations des barrages,
- les phénomènes sismiques qui ne seront pas traités dans le cadre de la présente étude mais qui devraient entrer en ligne de compte lors de la conception structurale des barrages.

Charges sédimentaires dans les cours d'eau

Les charges sédimentaires dans les cours d'eau provoquent l'accumulation des alluvions dans les réservoirs, l'endommagement de la turbine et accroissent les possibilités de porter préjudice à l'environnement en raison des sédiments déchargés par les réservoirs. On peut les mesurer au moyen de dispositifs de prélèvement d'échantillons spécialement conçus à cet effet, d'évaluations empiriques ou les comparer à d'autres bassins hydrographiques similaires.

Les sédiments s'accumulent dans le réservoir parce que la vitesse du régime décroît au moment où les eaux de la rivière entrent dans le réservoir. La capacité de ramassage d'un réservoir est liée, pour utiliser les termes les plus simples, au rapport entre la capacité et le volume annuel d'entrée d'eau (voir Fig. 5). Le volume des sédiments bloqués s'obtient en multipliant le poids des sédiments captés par leur poids spécifique. Un petit réservoir à temps de retenue limité stockera moins de sédiments qu'un grand réservoir.

Les problèmes d'envasement du réservoir peuvent être atténués de plusieurs façons : par le contrôle de l'usage des terres afin d'empêcher la sédimentation, la construction d'ouvrages de stockage pour les sédiments, l'évacuation des eaux chargées d'alluvions par des vannes et le dragage.

Etude de préfaisabilité

Il suffit de déterminer, par une observation visuelle, si les effets de la sédimentation sont susceptibles d'être graves.

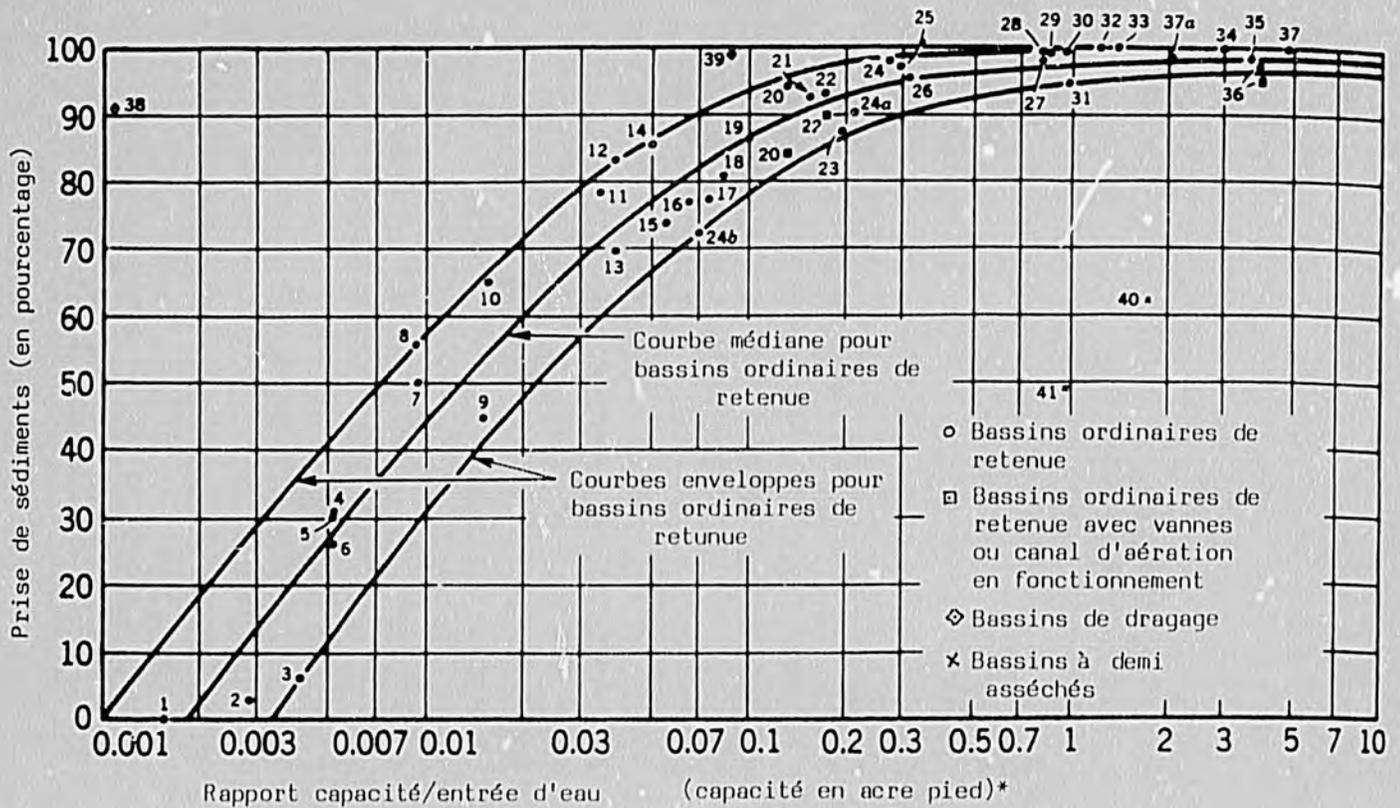


Fig. 5. Rendement bassin-prise compare au rapport capacité/entrée d'eau.

Etude de faisabilité

Il faut généralement évaluer la charge sédimentaire dans le cours d'eau en utilisant une des méthodes de mesure précédemment décrites. Cette estimation permet de déterminer l'envasement du réservoir, l'endommagement de la turbine et l'impact sur l'environnement.

Etat des flancs de vallée et des fondations sur le type de barrage

Outre les coûts de l'équipement et de la main-d'oeuvre, le type de flanc de la vallée et la composition des fondations sur le site potentiel de barrage constituent les facteurs principaux qui déterminent la conception d'un barrage :

- Les barrages-poids nécessitent des fondations solides, généralement dans le roc mais peuvent être construits sur les alluvions compactes.
- Les barrages-voûtes requièrent des flancs de vallée solides et abrupts.
- Les barrages à contreforts sont généralement conçus pour les vallées larges, les

fondations étant jetées sur le roc ou des alluvions compactes.

- Les caractéristiques d'infiltration d'eau révèlent une grande importance dans la conception des barrages en terre vu qu'ils sont en général directement érigés sur le sol.
- Les barrages en enrochement sont ordinairement construits sur du roc, du sable ou du gravier compact.
- Les barrages à caisson peuvent être érigés sur toute une gamme de fondations.

Etude de pré-faisabilité

Il suffit en l'espèce d'évaluer sommairement l'état des flancs de la vallée et des fondations au moyen, entre autres, d'observations visuelles. A ce stade de l'analyse, on peut se borner à déterminer les types de barrages réalisables.

Etude de faisabilité

Parce qu'un des aboutissements de l'étude de faisabilité est la sélection du type de barrage et de ses dimensions approximatives, il faut entreprendre un examen détaillé de l'état des flancs de la vallée et des fondations. Des forages pourraient être requis si l'on envisage la construction d'un barrage.

Note de traducteur :

1 acre = 0,40468 hectare
1 pied = 0,30480 mètre

ANNEXE A

Qualité et extension des données relatives au régime du cours d'eau

Introduction

Deux problèmes se posent fréquemment lors de l'analyse des centrales hydrauliques :

- La nécessité d'évaluer la qualité des données disponibles sur le régime du cours d'eau (sont-elles vraiment représentatives de ce qui est susceptible de se produire sur le site pendant toute la durée de vie prévue du projet ?)
- La carence ou l'insuffisance des données sur un site. Il est possible d'étudier la qualité des données sur le régime du cours d'eau, de compléter ou d'étendre ces renseignements en se référant à d'autres sources, (4-6, 12, 13).

Qualité des données

On mesure généralement la qualité des données par leur homogénéité et l'étendue de la période sur laquelle elles ont été enregistrées. Une séquence de temps est homogène "si les faits identiques à l'étude dans la séquence sont susceptibles au même titre de se produire en tous temps et en tous lieux." Un recensement est suffisamment long s'il répertorie les variations et les valeurs extrêmes prévues du régime ou s'il permet de les déduire avec une précision suffisante pour l'échelle du projet. Les données de "haute" qualité permettent de concevoir le projet pour parer à tous les événements qui se produiront au cours de sa durée de vie.

Les données sur le régime ne sont pas homogènes lorsque la collecte des renseignements s'effectue dans une zone dont les caractéristiques évoluent et lorsque l'on dénote des tendances et des cycles dans les données. En général, le changement est causé principalement par l'intervention de l'homme telle que le détournement des eaux et le déboisement. Ces incohérences peuvent être notées en traçant les valeurs cumulatives d'une variable (par exemple le régime d'eau) par rapport à la valeur cumulative d'une variable connexe (telle que le régime dans un bassin indépendant ou les précipitations) (12). Dès que l'on relève une incohérence, on peut la "corriger" en interpolant et en extrapolant à partir du tracé cumulatif ou en ajustant les recensements antérieurs au nombre connu de modifications (détournement des eaux, etc.). On peut déterminer les tendances et les cycles dans les données en examinant la séquence de temps ou en traçant, par exemple, des moyennes étalées sur cinq ans pour niveler les données. Il est important de garder à l'esprit les

tendances et les cycles dans les données si l'analyse ne porte que sur une petite partie des renseignements ou si l'on utilise des recensements de périodes variables.

La période de recensement requise dépend de l'objectif de l'étude et des caractéristiques hydrologiques régionales. Ces dernières sont probablement les variables les plus importantes. Si les précipitations et le régime varient peu d'une année à l'autre, un recensement sur 10 à 15 ans suffit probablement à tous les stades de l'analyse. Si ces valeurs fluctuent de façon notable, il faudra alors un recensement sur 30 à 60 ans pour cerner avec précision les variations. Prenons l'exemple du Lac Tchad dont le régime est similaire à celui d'un cours d'eau. Sur une période de 30 ans, le volume moyen du Lac Tchad est de 30 milliards de m³. Sur deux périodes différentes de 10 années chacune, les moyennes calculées sont de 17 milliards et de 50 milliards de m³. A l'évidence, les conceptions basées sur ces trois valeurs "moyennes" auront des implications différentes.

En comparant différents sites, il est indiqué de se baser sur des recensements qui couvrent les mêmes périodes pour effectuer des comparaisons sensées entre les emplacements. Si l'on utilise des recensements de périodes ou de durées différentes, il faudra soit étendre, soit compléter ces recensements.

Extension des données

On peut étendre (ou synthétiser) les données sur le régime du cours d'eau en étoffant ou en complétant les recensements des sites jaugés ou en établissant des évaluations et des paramètres de régime sur les sites qui n'ont pas été mesurés. Il convient d'utiliser ces données de synthèse avec circonspection. L'avertissement suivant s'applique également aux estimations dans des sites non mesurés :

L'adjonction des données manquantes peut engendrer un sentiment trompeur de sécurité si l'on n'exerce pas en la matière une grande prudence. On doit tout d'abord se rendre compte que l'usage d'analyse de corrélation ou de régression amoindrit la valeur des données. Les adjonctions ne peuvent être considérées que comme une approximation de la réalité. En outre, si l'on veut intégrer ces données dans des études statistiques, les analyses de régression simple ne déboucheront que sur une estimation des moyennes des valeurs manquantes. Dans ce cas, les variations naturelles autour de la moyenne seront éliminées et la variance globale sera donc diminuée (6).

Extension de l'enregistrement et adjonctions.

La méthode la plus simple d'étendre ou de compléter les données sur le régime est de

corrélés les régimes d'un site peu documenté et d'un site bien documenté. Ces deux sites doivent être situés à une distance assez proche l'un de l'autre et avoir des caractéristiques hydrologiques similaires. Dans de nombreux cas, il suffit d'utiliser le rapport des régimes moyens dans l'équation de régression, comme le montre l'équation suivante :

Régime journalier en $i =$

$\frac{\text{régime moyen en } i}{\text{régime moyen en } j} \times \text{régime journalier en } j.$

Des régressions plus perfectionnées peuvent inclure des paramètres tels que la pente du bassin, les précipitations, ou des paramètres qui interviendront ultérieurement. S'il est important de conserver les variations aléatoires du régime sur le site, il faudra ajouter une composante de nombre aléatoire dans la régression (5). Une autre méthode simple pour compléter ou rajouter des données est d'utiliser une analyse de la courbe des doubles valeurs cumulées. Son inconvénient principal, cependant, est d'éliminer une partie de la variation naturelle dans le régime parce que le tracé de courbe ne représente que les conditions moyennes.

Estimation du régime sur les sites non jaugés. L'une des règles empiriques en hydrologie est que si les bassins se trouvent à proximité l'un de l'autre, environ à la même altitude et ont des caractéristiques d'utilisation des terres, de région, de topographie, de géologie et de précipitations similaires, les régimes (journaliers parfois) seront comparés en se fondant sur les rapports des bassins hydrographiques, des précipitations, et de déclivité (dans certains cas). On peut dire que deux bassins semblables sont "hydrologiquement similaires". Si l'on ne connaît pas le régime d'un site mais que l'on dispose des valeurs pour un site similaire, cette méthode permet d'évaluer le régime du site non jaugé en multipliant le régime du site mesuré par le rapport des bassins hydrographiques ou des précipitations. Il faudra peut-être inclure les rapports de pente si l'on a besoin d'informations sur le débit de pointe. S'il est important de conserver la variation naturelle des régimes entre les sites mesuré et non jaugé, on pourra intégrer une composante aléatoire dans la régression simple.

Cette procédure s'applique également au "transfert" d'une courbe de durée de régime d'un site mesuré à site non jaugé ; on peut multiplier

* Les renseignements relatifs aux mesures du débit et de la hauteur de chute sont reproduits avec la permission du National Centre for Appropriate Technology (1).

l'ordonnée de régime de la courbe par les rapports des bassins hydrographiques ou des précipitations.

On peut estimer le régime d'un site non jaugé même si l'on ne peut le comparer à un site mesuré, hydrologiquement similaire (4). Les méthodes employées se fondent sur des observations physiques et sur de simples procédés d'orientation des eaux de pluie et des cours d'eau.

ANNEXE B

Mesures du débit, de la hauteur de chute, de la puissance

Au cours de l'enquête sur le terrain, il faut mesurer le débit et la hauteur de chute d'un site donné pour définir la puissance disponible.*

Mesure du débit

Il existe trois grandes méthodes pour mesurer le débit dont deux dépendent de l'importance du cours d'eau (1) :

Méthode du barrage. Pour les petits cours d'eau de montagne ou les sources on peut utiliser la méthode du barrage. Entraver temporairement le passage de l'eau et dériver l'écoulement entier dans un récipient de volume connu. Chronométrer soigneusement le nombre de secondes nécessaires pour remplir le récipient.

Par exemple, s'il faut 40 secondes pour remplir un baril de 250 litres, le taux de l'écoulement est de 6,25 litres par seconde, ou 375 litres par minute, ou 0,375 m³ par minute.

Méthode du flotteur. Pour des cours d'eau plus grands, on peut avoir recours à la méthode du flotteur. Si l'on exécute l'opération soigneusement, à plusieurs reprises, on peut obtenir des résultats assez précis dans la plupart des calculs. Dans cette méthode, il est nécessaire de connaître la superficie de la section transversale et la vitesse du cours d'eau.

- Superficie de la section transversale. Elle doit être déterminée à un point du cours d'eau que l'on peut mesurer facilement, de préférence au milieu d'une section droite du cours d'eau. Mesurer la largeur (l) du cours d'eau en mètres. Mesurer ensuite, à l'aide d'un bâton, la profondeur (p), à intervalle régulier sur toute la largeur du cours d'eau (voir Fig. A). Noter la profondeur à chaque intervalle et calculer la profondeur moyenne.

Avec une section transversale de cours d'eau comme celle de la Fig. A.

| | |
|----------------|------------------|
| | p1 = 0,30 m |
| | p2 = 0,39 m |
| | p3 = 0,36 m |
| | p4 = 0,54 m |
| p = profondeur | p5 = 0,30 m |
| | p6 = 0,24 m |
| | p7 = 0,33 m |
| | p8 = 0,54 m |
| | p9 = 0,39 m |
| | p10 = 0,21 m |
| | TOTAL = 3,60 m . |

La profondeur moyenne est de :

$$\frac{3,60 \text{ m}}{10} = 0,36 \text{ m} .$$

Ensuite, multiplier la largeur (l) par la profondeur moyenne (p) pour obtenir la superficie de la section transversale (S) du cours d'eau. Par exemple, dans le cours d'eau suscité, au point de mesure de profondeur de 2,592 m la superficie de la section transversale (S) sera :

$$S = l \times p$$

$$S = 2,592 \text{ m} \times 0,39 \text{ m}$$

$$S = 9,1088 \text{ m}^2 .$$

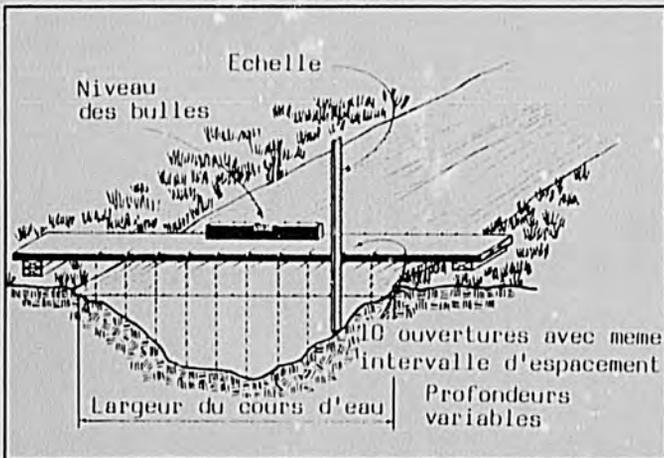


Fig. A. Mesure de la superficie de la section transversale pour déterminer le débit par la méthode du flotteur (1).

- La vitesse du cours d'eau. On peut la calculer en choisissant une section droite d'une longueur d'au moins 10 mètres ayant des côtés approximativement parallèles et un lit qui ne soit pas obstrué par des rochers, des branches ou d'autres obstacles. Marquer deux points distants de 10 mètres environ, le long du cours d'eau. Par un jour sans vent, placer au milieu du courant, un flotteur en amont de la première marque. Une bouteille de soda, que

l'on aura partiellement remplie de petites pierres de façon à ce qu'elle se déplace en ayant le goulot hors de l'eau, constitue un bon flotteur. Chronométrer soigneusement le nombre de secondes nécessaires au flotteur pour passer de la première marque à la seconde. Répéter l'opération plusieurs fois et faire la moyenne des résultats.

Par exemple, le temps moyen nécessaire à un flotteur pour se déplacer entre deux marques placées à 10 mètres l'une de l'autre est de 15 secondes. La vitesse du flotteur est donc :

$$\frac{10 \text{ mètres}}{15 \text{ secondes}} = 0,6 \text{ mètres/seconde} .$$

La vitesse du flotteur ne représente pas, néanmoins, la vitesse de la totalité de l'eau du cours d'eau. Près des berges et au fond de la rivière l'eau s'écoule moins rapidement que l'eau au centre du lit ou près de la surface, en raison des frottements et des irrégularités du canal. On applique, en général, un facteur de correction, qui dépend de la régularité ou des irrégularités du cours d'eau, pour obtenir une estimation de la vitesse moyenne du cours d'eau. Ce facteur de correction peut varier de 0,6 pour un torrent qui coule le long d'une colline rocheuse à 0,86 pour un cours d'eau à lit et à berges très lisses.

Par exemple, en prenant la vitesse du flotteur calculée précédemment, la vitesse (V) d'un torrent de colline moyennement irrégulier se calcule comme suit :

$$V = 0,60 \text{ m/s} \times 0,65 = 0,39 \text{ m/s}$$

ou

$$V = 23,4 \text{ mètres/minute} .$$

On peut maintenant calculer le débit du cours d'eau en multipliant la superficie de la section transversale (S) par la vitesse du cours d'eau (V) :

$$\text{Débit} = S \times V$$

$$\text{Débit} = 9,1088 \text{ m}^2 \times 23,4 \text{ m/mn}$$

$$\text{Débit} = 213,14 \text{ m}^3/\text{mn} .$$

On peut désormais déterminer le débit utilisable. Multiplier tout simplement le débit qui vient d'être calculé par la portion du débit que l'on utilisera.

Par exemple, si l'on décide de n'utiliser que 25 % du débit minimum, et que le débit calculé précédemment est de 213,14 m³/mn, le débit utilisable correspond à :

$$\begin{aligned} \text{Débit utilisable} &= 213,14 \text{ m}^3/\text{mn} \times 0,25 \\ &= 53,28 \text{ m}^3/\text{mn} . \end{aligned}$$

TABLEAU A. Table de déversoir (1)^a

Méthode du déversoir. C'est la troisième option pour mesurer le débit d'un cours d'eau. Cette méthode est précise et peut être utilisée pour mesurer le débit de n'importe quelle rivière. Elle est particulièrement recommandée pour les mesures des cours d'eau peu profonds à la surface desquels un flotteur lesté aurait du mal à se déplacer librement. Toutefois il s'agit aussi d'une technique plus complexe.

On construit une écluse temporaire en travers du cours d'eau, perpendiculairement au sens d'écoulement, qui est munie d'une ouverture rectangulaire ou déversoir de dimensions réglables pratiquée dans la section centrale. Cette ouverture doit être assez grande pour laisser passer un débit maximal pendant la période de mesure, aussi faudra-t-il établir une estimation grossière du débit avant de construire l'ouvrage. La largeur (L) de l'ouverture devrait être au moins trois fois plus grande que sa hauteur (h) et le bord inférieur parfaitement droit. Le bord inférieur et les côtés verticaux de l'ouverture doivent être biseautés et installés bord tranchant vers l'amont. Il est préférable de construire l'ouvrage entier en bois et d'imperméabiliser les bords et le fond à l'aide d'argile, de terre et de sacs de sable pour prévenir les fuites (voir Fig. B).

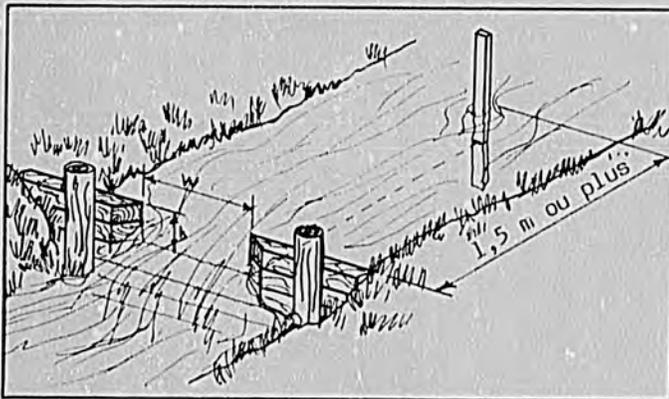


Fig. B. Schéma d'un déversoir servant à mesurer le débit (1).

Il suffit d'installer une simple jauge de profondeur pour mesurer le débit au-dessus du déversoir. Pour ce faire, on enfonce un pieu dans le lit du cours d'eau à 1,50 m au moins en amont du déversoir jusqu'à ce que l'encoche préalablement marquée sur le pieu soit exactement au même niveau que le bord inférieur de l'ouverture. La profondeur de l'eau à cette marque, dépassant le niveau de la première encoche, indiquera le volume de l'eau qui passe par-dessus le déversoir. Se référer à la "Table de déversoir" afin de déterminer ce débit (voir Tableau A).

| Profondeur du pieu en pouces | Volume en pied cube par pouce de largeur d'ouverture |
|------------------------------|--|
| 1 | 0,40 |
| 2 | 1,14 |
| 3 | 2,09 |
| 4 | 3,22 |
| 5 | 4,50 |
| 6 | 5,90 |
| 7 | 7,44 |
| 8 | 9,10 |
| 9 | 10,86 |
| 10 | 12,71 |
| 11 | 14,67 |
| 12 | 16,73 |
| 13 | 18,87 |
| 14 | 21,09 |
| 15 | 23,38 |
| 16 | 25,76 |
| 17 | 28,20 |
| 18 | 30,70 |
| 19 | 33,29 |
| 20 | 35,94 |
| 21 | 38,65 |
| 22 | 41,43 |
| 23 | 44,28 |
| 24 | 47,18 |

$$\begin{aligned} \text{a } 1 \text{ pouce} &= 2,54 \text{ cm} \\ 1 \text{ p}^3/\text{m} &= 28,32 \text{ l/mn} \end{aligned}$$

Pour utiliser cette Table de déversoir, déterminer la hauteur de l'eau en pouces au-dessus de l'encoche établie. Chercher cette valeur dans la Table de déversoir et lire le débit en pieds cubes par minute par pouce de largeur d'ouverture. Multiplier ce débit par la largeur, en pouces, de l'ouverture de votre déversoir pour obtenir le débit du cours d'eau en pieds cubes par minute.

Par exemple, sur un cours d'eau donné, on a installé un déversoir d'une ouverture de 30 pouces. La hauteur de l'eau au-dessus de la marque est de 6 pouces. Lire sur la Table en face de 6 pouces, le débit de 5,90 pieds cubes/minute par pouce de largeur d'ouverture. Le débit total du cours d'eau est donc :

$$5,90 \text{ p}^3/\text{mn} \times 30 \text{ pouces} = 177 \text{ p}^3/\text{mn} .$$

Lorsque le déversoir est en place, il est aisé d'effectuer une lecture. Si l'on envisage d'utiliser le déversoir pendant une période prolongée, il importe de vérifier fréquemment l'étanchéité des côtés et du fond.

Mesure de la hauteur de chute

Plus la distance verticale de la chute d'eau est grande et plus la puissance potentielle utile est élevée. Il existe plusieurs méthodes pour mesurer la hauteur de chute.

Cartes topographiques. Pour les systèmes de chute élevée, les cartes topographiques détaillées de la région peuvent donner une idée de la différence de hauteur entre les niveaux de prise et de restitution envisagés. Cependant, la précision d'une lecture de carte est limitée, aussi ne faudra-t-il recourir à cette technique que pour des estimations de caractère très préliminaire.

Relevés photographiques. Pour ceux qui maîtrisent les techniques de relevés photographiques, cette méthode peut donner des résultats assez précis. On peut développer les photos prises sur le terrain et rapporter les altitudes à l'échelle sur les photographies. Toutefois, cette technique ne s'adresse pas aux amateurs : elle exige des compétences et de l'expérience.

Altimètres portables. Les altimètres de poche peuvent donner une estimation préliminaire de la différence d'altitude entre le niveau de prise et le niveau de restitution des sites à hauteur de chute élevée. Cependant, la précision des mesures n'est pas suffisante pour permettre des calculs exacts.

Des altimètres portatifs plus grands sont vendus dans le commerce et permettent d'effectuer des mesures de niveau avec une marge d'erreur de 60 cm environ. Ces instruments se prêtent aux calculs de génie civil ; cependant, ils ne donnent pas de mesures aussi précises que les trois méthodes suivantes et sont généralement onéreux.

Géomètre. On peut engager un bon géomètre pour déterminer la hauteur de chute. Demander au géomètre de calculer simplement la distance verticale entre la source (ou l'emplacement envisagé pour la prise d'eau). Recruter un géomètre coûte cher. Si c'est la seule solution envisageable il importe de savoir qu'en toute probabilité, le projet sera entrepris. Si la hauteur de chute est inférieure à 7,5 mètres, on aura besoin, dans ce cas, de mesures précises, aussi est-il recommandé de faire appel à un géomètre.

Équipement professionnel d'arpentage. Ceux qui savent utiliser un équipement standard d'arpentage, par exemple un niveau et un jalon d'arpenteur peuvent emprunter ou louer les instruments appropriés et demander l'aide de leurs amis pour effectuer les mesures nécessaires.

Équipement d'arpentage improvisé. Cette technique fait appel à l'initiative personnelle. Il faut un niveau d'arpenteur, un support pour soulever le niveau de quelques dizaines de centimètres du sol, et un mètre à ruban. L'aide d'un collaborateur est optionnelle (voir Fig. C).

- Poser le niveau sur le support ; s'assurer que le niveau est en position horizontale et que son bord supérieur est soit au même niveau que la source d'eau soit à une distance verticale connue au-dessus de la surface de l'eau.
- Mirer le long du bord supérieur du niveau, un point sur un objet proche (arbre, rocher, bâtiment) qui se trouve en contrebas et qu'il est possible de mesurer.
- Noter ce point précis sur l'objet et le marquer (Point A).
- Déplacer le niveau à un point en contrebas et le régler une fois encore. Cette fois le bord supérieur du niveau vise un Point B, au-dessous du Point A sur le premier objet, comme on peut le voir sur le schéma. Marquer ce Point B, mesurer et noter la distance verticale entre A et B. Mirer maintenant, le long du bord supérieur du niveau dans la direction opposée, un autre objet qui se trouve plus en contrebas.
- Répéter cette opération jusqu'à ce que vous arriviez au niveau du site proposé pour la centrale.
- Si vous avez dû effectuer cette opération plus d'une fois, il faudra ajouter toutes les distances verticales entre A et B. Si la première prise de mesure était au-dessus de la surface de l'eau, il faudra soustraire la distance verticale, entre la surface de l'eau et le bord supérieur du niveau, de la somme des distances verticales pour déterminer la hauteur de chute totale.

En effectuant les mesures précédentes, il faudra se rappeler certains points :

- On ne doit pas se préoccuper des distances horizontales pour déterminer la hauteur de chute.
- Chaque fois que l'on règle le niveau, il faudra s'assurer que son bord supérieur est au même niveau que le Point B (mirer à nouveau le Point B pour vérifier).
- On n'a pas besoin de se déplacer en ligne droite.

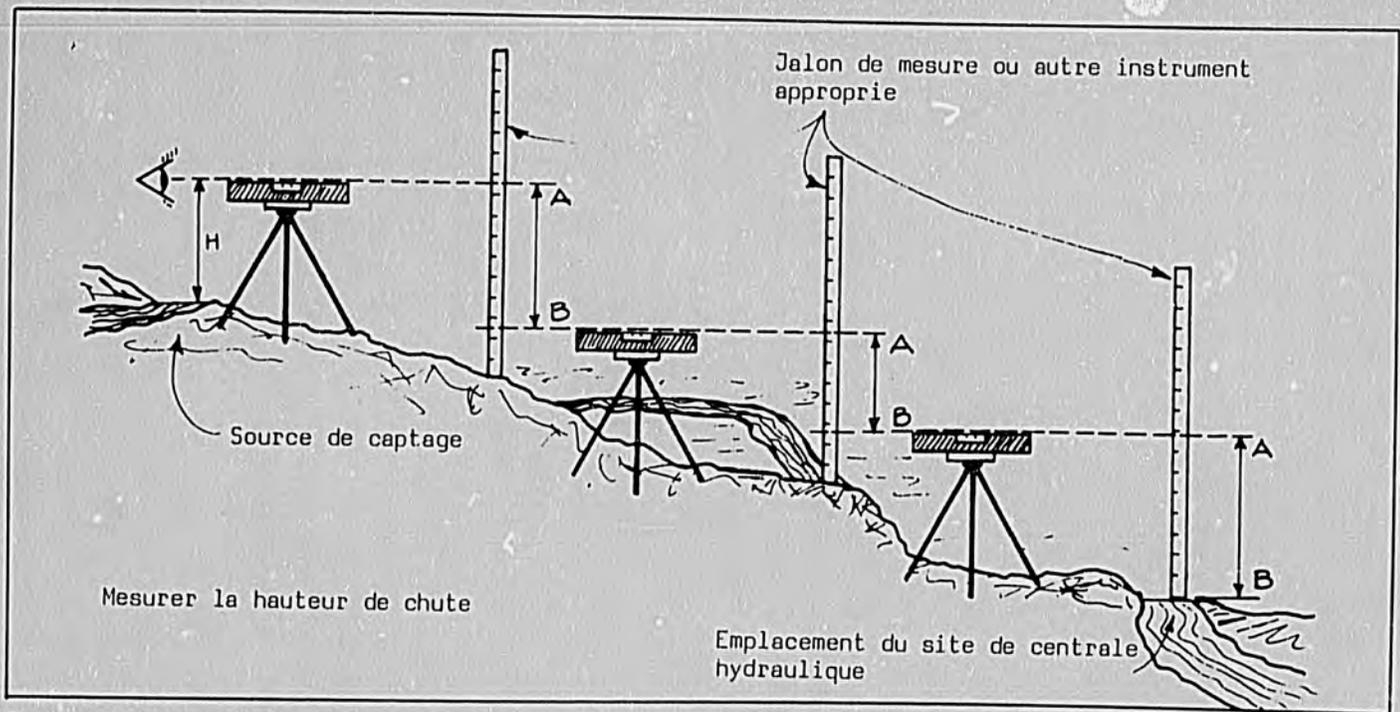


Fig. C. Mesure de la hauteur de chute avec un équipement d'arpentage improvisé (1).

Une fois que l'on a obtenu la hauteur de chute totale ou brute, il faut tenir compte de certaines pertes avant de pouvoir effectuer tout calcul de puissance théorique. Il faut pour cela calculer la hauteur de chute nette :

$$\text{Hauteur de chute nette} = \text{hauteur de chute brute} - \text{pertes.}$$

Les pertes sont causées par plusieurs facteurs. Lorsque l'eau s'écoule dans un tuyau, on enregistre des pertes par frottement. Ces pertes sont plus élevées pour des débits plus forts et des conduites de diamètre réduit. Les coudes et les courbes du tuyau augmentent les pertes par frottement. Dans la conduite PCV, ces pertes sont faibles, rarement supérieures à 8 % de la hauteur de chute brute. Un tuyau d'acier de bonne qualité connaît des pertes par frottement doubles de celles de la conduite PCV. Les tuyaux en fer, en amiante et en béton subissent des pertes plus élevées. Les pertes typiques d'une conduite PCV sont indiquées dans le nomogramme de la Fig. D. N'importe quel fabricant ou fournisseur de bonne réputation sera en mesure d'indiquer les dimensions et les pertes par frottement des différents tuyaux selon un régime donné.

Les autres pertes que pourrait subir un ouvrage hydraulique sont fonction du type de turbine ou de roue qui sera utilisé. Dans une turbine à action les faibles pertes de chute sont imputables à la distance verticale qui sépare la tuyère du niveau de restitution, au fait que la

roue doit pouvoir tourner librement, donc légèrement au-dessus du niveau de restitution. Par contre, les turbines à impulsion radiale, les turbines Francis et les turbines à hélice dotées de conduit d'aspiration ne subissent quasiment aucune perte inhérente de chute.

Calculs de puissance

Une fois que l'on dispose des valeurs de débit et de hauteur de chute nette, on peut calculer la quantité de puissance réalisable. Calculer, en premier lieu, la puissance théorique disponible selon l'hypothèse que 100 % de la puissance disponible pourra être convertie en usages utiles. La puissance théorique disponible (P_{th}) s'obtient par l'équation suivante :

$$P_{th} = 62,4 Q \times h$$

où Q = débit utile (en pied cube) ; h = hauteur de chute nette (en pied) ; 62,4 = densité de l'eau (en livre pied carré). Cette équation donne une valeur de P_{th} exprimée en pied-livre/mn.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

1. Alward A, Eisenhart S, and Volkman J. Micro-Hydro Power : Reviewing and Old Concept. Document préparé pour le U.S. Department of Energy au titre du contrat No. ET-78-S-07-1752. Butte, MT : National Center for Appropriate Technology, janvier 1979.

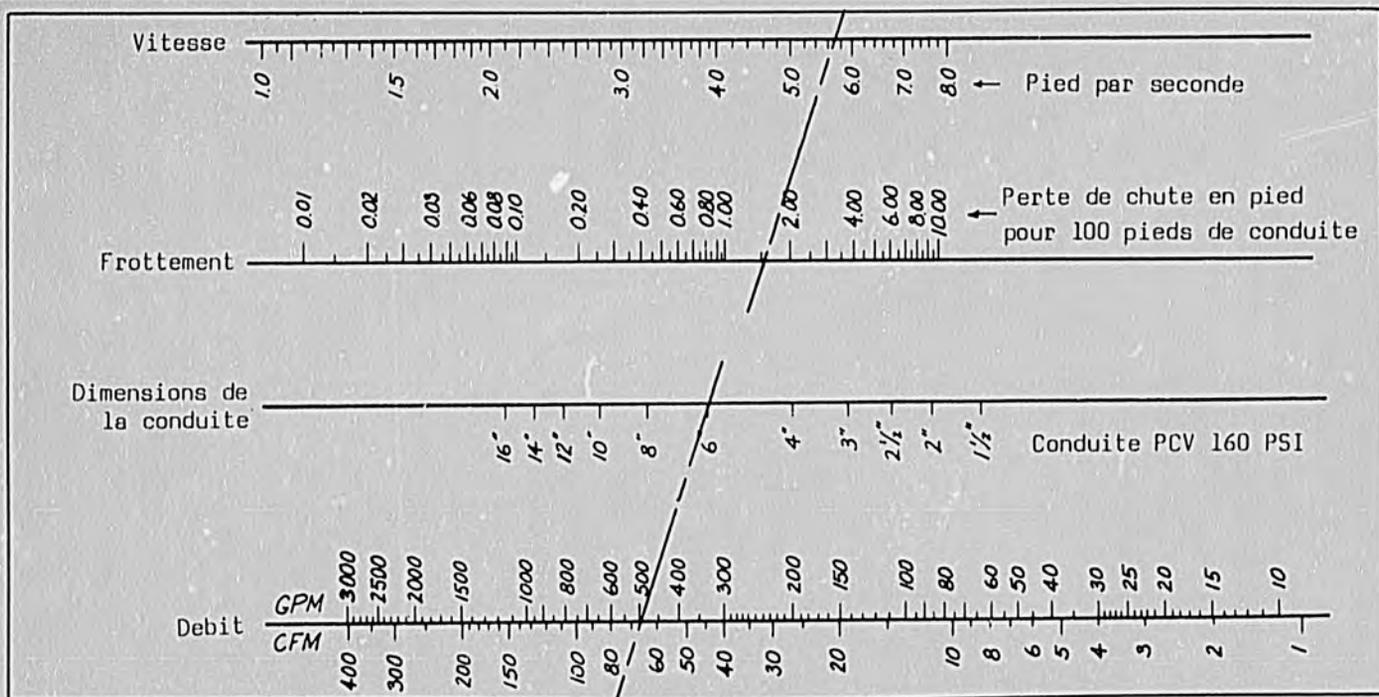


Fig. D. Nomogramme permettant de déterminer les pertes par frottement dans une conduite PCV (1).

2. Cada GF, and Zadroga F. Environmental Issues and Site Selection Criteria for Small Hydropower Projects in Developing Countries. Environmental Sciences Division Publication No. 1712. Oak Ridge, TN : Oak Ridge National Laboratory, mars 1981.
3. Chow VT. Open-Channel Hydraulics. New York : McGraw Hill Book Co. 1959.
4. Crawford NH, and Thurin SM. Hydrologic Estimates for Small Hydroelectric Projects. Washington, DC : National Rural Electric Cooperative Association, 1981.
5. Fiering M, and Jackson B. Streamflow Synthesis. Washington, DC : American Geophysical Union, 1971.
6. Gladwell JS. "Hydrologic Studies for Hydropower Assessment." Compte rendu du séminaire de la NRECA sur les petites centrales hydro-électriques, Quito, Equateur, août 1980. Washington, DC : National Rural Electric Cooperative Association, 1981.
7. Lawrence WD, Kirshen PH, and Lanou TE. Logo Small Decentralized Hydropower Study. Washington, DC : National Rural Electric Cooperative Association, 1981.
8. Linsley RK, and Franzini JB. Water-Resources Engineering, 3rd Edition. New York : McGraw-Hill Book Co., 1979.
9. Linsley RK, Kohler MA, and Paulhus JL. Hydrology for Engineers, 2nd Edition. New York : McGraw-Hill Book Co., 1975.
10. NRECA. A Methodology for Prefeasibility Studies of Candidate Mini-Hydro Sites. Washington, DC : National Rural Electric Cooperative Association, non daté.
11. U.S. Army Corps of Engineers. Feasibility Studies for Small Scale Hydropower Additions. Hydrologic Engineering Center, Davis, CA and Institute for Water Resources, Ft. Belvoir, VA, juillet 1979.
12. U.S. Bureau of Reclamation. Reconnaissance Evaluation of Small, Low Head Hydroelectric Installations. Denver, CO : U.S. Bureau of Reclamation, juillet 1980.
13. Viessman W, Knapp JW, and Lewis GL. Introduction to Hydrology, 2nd Edition. New York : Harper and Row, 1977.
14. Zoellner D. "Environmental Assessment of Small Scale Hydropower." Compte rendu du séminaire de la NRECA sur les petites centrales hydro-électriques, Quito, Equateur, août 1980. Washington, DC : National Rural Electric Cooperative Association, 1981.

Impératifs en matière de données hydrologiques pour la construction de mini-centrales hydrauliques

Walter D. Lawrence

Expert-conseil en ingénierie électrique
Alexandria, Virginie

Les données topographiques, géologiques et hydrologiques nécessaires pour déterminer les caractéristiques physiques et électriques du complexe énergétique font souvent défaut dans les pays en développement. Lors des études préalables de faisabilité relatives aux petits sites hydrauliques, il faut effectuer les interpolations et extrapolations sur la base de données très approximatives pour savoir si un site mérite une analyse plus poussée. S'il en est ainsi, il faut alors définir les éléments sur lesquels sera axée cette analyse.

ACQUISITION DES DONNÉES HYDROLOGIQUES

Les données hydrologiques (précipitations et régime des eaux) sont limitées dans le temps et l'espace ; parfois elles sont peu fiables ou inexistantes. Une contribution de M. Norman Crawford, présentée lors du séminaire sur les mini-centrales hydrauliques pour le développement rural en Asie, propose des formules pour évaluer le régime des eaux à partir des données disponibles sur les précipitations, l'évaporation et autres renseignements sans établir de corrélations entre précipitations et débit, ce qui exigerait de jauger le régime des eaux (1).

Ce document analyse deux incidences des précipitations :

- Le débit pendant et immédiatement après les précipitations est de nature passagère ; si les pluies sont suffisamment fortes elles peuvent entraîner un régime de crues.
- L'eau retenue par le sol constitue le débit d'eau souterrain ; et une partie de ce volume fait résurgence plus tard pour rejoindre le cours d'eau en surface. Ce débit souterrain constitue généralement un élément important du régime des eaux global, puisqu'il y a un intervalle de temps considérable entre le moment où les précipitations pénètrent dans le sol et où elles réapparaissent en tant que débit restitué dans le cours inférieur du bassin. Le régime des eaux qui en résulte est plus régulier dans le cours inférieur du bassin en raison de la rétention effective, des longueurs diverses des voies d'eau souterraines et des différents débits.

La contribution de M. Crawford est basée sur l'équation fondamentale suivante :

Précipitations - pertes réelles par évaporation et transpiration + variation de rétention des eaux = ruissellement.

La rétention d'eau est constituée par l'humidité du sol et les nappes souterraines. M. Crawford a examiné en outre les caractéristiques du bassin de captage, les coefficients de capacité de rétention de l'humidité par le sol, la fraction des eaux de ruissellement qui pénètre dans le cours d'eau souterrain, et le volume des eaux souterraines qui revient à la surface comme débit de restitution. L'impact du régime récent de précipitations -- élevé, faible, normal -- sur l'humidité du sol et le ruissellement en surface (élevé si les sols sont saturés ; faible s'ils sont secs) entre aussi en ligne de compte.

M. Crawford analyse le débit prévisible des crues en fonction du rapport à peu près inverse entre l'intensité des précipitations et la durée des pluies, le bassin de retenue, la longueur et la pente du canal, et le taux de perte selon des caractéristiques des sols données. Une table indiquant six types de sol et les taux de pertes correspondants peut aider le personnel responsable du relèvement des données préliminaires à classer les sols. Cette table est d'autant plus utile qu'elle inclut tous les principaux types de végétation correspondants à chaque catégorie de sol.

Pluviomètres

Les procédures décrites par M. Crawford exigent des données topographiques, géologiques et pédologiques, qui existent en général sous une forme utilisable, et des renseignements sur les précipitations qui ne sont pas toujours disponibles pour les bassins hydrographiques pertinents. Plus la période des observations enregistrées est longue, plus les calculs importants du débit sont fiables. Cependant, même des données portant sur 1 ou 2 années sont préférables à l'absence de renseignements et elles peuvent être obtenues à mesure que les travaux de relèvement des données évoluent. A cette fin, les villageois responsables peuvent

lire et enregistrer les données fournies par un pluviomètre simple en entonnoir.

Si le cours supérieur du bassin de captage est relativement inhabité ou inaccessible, comme c'est souvent le cas, l'installation des pluviomètres enregistreurs peut être envisagée. Ces pluviomètres peuvent fonctionner pendant des mois. Les pluviomètres à enregistrement radio sont portatifs, faciles à installer, à entretenir et utiles dans les bassins hydrographiques moins peuplés -- souvent dans les zones d'altitude plus élevée, où les précipitations sont les plus fortes. De plus, on peut utiliser un simple pluviomètre à godet-basculant, actionné par le poids de l'eau et réglé par une horloge, qui enregistre la distribution des précipitations sur un diagramme, sur une période de temps donnée. Le pluviomètre à enregistrement radio peut donner des informations en temps réel qui sont plus utiles pour une centrale en service que pour un projet encore au stade de l'étude préliminaire.

Jauges à piquets

Le débit d'un cours d'eau peut être calculé grâce à des jauges à piquets situées sur une section transversale stable du cours d'eau que l'on peut étalonner. La décision de jauger le débit des affluents et d'établir ou non une corrélation entre les précipitations du bassin de captage et le régime des eaux influera sur l'emplacement des jauges à piquets.

Les jauges à piquets pour les mesures de régime sont faciles à installer et à lire. La gageure est de trouver des personnes suffisamment compétentes, motivées, responsables et assez bien rémunérées pour relever les indications de la jauge aux moments prescrits et répertorier les précipitations anormales. On a aussi la possibilité d'utiliser un débitmètre. L'achat peut se justifier pour les sites très inaccessibles importants ou lorsqu'il faut maximiser dans la mesure du possible la fiabilité des données.

Cette option requiert des données sur les précipitations, mais ces renseignements nécessaires pour évaluer le régime des eaux ne sont pas toujours disponibles. Outre les méthodes préalablement évoquées, on peut jauger le régime des eaux de diverses manières. Il est possible de développer la faculté d'étudier un débit et d'évaluer le régime des eaux avec une marge d'erreur de 15 % environ. Cette faculté peut être exercée en surveillant le débit au déversoir et dans les canaux en dessous de déversoir.

Au lieu d'emprunter un pont traversant le cours d'eau, de nombreuses routes rurales sont reliées

à la berge opposée par un ouvrage en pierre ou en béton construit dans le cours d'eau au niveau du lit, avec des levées en pente. Dans le cas d'un cours d'eau de débit moyen ces ouvrages fournissent une section transversale lisse et un ruissellement constant où il est facile de mesurer la vitesse de l'eau et de calculer le débit.

Valeurs minimales mensuelles du débit

Les valeurs minimales du débit sont les éléments les plus importants dans les études d'hydraulique parce qu'elles définissent la puissance brute du système. Si l'on dispose des données mensuelles relatives au débit et aux précipitations sur un certain nombre d'années, on peut en déduire la durée du débit. Une autre forme de représentation graphique qui peut être utile est le diagramme qui regroupe par mois de l'année (année civile ou hydrologique), le régime des eaux complet sur un seul tableau (voir Fig. 1).

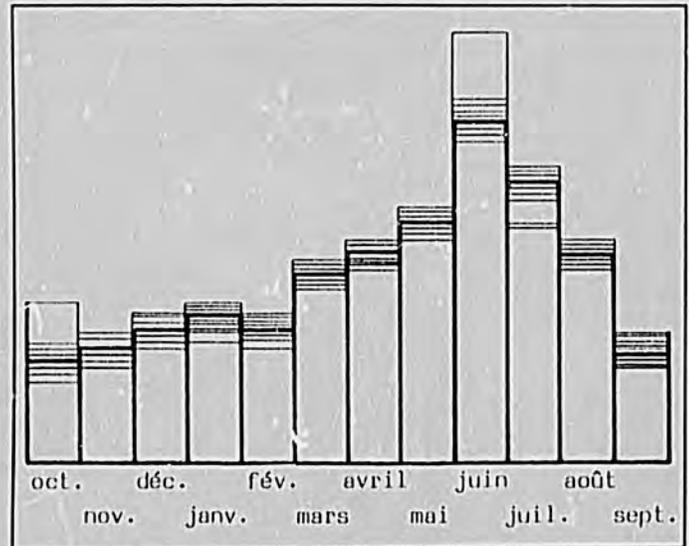


Fig. 1. Débits mensuels.

Ce tableau présente une courbe de variation du débit dont on peut tirer des données hydrologiques préliminaires. Supposons qu'une année hydraulique théorique soit prise comme référence pour déterminer le potentiel de puissance d'un projet envisagé. On peut faire la moyenne des débits mensuels, mais ces valeurs peuvent différer tellement d'un mois à l'autre que la moyenne s'en trouve faussée. En Fig. 1, les traits fins représentent les débits mensuels pendant la période de relèvement des données et le trait épais le débit le plus susceptible d'être enregistré. Le trait épais est établi par observation. Il est généralement possible de trouver des données enregistrées sur une année donnée qui correspondent d'assez près à

calle de l'année calculée. Appeler ceci "l'année type" et utiliser les données pour déterminer le volume mensuel d'eau (voir Fig. 2).

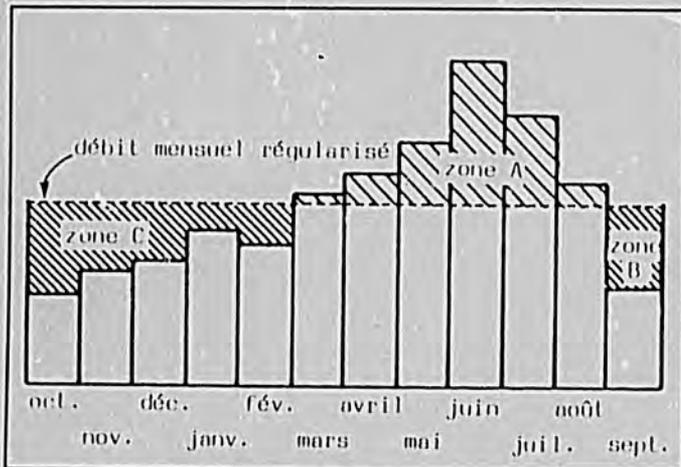


Fig. 2. Débits mensuels pendant une année type.

Pour un projet hydraulique au fil de l'eau, une telle représentation graphique permettrait d'arriver à une estimation préliminaire du volume d'eau pour calculer la capacité de la centrale. Cette valeur ne correspondra pas nécessairement à la valeur mensuelle minimale. En fait, il serait prudent de se baser sur une valeur mensuelle un peu supérieure pour permettre à la centrale d'utiliser une quantité d'eau supérieure à la quantité minimale le cas échéant. En général, il est possible de trouver un usage pour la puissance excédentaire.

Valeurs journalières du débit

Jusqu'à présent, les données sur le ruissellement ont été analysées sous l'angle du volume parce que les relevés hydrologiques sont généralement effectués sous cette forme et, en conséquence, supposent un débit constant sur tout le mois. Cependant, des variations aléatoires ou quotidiennes de débit peuvent se produire. Pendant les mois où le débit d'eau disponible est excédentaire par rapport à la puissance nécessaire ou à la capacité de production de la centrale, les variations quotidiennes du débit importent peu. Toutefois, pendant les mois de débit faible elles peuvent revêtir de l'importance. Plusieurs jours d'observation permettront de déterminer l'ampleur de ces variations. Il est probable que le régime d'une rivière (à plusieurs affluents) ne connaisse pas de grande variation quotidienne en raison des différentes sources de surface et de restitution

* Les ouvrages de références consultés n'expliquent pas comment les régulateurs automatiques de charge réagissent en cas de démarrage automatique ou de défaillance.

en amont du point de dérivation vers la centrale. Cependant, un petit cours d'eau, ayant en amont un bassin de rétention relativement restreint, peut connaître des fluctuations considérables de débit en fonction des variations brusques et rapides de niveau dues aux précipitations.

BESOINS ENERGETIQUES COMPARES AUX BESOINS DE CHARGE

La charge initiale d'une mini-centrale hydraulique type montre une tendance à la baisse pendant la journée et à la hausse pendant la nuit aux heures d'éclairage. Les charges constantes (réfrigérateurs des ménages ou des entreprises) et les autres charges commerciales ou des petites industries (transformation alimentaire, meules, etc.) doivent être développées aussi rapidement que possible afin de profiter pleinement du potentiel hydraulique. La courbe de charge type sur 24 heures est au point le plus bas pendant le premier quart de la journée (minuit à 6 heures du matin), elle augmente, entre 6 et 12 heures, est plus ou moins stable entre 12 et 18 heures et atteint son point culminant entre 18 et 24 heures. La production énergétique doit alors s'adapter aux variations de la charge. Il y a plusieurs façons de procéder en la matière.

Par exemple, si la source d'eau (déterminée par le débit mensuel au fil de l'eau de l'année typique) est suffisante pour le développement de la puissance requise jusqu'à l'année future de référence, par exemple la dixième année, la centrale peut adopter un système de régulation turbine-génératrice du type "trop-plein." Ce type de régulation permet au groupe turbo-générateur de fonctionner à sa vitesse nominale et d'obtenir une production de sortie constante. Un dispositif électronique de commutation dérive l'excédent résultant de la différence entre la production nominale et les besoins de charge variables vers les charges passives de résistance.* La fabrication de plusieurs types de régulateurs électroniques de charge a déjà été entreprise pour des machines monophasées d'une puissance maximale de 60 kW et des groupes triphasés d'une puissance maximale de 180 kW. Un modèle prévoit une génératrice asynchrone excitée par des condensateurs. Abstraction faite des limites relatives aux dimensions de la machine qu'ils peuvent contrôler, les régulateurs électroniques de charge présentent un certain avantage, du point de vue économique, par rapport au régulateur traditionnel mécanique ou hydraulique. Lorsque ces régulateurs seront produits en série, ils devraient être construits en modules de façon à ce que l'on puisse stocker des pièces redondantes de composants électroniques pour remplacer les unités défectueuses. Les résistances à charge passive sont simples et devraient être fiables.

Options pour le stockage

Si les besoins de puissance électrique (kW), d'énergie (kWh) et le débit d'eau journalier exigent l'utilisation de toute l'eau disponible, un stockage en vue de la régularisation quotidienne, ou une retenue mensuelle, voire les deux, pourraient s'avérer nécessaires. Si possible, une mini-centrale hydraulique devra disposer d'un bassin de rétention capable de stocker au moins un volume équivalent à un ou deux jours de débit journalier typique. Un régulateur classique s'impose dans de telles installations puisque la génératrice doit s'adapter aux variations de charge et l'on ne pourrait tolérer les pertes d'eau qui résulteraient de l'usage d'un régulateur électronique. La dépense supplémentaire que représente le régulateur classique devra se justifier par l'excédent de puissance électrique et d'énergie qu'il fournira pour les charges actives.

Le stockage qui permet d'utiliser l'excédent d'eau des mois de débit élevé pour faire la soudure pendant les mois de débit faible, se justifie davantage pour des projets hydrauliques plus importants (de l'ordre du MW). Cependant, si le stockage est possible dans une mini-centrale, une estimation approximative des besoins peut être établie à partir de la Fig. 2 ; on peut tracer à vue une ligne horizontale afin d'obtenir la formule suivante : Zone A + Zone B = Zone C. La hauteur de la ligne au-dessus de l'axe indique la valeur de la décharge d'eau mensuelle uniforme, qui peut faire office de point de référence pour l'exploitation régulière du réservoir.

Débits de crue

Il existe plusieurs méthodes pour évaluer le débit de pointe ou de crue, mais il faut canaliser le débit dans le canal et calculer le niveau des eaux. En fait, le débit de crue (ft^3/s ou m^3/s) n'est pas aussi important que le niveau des eaux de crue. Dans de nombreux cas, on peut étudier le canal pour repérer les indicateurs de haut niveau tels que l'érosion des berges, les débris déposés le long des rives, la submersion des ponts et des empreintes sur les rochers ou les arbres. Les habitants de la région constituent une bonne source de renseignements sur le niveau des eaux de crue.

Il faut tenir compte du niveau des eaux de crue pendant les différentes étapes du projet, de l'étude de faisabilité jusqu'à l'exploitation. Les conceptions préliminaires et les estimations de coût relatives aux barrages de dérivation doivent inclure des contreforts bien plus élevés que les indicateurs de niveau des eaux de crue. Les réglages des turbines doivent être établis en fonction des niveaux de crue au site de la centrale. Bien que la turbine à réaction équipée d'une couronne mobile submergée ne soit affectée que par une réduction de la hauteur de chute nette provoquée par un niveau élevé de restitution pendant les crues, la roue à action doit toujours se trouver au-dessus du niveau de restitution.

REFERENCE BIBLIOGRAPHIQUE

1. Crawford, NH. Hydrological Methodology Without Streamflow Data. Compte rendu du séminaire de la NRECA sur les mini-centrales hydrauliques pour le développement rural en Asie, Bangkok, Thaïlande, juin 1981. Bangkok, Thaïlande : National Rural Electric Cooperative Association, 1983.

Conception de l'équipement et possibilités de fabrication locale

Reinhold Metzler

Maitre de recherche et ingénieur expert-conseil
Université technique de Furtwangen
Furtwangen, République fédérale d'Allemagne

INTRODUCTION

La République populaire de Chine et le Népal sont deux pays qui possèdent un immense potentiel hydraulique, mais leurs expériences respectives en matière de mise en valeur de cette précieuse ressource sont tout à fait différentes. La Chine a largement exploité ses ressources depuis 1949 : elle possède actuellement quelque 100 000 mini-centrales hydrauliques. Le Népal a entrepris le développement de son patrimoine naturel mais il n'a pas encore pleinement défini ses objectifs en matière de mini-centrale hydraulique. Le Népal est un cas représentatif des pays à potentiel hydraulique qui viennent d'en amorcer le développement.

CONSTRUCTION DES MINI-CENTRALES HYDRAULIQUES EN CHINE : LE CHOIX DE LA FABRICATION LOCALE

L'intégration du projet de mise en valeur dans le cadre du développement global du pays revêt une grande importance si l'on veut garantir le succès de cette entreprise. La Chine a adopté cette stratégie et a fait passer sa capacité de fabrication d'équipement de pratiquement zéro en 1949 à près de 1 000 MW par an en 1980.

Historique

Il fut un temps où la répartition inégale des précipitations en Chine entraînait chaque année l'inondation ou la sécheresse dans l'une au moins des vastes provinces du pays. C'est pourquoi, dans la mise en valeur des ressources hydrauliques, la priorité a été donnée à la régularisation des crues et à l'irrigation. S'il est vrai qu'il ne s'agissait pas de concepts nouveaux, ce n'est qu'après 1949 que la Chine a adopté un plan de développement systématique des ressources hydrauliques sur une grande échelle. La construction de "complexes hydrauliques" devint, en 1955, un objectif clair du plan quinquennal en vue :

- d'assurer la continuité de la production agricole,
- d'augmenter la production grâce à des récoltes multiples,

- de fertiliser les zones arides et semi-arides grâce à l'irrigation.

Aujourd'hui, 75 % des zones (soit 20 millions d'hectares) qui étaient auparavant sujettes aux inondations sont protégées et 48 % des terres arables (46 millions d'hectares) sont irriguées. En conséquence, la production annuelle moyenne de céréales a été multipliée par 13 depuis 1949 (passant d'environ 700 kg à environ 9 000 kg/ha).

Electrification rurale en Chine

La République populaire de Chine, prenant conscience de l'importance d'une alimentation régulière en énergie dans les zones rurales, a décidé d'intégrer la construction des mini-centrales décentralisées dans les autres projets hydrauliques. Le potentiel hydraulique total en Chine est estimé à quelque 680 000 MW, 70 % de ce potentiel étant situés dans les provinces et la région autonome du sud-ouest. De ces ressources totales, on estime qu'il sera possible d'obtenir 150 000 MW grâce à des mini-centrales (d'une capacité maximale de 10 MW conformément à la définition établie par le Ministère de la conservation des eaux). Ce potentiel est concentré principalement dans 1 100 comtés (la Chine en compte 2 100). Des mini-centrales ont été mises en service dans 70 % de ces comtés et constituent la principale source d'électricité dans 30 % d'entre eux.

La production, la distribution de l'énergie électrique et la construction des mini-centrales en particulier ont connu un essor considérable depuis 1949. Antérieurement, seules quelques centrales électriques avaient été construites (alimentées principalement au charbon), et ne desservaient que les centres urbains. En 1949, la capacité totale installée était d'environ 1 700 MW dont 200 MW d'origine hydraulique. En 1974, la capacité totale installée avait atteint près de 32 000 MW.

La production des mini-centrales hydrauliques a augmenté régulièrement, passant de 2 MW (26 centrales) en 1949 à 6 300 MW (90 000 centrales

environ) en 1979. Le taux de croissance de la capacité mini-hydraulique a été fixé à 1 000 MW par an jusqu'à ce que l'on ait exploité le potentiel économiquement justifiable, soit 40 à 60 % de la capacité totale.

Au niveau du gouvernement central, le Bureau de la conservation de l'eau pour les terres agricoles qui relève du Ministère de la conservation des eaux est l'organisme responsable de la planification et de la construction des mini-centrales. Il a pour fonctions :

- de coordonner à l'échelle nationale la planification et l'intégration des mini-centrales,
- d'assurer le raccordement optimal des centrales isolées,
- de promouvoir la fabrication de l'équipement requis au niveau de la province et du comté.

La planification est fondée sur les plans quinquennaux des communes qui sont approuvés au niveau du comté pour des projets d'une capacité inférieure à 500 kW et au niveau de la province pour les projets de plus grande envergure. Une maxime dominante de l'économie chinoise est de "marcher sur deux jambes" -- c'est-à-dire non seulement mettre en oeuvre des grands projets afin d'étendre le secteur moderne, mais aussi développer des entreprises de petite envergure dans les régions traditionnellement sous-exploitées. La construction de mini-centrales hydrauliques constitue sans conteste l'une des applications les plus significatives de cette politique.

Economie

L'objectif de tous les efforts de développement déployés par la Chine depuis 1949 a été la satisfaction des besoins fondamentaux de la population. De ce fait, les mini-centrales hydrauliques n'ont jamais été réalisées en tant que projets isolés d'infrastructure, mais mises en service dans le cadre de plans polyvalents.*

La production d'électricité dans les mini-centrales se situe presque toujours au dernier rang des priorités. Toutefois, la production d'électricité reste un objectif important même s'il est secondaire parce que la Chine fait face

* Je n'ai pas recensé un seul cas de centrale dont la fonction principale ait été de produire de l'électricité. Tous les ouvrages hydrauliques visités avaient comme objectif premier de régulariser les crues. Tous disposaient de réservoirs de rétention et les eaux stockées servaient à l'irrigation et à la pisciculture.

à une insuffisance aiguë en la matière. Les consommateurs affectent 65 % de l'électricité à des applications agricoles telles que le pompage pour l'irrigation, la production d'engrais et le traitement des aliments bruts. Les petites industries et les ménages consomment respectivement 16 et 19 % de l'énergie produite. L'éclairage constitue l'essentiel de la consommation domestique.

La formule polyvalente de la Chine en matière de planification et de distribution rend les mini-centrales hydrauliques plus viables économiquement que dans les autres pays, où la règle générale est de cloisonner les activités de planification, de distribution et de mise en oeuvre. Cet état de choses se reflète clairement dans le grand nombre de petites centrales hydrauliques récemment construites ou en voie de construction en Chine.

Qualité de l'électricité

Cent soixante comtés possèdent leur propre réseau local, qui est alimenté par de grandes centrales électriques et par des mini-centrales hydrauliques, ce qui permet d'améliorer la qualité de l'énergie. Cet arrangement a également l'avantage de permettre aux nombreuses mini-centrales d'alimenter directement le réseau local sans aucune régularisation.

Outre leur importance pour les secteurs agricole et industriel, les mini-centrales hydrauliques jouent un grand rôle au niveau de l'infrastructure. La production décentralisée d'énergie électrique et l'intégration des mini-centrales aux projets polyvalents de développement rural présentent plusieurs avantages :

- La population locale elle-même peut construire les ouvrages hydrauliques grâce à des méthodes d'utilisation intensive de la main-d'oeuvre.
- La production de l'équipement pour les centrales de capacité inférieure à 500 kW peut être décentralisée (au niveau de la province).
- L'impact écologique est bénéfique (protection de l'environnement naturel et création de nouveaux sites, d'aires de détente et d'excursion).
- La population rurale est davantage sensibilisée aux questions de l'environnement.

Ces avantages ont pour effet de contrebalancer une formule d'électrification rurale qui, bien qu'économiquement justifiée, se révèle coûteuse lorsqu'il s'agit de la mettre en oeuvre à l'échelon national.

Standardisation de l'équipement en Chine

Le fait que la Chine ait pu construire des équipements pour mini-centrales hydrauliques de haute qualité et de coût modique constitue un des facteurs essentiels du succès de son programme. Cette capacité était pratiquement nulle en 1949. Elle augmenta graduellement jusqu'en 1972. A cette date, la Chine entreprit de standardiser ses équipements. La centralisation de la recherche et du développement permet d'éviter les dépenses de capitaux et les effectifs élevés auxquels devrait normalement faire face un fabricant de turbines indépendant. On met peu l'accent sur la mise au point d'équipements perfectionnés.

Les modèles sont assez démodés, mais permettent un nombre limité de variantes. Ces conceptions débouchent sur des coûts peu élevés, et sur la garantie de qualité et de fiabilité des machines. Ces facteurs, dans le contexte de la Chine, compensent largement les inconvénients de la standardisation.

La standardisation de l'équipement et des normes de qualité ont été un facteur capital du succès de la Chine dans la mise en oeuvre des mini-centrales. Les modèles utilisés sont éprouvés tant sur le plan de la fabrication que de l'exploitation. Le succès d'un nouveau projet dépend par conséquent non de la conception mais de facteurs sur lesquels le client ou la population locale peuvent influencer, tels que les dépenses de temps et de capitaux exigées par les travaux de génie civil. Le résultat de la standardisation se reflète dans le prix des équipements chinois. L'usine de fabrication de petites turbines de Jinhua, par exemple, cite un chiffre de 100 Y (67 dollars E.U.) par kilowatt pour une turbine fonctionnant sous une hauteur de chute basse et un chiffre de 20 Y (13 dollars) par kilowatt sous une hauteur de chute élevée. En comparaison, un fabricant allemand demande 400 dollars par kilowatt.

Turbines

Les modèles standardisés de turbines utilisés en Chine sont essentiellement les mêmes que ceux que l'on utilise dans le reste du monde : turbines Pelton pour chutes élevées, turbines Francis pour chutes moyennes et turbines à hélice pour chutes faibles (voir Albertson, Introduction à la technologie et au développement des mini-centrales hydrauliques). La différence réside, principalement, dans la simplicité de la conception dont les deux pivots sont capacité de production en série et fiabilité. Le rendement est une considération de troisième ordre.

Hauteur de chute comprise entre 0,8 et 25 m.
On utilise deux types de turbines, dans cette plage de hauteurs de chute :

● Turbine à hélice

Nombre de modèles : 5
Hauteur de chute : 2 à 18 m
Débit : 0,8 à 4,13 m³/s
Vitesse : 300 à 800 t/mn
Puissance : 14 à 440 kW

● Turbine tubulaire

Nombre de modèles : 5
Hauteur de chute : 0,8 à 25 m
Débit : 0,9 à 28 m³/s
Vitesse : 428 à 1 000 t/mn
Puissance : 54 à 018 kW.

La turbine à hélice dispose d'une conduite de contrôle ou d'une enveloppe à spirale, à aubes directrices réglables et pales de couronne mobile fixes. La couronne s'adapte à quatre positions angulaires des pales. La transmission de la vitesse à la génératrice s'effectue par courroies plates pour une puissance de sortie atteignant 24 kW et par courroies en V pour une puissance maximale de 145 kW. Pour des puissances supérieures, la turbine est directement couplée à la génératrice. Dans les deux cas, les coussinets en contact avec l'eau sont des dispositifs en plastique à lubrification hydraulique.

Hauteur de chute comprise entre 15 et 120 m.

Dans cette plage de hauteurs de chute on utilise la turbine Francis.

● Turbine Francis

Nombre de modèles : 8
Débit : 0,7 à 1,96 m³/s
Vitesse : 600 à 1 000 t/mn
Puissance : 148 à 1 332 kW.

Hauteur de chute comprise entre 100 et 450 m.

Dans cette plage de hauteurs de chute on utilise la turbine Pelton.

● Turbine Pelton

Nombre de modèles : 11
Débit : 0,067 à 0,4 m³/s
Vitesse : 600 à 1 000 t/mn
Puissance : 53 à 1 000 kW.

Génératrices

Les grosses génératrices synchrones plus anciennes utilisées en Chine sont excitées séparément, alors que les petites machines plus récentes sont des génératrices à bague à auto-excitation disposant d'unités d'excitation statique. Toutes ces génératrices sont produites localement, bien que certains matériaux (comme les laminés pour l'étampage) sont importés. La Chine compte 100 manufactures éta-

tisées, réparties en usines de province ou de comté.

Comparées aux modèles occidentaux actuels, les machines utilisées ou en voie de fabrication nous sont apparues très grandes, très massives et sont isolées selon des méthodes anciennes (on a cité l'utilisation d'un type d'isolation de classe B dans une usine). Une génératrice de 40 kW pesait 500 kg contre 270 kg pour une machine comparable fabriquée au Royaume-Uni. Ceci est révélateur de l'importance que la Chine accorde à la production en série de modèles éprouvés et de coût modique. D'où la mise en service de mini-centrales de haute fiabilité et de coût faible, à rapprocher de la production de "camions" plutôt que de "voitures de course." Toutefois, l'usage de générateurs d'induction pourrait permettre de réaliser des économies substantielles. Il s'agit de moteurs d'induction qui tournent à une vitesse légèrement supérieure à celle des moteurs synchrones. Ils sont résistants sur le plan mécanique et produits en grand nombre. Pour l'excitation, ces machines doivent généralement être raccordées au réseau électrique, ce qui était le cas dans la plupart des centrales visitées. Ce réseau assure également la régularisation lorsqu'il est stabilisé par un parc comparativement grand de génératrices synchrones. Lorsqu'il n'existe pas de réseau local, l'excitation peut être assurée par des condensateurs.

A nouveau, la standardisation des génératrices présente un aspect intéressant :

| | |
|---|--|
| P = puissance de sortie par génératrice en kW | |
| n = vitesse en t/mn | |
| quand n = 1 000 | P = 12, 18, 30, 40, 55, 75, 100, 125, 160, 200, 250, 320, 400, 500, 630, 800, 1 000, 1 250 |
| quand n = 750 | P = 30, 40, 55,500 |
| quand n = 600 | P = 100, 125, 160,630 |
| quand n = 428,6 | P = 200, 250, 320,800. |

Toutes les génératrices sont conçues de manière à résister à des vitesses de 2 à 4 fois supérieures à la vitesse de fonctionnement et pour un facteur de puissance de 0,8. Le prix d'une génératrice de 40 kW produite localement est de 500 Y (335 dollars E.U.).

Régulateurs mécaniques

Le régulateur mécanique hydraulique qui maintient la vitesse de la turbine à un niveau constant est un élément coûteux et complexe. Les Chinois n'y ont recours que lorsqu'il est

indispensable, à savoir pour des turbines dont le diamètre de la couronne mobile dépasse 450 mm (turbines Pelton), 500 mm (turbines Francis) et 800 mm (turbines à hélice). Les turbines plus petites sont régularisées manuellement vu qu'elles sont, dans la plupart des cas, reliées au réseau et qu'elles tournent constamment à pleine capacité. Les opérateurs assurent un service continu au cas où un arrêt d'urgence se révélerait nécessaire.

La Chine fabrique également des régulateurs de charge commutés par voie électronique qui assurent la régularité de la charge à la génératrice. Ces dispositifs électroniques sont plus simples et meilleur marché que les régulateurs hydro-mécaniques pour les unités de faible production.

Pompes-turbines

L'énergie hydraulique ne fait pas seulement référence à la production d'électricité. Il est coûteux de transformer l'énergie mécanique provenant de la turbine en énergie électrique et de transformer une nouvelle fois l'énergie électrique en énergie mécanique, lorsque l'on n'a besoin que de cette dernière. La mise au point et la dissémination de la pompe-turbine illustre l'ingéniosité des Chinois pour ce qui est de la réalisation adéquate des mini-centrales hydrauliques.

Il existe trois grands types d'ouvrages hydrauliques propices à l'installation d'une pompe-turbine (8) :

- Type canal. Aux emplacements où le terrain est incliné et où l'eau s'écoule rapidement, on doit construire des digues peu élevées ou des ouvrages de prise d'eau en tirant profit de la plus grande pente du lit de la rivière. Un canal qui court le long d'une colline produira la hauteur de chute nécessaire à la centrale.
- Type barrage. Aux emplacements où les conditions topographiques et géologiques sont favorables, on construit un barrage en travers du cours d'eau afin d'accentuer la hauteur de chute.
- Type mixte. C'est une combinaison des types canal et barrage, où la hauteur de chute est créée par le canal et où le barrage constitue un réservoir pour régulariser le débit.

La pompe-turbine peut également fonctionner par énergie marémotrice ou être placée sous la cascade d'un canal ou au point de jaillissement d'une source.

Les conditions topographiques semblent tout à fait favorables à l'installation de pompes-turbines dans la province de Guizhou qui est située sur le plateau de Yun-Gui et dispose d'abondantes ressources en eau. Les montagnes Miaoling traversent l'ensemble de la région. Les hautes terres sont situées au nord-ouest, les basses terres au sud-ouest et les rivières ont un régime rapide. Les chutes de pluie sont abondantes, la moyenne annuelle étant supérieure à 1 000 m. Depuis 1964, 9 014 pompes-turbines au total ont été mises en service dans la région, permettant ainsi l'irrigation de 27 000 hectares de terres agricoles (8).

Dans les zones montagneuses de la province de Guizhou où les champs sont en altitude et les rivières coulent dans les vallées, le pompage peut facilement dépasser 100 mètres. Toutefois, les pompes-turbines conventionnelles ne peuvent être utilisées que pour une profondeur comprise entre 40 et 50 mètres en raison des limites de la conception mécanique. Afin de résoudre ce problème, les départements de la recherche hydraulique, mécanique et scientifique de la province ont conjugué leurs efforts pour perfectionner des équipements. Depuis 1968, de nombreux progrès ont été réalisés, notamment :

- lancement de la pompe-turbine à plusieurs étages,
- utilisation de fer ductile ou d'acier coulé pour la fabrication de l'enveloppe et des directrices,
- amélioration de la conception de l'arbre,
- remplacement des coussinets métalliques par des coussinets en plastique.

En outre, grâce à l'augmentation considérable de la capacité de pompage (maximum 263 mètres), de nouvelles perspectives se sont ouvertes pour la pompe-turbine. La Chine dispose actuellement de deux types d'équipement à forte capacité de pompage (excédant 100 m) dont les ratios de hauteur de chute sont respectivement 1:6 et 1:17. Ce ratio correspond à la hauteur de chute fournie à la turbine sur le pompage. Le rapport 1:6 est obtenu avec une machine à un étage disponible en deux modèles : le 40-6 et le 60-6. Elle est utilisée pour le pompage profond et les sites à débit fort. Le rapport 1:17 est obtenu avec une machine à trois étages disponible en trois modèles : le 30-18, le 40-17 et le 60-17. Elle est adaptée au pompage profond et aux sites à débit faible.

Conclusions

Le succès de La Chine en matière de mini-centrales hydrauliques est exceptionnel. D'autres

pays pourraient s'inspirer de certains éléments du programme chinois pour établir leurs projets de mini-centrales hydrauliques. La réussite de la Chine dans ce domaine est due aux facteurs suivants :

- Le gouvernement a établi une planification efficace de sorte que le développement des projets hydro-électriques est intégré aux autres aspects de la gestion des ressources hydrauliques.
- La population est très motivée et l'initiative de construire les centrales est prise au niveau local.
- Une grande partie de l'électricité est affectée aux secteurs industriel et agricole, pour accroître dans ce dernier cas la productivité des terres grâce au drainage et à l'irrigation.
- Des ateliers décentralisés ont été mis sur pied dans de nombreux comtés pour fabriquer et réparer l'équipement.
- La standardisation de l'équipement permet une fabrication rapide, peu coûteuse et de haute qualité.

Il est important de créer un "climat", une infrastructure au sein desquels les programmes locaux peuvent progresser. Sans cette condition préalable, les modèles et les programmes même les meilleurs sont voués à l'échec.

DEVELOPPEMENT DES MINI-CENTRALES HYDRAULIQUES AU NEPAL : LA FORMULE AXEE SUR LES IMPORTATIONS

Historique

Le potentiel hydraulique du Népal est estimé à 90 000 MW dont 0,07 % seulement ont été développés. Néanmoins, le Népal souffre d'une énorme pénurie d'énergie, surtout dans les zones retirées. L'accroissement rapide de la population engendre des besoins de plus en plus grands en matière de bois de chauffage. Une étude effectuée par l'université de Tribhuvan (2) montre que si le rythme actuel de la consommation se maintient, il n'y aura plus de forêts exploitables dans les collines d'ici 1985. Par conséquent, l'hydraulique est la seule forme d'énergie dont le Népal dispose en abondance.

Le gouvernement est conscient du rôle clé que pourraient jouer les micro-centrales hydrauliques (moins de 100 kW) dans le développement des zones retirées. Ces petites centrales permettraient au Népal de compter sur ses propres ressources et d'encourager la production de l'équipement nécessaire dans les ateliers locaux (1).

Le gouvernement amorça son programme de développement dans une commune en faisant appel aux fonctionnaires de différents départements. Il était prévu d'utiliser l'énergie d'une rivière pour faire fonctionner une centrale d'environ 300 kW. Le débit était d'environ 1 m³/s. Le canal d'irrigation en place disposait d'une chute de près de 60 m à 1 km du centre. Vu que le pays n'avait pas le personnel requis pour planifier un tel projet, le gouvernement dut engager des experts étrangers. Puisque les compétences pour fabriquer cet équipement font défaut au Népal, les responsables locaux durent s'enquérir des prix pratiqués par les sociétés étrangères. Les prix différaient de très peu (entre 1 000 et 1 200 dollars par kW) pour la turbine, la génératrice et le régulateur, d'une capacité de 170 kW. Cependant, la production garantie variait approximativement de 20 % (de 162 à 208 kW) selon les méthodes de standardisation adoptées par les compagnies.

En 1977, le gouvernement décida de commander l'équipement de 162 kW au prix le plus compétitif. De nombreux problèmes surgirent pendant la période de conception et de construction. Le contractant était une grosse entreprise et de son point de vue le projet semblait d'une envergure très limitée.

Aucune route ne menait au site qui ne pouvait être atteint qu'après une journée de marche ou par hélicoptère. Il était donc important de connaître le poids et les dimensions du matériel à transporter. Mais puisque le transport n'est pas un problème crucial dans les pays où l'équipement est conçu, il fut très difficile d'obtenir ces informations.

Quoi qu'il en soit, les travaux se poursuivirent. Le canal d'irrigation fut élargi, la conduite forcée posée et la centrale électrique construite. Cependant, les exploitants agricoles, qui avaient besoin d'eau pour irriguer leurs terres, pratiquaient constamment des brèches dans le canal et n'étaient pas en faveur d'une centrale qui utilisait leur eau pour fournir de l'électricité aux habitants de la commune. Construire la ligne de haute tension s'avéra également difficile. Ces mêmes exploitants s'opposèrent, pour la même raison, à ce que les poteaux soient plantés dans leurs champs. Ils y furent contraints par les fonctionnaires. Il fut également difficile d'amener la ligne de haute tension jusqu'à la commune car personne ne voulait accepter que la ligne traverse sa propriété. Le gouvernement donna l'ordre de continuer le projet dans son intégralité, mais la population locale refusa même de coopérer et encore moins d'apporter son concours à cette "étrange" entreprise.

Après une longue période d'attente, l'équipement est finalement arrivé à la frontière et

l'on s'est heurté à des problèmes de transport. La pièce la plus massive était l'enveloppe à spirale en fonte de la turbine Francis qui pesait 1 400 kg. L'hélicoptère le plus puissant du pays avait une capacité d'emport tout juste égale à ce poids, et aucun pilote n'était disposé à prendre un tel risque. (Une heure de location de l'hélicoptère coûtait 1 100 dollars). Les tractations entre le gouvernement, le contractant et la compagnie aérienne se poursuivirent. Puis vint le temps de la mousson et l'équipement dut être exposé aux pluies pendant une autre saison. Pour finir, en 1980, un pilote de l'armée fut chargé de transporter l'équipement.

Il reste encore à voir comment l'équipement fonctionnera. Il n'existe aucun atelier dans les environs, aucune main-d'oeuvre qualifiée pour la maintenance de la centrale et le régulateur hydro-mécanique est un matériel délicat. Vu que les travaux de génie civil furent achevés deux ans avant que l'équipement ne parvienne au site, on installa, aux fins d'essai, une turbine à impulsion radiale de 30 kW. Ce matériel fut construit localement et transporté par porteurs au site en trois jours. Il fonctionna pendant deux ans jusqu'à ce que l'équipement importé arrive. Pendant cette période, la charge était strictement affectée à l'électricité (15 kW la nuit et nulle pendant la journée.) Il sera malaisé de justifier un équipement plus puissant avec une charge aussi faible. Dans un proche avenir, on ne peut s'attendre à aucune augmentation significative de la charge.

Cette expérience malencontreuse devrait servir d'avertissement à quiconque travaille dans le domaine du développement de mini-centrales hydrauliques et met en relief plusieurs erreurs qu'il convient d'éviter :

- Importation d'experts étrangers : source unique de compétences. Les experts-conseil sont importants ; cependant, il est plus difficile pour quelqu'un de l'extérieur que pour une personne de la région de se pénétrer des réalités locales. On doit adapter les plans étrangers aux idées et au savoir-faire locaux.
- Importation d'équipement : la panacée. Dans ce projet particulier, il aurait été préférable de commencer sur une petite échelle et de progresser à mesure que la charge augmente. En adoptant une telle formule, les fabricants locaux auraient pu produire l'équipement. L'unité de 30 kW installée provisoirement apporte la preuve que la production est possible, même si elle est d'envergure limitée. Si une deuxième unité, un peu plus puissante avait été produite sur place, il aurait été possible d'assurer une production suffi-

sante pendant plusieurs années, avec un investissement initial beaucoup plus réduit.

- Prix : en faire le facteur décisif dans la sélection de l'équipement. Si la fabrication locale n'est pas envisageable, il convient de choisir avec soin l'équipement et le contractant. L'équipement est généralement conçu pour répondre aux exigences du pays dans lequel il est vendu. En l'espèce, le poids et les distances de transport n'étaient pas des facteurs essentiels dans le pays du fabricant. Au Népal, par contre, ce sont des facteurs cruciaux. Il en est de même pour le degré de technologie : les turbines peuvent être commandées manuellement comme ce fut le cas pour l'unité de 30 kW. Importer de l'équipement à commande automatique, peut être source de problème si l'équipement ne peut être réparé en cas de panne. En outre, plus l'équipement est complexe et plus il devient délicat de le manipuler.
- Communications inadéquates entre le contractant et les responsables du projet. Il est souvent difficile pour une grosse entreprise d'équiper des petites centrales. Et l'envoi de personnel pour monter l'équipement est à proscrire dans un budget de petit projet. La situation est donc délicate pour les deux parties.

Développement des compétences locales

Le "programme de petites turbines, de moulins et d'électrification rurale" aborde la mise en valeur des ressources hydrauliques au Népal sous un angle différent. La collectivité retenue indiqua qu'elle avait immédiatement besoin d'énergie mécanique pour actionner les moulins et les pressoirs à huile. Par conséquent, on décida de mettre au point une turbine hydraulique qui pourrait faire fonctionner des meules.

Sélection du modèle de turbine

Les turbines devront être mises en service dans la région des collines d'altitude moyenne du pays où les hauteurs de chute varient entre 5 et 20 m. La construction de canaux pour irriguer les terrasses situées sur les pentes abruptes est une tradition au Népal. Ce sont des canaux en terre non renforcés et leur capacité maximale de transport d'eau se situe aux environs de 0,3 m³/s.

Pour cette gamme de hauteurs de chute et de débits on utilise, en règle générale, une turbine Francis. Ce type de turbine présente néanmoins plusieurs inconvénients :

- La poussée de l'eau qui s'exerce sur la couronne mobile est d'abord radiale puis axiale. Cela signifie qu'une combinaison hauteur de chute-débit différente exigera une couronne mobile d'un autre diamètre. D'où une modification complète du modèle de la turbine. Il faudra donc plusieurs modèles standards qui ne seront rentables que s'ils sont produits en série.
- Le rendement de charge partielle de ce type de turbine est très faible. Dans les petits cours d'eau, un changement de régime revêt de l'importance. D'où la nécessité d'un rendement élevé même à une fraction seulement du débit nominal -- surtout dans le cas de centrales au fil de l'eau, où les changements de régime ne peuvent pas être compensés par un réservoir.
- Le débit turbiné est tridimensionnel, ce qui rend le modèle vraiment complexe. Cette turbine est un des modèles les plus onéreux surtout lorsqu'elle est fabriquée en petit nombre.

La turbine à impulsion radiale, connue également sous le nom de turbine Banki ou Michell-Ossberger ne présente pas ces inconvénients. Ce modèle est assez peu connu et peu de perfectionnements y ont été apportés. Vu la tendance privilégiant les grands projets, cette turbine avait été presque oubliée, puisque c'est une turbine adaptée aux mini-centrales (maximum 1 MW). Elle présente trois avantages majeurs :

- La poussée de l'eau à travers la couronne mobile est strictement radiale. On peut donc adapter la turbine à différentes combinaisons de hauteurs de chute et de débits en ne faisant varier que la largeur de la couronne mobile et non son diamètre. Le modèle de base reste donc invariable.
- Le rendement de charge partielle est très élevé. Il est assez semblable à la courbe d'une turbine Pelton.
- La turbine est facile à fabriquer.

Ces raisons ont justifié le choix de la turbine à impulsion radiale. Il a fallu quatre ans pour réaliser un modèle répondant à cinq critères jugés cruciaux (6) :

- La turbine doit être assez simple pour pouvoir être fabriquée dans un petit atelier de construction mécanique.
- Si un modèle de turbine relativement perfectionné s'avère nécessaire, il ne devrait néanmoins pas exiger de maintenance, dans la mesure du possible.

- Tout le matériel utilisé doit pouvoir être obtenu sans avoir à dépenser des devises étrangères.
- Il doit avoir un rendement comparable aux turbines importées mais coûter substantiellement moins cher.
- Vu que chaque pièce devra être acheminée par porteur, elle ne devra pas peser plus de 70 kg ou être trop massive.

Application

Soixante-huit turbines ont été mises en service au Népal. Une a été exportée en Papouasie Nouvelle-Guinée. Ces turbines actionnent des meules, des presses à huile, des scieries et des appareils pour déshydrater les céréales. L'énergie mécanique est transmise directement par le biais d'une courroie. Les usines appartiennent à des particuliers, deux sont gérées par des coopératives.

En recherchant d'autres applications pour la turbine, on découvrit bientôt que les petites centrales pouvaient remplacer le bois, produit rare, pour assurer les opérations de transformation dans les industries artisanales. On mit au point un générateur thermique pour convertir directement l'énergie mécanique en chaleur, évitant ainsi de produire de l'électricité, procédé coûteux, quand on n'avait besoin que de chaleur. Deux générateurs prototypes fonctionnent encore à l'heure actuelle pour la dessiccation du gingembre et des fruits. L'Université technique de Furtwangen (République fédérale d'Allemagne) a lancé un projet de perfectionnement du générateur. L'objectif est de produire une chaleur suffisamment intense pour faire bouillir du savon ou teindre de la laine. Une société minière au Népal a commandé de nouvelles turbines (200 kW) pour actionner des compresseurs à air.

Cette expérience donne à penser qu'il existe clairement un besoin d'énergie mécanique dans les zones rurales où l'électricité se révèle trop coûteuse.

Conclusions

Ces projets sont d'envergure limitée, mais leur impact est considérable :

- La mise au point et la construction des turbines et des équipements connexes dans les ateliers de la région, confèrent aux artisans une expérience précieuse qui est capitale pour comprendre et résoudre les problèmes que pose un équipement plus complexe.

- Lorsque la population locale entreprend des projets comme ceux des usines, elle a la possibilité de comprendre ce qu'est un projet hydraulique et son incidence sur la collectivité. Pour les travailleurs de l'atelier et les habitants du village, le changement peut intervenir de façon très rapide ; dans certains cas, trop rapide. La transition peut être assez lente si on lance des projets d'envergure assez limitée pour permettre aux compétences locales de se développer. Dans le cas contraire, les habitants ne sont pas en mesure d'assurer la maintenance d'un équipement importé et plus perfectionné.
- Lorsque la demande de charge augmente progressivement -- ce qui pourrait exiger l'installation d'une plus grande centrale -- les compétences et la demande ont progressé suffisamment pour justifier la mise en service d'une nouvelle centrale et en assurer la maintenance.

Les importations d'équipement pour les mini-centrales hydrauliques doivent se limiter à combler les lacunes jusqu'à l'établissement d'une infrastructure nationale de fabrication, qui peut-être mise en place progressivement par l'exécution d'un grand nombre de petits projets. Il est parfois difficile de résister à la tentation de s'engager dans des entreprises rapides et de grande envergure. Importer des experts et l'équipement est peut-être la voie de la facilité. La formule est néanmoins rarement concluante. Bien que les programmes de mise en valeur de l'hydraulique visent souvent à assurer l'indépendance énergétique d'un pays, l'importation d'experts et d'équipement débouche en fin de compte sur la dépendance technologique.

ANNEXE A

Liste alphabétique des fabricants d'équipement de mini-centrales hydrauliques

Allis-Chalmers
Hydro Turbine Division
Box 712
York, Pennsylvania 17405
Etat-Unis

Constructeur de turbines tubulaires standardisées pour une capacité comprise entre 50 kW et 50 MW et des hauteurs de chute allant jusqu'à 15 m.

A B Bofors Nohab
S - 46101 Trollhätten
Suède

Constructeur de turbines à hélice pour une capacité comprise entre 100 et 2 000 kW.

Balaju Yantra Shala Private Limited

P.O. Box 209
Katmandou
Népal

Entreprise de construction spécialisée dans les turbines à impulsion radiale et les équipements connexes. Turbines standardisées (capacité maximale : 70 kW).

Butwal Engineering Works Pvt.

P.O. Box 1
Butwal, Lumbini Zone
Népal

Entreprise de construction spécialisée dans les turbines à impulsion radiale et les équipements connexes. Turbines standardisées (capacité maximale : 100 kW).

China National Machinery Import and Export Corporation

12 Fu Xing Men Wai Street
Beijing
République populaire de Chine

Exportateur de petites turbines Francis, Pelton, Kaplan et Turgo (capacité comprise entre 12 et 12 000 kW), d'alternateurs (capacité maximale : 12 MW) et de régulateurs de vitesse de types divers et autre matériel connexe.

Disag Dieselmotoren AG

7320 Sargans
Suisse

Constructeur de turbines à impulsion radiale, de turbines Pelton de petite capacité. Commercialise également un petit régulateur.

Drees GmbH

Postfach 43
4760 Werl
République fédérale d'Allemagne

Constructeur d'une gamme de turbines Pelton et Francis de petite capacité.

Elektro GmbH

St Gallerstrasse 27
4760 Winterthur
Suisse

Constructeur de petites unités Pelton (capacité maximale : 25 kW) et autres équipements non apparentés.

Gilbert Gilkes and Gordon Ltd.

Kendal, Cumbria
Angleterre LA9 7BZ

Constructeur de turbines Francis, Turgo et Pelton (capacité maximale : 350 kW). Produit également des équipements de commande et autres équipements non apparentés.

Independent Power Developers Inc.

Route 3
Box 174H
Sandpoint, Idaho 83864
Etats-Unis

Constructeur d'unités Pelton de 3 ch et de groupes à hélice de 6 ch.

The James Leffel and Co.

426 East Street
Springfield, Ohio 45501
Etats-Unis

Constructeur d'une vaste gamme de turbines Pelton, Francis et Kaplan (capacité de quelques kW à plusieurs MW).

Jyoti Limited

R. C. Dutt Road
Baroda 390 003
Inde

Constructeur d'une gamme de turbines hydrauliques plus ou moins conformes au programme de Gilkes, dont alternateurs et équipements connexes.

Koessler GmbH

St. Georgener Hauptstrasse
3151 St Polten
Autriche

Constructeur de turbines Pelton, Francis et Kaplan de petite capacité.

Leroy-Somer

Boulevard Marcellin Leroy
B.P. 119
16004 Angoulême Cédex
France

Constructeur d'une vaste gamme d'alternateurs standards (capacité de 4 kW à 1 200 kW). Produit également une turbine de type bulbe avec alternateur incorporé, destinée aux installations à hauteur de chute faible (capacité maximale : 34 kW).

Mitsubishi Electric Corporation

Nagasaki, Japon

Constructeur de très petites turbines de type bulbe d'une capacité de 4 kW pour les installations à très faible hauteur de chute.

Nikki Corporation, Engineering Company

2940 Shin Yoshidamachi
Koohoku, Yokohama, Japon

Vient juste de commencer à fabriquer des turbines à impulsion radiale (capacité maximale : 800 kW).

Niagara Waterwheels Ltd.
706 East Main Street
Welland, Ontario L3B 3Y4
Canada

Constructeur de 4 modèles de turbines à hélice (capacité de 20 à 250 kW).

Northern Waterpower Inc.
P.O. Box 49
Harrisville, New Hampshire 03450
Etats-Unis

Constructeur de 4 types de turbines tubulaires (capacité de 20 à 250 kW) pour des hauteurs de chute comprises entre 3 et 20 m.

Ossberger-Turbinenfabrik
Postfach 425
8833 Weissenburg, Bavière
République fédérale d'Allemagne

Fabrique depuis très longtemps des turbines à impulsion radiale. A livré des unités d'une capacité allant jusqu'à 1 000 kW.

Small Hydroelectric Systems and Equipment
5141 Wickersham
Acme, Washington 98220
Etats-Unis

Constructeur de petits groupes de turbines Pelton.

Sorumsand Verksted
N 1920 Sorumsand
Norvège

Constructeur de turbines standardisées de types Pelton, Francis et tubulaire (capacité de 100 kW à 10 MW).

Sukaraja, C.V.
Jalan Kom. Ud.
Supadio (Jatayu) 98
Bandung, Indonésie

Constructeur de turbines à impulsion radiale de conception locale.

Tamar Designs Pvt. Ltd.
Deviot, Tasmanie 7251
Australie

Constructeur de turbines Pelton, Francis et Turgo (capacité maximale : 100 kW).

Wasserkraft Volk
Gfaell 45
D 7809 Simonswald
République fédérale d'Allemagne

Constructeur de turbines Pelton (capacité maximale : 500 kW), de turbines à impulsion radiale (max : 100 kW) et de roues hydrauliques pour des hauteurs de chute faible et une capacité maximale de 300 kW.

Woodward Governor Company
Engine and Turbine Controls Division
Ft. Collins, Colorado 80521
Etats-Unis

Constructeur d'une gamme de régulateurs de vitesse de haute qualité.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

1. B.P. Adikari HMB. Mini-Hydro Development Program in Nepal. 1979.
2. Institute of Science. Nepal: The Energy Sector. Katmandou, Népal : Tribhuvan University, 1976.
3. Meier U. Local Experience with Micro-Hydro Technology. SKAT publication Vol. 1, No. 11. St. Gall, Suisse : Swiss Center for Appropriate Technology, 1981.
4. Metzler R. The Heat Generator: A Report on R&D Done on a Device for Direct Conversion of Mechanical Energy into Heat. Furtwangen, République fédérale d'Allemagne : Fachhochschule, 1981.
5. Proceedings of the Workshop Seminar on Renewable Energy Resources in Nepal. Katmandou, Népal : avril 1981.
6. Scheuer H, Metzler R, et Yoder R, GATE Module 1/13: Small Water Turbine Instruction Manual for Construction of a Crossflow Turbine. Eschborn, République fédérale d'Allemagne, 1979.
7. Swiss Association for Technical Assistance. Report on a Study Tour on Water Resources Development in China. Katmandou, Népal : Swiss Association for Technical Assistance, septembre 1980.
8. Zhao S. The High Lift-Turbine-Pump. Province de Guizhou, Chine : Institut de la recherche scientifique, 1979.

Régulateur électronique de charge et développements connexes

Jack Woodward, Docteur ès sciences

Chef du département d'ingénierie électrique
Université d'Auckland
Auckland, Nouvelle-Zélande

INTRODUCTION

L'attrait de l'énergie hydraulique réside dans sa simplicité relative, l'absence de coûts de combustible et ses faibles besoins d'entretien. Malheureusement, le coût d'investissement des petits groupes électrogènes hydrauliques conventionnels est très élevé. Une étude effectuée récemment en Nouvelle-Zélande a montré que le coût installé total d'un petit système hydraulique ne doit pas dépasser 1 400 dollars/kW pour concurrencer le système de distribution rural. Et même ce coût rendrait la mini-centrale hydraulique inabordable pour les communautés rurales du monde en développement.

Il serait impossible de satisfaire les critères de coûts précédents en utilisant un équipement commercial standard (voir Fig. 1). La construction et l'installation augmenteraient cet investissement de plus de 100 %. Les fabricants ont tenté de comprimer les coûts en normalisant et en simplifiant quelque peu la conception, mais les équipements de petites dimensions ne suscitent pas l'intérêt des entreprises et continueront probablement à être très coûteux.

Une mini-centrale hydro-électrique type, de conception conventionnelle, comprend les éléments suivants :

- Une turbine hydraulique dotée d'un mécanisme de régulation du débit.
- Un régulateur de vitesse.
- Un alternateur monophasé ou triphasé disposant d'un régulateur de tension.
- Un engrenage ou une transmission par courroies afin de coordonner les vitesses de fonctionnement de la turbine et de l'alternateur.
- Un équipement de contrôle électrique.

La seule mesure déterminante pour réduire les coûts est de supprimer le régulateur de vitesse. Cela est possible si la turbine

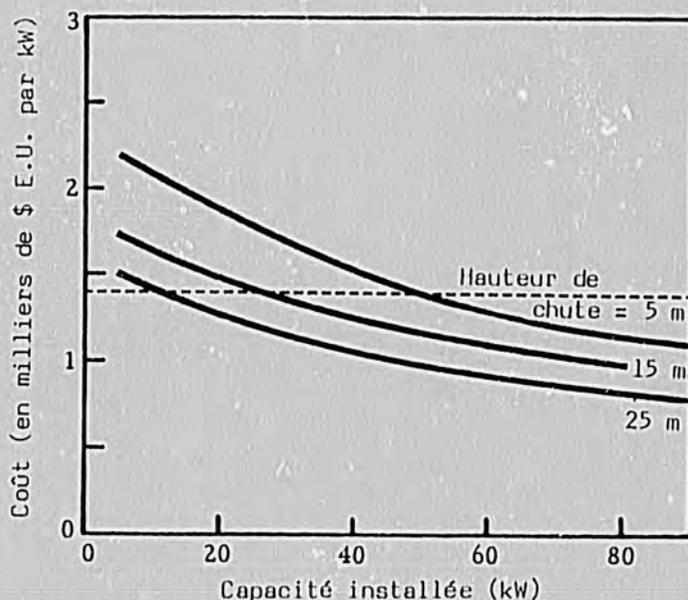


Fig. 1. Coût approximatif d'une centrale hydraulique commerciale en Nouvelle-Zélande.

fonctionne à un débit constant et si la charge totale sur la génératrice reste stable, ce qui permet d'éviter des variations, inadmissibles et brusques de vitesse, de fréquence et de tension. Les avantages financiers qui en résultent sont dus aux facteurs suivants :

- Le régulateur de vitesse est un article très coûteux et peut représenter plus de 25 % du coût total d'une petite unité.
- La conception de la turbine peut être simplifiée puisque la variation automatique continue du débit n'est plus requise.
- Une fois qu'il n'est plus nécessaire de coordonner la dynamique du régulateur, des machines rotatives et de la colonne d'eau, l'adaptation de la turbine au site n'est plus un élément critique.

La plupart des projets hydrauliques de coût faible, sont des installations "au fil de l'eau" ; le fonctionnement à un débit constant n'entraîne pas de pénalités. Cependant, si

l'on veut obtenir plus qu'une simple charge d'éclairage, il est nécessaire d'avoir un équipement supplémentaire afin de maintenir une charge totale constante sur la génératrice. On y parvient en faisant varier automatiquement la charge prise par une unité de charge du ballast à mesure que la charge de consommation change. Une directrice électronique de charge (aussi appelée, en général, régulateur de charge) peut détecter la tension ou la fréquence de l'alternateur et les maintenir à un niveau suffisamment constant grâce à la commutation commandée par des triacs et des thyristors dans le circuit de charge du ballast. Cette technique est probablement la plus appropriée pour les petites unités (monophasées ou triphasées) mais est facilement applicable aux groupes électrogènes de 30 à 50 kW. Une unité de ce genre devra produire une distorsion minimale du signal ; elle devra être autonome et n'exiger aucune adaptation ou presque à la centrale électrique. Elle devra être robuste, fiable, stable et économique. Un régulateur de charge répondant à ces caractéristiques a été mis au point à l'Université d'Auckland (9) et sera sous peu mis en vente. Un équipement similaire a été mis au point dans un autre pays (5).

Les petites entreprises d'ingénierie, les organisations d'aide, les groupes de technologie appropriée et les universités des pays développés et en développement ont travaillé sur des petits appareils hydrauliques de faible coût. On a surtout mis l'accent sur les modèles de turbine basés sur des méthodes de fabrication appropriées aux petites usines et ateliers. On donne la préférence à la turbine à hélice pour les basses chutes (6), la turbine à impulsion radiale ou Banki pour les chutes moyennes (1,2) et la turbine Pelton pour les chutes élevées (3).

La réduction des coûts la plus remarquable a été signalée au Pakistan (1) (voir Abdullah, Micro-projets hydro-électriques au Pakistan). Les coûts de 250 à 400 dollars par kW installé sont attribuables aux facteurs suivants :

- faibles frais administratifs,
- contribution des villageois aux travaux,
- utilisation maximale des matériaux locaux,
- fabrication locale d'une partie de l'équipement,
- absence de régulateur,
- recours minimal aux compétences et à la supervision technique coûteuses.

L'adaptation d'un régulateur électronique de charge à ces installations augmenterait le

coût total de 20 à 25 %, mais permettrait de développer presque tous les types de charge électrique et de mettre en oeuvre les méthodes simples de gestion énergétique décrites ci-dessous.

REGULATEUR DE CHARGE

La résistance de charge du ballast varie automatiquement à mesure que la fréquence dévie de sa valeur nominale. On a choisi une méthode de commutation à tension nulle, selon laquelle les résistances sont commutées sur la fréquence du secteur. Les instants de commutation correspondent toujours aux instants de tension nulle. Cette méthode produit une distorsion harmonique et un brouillage des fréquences radio-électriques négligeables, mais n'est pas une commande sans échelons. On peut faire varier le nombre d'échelons et leurs dimensions relatives bien que l'accroissement du nombre d'échelons augmente généralement les coûts et la complexité. La Fig. 2 explique le fonctionnement du régulateur monophasé.

La fréquence observée sert à régulariser quatre charges arrangées dans les rapports de résistance 1:2:4:8. Grâce à une sélection appropriée de diverses combinaisons, la charge peut varier de l'état nul à l'état de capacité nominale complète (1 par unité) en tranches d'1/15 d'unité. Le régulateur électronique comprend essentiellement :

- deux monostables à déclenchement frontal,
- une référence précise à quartz de 26 kHz,
- une logique de calcul et de mise en mémoire,
- quatre commutateurs triacs reliés à leurs résistances de charge respectives.

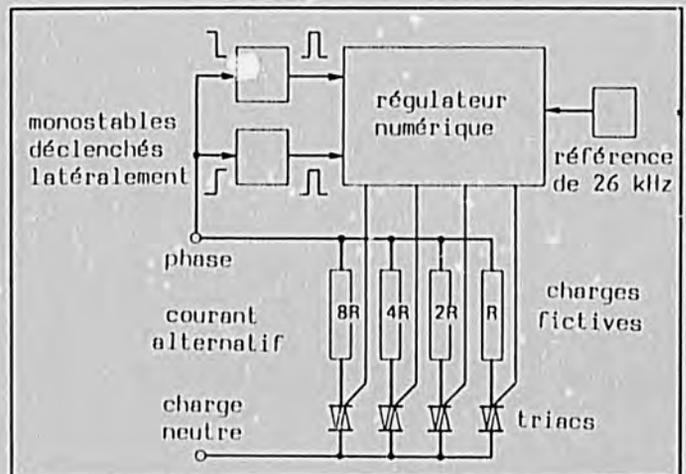


Fig. 2. Régulateur électronique de charge monophasé.

Un compteur à quatre bits fournit des signaux d'entrée aux triacs de commutation de charge et met en réserve les comptes de 0 à 15, correspondant à la gamme de fréquences de 49,34 Hz à 50,67 Hz. Une fréquence d'entrée de 49,34 Hz ou inférieure correspond à un compte nul qui éteindrait tous les triacs. A 50 Hz précisément une charge de 7/15 d'unité sera mise en circuit. Si la fréquence est trop élevée, tous les triacs seront mis en circuit. La charge commutée est presque proportionnelle à la fréquence sur la gamme active.

Les régulateurs de charge monophasés de capacité nominale de 10 kW ont été construits et entièrement éprouvés en laboratoire. En vue d'augmenter cette capacité, il suffit de remplacer les triacs. Une unité de 7,5 kW a été installée dans un groupe-électrogène micro-hydraulique du type Pelton dans un village de Papouasie Nouvelle-Guinée. Une autre unité équipée d'une turbine Banki de fabrication locale (1,5 kW) a fonctionné avec succès dans une station de recherche forestière isolée, en Nouvelle-Zélande. Les oscillogrammes de la Fig. 3 montrent la réaction type du système lors d'un déplacement et d'une application brusques de la charge de consommation. Le temps qu'il faut pour revenir à un nouvel état stable correspond à la période nécessaire pour ramener l'ensemble générateur à sa nouvelle vitesse d'équilibre.

On peut utiliser trois régulateurs de charge monophasés, identiques, équipés d'une génératrice triphasée à courant alternatif, chacun ne comprenant que trois résistances de charge dans le rapport 1:2:4, et équipé de références à quartz ayant respectivement des fréquences nominales de 26 kHz, 26-Δ kHz et 26+Δ kHz. Lorsque les fréquences de quartz sont correctement choisies, les 21 échelons de la charge

de résistance sont commutés en série dans les trois phases tandis qu'un équilibre de phase approximatif se maintient et que la fréquence dans la gamme active du régulateur augmente. Lors d'essais effectués dans une mini-centrale, un régulateur de charge d'une capacité nominale triphasée de 30 kW est parvenu à contrôler un ensemble auxiliaire qui se composait d'une unité Pelton à commande manuelle actionnant une génératrice asynchrone triphasée de 40 kVA.

Charges du régulateur

L'énergie déversée dans les charges du régulateur est soit évacuée en tant qu'excédent, soit utilisée pour le chauffage de l'eau (4) ou des habitations. Dans une grande partie du monde en développement la crise de l'énergie se traduit par une pénurie importante de bois de chauffage ; en conséquence, la mise au point de fourneaux pour stocker la chaleur pourrait être justifiée (7). D'autres usages évidents sont la dessiccation des produits agricoles et la réfrigération mais, à l'avenir, on pourrait aussi élaborer des procédés électrochimiques utiles (8).

Vu que le régulateur de charge est sensible à la fréquence du système, il n'est pas nécessaire qu'il soit adjacent à la génératrice, mais il peut être installé là où l'énergie sera utilisée. En effet, on pourrait répartir à travers le système un certain nombre de régulateurs de capacité nominale plus réduite et, si nécessaire, les accorder de manière à ce qu'ils fonctionnent sur des bandes de fréquences différentes grâce à la sélection appropriée de la fréquence. Ceci permettrait d'ordonner les charges par priorité. Il n'est pas non plus nécessaire de juxtaposer les trois unités d'un régulateur triphasé. Pour un coût et une complexité additionnels minimes, le régulateur de charge peut inclure une composante qui ne convient peut-être pas à un petit projet de village mais qui perfectionne la gestion de l'électricité. Des commutateurs électroniques supplémentaires régularisent le flux d'électricité vers les charges de faible priorité, qui sont alimentées de manière continue -- à condition qu'il y ait un excédent d'énergie une fois que toutes les demandes de consommation prioritaires ont été satisfaites (voir Fig. 4).

Disponibilité des régulateurs de charge

La conception et l'essai de ce régulateur de charge ont été achevés il y a plus de deux ans. Depuis, il a fait l'objet d'un article dans la presse technique (9). Des demandes continues d'informations ont été formulées par des acheteurs potentiels dans plusieurs pays. Puisque la majorité des personnes intéressées ne disposait pas des installations ou des

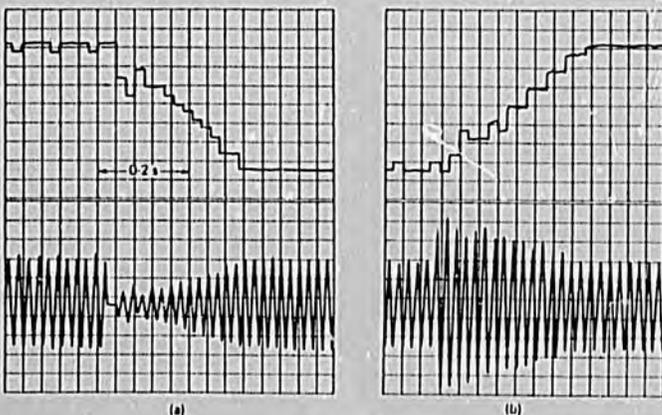


Fig. 3. Réaction d'un régulateur de charge monophasé à des changements brusques : (a) retrait de charge complet ; (b) application de charge complète. (Tracé supérieur -- commutation échelonnée de la charge ; tracé inférieur -- courant alternatif total.)

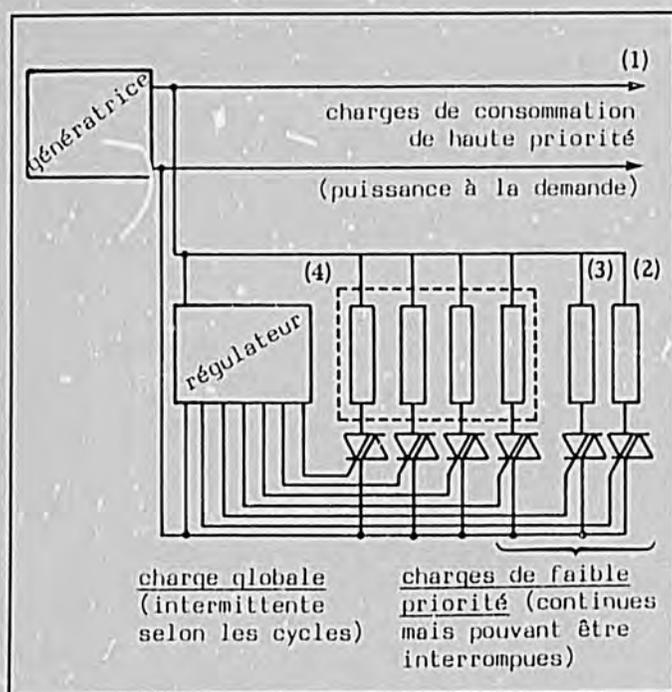


Fig. 4. Agencement des charges du système selon les priorités.

compétences requises pour la construction du régulateur et que le fabricant actuel n'est pas équipé pour la production en série, on n'a pas donné suite à ces requêtes.

Si l'on veut que ces unités trouvent un usage utile dans le monde en développement, il faudra qu'elles soient peu coûteuses, fiables et facilement disponibles. De telles unités ne sont pas faciles à trouver. Pour cette raison, le groupe de recherche a essayé d'inciter un fabricant local à produire l'unité de régulateur pour la vendre en Nouvelle-Zélande et à l'étranger. Vu que le marché n'est pas très étendu et que le prix de vente final doit être faible, le fabricant devra maintenir les frais généraux à un minimum et adopter une formule souple. Cette tentative a fini par porter ses fruits. Il est vraisemblable que les unités de régulateurs seront en vente sur le marché vers la mi-82. En règle générale, l'objectif serait d'encourager la fabrication locale dans des pays en développement afin de limiter les coûts et d'améliorer les compétences locales. Toutefois, dans ce cas précis, il est apparemment judicieux de garantir, le plus tôt possible, une source sûre d'unités fiables de régulateurs de charge.

Un des atouts de cet équipement est que l'on peut l'appliquer sans difficulté à n'importe quel petit système et que l'adaptation des diverses parties du système n'est pas cruciale. Par exemple, l'adjonction d'un régulateur dans les centrales de faible coût au Pakistan (1)

augmenterait considérablement la flexibilité et la garantie de l'alimentation sans une hausse importante du coût total.

AUTRES RECHERCHES PERTINENTES EN COURS

La substitution d'une machine asynchrone à la génératrice synchrone conventionnelle, dans les projets de micro-centrales hydro-électriques autonomes pourrait comporter un certain nombre d'avantages. Contrairement aux petites machines synchrones, les moteurs asynchrones équipés d'un moteur d'induction en cage d'écurie sont fabriqués en série et présentent une gamme variée de dimensions de trames, de nombres de pôles et de vitesses. Ils sont robustes et économiques. Les machines asynchrones ont une impédance transitoire faible ce qui permet de les utiliser pour le démarrage du moteur et dans d'autres applications à commutation de charge. Elles produisent des formes d'onde correctes et tolèrent les charges non équilibrées.

Malgré ces avantages il faut relever un certain nombre de difficultés. Les moteurs asynchrones ne se prêtent pas à l'auto-excitation -- ils doivent être raccordés à une source de VAR (puissance réactive) pour obtenir le courant d'aimantation. Ils ne développent pas à une fréquence exactement en rapport avec la vitesse de l'arbre mais à une vitesse plus faible, déterminée par la fréquence de glissement du rotor.

Ces deux problèmes peuvent être résolus grâce à un système qui allie un régulateur de charge sensible aux fréquences et une source de VAR à commande automatique. L'Université d'Auckland a entrepris un programme de recherche pour mettre au point le système le plus économique répondant aux critères de fiabilité et de commodité. Puisque la tension de la machine asynchrone chute automatiquement sous la surcharge, l'université envisagera également la réalisation d'un système de protection sans fusible.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

1. Abdullah M, et Inversin. "Rural Power Schemes in Pakistan," *International Water Power and Dam Construction*, novembre 1981, pages 23-25.
2. Dakers. "Michell Turbine Development Project." Conference Paper, Ministry of Agriculture and Fisheries, Agricultural Engineering Conference, Lincoln College, Nouvelle-Zélande, novembre 1978.
3. Inversin A. "A Pelton Micro-Hydro Prototype Design" Lae, Papua, New Guinea : Appropriate Technology Development Unit Report. Université de technologie de Papouasie Nouvelle-Guinée, 1980.

4. Inversin A. "Technical Notes on the Baidoang Micro-Hydro and Water Supply Scheme" Lae, Papua, New Guinea : Appropriate Technology Development Unit Report, Université de technologie de Papouasie Nouvelle-Guinée, 1980.
5. Holland R, Armstrong-Evans R et Marshall K. "Community Load Determination, Survey and System Planning." Compte rendu du séminaire de la NRECA sur les petites centrales hydro-électriques, Quito, Equateur, août 1980. Washington, D.C. : National Rural Electric Cooperative Association, 1981, pages 59-76.
6. Mackay. "On Stream -- Answer to Your Energy Crisis" The Sunday Times, Londres, 1^{er} juin 1980, p. 60.
7. Mini-Hydro Report, World Water, juillet 1979, p. 30.
8. Treharne RW, Mc Kibben CK, et Moles DR. "Fertilizer Production by Water Power." Compte rendu du séminaire de la NRECA sur les petites centrales hydro-électriques, Quito, Equateur, août 1980. Washington, D.C. : National Rural Electric Cooperative Association, 1981, pp. 241-46.
9. Woodward JL, et Boys JT. "Electronic Load Governor for Small Hydro Plants," International Water Power and Dam Construction, juillet 1980, pp. 37-39.

Point de vue sur le développement des petites centrales hydrauliques

Jaime Lobo Guerrero, Docteur ès sciences

*Président du département d'ingénierie électrique
Université des Andes
Bogota, Colombie*

INTRODUCTION

Le terme "petites centrales hydrauliques" fait référence à des installations hydro-électriques d'une capacité installée de 0,2 kW (pour alimenter les ménages ruraux) à 500 kW (villages ou industries locales, ou les deux). Dans cette gamme de puissance, il faut adopter une formule différente en matière de conception, de réalisation et d'exploitation, de celle des mini-centrales (10 MW) et des grandes centrales (100 MW), même si les principes de fonctionnement sont semblables. Leur envergure limitée et l'investissement, comparativement faible par centrale, ne justifient pas les études d'ingénierie coûteuses et le personnel technique spécialisé pour l'exploitation et la maintenance.

Les ingénieurs et les planificateurs en hydro-électricité pensent en termes d'immenses centrales. Toutefois, à propos des petites centrales hydrauliques, l'accent est mis sur la généralisation de centrales minuscules qui sont toutes différentes et sujettes aux conditions variées de chaque site. Les problèmes sont donc plus complexes. Dans les grands projets, la tendance est d'ignorer l'utilisateur final qui apparaît dans les rapports sous forme de statistiques anonymes. Ceux qui participent à des projets de moyennes et de petites centrales seront probablement amenés à rencontrer et à discuter avec les utilisateurs finals, qui certainement seront associés au projet dès le départ. En fait, dans les très petites centrales l'équipement électrique peut être vendu comme matériel agricole, en laissant à l'utilisateur final la possibilité de l'installer comme il l'entend.

MICRO-CENTRALES HYDRAULIQUES

Vu la grande variété des projets, il est extrêmement difficile de classer les micro-centrales. Il est possible d'adopter des critères techniques tels que hauteur de chute élevée, moyenne et basse. On peut aussi définir ces projets comme ceux étant adaptés soit à des ressources hydrauliques et financières limitées soit à des ressources en eau abondantes mais à capital limité. Pour les pays en développement la micro-hydraulique se situera entre ces deux

catégories et la technologie offre une gamme de possibilités dans chaque cas. Lorsque les ressources en eau sont limitées, la demande des ménages est faible et le seul choix possible est de stocker l'énergie. Une centrale au fil de l'eau pourrait être adéquate, mais il faudra aussi envisager de stocker l'énergie. Le stockage peut être réalisé de multiples façons, mais en termes pratiques, seuls les réservoirs et les chargeurs revêtent de l'intérêt.

Dans les vingt dernières années, d'importants développements techniques ont ouvert la voie à la construction des petites centrales hydrauliques. Les nouveaux matériaux, l'électronique transistorisée, les appareils d'électroménager et l'éclairage ont favorisé l'usage efficace de l'électricité et ont réduit la demande. Point plus important encore, le nombre de personnes desservies par kW installé dans une centrale hydro-électrique a augmenté.

Si l'on compare les appareils d'électroménager des années 50 avec ceux disponibles aujourd'hui, l'efficacité pour le même service a doublé. En électronique, ce facteur a décuplé et, dans le domaine de l'éclairage, de récents développements laissent envisager un facteur d'amélioration de six. Même si les chargeurs électriques ont peu changé en vingt ans, la recherche s'oriente vers la mise au point de chargeurs plus légers, plus fiables et de plus grande capacité par volume unitaire.

Malencontreusement, la nature de la demande des ménages pose d'importantes difficultés dans les petites centrales hydrauliques. Le manque d'uniformité et les pointes de consommation exigent l'utilisation de dispositifs de contrôles qui, soit gaspillent soit stockent l'énergie. L'irrégularité de la demande requiert également que l'équipement installé dispose d'une capacité suffisante pour satisfaire la demande de pointe. Dans ces circonstances, le gros des équipements dans une petite centrale, demeure inutilisé et improductif.

Plusieurs tentatives ont été faites en vue de maximiser le rendement des petites centrales. On peut, pour ce faire, améliorer le facteur de charge en répartissant la charge sur un plus grand nombre d'habitants. Lorsque les res-

sources en eau sont très limitées, un approvisionnement restreint pour tous est préférable à la profusion pour quelques-uns seulement. Il arrive souvent que par ignorance l'électricité soit mal utilisée et ne soit pas à la portée des communautés pauvres. A cet égard, on croit souvent que la loi doit réglementer les équipements électriques et la distribution de l'électricité, alors que l'assouplissement des normes pourrait encourager des initiatives qui réduiraient le coût global de l'électricité. Il est vain d'adopter des normes qui ne correspondent pas aux conditions locales ; c'est comme si l'on désirait jouir du niveau de vie des Etats-Unis en Colombie quand le revenu par an de nombreuses familles est d'environ 1 000 dollars. A chaque situation donnée devrait correspondre une norme appropriée.

Si le coût de l'électricité est juste, l'utilisateur final apprendra rapidement à utiliser l'énergie efficacement. S'il est utile de former l'utilisateur final, la conception peut aussi prévoir les méthodes favorisant une utilisation appropriée. Prenons par exemple, le réseau d'électricité public traditionnel dans les villes, et son réseau de tension pour la distribution, ses transformateurs et le câblage des habitations conformes aux normes adoptées quelles qu'elles soient. Avec l'adjonction d'un compteur et d'ampoules incandescentes inefficaces on aboutit à un système qui convient aux quelques personnes qui achètent tous les appareils dont elles ont besoin. Par contre, le même service public pourrait mettre en marche, tous les trois jours environ, un chargeur qui serait branché sur le câblage de chaque maison, pour délivrer avec efficacité du courant continu et assurer l'éclairage et le fonctionnement des appareils ménagers. Chaque option a ses avantages et ses inconvénients, mais l'une d'entre elles sera certainement plus appropriée.

A l'avenir, le progrès technique offrira probablement d'autres options solides. Pour l'instant néanmoins, il est évident que lors de la planification des petites centrales hydrauliques, il faudra étudier, à chaque étape du projet, quelles sont les possibilités non conventionnelles qui se présentent.

PLUSIEURS OPTIONS DE MICRO-CENTRALES

Certaines options de micro-centrales sont fonction de la quantité d'énergie qui sera exploitée. On trouvera au Tableau 1 quelques-unes des combinaisons possibles. On a exclu intentionnellement les usages productifs car ces activités sont le fait d'entrepreneurs et d'une collectivité évoluant dans une société de libre entreprise. Dans des sociétés de type communautaire, il faudra d'abord considérer la productivité de la centrale pendant la phase de conception. Initialement, il serait

préférable de donner la priorité à la consommation des ménages, vu que la charge industrielle se développera automatiquement à mesure que les connaissances techniques progressent.

Selon l'option 1, il ne serait possible de réduire les coûts que si les utilisateurs finaux développaient la puissance installée. Le problème majeur que pose cette méthode est de trouver un groupe électrogène hydraulique économique, fiable, souple et facile à installer. Ce n'est que récemment que quelques efforts ont été déployés pour commercialiser de tels dispositifs. La démarche initiale consisterait à utiliser des alternateurs automatiques, standards et des turbines de fabrication locale. Des régulateurs électroniques de tension fiables ont été utilisés pour contrôler la tension de façon à charger les batteries sans les endommager.

En bref, avec la formule proposée dans l'option 1, il faut disposer d'un groupe générateur hydraulique, que l'on peut acheter comme n'importe quel équipement agricole, l'utiliser pour fournir de l'énergie et assurer ainsi l'éclairage, les communications et le fonctionnement de quelques appareils ménagers. Les inverseurs électroniques d'un coût raisonnable permettraient de transmettre l'énergie à l'utilisateur final à une tension plus élevée. Toutefois, les pertes et le rendement réduit limitent, dans une certaine mesure, les applications des très petits groupes hydrauliques.

Les options 2, 3 et 4 mettent en valeur la même ressource mais diffèrent largement sur le plan du nombre des consommateurs desservis et des coûts. L'option 2 met l'accent sur la demande énergétique, elle est économique mais tributaire de conditions de transport pratique des batteries et de la régulation de leur chargement. Les facteurs de charge des options 3 et 4 montrent qu'elles seraient plus coûteuses par utilisateur potentiel. L'option 3 vise à adapter la technologie des grandes centrales hydrauliques aux petites centrales hydrauliques. Selon cette option, le facteur de charge réel de la centrale peut parfois être élevé, mais les investissements supplémentaires ne seront pas toujours productifs parce que la conception est axée sur la satisfaction de la demande de pointe. L'option 4 peut représenter une bonne solution, lorsque le capital est limité, à condition de trouver une application productive de l'énergie de façon à augmenter le facteur de charge.

Les options 5 et 6 sont présentées pour montrer les avantages qu'on peut tirer des formules non conventionnelles pour alimenter les petits villages. Le point fort de l'option 6 est le grand nombre de personnes qui peuvent être desservies à partir de ressources fiables données. Comme

L'option 2, l'option 6 requiert l'usage de batteries ce qui peut poser des problèmes de manipulation.

Aucune de ces options n'aura un budget suffisant pour des études d'ingénierie coûteuses. Ces formules font appel à la capacité d'autonomie de la communauté, aux compétences et aux technologies locales.

L'option 7 représente une micro-centrale hydraulique type dotée de ressources en eau abondantes. La seule différence entre cette installation et une centrale du début du siècle réside dans le type de dispositifs de contrôle. Le régulateur électronique de charge moderne mis au point précisément pour la micro-centrale hydraulique reçoit de l'énergie de la génératrice et commute l'énergie excédentaire qui n'est pas appelée par le réseau sur une charge de ballast pour assurer une charge con-

stante sur la turbine. Les coûts sont moins élevés par rapport à ceux des régulateurs électromécaniques conventionnels et la fiabilité est plus grande. En fait, le régulateur électronique de charge améliore de façon spectaculaire la fiabilité de la centrale et permet une certaine compression des coûts. La turbine et la génératrice constituent les seuls éléments mobiles ; les vannes de régulation ou les portes ne sont pas nécessaires puisque le débit reste constant ; et la protection contre la surtension est superflue. Les dispositifs de sécurité contre l'emballlement peuvent être mis en place au cas où la charge sur le turbogénérateur disparaîtrait accidentellement ; ainsi, les turbines peuvent avoir des dimensions fixes tout en étant adaptables à une gamme de hauteurs de chutes et de débits différents. Les génératrices peuvent être simplifiées, dans une certaine mesure, afin d'éliminer les éléments de régulation automatique.

TABLEAU 1. Exemples de micro-centrales hydrauliques pour les charges domestiques

| Option | Potentiel fiable de ressources Hydrauliques (kW) | Puissance de l'arbre (kW) | Rendement de type de la turbine | Rendement type de la génératrice | Contrôle ou régulation | Type de transmission de la puissance ou de l'énergie | Nombre d'habitations desservies | Energie productive (kWh/jour) | Puissance de pointe (kW) | Rendement total et facteur de charge |
|--------|--|---------------------------|---------------------------------|----------------------------------|--|--|---------------------------------|-------------------------------|--------------------------|--------------------------------------|
| 1 | 0,5 au fil de l'eau | 0,35 | 0,7 | 0,7 | Régulateur électronique de tension | bat. — 50 m — ● 12 VCC, 20 % de pertes | 1 à 2 | 5 | 2 | 0,4 |
| | | | | | | bat. — inv. — 500 m — ● 120 VCA, 30 % de pertes | | 4 | 1 | 0,35 (élevé) |
| 2 | 5 au fil de l'eau | 3,5 | 0,7 | 0,75 | 120 VCA 12 VCC régulateur de tension | transport et distribution des batteries 20 % de pertes | 10 à 20 | 50 | 20 | 0,4 (élevé) |
| 3 | 5 bassin de retenue | 25 | 0,7 | 0,8 | Régulateur mécanique de débit | ● — 500 m — ● basse tension CA | 12 à 24 | 60 ou plus selon le débit | 20 | 0,5 (faible) |
| 4 | 5 au fil de l'eau | 3,5 | 0,7 | 0,8 | Sans régulateur | ● — 500 m — ● basse tension CA | 2 | 60 | 2,5 | 0,5 (faible) |
| 5 | 2-20 au fil de l'eau | 1,5 à 15 | 0,7 | 0,8 | Régulateur électronique de charge et ballast | ● — 500 m — ● basse tension CA | 1 à 15 | 25 à 250 | 10 | 0,55 (faible) |
| 6 | 2-20 au fil de l'eau | 1,5 à 15 | 0,7 | 0,8 | Régulateur électronique de charge et ballast | chargeur de batterie et batteries à distribuer ● — 500m — ● basse tension CA | 4 à 40 | 20 à 200 | 2 à 100 | 0,4 (élevé) |
| 7 | 20-500 au fil de l'eau | | 0,8 | 0,9 | Régulateur électronique de charge et ballast | haute tension ● — 25 km — ● T — T | 30 à 5 000 | 300 à 7 500 | 12 à 350 | 0,64 (faible) |

Une démarche radicale en matière d'électrification rurale dans les pays en développement

Hoesni Nasaruddin

Directeur de projet, département de mini-centrale hydraulique
Conseil national de l'électricité
Kuala Lumpur, Malaisie

INTRODUCTION

Dans les pays en développement, les compagnies d'électricité se trouvent confrontées à des difficultés pour mettre en œuvre les programmes d'électrification rurale, particulièrement dans les zones très retirées. Les normes techniques et la philosophie adoptées par ces compagnies constituent un obstacle pour le consommateur rural potentiel. Pour le dépasser, il convient d'épouser une démarche radicale en matière d'électrification rurale, une formule qui sous-entend la redéfinition de cet objectif. Le succès de cette démarche est tributaire de l'attitude qu'adopteront les promoteurs, les sociologues et les politiciens. Cette formule fixe les limites de l'électricité disponible pour le consommateur rural plutôt que les limites de la production d'énergie. La croissance de l'utilisation de l'électricité pourrait s'en trouver limitée mais les avantages socio-économiques de l'électrification en milieu rural seront substantiels.

FORMULES EN VIGUEUR

L'extension du réseau constitue une des méthodes d'électrification rurale. Elle se révèle peu commode pour les régions isolées ; toute l'électricité que ces zones reçoivent est en général d'origine locale, fournie par des stations diesels, dendro-thermiques ou des mini-centrales hydrauliques. La formule basée sur les ressources locales est moins coûteuse que l'extension du réseau mais débouche néanmoins sur un programme d'électrification rurale très onéreux. Les présentes méthodes d'alimentation n'offrent que peu d'avantages au niveau des ressources de temps et d'argent. En règle générale, les observations suivantes se vérifient en matière d'électrification rurale :

- Le rapport coûts-avantages est défavorable.
- Le système fonctionne à des charges faibles qui ne justifient pas les procédures de collecte de recettes, les réparations et la maintenance.

- Le taux de croissance de la consommation d'énergie est plus élevé que prévu pendant la phase initiale d'alimentation, ce qui augmente les coûts de réhabilitation du système.
- Il est difficile de déterminer la capacité des installations de production de façon adéquate, en raison des faibles facteurs de charge.

La consommation d'énergie en milieu rural est généralement faible. Dans les pays en développement, la demande maximale par tête est inférieure à 200 W. L'extension d'un système électrique rural est de 10 % environ par an durant les premières années de la vie nominale du système. Par la suite, le taux de croissance stagne en raison des contraintes financières auxquelles font face les consommateurs. On peut surmonter ces obstacles en limitant la demande en électricité et en installant un nouveau type de système d'alimentation. Il est alors nécessaire de redéfinir l'électrification en milieu rural de la façon suivante :

Dans les pays en développement, l'électrification rurale fournit au consommateur local une quantité d'énergie électrique plutôt que de la puissance électrique.

Cette définition a ses limites mais confère aux compagnies d'électricité des avantages certains. Elle permettra de promouvoir l'électrification en milieu rural.

SYSTEME A ACCUMULATION LIMITEE

Un des systèmes d'alimentation en énergie s'appelle "le système à accumulation limitée". Il offre à chaque consommateur (ménage) les prestations suivantes :

- Un limiteur de courant équivalent à 60-100 W environ.
- Une batterie d'accumulateurs capable de maintenir la tension efficace à un niveau constant pour une variation de 50 % de la

puissance d'entrée (voir Annexe A). Avec les accumulateurs, le consommateur peut utiliser jusqu'à 200 W en ayant un limiteur de 60 W raccordé au système (voir Annexe B).

- Des câbles de courant continu pour une consommation égale à 8 charges de 20 W. La tension du système est de 12 V.

Ce système présente les caractéristiques suivantes :

- L'éclairage est fourni au moyen d'ampoules fluorescentes équipées chacune d'un inverseur (ces lampes ont une longue durée de vie vu qu'elles ne sont composées d'aucun élément chauffant).
- Les appareils de télévision et les autres équipements ménagers fonctionnent en courant continu ;
- Les accumulateurs sont souvent des batteries d'automobile de 105 ampères-heure (Ah). Les dimensions de la batterie varient en fonction des besoins des ménages.

On trouvera à la Fig. 1 le diagramme de circuit du système alimentant le consommateur rural. Ce système est comparable à un réseau d'alimentation en eau qui ferait la soudure pour satisfaire la demande de pointe pendant la journée. Le système à accumulation limitée se compose d'un limiteur de courant (A), en amont duquel se trouve une batterie d'accumulateurs (B) de 60-100 W. Le chargeur de 12 V alimente une batterie (C) qui devient un réservoir d'énergie électrique. Ce procédé vise à stocker l'énergie électrique développée par les mini-centrales, à minimiser les coûts et à restreindre la capacité de l'installation. Les consommateurs

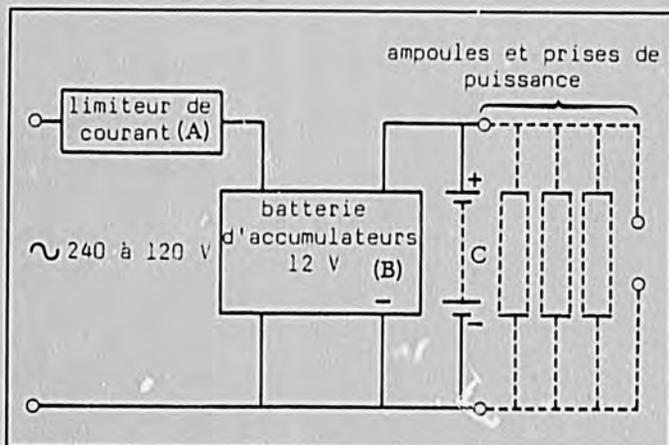


Fig. 1. Diagramme de circuit du système alimentant le consommateur rural.

peuvent également adopter cette formule dans les stations rurales diesels, les centrales éoliennes ou solaires. En développant cette analyse, il apparaît que ce système à accumulation limitée peut se révéler utile dans les régions rurales desservies par les réseaux locaux.

Application aux systèmes ruraux qui sont une extension des réseaux locaux

Lorsqu'on fournit un système à accumulation limitée au consommateur rural dont l'alimentation principale provient du réseau local, le résultat est le suivant :

- Le ménage reçoit un flux constant de 60 W environ. C'est la valeur maximale, elle est réglée par le limiteur de courant. La quantité d'énergie disponible sur demande est de 200 V.
- La batterie est chargée la plupart du temps durant toute la journée. Lorsque le consommateur demande un accroissement de production, la batterie et le chargeur répondent à ce besoin supplémentaire.
- Le limiteur de courant empêche la surcharge du secteur. Le facteur de charge du système est presque égal à un.

On trouvera à la Fig. 2 une comparaison de la charge typique d'une journée selon des usages conventionnels de l'électricité et celle résultant d'un système à accumulation limitée. Dans un système classique, la demande maximale correspond au niveau (A). Avec le système à accumulation limitée, la batterie assure l'appoint en cas de demande excédentaire et la nouvelle demande atteint le niveau (B). La zone hachurée (A¹) -- la demande supplémentaire -- est en fait recouverte de la zone (C), où l'énergie a été stockée. La capacité de la batterie

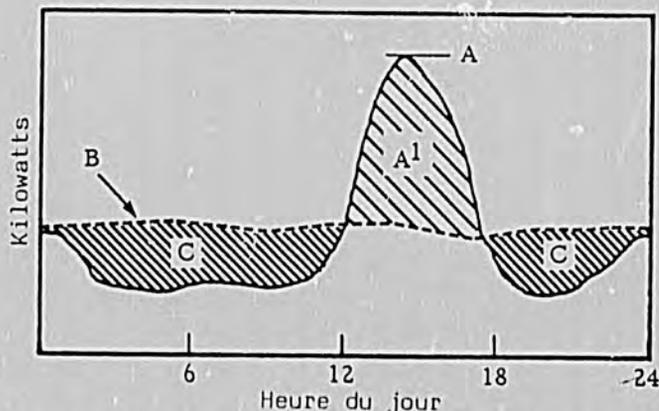


Fig. 2. Comparaison de la charge type d'une journée résultant d'usages conventionnels de l'électricité et d'un système à accumulation limitée.

détermine le niveau de la demande du nouveau système.

AVANTAGES D'UN SYSTEME A ACCUMULATION LIMITEE

Ce système offre de nombreux avantages (voir Annexe C). Le chargeur convertit le courant alternatif en courant continu quelle que soit la fréquence. Vu que chaque ménage reçoit environ 60 W grâce au limiteur, le nombre de consommateurs dans ce système peut être assez élevé. Par exemple, une source de 100 kW peut alimenter près de 500 consommateurs dans un réseau classique ; le nouveau système permet de desservir avec la même source de 1 000 à 1 800 usagers. Le chargeur est en mesure de maintenir la tension efficace constante sous une variation de puissance d'entrée de 50 %. Il est alors possible d'installer des lignes de distribution basse tension, à charge complète, dont la longueur est un multiple de leurs dimensions actuelles. Cela signifie également que le système haute tension, disons de 11 kV, peut être étendu à un village isolé où les bobines secondaires du transformateur basse tension tombent à un nouveau seuil minimal d'exploitation égal à 50 % éventuellement de 240 V, soit 120 V.

On peut désormais utiliser de longues lignes monophasées de distribution vu que l'équilibre de la charge a cessé d'être un problème. Dans le système à accumulation limitée, il peut être plus rentable de dimensionner les câbles, parce qu'ils peuvent causer des chutes de tension de 50 %. Bien qu'il y ait limitation de courant, la demande d'énergie par consommateurs augmente avec le nombre des batteries. Toute surcharge du système d'alimentation entraînera la coupure de la batterie d'accumulateurs du réseau.

Du point de vue de l'exploitation, le facteur de charge d'une installation rurale se rapproche de un. Le système à accumulation limitée est indépendant de la fréquence, ce qui minimise sa diversité et améliore le facteur de puissance. Les fluctuations de tension, qui dans les réseaux classiques et autonomes constituent un problème majeur, sont limitées parce que le système contrôle l'écart de tension entre la journée et la nuit qui résulte de l'effet Ferranti. Cela veut dire que l'énergie qui parvient au consommateur est soumise à un contrôle. Ce système permet une utilisation optimale de l'énergie et accroît la stabilité de l'approvisionnement étant donné qu'une défaillance des lignes d'alimentation n'empêchera pas que les batteries soient utilisées comme sources d'appoint.

Du point de vue de la mise en oeuvre, le système à accumulation limitée est peu onéreux ; il limite le gaspillage. Le câblage des habita-

tions se fait à basse tension et ne présente donc aucun danger.

Le système à accumulation limitée peut être converti en système standard lorsque la demande est suffisante ou peut être conservé même lorsque la demande a augmenté. Ce système est alors normalisé et assure l'éclairage, le fonctionnement des appareils de télévision, de radio, etc. Le courant alternatif direct de 240 V fait fonctionner les gros équipements, les réfrigérateurs, les fers à repasser et d'autres appareils électroménagers voraces en énergie.

Un avantage supplémentaire de ce système est qu'il permet d'optimiser l'utilisation des stations diesels et d'autres centrales de production d'énergie de capacité limitée. Dans des stations diesels, qui ne fonctionnent que pendant 12 heures, le système à accumulation limitée peut étendre la période de disponibilité de l'énergie à 24 heures, vu que la batterie se charge pendant la demi-journée.

Le système à accumulation limitée permet de stocker dans des batteries l'énergie produite par les micro-centrales hydrauliques, limitant de ce fait les impératifs de retenue d'eau. Il réduit par ailleurs la nécessité d'assurer la régulation complète des vitesses de turbine, étant donné que la constance de la charge limite les variations de vitesse excessives. Un système bien équilibré peut même permettre d'éliminer tout simplement les régulateurs dans les micro-centrales.

RENTABILITE DU SYSTEME

Le coût du système est relativement faible. Les long câbles monophasés sont généralement économiques et les coûts d'exploitation minimes. Les capitaux dépensés ultérieurement pour améliorer le système permettront d'aboutir à des rapports coûts-avantages plus favorables (voir Annexe B pour une évaluation du système à accumulation limitée et du système standard).

Il est possible de démontrer la non rentabilité de n'importe quel projet d'électrification rurale. Dans la plupart des communautés paysannes, l'électricité assure le fonctionnement des appareils et l'éclairage, et l'investissement requis pour satisfaire cette demande n'est pas abordable -- surtout lorsque le facteur de charge est faible. L'option classique est de satisfaire cette demande grâce à un groupe diesel-électrique fonctionnant sur 12 heures. Il reste que même ce système a ses limites vu les distances de distribution. La rentabilité du système à accumulation limitée ne s'exprime pas simplement en termes de coût mais aussi en termes d'avantages sociaux.

Le système à accumulation limitée a pour but d'offrir un minimum de services d'électricité, notamment l'éclairage, la télévision et la radio, tout en limitant la charge dans la région desservie. Lorsque ce système débouche sur une plus forte demande, le réseau peut être étendu.

FORMULE DE DISTRIBUTION

Le système à accumulation limitée permettra d'étendre considérablement la distance de distribution, vu que les câbles de transport sont des lignes monophasées de 11 kV. Ces lignes peuvent être implantées sur une distance beaucoup plus grande que les systèmes standards et se prêtent donc mieux à l'électrification en milieu rural, où il y a éparpillement des consommateurs. Ces lignes présentent un autre avantage : elles sont bien meilleur marché que les lignes triphasées.

L'extension du système de distribution ne va pas seulement mettre le service à la portée de plus de consommateurs mais également réduire le nombre des stations secondaires vu que la régulation de la tension ne s'opère pas de façon rigide. Avec ce système, on peut faire appel à un plus grand nombre de pousseurs de lignes basse tension, qui constitueront des emplacements adéquats pour l'installation des futures stations secondaires du système.

L'investissement requis pour la mise en oeuvre du système de distribution initial peut répondre à des besoins à long terme. En jetant les bases de l'amélioration future du système standard, il permettra de réduire les capitaux nécessaires à l'expansion future du système.

RACCORDEMENT DES CONSOMMATEURS

Les consommateurs sont chargés d'entretenir leurs propres batteries et recevront des instructions en vue de les maintenir en bon état de fonctionnement. Vu qu'ils devront assurer la maintenance de ce matériel pour garantir la qualité de l'alimentation, ils approfondiront leurs connaissances en matière d'installations électriques.

Les consommateurs sont facturés selon une redevance forfaitaire. On ne procède pas à la lecture des compteurs.

CONCLUSION

Le système à accumulation limitée présente des avantages évidents si l'on considère que la fonction de l'électrification en milieu rural est de fournir de l'énergie plutôt que de la puissance électrique. Sur le plan de l'exploitation, ses avantages sont de loin supérieurs à ceux des systèmes existants, particulièrement dans les pays en développement. Le système

assure l'alimentation en électricité et permet néanmoins de circonscrire le gaspillage et d'éliminer les coûts superflus. En approvisionnant les zones rurales, il peut promouvoir le développement des collectivités et la mise en oeuvre des programmes d'électrification.

L'attitude des personnes associées au projet -- qu'il s'agisse des planificateurs, des consommateurs ou des distributeurs -- est un élément clé pour garantir le succès du système, vu que les usagers et les compagnies doivent accepter de ne recevoir qu'un service limité. Si tel est le cas, l'impact d'un système à accumulation limitée sera colossal.

ANNEXE A

Types de batteries d'accumulateurs

Deux types de batteries d'accumulateurs peuvent être envisagés dans un système à accumulation limitée. Le type de modèle sélectionné sera fonction des besoins d'énergie, de la source, du niveau de fiabilité requis, etc. Le plus simple de ces deux modèles de circuit est illustré à la Fig. A.

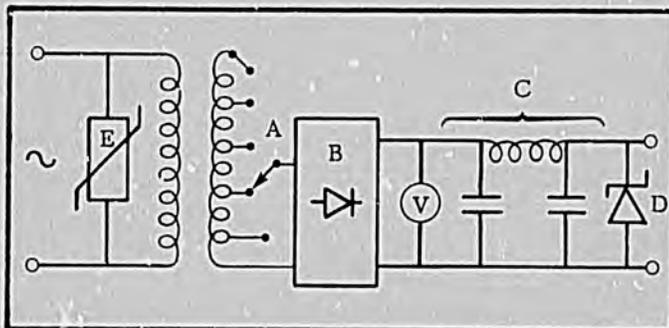


Fig. A. Modèle simple de batterie d'accumulateurs.

Dans ce système, un transformateur à enroulement secondaire muni de prises est raccordé à un redresseur (B) suivi d'un filtre CR (C). (D) est une diode de Zener contre la surintensité à la sortie du chargeur. (E), à l'enroulement primaire du transformateur, est un varistor à oxyde métallique qui empêche la surintensité orageuse. (I) est un indicateur de tension composé d'une série de diodes émettrices et de diodes de Zener qui montrent les niveaux de tension requis pour le fonctionnement adéquat du chargeur. Un accumulateur simple peut être mis au point en omettant (C) et (D).

L'accumulateur est raccordé au secteur avec le limiteur de courant ; sa borne de sortie est raccordée à la batterie. Lors du chargement, le commutateur en (A) est déplacé à une position de prise convenable, indiquée par (I). Les consommateurs peuvent effectuer de légers réglages pour adapter l'accumulateur à leurs impératifs selon la tension du secteur. Une fois que la

position de prise a été établie néanmoins, les réglages fréquents ne sont plus nécessaires.

Dans le second type de modèle (voir Fig. B), la batterie d'accumulateurs peut réguler la tension automatiquement en maintenant une puissance efficace dans une variation de 50 % de la tension du secteur. Ce système est plus complexe et fonctionne au moyen de circuits commandés par thyristors.

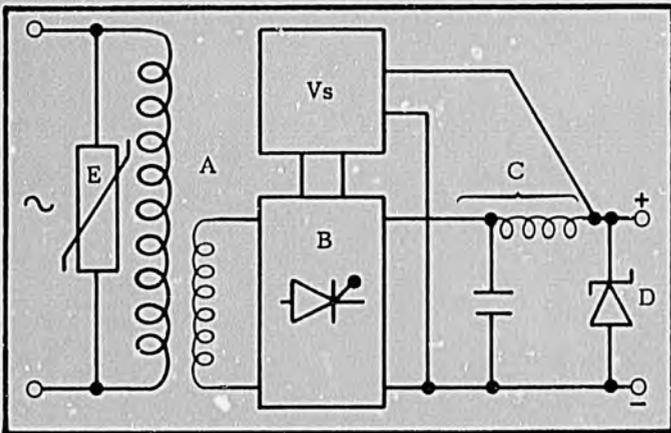


Fig. B. Modèle de batterie d'accumulateurs avec système de commande par thyristor intégré.

Comme dans le premier modèle, le circuit se compose du système d'accumulation standard, mais des thyristors ont été intégrés dans le redresseur de dérivation. (Vs) est un circuit qui garantit la tension de charge et maintient son niveau de puissance dans une variation de 50 % de la tension d'entrée du secteur.

ANNEXE B

Evaluation du système à accumulation limitée

Le temps d'utilisation est important dans le calcul de la consommation de chaque usager. Le temps d'utilisation correspond à la durée pendant laquelle le consommateur utilise la charge. Cette charge est appelée "demande de charge de raccordement". Le rapport entre la

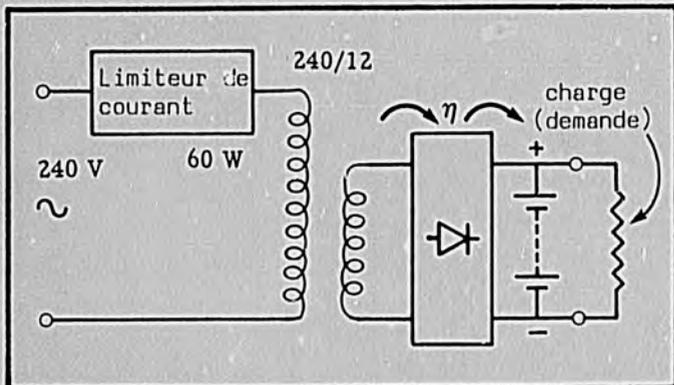


Fig. C. Système à accumulation limitée.

demande de charge de raccordement et le temps d'utilisation peut être obtenu par la formule suivante :

Demande de charge de raccordement =

$$\frac{\text{énergie disponible par jour}}{\text{temps d'utilisation}}$$

Prenons le système envisagé à la Fig. C. On obtient :

$$\text{Energie disponible par an} = P \times 24 \times 365 \times \eta$$

Demande de charge de raccordement =

$$\frac{24 \times P \times \eta}{\text{temps d'utilisation}}$$

où P = capacité nominale du limiteur

η = rendement du système d'accumulation (batterie et accumulateurs).

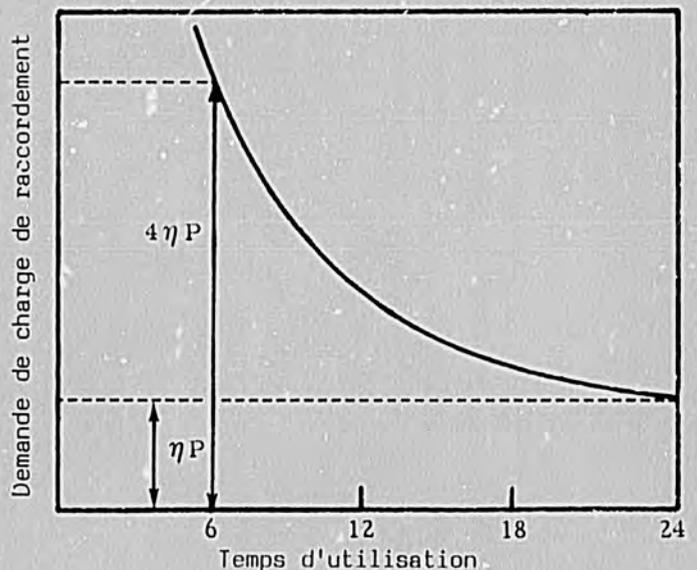


Fig. D. Demande de charge de raccordement par rapport au temps d'utilisation.

Le rapport entre la demande de charge de raccordement et le temps d'utilisation est illustré à la Fig. D. On a tracé en abscisse la demande de charge de raccordement et en ordonnée le temps d'utilisation parce que le système circonscrit la consommation à une quantité fixe par mois.

La demande de charge de raccordement représente la demande maximale du consommateur pendant n'importe quel temps d'utilisation donné. Cette demande maximale est limitée par la valeur nominale du limiteur de courant.

Par exemple, pour un système d'alimentation de 240 V, fonctionnant 24 heures sur 24 et une consommation de 30 kWh par mois, la valeur nominale du limiteur est la suivante :

Dimensions du limiteur =

$\frac{\text{consommation énergétique journalière}}{24 \text{ heures}}$

$$= \frac{1\,000 \text{ W}}{24 \text{ h}}$$

$$= 42 \text{ W.}$$

Dans ce cas, si l'on tient compte des insuffisances du système de charge, la consommation de l'utilisateur sera d'environ 50 W. Cela correspond à une perte de courant d'environ 0,2 A pour un système opérationnel 24 heures sur 24.

L'électricité est disponible durant les 24 heures de la journée. En règle générale, la demande maximale d'un consommateur ne dure jamais plus de 6 heures. En conséquence :

Demande de charge de raccordement

$$= \frac{24 \times P \times \eta}{6}$$

$$= 4 \times P \times \eta .$$

La relation entre la demande de raccordement et la consommation permise par un limiteur de courant est représentée par le graphique de la Fig. E. Par exemple, pour une consommation

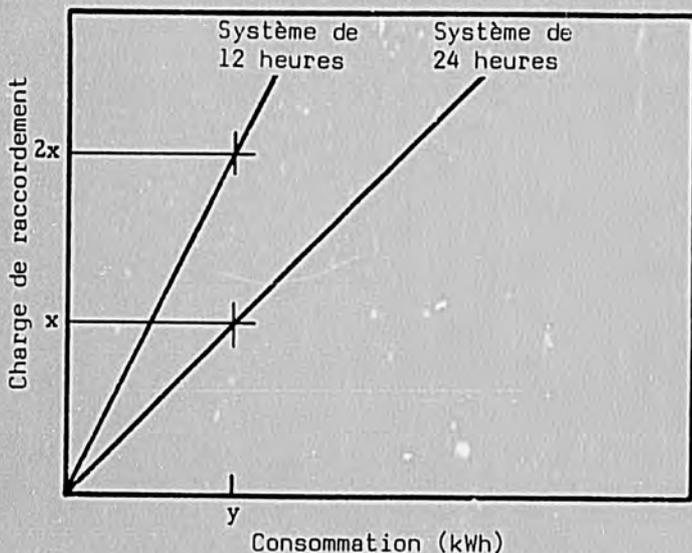


Fig. E. Demande de charge de raccordement par rapport à la consommation avec limiteur de courant.

* Un dollar des Etats-Unis = 2,28 M Ringgit.

d'énergie donnée (y), les dimensions d'un limiteur de courant dans un système fonctionnant 24 heures sur 24 sont égales à la moitié de celles du même dispositif dans un système fonctionnant 12 heures.

Exemples d'évaluation économique

La comparaison économique du système à accumulation limitée et du système standard d'alimentation du réseau pour la distribution d'électricité en milieu rural est basée sur les hypothèses suivantes :

Système à accumulation limitée :

- Facteur de diversité = 1
- Facteur de charge = 0,8
- Consommation par usager = 30 kWh/mois
- Investissement par consommateur = 300 M Ringgit *
- Coût de distribution par consommateur = 1 500 M Ringgit
- Redevance forfaitaire par consommateur = 7,5 M Ringgit par mois
- Coût de la batterie (12 V, 105 Ah) = 150 M Ringgit
- Coût marginal de la batterie = 5 %.

Système de réseau standard :

- Facteur de diversité = 0,6
- Facteur de charge = 0,15
- Redevance = 0,25 M Ringgit par unité
- Investissement, contribution du consommateur comprise = 1 800 M Ringgit.

Caractéristiques communes :

- Capacité de la source = 25 kW par unité
- Durée de vie utile de l'unité = 15 ans
- Facteur de fiabilité = 0,9.

Le taux d'intérêt varie entre 1 et 51 %. La Fig. F établit la relation entre le rapport coûts-avantages et le taux d'intérêt. Une petite source (25 kW assurés) est en mesure d'alimenter un grand nombre de consommateurs. Ils tirent davantage profit du système à accumulation limitée que du réseau standard d'alimentation. Les courbes de coûts-avantages des

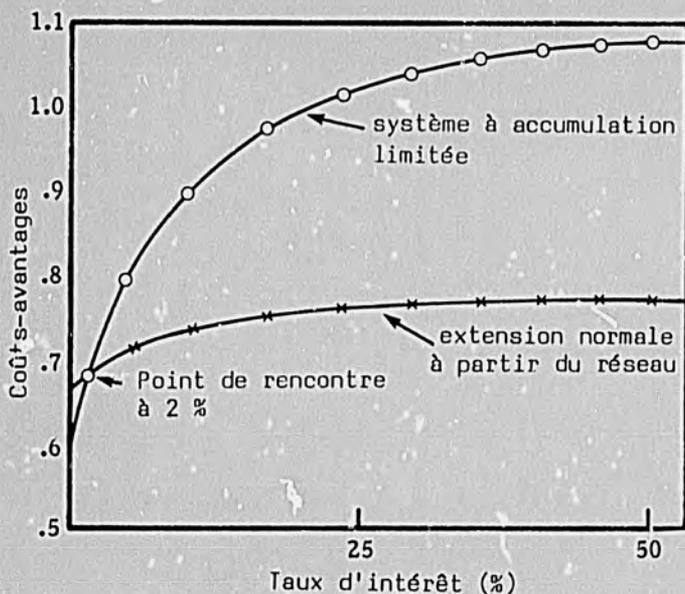


Fig. F. Comparaison des rapports coûts-avantages du système à accumulation limitée et du système classique d'extension du réseau pour différents taux d'intérêt.

deux systèmes se coupent à 2 %, niveau très faible. Pour ce qui est des projets concrets, il est possible que les avantages et les inconvénients respectifs des deux systèmes ne puissent être mesurés que sous l'angle des avantages sociaux et il est difficile de les quantifier. Toutefois, s'il était possible de le faire, les avantages du système à accumulation limitée dépasseraient de loin ceux du système standard d'alimentation.

ANNEXE C

Avantages du système à accumulation limitée

Le système à accumulation limitée présente maints avantages, notamment :

- Il est indépendant de la fréquence de source.
- Il peut alimenter un grand nombre de consommateurs.

- Il supprime pour le consommateur les problèmes liés à la chute de tension.
- Il permet l'utilisation de câbles de distribution de plus petites dimensions.
- Il peut fonctionner avec des lignes de distribution monophasées.
- Il met à la disposition des consommateurs une électricité suffisante.
- Son facteur de charge est proche de un.
- Ses fluctuations de fréquence, enregistrées à la source, sont faibles.
- Il permet de contrôler l'usage de l'énergie et la croissance du système.
- Il assure au consommateur une alimentation stable.
- Il délivre automatiquement une production d'appoint en cas de panne de la génératrice.
- Il permet un câblage peu coûteux des habitations.
- Il s'agit d'un système basse tension (12 V), sans danger et bon marché.
- Il peut rester en place même après l'amélioration du système.
- Il est applicable à la micro-hydraulique, au diesel ou au réseau.
- Il permet de maximiser l'utilisation d'une capacité limitée.
- Il supprime la lecture des compteurs vu que la redevance est forfaitaire.
- C'est un bon vecteur pour introduire l'électricité auprès des consommateurs ruraux et de promouvoir un comportement privilégiant les économies d'énergie.

CONSIDERATIONS ECONOMIQUES

**Analyses de faisabilité économique relative
aux mini-centrales hydrauliques**

Tobie E. Lanou

Application finale de la mini-centrale hydraulique

Daniel J. Boyle

**Implications financières des mini-centrales
hydrauliques**

Paul J. Clark

**Financement des mini-centrales hydrauliques
décentralisées**

Douglas Gardner

avec commentaires de Gaston Dossou

**Aspects influant sur le coût des mini-centrales
hydrauliques**

Jack J. Fritz

**Redevances d'électricité applicables aux
collectivités rurales**

Shashi C. Desai

Analyses de faisabilité économique relative aux mini-centrales hydrauliques

Tobie E. Lanou

Economiste
CH2M Hill
Reston, Virginie

INTRODUCTION

Il y a dix ans, le faible coût des combustibles fossiles rendait la construction de nouvelles centrales hydrauliques très peu compétitive de point de vue économique. Il était plus rentable de construire des centrales thermiques ou diesels particulièrement dans les pays en développement pour desservir les zones éloignées. L'installation de centrales diesels est peu onéreuse et il fut un temps où leur exploitation était économique.

Aujourd'hui, la situation a changé. Les mini-centrales hydrauliques constituent désormais une source d'énergie intéressante car une fois installées, l'exploitation et la maintenance sont assurées à un coût modique même si l'investissement initial est élevé. Comparées aux centrales diesels, elles n'exigent pas ou peu de combustibles fossiles, ce qui met l'exploitant à l'abri de la hausse des prix du pétrole qui exerce une ponction sur les réserves de change et ralentit la croissance économique.

Néanmoins, l'énergie hydraulique n'est pas toujours un choix possible. Quelles sont les critères de faisabilité d'un projet ? Les réponses suivantes pourraient sembler évidentes, mais elles sont dignes d'intérêt. Un projet est réalisable lorsque les conditions suivantes sont réunies :

- Il existe une demande réelle, pas seulement une demande hypothétique.
- Le projet assurera un approvisionnement en énergie suffisant pour satisfaire la demande.
- Le coût et les recettes sont raisonnables pour une production donnée.

Il convient également d'envisager d'autres questions qui influent sur la faisabilité d'un projet :

- Existe-t-il des fonds disponibles pour entreprendre le projet ?
- Le projet est-il populaire ou politiquement utile ?

- Le projet est-il conforme aux tendances actuelles ou aux pratiques en vigueur ?

La faisabilité est en vérité un sujet complexe dont l'analyse économique ne constitue qu'un élément. On ne peut rendre un jugement définitif sur la faisabilité d'un projet à l'aide des seuls instruments économiques, sans tenir compte des autres réalités techniques et politiques.

EXAMEN DU CONTEXTE ECONOMIQUE

Même pour des projets simples, il faut qu'un économiste analyse les données de base qui peuvent avoir une incidence directe sur la faisabilité d'un projet, notamment :

- Les perspectives de croissance économique du pays.
- Les tendances du développement économique sous-régional.
- L'historique de la structure et des institutions financières du pays, entre autres : la dette, la balance des paiements et les réserves de change.
- La politique de crédit des banques internationales de développement à l'égard du pays.
- L'état d'avancement des autres projets importants financés par l'aide étrangère.

Les principaux éléments de fond qu'il faut examiner de près sont les tendances et les projections relatives à la consommation énergétique du pays. L'évaluation judicieuse de ces facteurs a un impact direct sur la faisabilité de tout projet de mini-centrales hydrauliques, vu que ces installations peuvent se substituer aux systèmes d'énergie basés sur le pétrole.

Au Togo, par exemple, 7 % environ seulement des besoins en énergie électrique sont satisfaits par des génératrices diesels. L'énergie hydraulique provenant d'un grand barrage, Akosombo, au Ghana fournit le reste. Les 7 % d'énergie fournis par le gas-oil coûtent cher

et la croissance de la demande dans les zones desservies par les génératrices diesels -- les provinces -- a doublé en quelques années. Vu que ces zones ne sont pas raccordées au réseau national, et continueront à être isolées pendant longtemps encore, il est important d'essayer de trouver une solution de substitution au gas-oil coûteux.

Afin d'uniformiser les tarifs électriques dans tout le pays, l'énergie produite par le gas-oil est subventionnée de manière que la redevance applicable à cette énergie soit comparable à celle des grandes centrales hydrauliques du pays voisin, le Ghana. Cette mesure est jugée importante pour des raisons d'ordre économique et politique.

Les redevances énergétiques en vigueur constituent un point de repère pour évaluer la faisabilité économique des solutions de substitution. Ainsi faut-il compléter l'étude de la structure géographique du réseau électrique, national existant et planifié par l'analyse des tarifs énergétiques établis par les sociétés nationales ou régionales. Comment sont fixées ces redevances ? Quelle est la part des subventions ? Quelle est la source d'énergie ? Quels contrats régissent les achats d'énergie ?

Il est utile d'étudier d'autres projets énergétiques. Les études constituent une source commode de données pertinentes, mais, plus précisément, elles contribuent à donner une idée globale des sources d'approvisionnement en énergie, de leur faisabilité, ampleur ou importance stratégique et de la mesure dans laquelle elles pourront être exploitées et intégrées dans le contexte global d'approvisionnement en énergie.

Bien qu'une partie de ces informations puisse paraître peu applicable à une mini-centrale hydraulique, l'expérience montre, cependant, que l'examen du contexte économique fournit de nombreux indices utiles, voire critiques pour déterminer la faisabilité d'un projet donné.

ETUDES DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE CARACTERISTIQUES DU SITE

Il est nécessaire de procéder à une étude des facteurs de l'offre et de la demande dans chaque site potentiel. Le prix du transport de l'énergie sur de longues distances jusqu'aux lieux lointains d'utilisation atteint souvent un niveau prohibitif du fait que pour des critères de production évidents les grands projets hydro-électriques se situent généralement dans des zones reculées. Cependant, le meilleur potentiel de développement des mini-centrales hydrauliques se trouve souvent dans les régions rurales lointaines. Toutefois, il se peut que les sites les mieux adaptés au développement de

l'hydraulique de petite envergure ne se situent pas dans les régions où la demande de l'énergie est la plus grande.

Pour évaluer la demande, il faut déterminer si le projet est "isolé" ou s'il peut être facilement raccordé au réseau électrique national. Un projet isolé est éloigné du réseau électrique national et peut ou non disposer d'une demande locale adéquate pour le soutenir. Pour qu'un projet soit rentable, la demande des localités environnantes doit être suffisante.

Un projet est considéré comme étant intégré ou raccordé lorsque l'énergie produite peut être débitée sur le réseau électrique national. Un exemple d'un projet raccordé est la ville de Tomegbe au Togo, qui est située dans une région bien développée. Pour que ce projet soit rentable, il faudrait démontrer que l'énergie qu'il produit est aussi économique que celle qui provient de n'importe quelle autre source d'énergie qui alimente le réseau électrique du Togo.

La distinction entre "mini-centrale hydraulique" et "grande centrale hydraulique" peut s'estomper à mesure que l'analyse progresse. Par exemple, à Tomegbe, l'équipe évalua au départ un potentiel de mini-centrale pour répondre seulement à la demande locale. Cependant, lorsque l'analyse de la faisabilité fut terminée, on s'aperçut que le projet avait dépassé cette envergure. Il s'intégrait dans un contexte économique et compétitif hors du domaine de ce qui est généralement considéré comme "mini-centrale," vu que son potentiel de production était beaucoup plus élevé que ne l'avait révélé l'analyse initiale.

Il n'est pas toujours aisé au départ de définir si un projet sera isolé ou intégré. Il faut commencer par estimer la demande locale en recensant la population et les revenus des habitants. Parfois, cette demande est apparente, parfois elle est latente. Dans le cas où l'économie locale est extrêmement autarcique ou simple, la demande difficilement perceptible, l'évaluation de la consommation potentielle revêt souvent un caractère rudimentaire.

Lorsqu'une économie atteint un degré plus élevé de complexité (industries modernes et petit artisanat), il faut établir un profil de la demande sur une base plus précise. On peut mesurer et prévoir la consommation d'électricité ou d'autres sources d'énergie. Souvent, les statistiques de production des installations constituent les meilleurs indicateurs de croissance de la demande. Ceci exige de se rendre à la centrale locale pour rassembler les données relatives aux dimensions, à la condition et à la fonction de l'équipement, les diagrammes d'utilisation et de charge ainsi que d'autres ren-

seignements connexes. S'il n'y a pas d'approvisionnement en électricité, il sera possible de déterminer le potentiel de transformation de la demande d'énergie non électrique en demande d'électricité, à partir des estimations initiales sur les revenus des entreprises ou des individus et leur solvabilité.

Au Togo, l'énergie hydro-électrique économique, provenant du Ghana, alimente la région côtière urbaine ; les centres provinciaux éloignés sont desservis par des génératrices diesels. L'objectif est d'élargir progressivement le réseau électrique national, mais dans un avenir proche, quelques-uns de ces centres éloignés seront obligés de développer leur propre énergie à coût élevé en utilisant du gas-oil. En conséquence, tout projet hydraulique potentiel à proximité d'un centre provincial qui dépend à présent du gas-oil, revêt un grand intérêt.

Quand on analyse la demande pour un petit projet dans un pays où la consommation énergétique est en essor, le problème principal n'est pas de déterminer si la demande est suffisante, mais plutôt de trouver la méthode la plus rentable de fournir l'énergie pour satisfaire cette demande.

Un des aspects les plus frappants de la question énergétique en Afrique est l'essor des applications de l'énergie en dépit du niveau élevé des coûts. Les prix se sont récemment stabilisés. La consommation d'énergie continuera vraisemblablement à augmenter. Pour cette raison, il faut étudier le réseau d'alimentation en énergie à la lumière des nouveaux projets potentiels dans la zone desservie, leur impact sur la demande, les prévisions de rentabilité et la mesure dans laquelle ces projets viendront compléter ou concurrencer le réseau existant.

Ces études de marché relatives à l'offre et à la demande permettront de déterminer la faisabilité d'un projet, phase critique pour ce genre d'entreprise.

MODELES CLES D'ANALYSE DE LA FAISABILITE ECONOMIQUE

L'analyse économique peut être très simple ou très complexe. Lorsque les investissements potentiels d'un projet sont élevés, une analyse économique complexe et approfondie s'impose. Evidemment, plus les investissements seront importants, plus il faudra étudier en profondeur les facteurs qui influenceront sur la prise de cette décision.

Analyse statique et analyse dynamique

Une analyse économique simple s'effectue de façon statique, les revenus et les coûts du projet étant tous regroupés dans une analyse

annuelle. Bien souvent, ce genre d'analyse suffit pour obtenir une idée préliminaire de la faisabilité. L'analyse d'une "année type d'exploitation" constitue un exemple d'une analyse économique entreprise pour une année donnée.

On peut avoir une idée plus complète de la situation en effectuant une "analyse dynamique," qui simule l'exécution concrète du projet. On prévoit aussi bien les revenus que les coûts pour un certain nombre d'années, qui correspond à la durée de vie financière du projet ou à sa durée de vie utile.

Une analyse dynamique peut donner une idée plus définitive, plus précise et plus fiable de la faisabilité. Il se peut, par exemple, qu'un projet paraisse intéressant sur la base d'une analyse statique ; mais une analyse dynamique peut infirmer cette évaluation.

Analyse économique et financière

L'analyse économique est assez souple sur le plan des domaines étudiés et des données relevées. Il y a deux méthodes fondamentales pour apprécier le contenu des données : l'analyse économique et l'analyse financière.

L'analyse économique, à proprement parler, fait abstraction des informations financières, notamment des intérêts payés sur les fonds empruntés. On estime que les coûts d'intérêt masquent la question de l'utilité économique inhérente d'un projet. De plus, l'analyse économique appréhende le profit d'une manière plus large et plus globale. Dans une analyse économique on ne s'intéresse pas seulement aux recettes, au sens monétaire du terme, mais aussi aux bénéfices latents plus larges qu'un projet peut receler à plus long terme. Un exemple d'avantage économique serait la régularisation des crues dans un projet destiné principalement à produire de l'énergie.

L'analyse financière, par contre, intègre systématiquement toutes les données relatives au financement du projet -- le loyer de l'argent -- et fait dépendre les résultats de l'analyse du projet du taux de l'argent. Par exemple, si la rentabilité d'un projet est inférieure au coût d'investissement, il est évident qu'il sera plus avantageux d'investir de l'argent dans une banque que dans le projet.

Opportunité de l'analyse économique et de l'analyse financière

Le recours à l'analyse économique ou financière dépend en partie de la pratique établie. Certains organismes ou prêteurs gouvernementaux exigent des analyses d'un type préétabli. Le U.S. Army Corps of Engineers, par exemple,

dispose d'un manuel qui établit clairement les formules mathématiques et la marche à suivre pour effectuer les analyses économiques et financières. Du reste, cet organisme décidera de l'analyse appropriée. La Banque mondiale, l'Agence américaine pour le développement international (USAID) ainsi que d'autres organismes disposent bien souvent de procédures précises pour mener les analyses économiques.

On peut faire quelques observations générales sur le choix de l'analyse économique ou financière. L'analyse économique est plus théorique, plus "macro-économique" que l'analyse financière. L'analyse économique est utile lorsque :

- Un projet est envisagé dans une zone qui ne dispose pas d'expérience antérieure suffisante ou de bases de références économiques en la matière.
- Il n'est pas désirable que des variables telles que le loyer de l'argent interviennent dans l'évaluation du projet.

Un exemple bien connu aux Etats-Unis d'un investissement public énorme qui a été justifié par l'analyse économique est celui de la Tennessee Valley Authority (TVA). Au début du XXe siècle la vallée du Tennessee était une zone sous-développée à l'économie arriérée, où la demande d'énergie apparente était trop limitée pour justifier l'énorme investissement qui fut finalement effectué. Cependant, lorsque l'Etat pesa les intérêts à long terme et les coûts, les grands projets hydro-électriques de la TVA trouvèrent leur justification.

L'analyse financière est d'une certaine manière plus précise, plus "micro-économique." L'analyse financière est nécessaire pour les raisons suivantes :

- Déterminer la compétitivité du projet. Outre les mérites globaux du projet, qu'une analyse économique peut mesurer, un investisseur public -- tout comme un investisseur privé -- doit connaître le taux de rentabilité monétaire du projet, quand il dégagera un profit, et si l'investissement est prudent ou non.
- Garantir le financement nécessaire.
- Gérer concrètement le projet.

En pratique, il n'existe pas toujours une division aussi nette entre l'analyse économique et l'analyse financière. La plupart des études complètes comporteront des éléments de chaque analyse, car bien souvent, les deux sont nécessaires pour justifier un projet, déterminer son mérite véritable ou gérer l'entreprise.

TROIS TECHNIQUES COURANTES D'ANALYSE ECONOMIQUE OU FINANCIERE

L'analyse de faisabilité économique ou financière est fréquemment basée sur trois techniques étroitement liées : l'analyse de la valeur nette actualisée ; l'analyse coûts-avantages ; et l'analyse du taux de rentabilité. Idéalement, chacune de ces techniques d'évaluation produit un nombre ou un indice, que l'on peut comparer aux projets similaires et qui constitue ainsi une norme de valeur. Toutes ces techniques ne sont pas nécessairement appropriées. Mais généralement, on utilise en parallèle deux techniques ou plus qui offrent des perspectives différentes sur un projet.

Valeur nette actualisée

La valeur nette actualisée est toujours un concept dynamique, plutôt que statique. Cette théorie, élaborée au début du siècle, est fondée sur le concept du coût d'opportunité de l'investissement. Il représente la valeur actuelle des avantages et coûts futurs, et on l'obtient en "actualisant" les valeurs monétaires futures pour prendre en considération la valeur temporelle de l'argent. Le taux d'actualisation devrait idéalement être égal au taux de rentabilité que l'on obtiendrait si l'argent était investi dans la meilleure option de substitution du marché ; en général elle correspond au taux d'emprunt bancaire en vigueur.

Un exemple simple d'opérations bancaires et d'investissements explique clairement la valeur actualisée. Il s'agit de la valeur présente d'un flux d'argent investi (ou reçu) à l'avenir. La valeur actualisée de 1 million de francs CFA, payé en cinq versements annuels de 200 000 franc CFA, représenterait, au taux d'actualisation de 10 %, 744 526 francs CFA, seulement, ce qui indique la valeur temporelle de l'argent.

Ce concept est utile dans un projet concret parce que ni les coûts ni les recettes ne sont engagés ou obtenus en bloc, mais sont échelonnés sur une certaine période. L'analyse de la valeur actualisée ramène cette gamme de frais et de revenus futurs à un simple concept numérique, ce qui simplifie l'analyse et la comparaison entre les projets.

La valeur nette actualisée d'un projet est égale à la valeur actualisée des avantages nets totaux, c'est-à-dire les avantages futurs moins les coûts futurs. Si les coûts du projet dépassent les avantages du projet dans le temps, il est alors évident que la valeur actualisée est inexistante. Si les avantages du projet sont supérieurs aux coûts dans le temps pour plusieurs projets différents la question suivante se pose :

Quel est le projet qui offre la plus grande valeur actualisée ?

La formule afférente au calcul de la valeur nette actualisée est la suivante :

$$V_n = \sum_{j=0}^n \left[(A_j - C_j) \frac{1}{(1+i)^j} \right]$$

où V_n = valeur nette actualisée

n = Période d'analyse en années

j = Année marginale

A_j = Avantages en l'année j

C_j = Coûts en l'année j

i = Taux d'actualisation .

Pour que la valeur actualisée soit utile comme instrument d'analyse, on doit prendre parallèlement en considération un certain nombre de possibilités. Etant donné que la résultante de l'analyse et du calcul de la valeur actualisée est une somme d'argent et non pas un indice tel que le rapport coûts-avantages ou le taux de rentabilité, il faut la comparer à la valeur actualisée d'un autre projet qui comporte des objectifs et des avantages similaires. Cette procédure sert de technique de sélection pour évaluer plusieurs projets selon le critère de priorité.

Analyse coûts-avantages

Cette technique est peut être l'étalon d'investissement le plus largement utilisé pour les projets du secteur public. Elle a été formulée à l'origine pour les projets relevant des investissements publics. Les projets du secteur privé, en général, n'en font pas usage.

L'indice coûts-avantages est le quotient de la division de la valeur des avantages par la valeur des coûts. En principe, un projet est faisable, si ce rapport est égal à 1, et la faisabilité augmente si ce ratio est supérieur à 1. Les projets qui ont un rapport inférieur à 1 sont rejetés comme étant difficilement réalisables, mais un indice supérieur à 1 ne garantit pas un taux de rentabilité positif. Lorsque les demandeurs de fonds sont nombreux, il faut souvent un rapport coûts-avantages supérieur ou égal à 1,5 pour susciter l'intérêt des prêteurs.

Comment peut-on définir les "avantages" et les "coûts" ? Les concepts sont souples et recouvrent aussi bien les avantages et les

coûts matériels et immatériels. Les avantages immatériels pourraient être, par exemple, d'ordre social, tels que le sentiment de sécurité qu'engendre l'éclairage électrique à l'extérieur, les loisirs, ce qui se justifie mais ne se mesure pas nécessairement en termes de recettes supplémentaires. Les avantages matériels seront des éléments clairement définis tels que les recettes engendrées par la vente de l'hydro-électricité. On peut inclure les avantages immatériels dans une analyse économique, non dans une analyse financière.

Dans le même ordre d'idées, une analyse financière des coûts-avantages peut faire abstraction des variables immatérielles telles que pollution ou autres coûts écologiques qui rendent un projet, par ailleurs intéressant, peu acceptable du point de vue social.

L'analyse des avantages et des coûts peut être statique ou actualisée. Dans un modèle dynamique ou actualisé, le rapport coûts-avantages représente le rapport entre la valeur actualisée des avantages du projet et la valeur actualisée des coûts. On détermine la valeur actualisée en actualisant les flux futurs des avantages et des coûts étendus sur la durée de vie utile du projet (ou la durée de vie financière du projet) à un taux d'actualisation donné. Le taux pourrait être équivalent au loyer de l'argent nécessaire au financement d'un projet similaire (dans l'analyse financière) ou équivalent au coût d'opportunité du capital (dans une analyse économique).

Le rapport coûts-avantages se calcule de la façon suivante :

$$\text{Rapport } \frac{A}{C} = \frac{V_a}{V_c} = \frac{\sum_{j=0}^n \frac{A_j}{(1+i)^j}}{\sum_{j=0}^n \frac{C_j}{(1+i)^j}}$$

où V_a = Valeur actualisée des avantages

V_c = Valeur actualisée des coûts

n = Période de l'analyse en années

j = Année marginale

A_j = Avantages en l'année j

C_j = Coûts en l'année j

i = Taux d'actualisation .

Taux de rentabilité

Le taux de rentabilité est un concept standard dans le domaine des opérations bancaires ou des crédits hypothécaires. Les analyses du taux de rentabilité peuvent être statiques et dynamiques. Le taux de rentabilité est défini comme le pourcentage qui résulte de la division des revenus du projet (ou avantages nets) par les investissements du projet (ou coûts). Le taux de rentabilité est un concept proche de celui du taux d'intérêt. Si les coûts d'investissement d'un projet sont d'un million de francs CFA, et les recettes annuelles nettes obtenues de 100 000 francs CFA, le taux de rentabilité statique, nominal est de 10 %. En d'autres termes, 1 million de francs CFA investi au taux de 10 % donne un taux de rentabilité de 10 %.

Le taux de rentabilité est comparé au loyer de l'argent emprunté ou à l'intérêt courant sur les investissements pour déterminer comparative-ment l'opportunité d'investir dans le projet. Il est évident que le taux de rentabilité d'un projet ne devra pas tomber au-dessous du taux du loyer de l'argent pour le même projet. Idéalement, il devrait largement dépasser le taux d'intérêt afin de compenser l'investisseur pour les risques, son temps et les difficultés éventuelles.

Dans le secteur public, les taux de rentabilité sont susceptibles d'être évalués de façon beaucoup plus complexe. Un taux de rentabilité approprié dépendra de l'utilité sociale ou économique du projet. Mais le taux de rentabilité doit être toujours lié au loyer de l'argent emprunté pour le même projet ou pour des projets similaires, car c'est l'étalon universel qui permet de juger comment et où investir.

Il n'existe pas de chiffre unique qui représente un taux de rentabilité globalement approprié. "La pertinence" du chiffre dépendra :

- des risques du projet,
- de la qualité de l'entreprise,
- des qualités des autres projets concurrents,
- du loyer de l'argent et des types de financement disponibles,
- des sources et des types d'allocation des fonds,
- de la conjoncture économique.

Les analyses du taux de rentabilité deviennent plus complexes lorsqu'elles sont effectuées sur une base actualisée, suivant un principe qui

s'appelle "le taux de rentabilité interne." Le taux de rentabilité interne, exprimé aussi en pourcentage, est défini comme le rythme auquel le flux de tous les avantages et des coûts futurs du projet est ramené à zéro. En d'autres termes, "Le taux d'actualisation auquel les flux négatifs (coûts) et les flux positifs (avantages) s'égalisent."

CONCLUSION

L'étude de faisabilité économique remplit au mieux sa fonction lorsqu'elle est utilisée non seulement pour éliminer les mauvais projets, mais aussi pour aider un analyste habile, travaillant en collaboration avec les ingénieurs, à planifier un bon projet de façon plus judicieuse. L'analyse de faisabilité atteint cet objectif en déterminant les atouts et les faiblesses de la conception et de l'exécution d'un projet, en maximisant les aspects favorables, en corrigeant ou en compensant les points faibles. Ce processus "d'optimisation" constitue le rôle le plus stimulant et le plus fructueux de l'analyse de faisabilité financière.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

1. CH2M Hill. Hydropower Investigation Guidelines. Reston, VA: CH2M Hill, novembre 1980.
2. Henwood M. "Economic and Financial Feasibility Methodologies." Compte rendu du séminaire de la NRECA sur les petites centrales hydro-électriques, Quito, Equateur, août 1980. Washington, D.C.: National Rural Electric Cooperative Association, 1981.
3. James LD, et Lee RR. Economics of Water Resources Planning. New York: McGraw-Hill Book Co., 1971.
4. Lawrence WD, et Kirshen PH. Toqo Small Decentralized Hydropower Study. Préparé pour la NRECA. Washington, D.C.: National Rural Electric Cooperative Association, 1981.
5. NRECA. "A Methodology for Prefeasibility Studies of Candidate Mini-Hydro Sites." Washington, D.C.: National Rural Electric Cooperative Association, 1980.
6. U.S. Army Corps of Engineers. "Feasibility Studies for Small Scale Hydropower Additions." Hydrologic Engineering Center, Davis, CA, and Institute for Water Resources, Ft. Belvoir, VA, juillet 1979.

7. World Bank. "Economic Tests of Project Acceptability." Washington, D.C.: World Bank, mars 1971.

8. World Bank, Rural Electrification, A World Bank Paper. Washington, D.C.: World Bank, octobre 1975.

Application finale de la mini-centrale hydraulique

Daniel J. Boyle

*Spécialiste du développement mini-hydraulique
Programme de mini-centrales décentralisées
National Rural Electric Cooperative Association
Washington, D.C.*

INTRODUCTION

Vu la cherté des prix de l'énergie, de nombreux économistes et théoriciens du développement ont conclu que l'énergie doit constituer un facteur de production essentiel, au même titre que la terre, le travail et le capital. A mesure que les coûts de l'énergie commerciale augmentent et que la capacité des pays en développement importateurs du pétrole d'acquitter leur dette extérieure diminue, d'aucuns réclament instamment la mise en valeur des ressources énergétiques renouvelables. Une démarche par trop hâtive en la matière présente deux risques majeurs :

- Le développement irraisonné de ressources énergétiques qui ne constituent pas forcément les solutions de moindre coût.
- La tendance à oublier l'objectif primordial des investissements dans le secteur de l'énergie : le développement économique.

Il est possible d'éviter le premier travers en analysant de façon approfondie les facteurs financiers, sociaux et économiques qui caractérisent les différentes options possibles au niveau de l'approvisionnement. Ceci suppose une étude de sensibilité pour déterminer la variabilité des résultats en fonction de diverses hypothèses appliquées aux coûts, à la croissance de la charge, aux taux d'actualisation et aux prix de vente. On évitera le second écueil en admettant que la création au moindre coût d'une centrale électrique fiable n'est qu'un aspect de l'approvisionnement. La contribution des investissements énergétiques au progrès économique et social est fonction de l'usage de cette énergie.

La relation entre la consommation d'énergie et le Produit national brut (PNB) par tête a fait l'objet d'amples débats. Or, depuis la crise pétrolière de 1973, le dogme voulant que ces deux facteurs soient inséparables, impliquant de surcroît que les pays en développement devraient suivre le schéma de croissance des pays industrialisés, s'est avéré insoutenable. Un document récent sur le sujet constate que "sur la base des chiffres de consommation énergétique enregistrés aux Etats-Unis, l'Inde,

à elle seule, nécessiterait près du triple de l'énergie totale actuellement consommée par les Etats-Unis -- une demande 150 fois supérieure à la production actuelle d'énergie commerciale de l'Inde." (16)

Les toutes dernières théories en matière de développement prêchent en faveur d'une formule différente : création de centres de production décentralisés, lesquels sont censés demander moins d'énergie pour le transport et la distribution des biens et des services. Grâce à la décentralisation des différents volets productifs de l'économie d'un pays, on espère atteindre un niveau de vie plus élevé exempt de la forte consommation énergétique par habitant propre aux pays industrialisés. La mise au point de systèmes énergétiques isolés de petite envergure tels que les mini-centrales hydrauliques permet une stratégie de l'offre énergétique qui se prêtera à une démarche décentralisée en matière de développement économique.

Plusieurs problèmes d'ordre pratique accompagnent l'approche décentralisée. L'agriculture de subsistance et les modes de vie villageois permettent de déterminer la nature de la demande énergétique, les possibilités de production en milieu rural et le rôle approprié des mini-centrales hydrauliques. Cependant, l'expérience a montré que les études abstraites sur l'offre et la demande énergétiques ne constituent pas une analyse valable : "Les différentes échelles de valeurs -- d'ordre social, culturel et religieux -- influent assurément sur l'usage énergétique et les impératifs auxquels doivent répondre les nouvelles sources d'énergie." (9) Ces impératifs déterminent par ailleurs -- non sans réciprocité -- les choix de conception technologique, les structures de la distribution des revenus et de la propriété, les aspects écologiques et les schémas institutionnels (4,9).

A tous les niveaux de la technologie mini-hydraulique, du matériel à la gestion, il existe une distinction entre les projets mis en oeuvre et exploités au niveau du village et ceux qui rentrent dans le cadre de la politique énergétique nationale du gouvernement. Le contraste entre les deux formules naît des objectifs de développement. Les programmes nationaux de mini-centrales répondent le plus souvent à la

nécessité de comprimer les importations pétrolières, soit par raccordement au réseau national soit par le remplacement des systèmes existants. Dans certains cas, ces projets sont coordonnés avec des programmes en cours ou prévus d'électrification rurale. En revanche, les mini-centrales hydrauliques exploitées par les villageois ou créées sur initiative privée visent à amener l'électricité dans les zones qui en sont dépourvues ou à mettre en oeuvre un système hydraulique de captage se limitant souvent à la production d'énergie mécanique. L'application finale dépend donc de l'objectif fixé en dernière instance.

Au sens large du terme, les utilisations productives de l'énergie sont celles qui augmentent ou améliorent la productivité au niveau des activités agricoles, industrielles, commerciales et résidentielles, bien que la définition varie selon le contexte. Une publication a analysé la contradiction qui consiste d'une part à distinguer les emplois productifs directs et indirects et, d'autre part, à définir dans un sens très étroit les emplois productifs comme étant ceux qui engendrent des revenus monétaires (3). Il est généralement admis que les programmes qui fournissent une énergie commerciale aux régions rurales des pays en développement, comme l'électrification rurale, devraient privilégier ces emplois. Les usages productifs dégagent des revenus pour l'utilisateur final tout en étant financièrement intéressants pour le fournisseur d'énergie, car ils augmentent ordinairement les facteurs de charge. Ces applications sont également considérées comme le lien le plus important entre les investissements pour l'approvisionnement énergétique et le développement rural.

Les objectifs globaux de développement du projet et de la zone déterminent si les emplois productifs constituent ou non la meilleure application des petites centrales hydrauliques. Vu que les usages productifs de l'énergie définissent souvent la viabilité d'un projet, ce potentiel devrait donc être évalué au stade de préfaisabilité d'un projet. De surcroît, les programmes et les politiques visant à permettre et à encourager les utilisations productives dans les régions rurales jouent un rôle primordial dans la planification énergétique.

En dernière instance, l'hydraulique peut simplement offrir une option de substitution intéressante au gas-oil et aux autres procédés thermiques de production énergétique. Selon les caractéristiques et la conception du site, les atouts varient : il peut s'agir des coûts, de la maintenance, de l'exploitation, de la fiabilité, de l'approvisionnement en énergie, ou des réserves de change obligatoires. Mais ces avantages dépendent de l'aptitude du consommateur final à optimiser l'usage de la centrale.

Il convient maintenant d'aborder la question, qui apparaît en filigrane, des liens entre l'approvisionnement énergétique et le développement. L'expérience acquise en matière d'électrification rurale est particulièrement pertinente en l'occurrence. Le danger de voir des systèmes coûteux déboucher sur de faibles facteurs de charge nous oblige à analyser sérieusement ces investissements et leur relation avec le développement économique. Cela exige en retour une analyse des programmes complémentaires requis pour encourager l'utilisation productive de l'énergie. Ces programmes devront être conçus de manière à éliminer les obstacles à un usage rationnel. Ces contraintes sont nombreuses et variées, et vont de la pénurie de capital aux problèmes d'écoulement de la production excédentaire. D'autres obstacles tels que le manque de connaissances techniques, de matériel et de fournitures, varient en fonction du site. Une étude récente (6) sur les facteurs affectant les niveaux d'utilisation productive est axée sur un seul projet du programme d'électrification rurale en Indonésie et conclut que le manque de capital et d'accès au marché sont les principales entraves à la croissance de la production commerciale et à l'emploi de l'électricité.

Les mini-centrales hydrauliques représentent un lourd investissement et ne sauraient être envisagées isolément mais dans le contexte d'un programme de développement intégral.

DEMANDE ENERGETIQUE EN MILIEU RURAL

La demande est liée aux activités consommatrices d'énergie. Dans les régions rurales, il est possible de classer ces activités comme suit : production et transformation agricoles, industrie de petite et de moyenne envergure, activités commerciales et résidentielles. Pour chaque catégorie d'activité, l'énergie est utilisée sous les trois formes suivantes : chaleur, force motrice et éclairage.

La qualité de l'énergie requise pour l'exécution de ces activités est une considération importante. On considère la chaleur comme une forme d'énergie inférieure au travail mécanique. La qualité de l'énergie calorifique est liée à la température ; les basses températures produisent des intensités réduites d'énergie et sont donc d'une qualité moindre. On répertorie en général les besoins d'énergie calorifique comme suit : basse température (séchage des aliments), moyenne température (cuisine) et haute température (production d'électricité). Le travail mécanique (puissance de l'arbre) et l'électricité correspondent à des températures infinies et représentent la meilleure qualité d'énergie (14).

L'emploi de l'électricité pour l'éclairage est hors pair. D'autre part, les options

permettant de remplacer les systèmes électriques conventionnels dans des applications de chauffage à basse et moyenne température en zone rurale défavorisée devraient être étudiées, vu que le coût des dispositifs classiques et leur mauvais rendement global n'est pas recommandé pour satisfaire ces besoins énergétiques de niveau inférieur. On peut généralement trouver d'autres combustibles et procédés plus économiques. Ceci est particulièrement vrai pour la production d'énergie thermique à la vapeur puisque le rendement théorique maximal pour la production d'électricité est limité par la loi de Carnot et en pratique dépasse rarement 35 % à 40 %. Les mêmes critères s'appliquent aux cycles diesels dont le rendement avoisine 50 % à 60 %. (Les centrales modernes fonctionnent selon des versions complexes du cycle Rankine dont le rendement est inférieur à celui de Carnot) (18).

En bref, l'emploi de combustibles fossiles onéreux pour produire de l'électricité à des fins de chauffage à basse et moyenne température entraîne des pertes d'énergie substantielles. Il convient d'étudier des méthodes de substitution dans la mesure du possible.

Les modes de consommation énergétique des sociétés rurales traditionnelles varient largement d'un pays à l'autre (9), et les données sur les quantités consommées et à quelles fins sont inexistantes pour la plupart des régions. Néanmoins, on peut affirmer que les combustibles de biomasse, notamment le bois, sont les principales sources d'énergie pour les ménages ruraux. En outre, il est clair que la cuisine constitue le principal besoin en énergie, et que le bois de chauffage satisfait parfois plus de 80 % des besoins en milieu rural. Le kérosène, les chandelles et l'électricité répondent aux besoins d'éclairage. L'énergie motrice (statique ou cinétique) est souvent fournie par les animaux de trait, les moteurs diesels ou à essence et l'électricité. Selon la plupart des critères d'évaluation, on estime que la consommation d'énergie par habitant dans les régions rurales est inférieure ou égale au niveau de subsistance. Un rapport (9) indique que "les niveaux de consommation pour la plupart des pays en développement, utilisations productives comprises, doivent tripler afin d'assurer une vie convenable et d'offrir des possibilités d'amélioration de la santé et du bien-être."

Application productive

Les examens de l'application productive de l'énergie, en particulier l'électricité, abondent dans les ouvrages sur le développement de l'énergie et de l'électrification en milieu rural (8,9,19). Une étude effectuée en Indonésie (6) indique que "l'utilisation productive ... s'entend très étroitement comme l'utilisation qui influe sur les heures de

travail ou les techniques de production." Une autre étude (3) classe les applications productives en "directes" (machines ou procédés de production) et "indirectes" (utilisations qui étendent les heures de travail ou améliorent l'exploitation). La définition la plus globale du terme "application productive" serait toute utilisation de l'énergie visant à perfectionner ou intensifier la production dans les activités économiques.

On estime généralement qu'une forme d'énergie moderne (comme l'électricité) contribue au développement rural, lorsqu'elle débouche sur un emploi productif. Cette prémisse repose sur plusieurs hypothèses telles que : demande de production accrue, accessibilité au marché et coût énergétique, qui dépassent le cadre d'étude du présent document. Néanmoins, les investissements dans des projets d'approvisionnement énergétique coûteux et à haut coefficient du capital en milieu rural constitueraient une mauvaise affectation de ressources rares s'ils ne servaient qu'à assurer l'éclairage domestique.

L'usage productif de l'électricité peut accroître les revenus de l'utilisateur, améliorant, de cette façon, sa solvabilité. Les applications productives stimulent souvent la capacité du système, ce qui entraîne une réduction du coût unitaire ; si cette économie est répercutée sur les consommateurs, l'énergie devient plus abordable pour tous.

En définitive, le potentiel et l'importance des utilisations productives de l'énergie doivent être analysés en fonction de chaque projet, mais on ne saurait négliger leurs répercussions financières et économiques sur les mini-centrales hydro-électriques et l'électrification des régions rurales.

Quantifier les besoins énergétiques commerciaux aux fins d'applications productives dans les régions rurales des pays en développement est sans aucun doute une tâche ardue. La Banque mondiale définit "l'énergie commerciale" comme "toute forme d'énergie vendue selon des procédés d'échange ou fournie par des services publics", à l'exception du bois et d'autres combustibles traditionnels bien qu'ils soient également échangés sur les marchés (22). Il est cependant difficile d'imaginer une économie moderne sans base agricole mécanisée notamment sans la disponibilité d'électricité ou de force motrice en milieu rural (voir Tableaux 1 et 2). Bien que le Tableau 1 concerne un site spécifique, les caractéristiques de charge et les chiffres de consommation peuvent être rapprochés de ceux correspondant à des installations analogues dans d'autres régions du monde.

Les mini-centrales hydrauliques ont souvent pour objectif de restreindre la consommation des

TABLEAU 1. Caractéristiques techniques des machines de transformation agricole en Inde^a datant de 1963 (10)

| Application | Equipement | Puissance nominale du moteur (ch) | Production (livres/h) | Consommation d'électricité (kWh/100 livres) ^b |
|----------------------------------|---|-----------------------------------|-----------------------|--|
| Pressage & extraction de l'huile | Presse hydraulique | | | |
| | Grande | 22 | 1 500 | 1,3 |
| | Moyenne | 16 | 1 000 | 1,5 |
| | Petite | 8 | 130 | 4,5 |
| | Pressoir à vis | | | |
| | Grand | 20 | 2 000 | 1 |
| | Moyen | 15 | 1 000 | 1,5 |
| | Petit | 5 | 100 | 5 |
| Décorticage du riz | Egreneuse à disque (allemande) | 25 | 2 400 | 0,8-1 |
| | Egreneuse à rouleau en caoutchouc (japonaise) | 3 | 300 | 2,0-2,5 |
| Mouture des céréales | Grande machine | 20 | 800 | 1,5-2 |
| | Petite machine | 5 | 180 | 2,0-3 |
| Egrenage du coton | Grande machine | 20 | | |
| | Petite machine | 5 | 78 | 2,75-3,2 |
| Coupe du fourrage | Lame rotative | 2-10 | | 0,25-1 |
| Raffinage de canne à sucre | Broyeuse bac de raffinage | 3-15 | | 0,50-3 |

^a Madras, Uttar Pradesh, et Bengale occidental.

^b Voir Tableau 2 pour les besoins énergétiques types de plusieurs industries rurales en Colombie.

combustibles fossiles. Depuis les années trente, des moteurs diesel et à essence et des groupes électrogènes ont été installés et là, çà dans maintes régions rurales pour produire respectivement de l'énergie mécanique et électrique. Souvent, le kérosène sert à l'éclairage et à la réfrigération. En allouant la production d'énergie d'une mini-centrale à ces activités on peut réaliser des économies tout en améliorant la qualité des services. Ces centrales constituent souvent la meilleure application productive de l'hydraulique. Par exemple, en Malaisie, la conversion d'installations éparses au diesel en mini-centrales est l'objectif principal du programme national de développement de l'énergie hydraulique.

ROLE DES MINI-CENTRALES HYDRAULIQUES POUR SATISFAIRE LES BESOINS RURAUX EN ENERGIE

Relation avec les objectifs de développement global

Le rôle approprié d'une mini-centrale hydraulique dépend des objectifs de développement et des régions qui disposent d'un potentiel hydraulique. Au niveau national, il convient de définir une politique de planification et de sélection des projets énergétiques à financer.

Il existe un nombre fini de sites hydrauliques éventuels, et le potentiel de puissance et de production d'énergie ainsi que la proximité du

réseau électrique et du centre de consommation détermineront dans une large mesure la formule appropriée pour la mise en valeur du site (et donc l'application finale). Les objectifs des projets hydrauliques variant entre 0 à 1 000 kW rentrent dans les quatre catégories suivantes :

- Production énergétique faible destinée à satisfaire les besoins fondamentaux (Pakistan, Papouasie Nouvelle-Guinée)(4).
- Initiative privée en vue d'une application particulière (les exemples abondent dans le monde entier).
- Electrification décentralisée et remplacement des systèmes diesels existants (Malaisie).
- Raccordement au réseau électrique (Philippines).

Les applications précises de l'énergie ne peuvent être déterminées que lorsque l'objectif fondamental de la mise en valeur d'un site a été arrêté.

Caractéristiques de production des mini-centrales hydrauliques

A l'exception des petites centrales hydro-électriques conçues pour un taux d'optimisation de 90 %, ou des grands ouvrages de stockage, la production est en général hautement saisonnière, tributaire de la quantité d'eau disponible. Le terme "taux d'optimisation de 90 %" signifie que le débit optimal d'une turbine est atteint 90 % du temps, selon la courbe de durée du débit. Implications économiques mises à part, c'est rarement un problème majeur pour les sites reliés au réseau. De temps à autre cependant, les variations saisonnières et journalières de la puissance disponible doivent être soigneusement adaptées aux besoins énergétiques.

La qualité de la production énergétique d'une mini-centrale dépend du niveau de perfectionnement requis. L'eau qui entre dans la turbine constitue une énergie cinétique ou de pression. Cette énergie sert à mettre un arbre en mouvement qui, à son tour actionne un générateur pour produire de l'électricité, ou est directement couplé à une machine (5). La puissance de l'arbre peut donc être employée sous forme mécanique ou électrique. Certains systèmes au Népal, en Colombie et au Pakistan sont hybrides, et produisent de l'énergie à la fois mécanique et électrique.

L'énergie mécanique doit être utilisée sur le site. L'histoire fournit de nombreux exemples de ce type d'utilisation souvent destinée à stimuler l'industrialisation. Au Népal, on

utilise des turbines à impulsion radiale pour le décorticage, la mouture et le polissage du riz (15,24). L'Organisation pour le développement de la technologie appropriée au Pakistan (Appropriate Technology Development Organization) a conçu et installé plusieurs centrales d'une puissance maximale de 15 kW pour une utilisation mécanique ou électrique directe ou des applications hybrides (12).

Lorsque la génératrice est directement couplée ou fait appel à un multiplicateur de vitesse, la polyvalence de l'énergie hydraulique se trouve sensiblement rehaussée. Les génératrices peuvent fonctionner en courant continu (CC) ou alternatif (CA). Les systèmes courant continu sont plus simples et moins onéreux vu que la régulation de la vitesse n'est pas nécessaire mais les applications pratiques se limitent à satisfaire les fréquemment faibles besoins énergétiques aux alentours du site. Le courant continu présente deux avantages : possibilité d'utiliser la dynamo de véhicules (automobile, camion, avion) et de stocker l'énergie dans des batteries sans transformation intermédiaire. Les appareils ménagers, les moteurs et le matériel d'éclairage fonctionnent en revanche plus souvent en courant alternatif. L'énergie électrique sous forme de courant alternatif

TABLEAU 2. Besoins énergétiques types des industries rurales en Colombie (14)

| Type d'agro-industrie | Gamme de puissance requise (kW) |
|---------------------------|---------------------------------|
| Scierie | 30-60 |
| Atelier de menuiserie | 3-15 |
| Sucrierie | 10-20 |
| Minoterie | 3-20 |
| Métier à tisser | 0,5-6 |
| Transformation du café | 5-30 |
| Carrière | 6-30 |
| Fabrique de glace | 6-60 |
| Préparation du poisson | 5-10 |
| Entrepôt de réfrigération | 6-60 |
| Usine de tuiles | 2-12 |
| Station de pompage | 2-100 |

constitue l'option la plus souple et la plus efficace connue. Les applications de l'énergie électrique dans l'agriculture, l'industrie, le commerce et le ménage sont multiples ; le courant alternatif permet facilement la transformation, la transmission et la distribution de cette énergie. On peut assurer l'éclairage soit en courant continu soit en courant alternatif.

La production de chaleur à partir de l'énergie hydraulique peut être d'origine mécanique ou électrique. Les systèmes mécaniques entraînent des transferts de chaleur par dissipation visqueuse en milieu fluide (l'air et l'eau sont les fluides les plus commodes). Un prototype de "générateur de chaleur" mécanique a été mis au point au Népal en collaboration avec les Nations Unies (15). Ce système élève la température de l'air à 110°C et est conçu pour le couplage direct des turbines hydrauliques. La compagnie All American Engineering (Wilmington, Delaware, Etats-Unis) fabrique une unité pour le chauffage de l'eau qui est vendue sous la marque "Water Twister" (17).

A l'instar des pertes par frottement dans les systèmes mécaniques, les pertes de résistance dans un circuit électrique sont génératrices de chaleur. C'est la fameuse formule de calcul I^2R (produit de l'intensité du courant au carré par la résistance du circuit). Tous les dispositifs électriques de chauffage à moyenne et basse température pratiquement fonctionnent suivant ce principe. Les régulateurs électroniques de charge, servant à contrôler la tension et la fréquence de l'énergie électrique produite dans une mini-centrale hydraulique, dérivent la puissance excédentaire des besoins de charge vers un ballast de résistances électriques. L'énergie excédentaire est ainsi dissipée sous forme de chaleur. A ce jour, on a accordé fort peu d'attention au potentiel productif de cette chaleur pour sécher, par exemple, des produits alimentaires.

Les mini-centrales hydrauliques offrent de multiples possibilités, qu'il s'agisse d'engendrer de l'énergie mécanique (force motrice) de la chaleur ou de l'énergie électrique (force motrice, chaleur ou éclairage). Elles peuvent fonctionner de façon autonome ou être reliées au réseau électrique. La quantité d'énergie disponible est cependant déterminée par la hauteur de chute, la quantité et la durée du débit ainsi que par le rendement global du système.

Envergure du système par rapport à la gamme d'applications

L'énergie mécanique directe doit être employée sur le site et pour des raisons pratiques elle

n'est véritablement appropriée qu'à l'échelon inférieur de la gamme de puissance (moins de 50 kW). Les systèmes hybrides mécaniques/électriques offrent une grande latitude en matière de production mais ici encore ils ne conviennent qu'aux projets de moindre envergure. Le courant continu, s'il simplifie le contrôle de la vitesse, ne peut être transmis de manière économique sur de longues distances sans une technologie complexe. De surcroît, l'équipement fonctionnant en courant continu est beaucoup moins répandu que le matériel mû par courant alternatif. Les générateurs de courant alternatif couvrent toute la gamme de production d'énergie mais les problèmes de régulation et de stabilité de la tension ont tendance à limiter les possibilités d'utilisation productive dans les systèmes de petite envergure. Les impératifs de couple de démarrage des moteurs peuvent atteindre sept fois le courant normal de fonctionnement et le système doit avoir une capacité suffisante pour répondre à cette demande instantanée. En outre, si un moteur a par rapport aux autres charges une puissance nominale égale au tiers ou plus de la capacité du système, cela peut engendrer une grave instabilité (11). La fiabilité de la puissance étant essentielle pour garantir une utilisation finale productive, on mesurera aisément l'importance de ces considérations (voir Tableau 3).

Applications spéciales

La difficulté de déterminer une application judicieuse de la production limite grandement la polyvalence de l'hydraulique. Les meilleurs sites se trouvent en général dans des régions isolées où l'activité économique est peu développée. Ainsi, même lorsque les coûts de mise en valeur de l'hydraulique semblent intéressants, la demande pour une énergie d'une telle qualité est parfois si faible qu'elle ne justifie pas l'investissement. Résoudre ce problème est l'élément clé du développement rural. Plusieurs applications de l'hydraulique peuvent, dans certaines conditions, résoudre la difficulté de déterminer les applications productives et justifier le développement d'un site approprié. Ces applications méritent une attention particulière.

Dans maintes régions du monde, le déboisement est devenu un problème alarmant. La demande de bois vise à satisfaire les besoins de combustible, de matériaux de construction et de terres agricoles et d'élevage supplémentaires. La croissance démographique exacerbe ce problème. Dans les régions montagneuses, en particulier, le déboisement a provoqué l'érosion totale de la couche arable, des inondations et des glissements de terrain. Certains sols ont perdu toute valeur. Le bois utilisé pour la préparation des aliments et la satisfaction des

TABLEAU 3. Type d'application finale pour différentes gammes de production

| Gamme | Mécanique | Hybride mécan./ électr. | Courant continu | Courant alternatif |
|----------------|--|---|---|--|
| 0-50 kW | Deux ou trois machines raccordées directement (décortiqueuse et polisseuse de riz) | Atelier de réparation et moulin de jour Eclairage du village de nuit | Chargement de batteries centrales Alimentation du voisinage immédiat éclairage, appareils ménagers | Petit éventail d'emplois, dont alimentation locale |
| 50-100 kW | Plusieurs grandes machines Usine entière | Rare | Alimentation du voisinage, éventuellement des petites industries | Alimentation locale dont petite industrie et agriculture Pourrait fournir au réseau énergie/capacité excédentaire |
| 100-500 kW | Rare | Rare | Rare | Alimentation du ou des centre(s) de population important(s) Potentiel pour gros usagers Approvisionne généralement le réseau |
| Plus de 500 kW | Inexistant à la connaissance de l'auteur | Inexistant à la connaissance de l'auteur | Rare | Alimente le réseau |

autres besoins de chauffage ne constitue qu'un aspect du problème qui est peut-être surmontable.

Le bois est le principal combustible utilisé en milieu rural pour la préparation des repas. Une moindre quantité de bois est employée dans certaines régions pour le séchage, le chauffage des habitations et de l'eau, et pour d'autres applications à basse et à moyenne température. La possibilité de remplacer le bois de chauffe dans ces activités par des résistances électriques conventionnelles se heurte à deux obstacles : le coût des cuisinières électriques et des chaudières et le coût de l'électricité. De surcroît, les centrales hydro-électriques isolées à équipement traditionnel pourraient être contraintes de produire en excédent pour satisfaire la demande de pointe et éventuellement de disposer d'un système de stockage coûteux (23). Puisque le bois de chauffe entraîne rarement une dépense pour l'exploitant qui pratique une agriculture de subsistance, les efforts déployés pour le convaincre de remplacer le bois par un combustible commercial ont des chances de succès restreintes.

On pourrait substituer les appareils de chauffage électrique conventionnels par des systèmes de stockage de la chaleur. Ces dispositifs emmagasinent l'énergie produite, nivelant ainsi les impératifs de charge et améliorant les facteurs de consommation. Avant l'époque de l'énergie bon marché, plusieurs pays avaient mis en service des cuisinières fonctionnant sur ce principe conjointement avec des centrales hydrauliques décentralisées.

En Norvège, ces fourneaux étaient très répandus à une certaine époque mais leur commercialisation a cessé au début des années cinquante (23). La conjoncture actuelle exige que l'on examine à nouveau l'utilité des cuisinières à stockage de chaleur, notamment dans les régions souffrant du déboisement (21). Ces fourneaux présentent un avantage additionnel lorsque les redevances sont déterminées en fonction de la capacité installée (contrôlée par les limiteurs de courant) plutôt que par la consommation de kWh.

L'élément chauffant de la cuisinière développe une production constante pour autant qu'on dispose de l'énergie. La tradition voulait que la chaleur fût emmagasinée dans les matériaux

à fort coefficient de conductibilité, telle la forte. Néanmoins, on a employé avec succès des matériaux locaux comme l'argile pour stocker la chaleur. Par exemple, avec un apport d'énergie de 250 W, le fourneau de stockage illustré à la Fig. 1 produit la chaleur nécessaire pour cuire le repas quotidien d'une famille népalaise moyenne. Et le rendement est nettement supérieur à celui des cuisinières à bois et à gaz conventionnelles (21 % contre 3 à 6 %). Il conviendrait de déterminer, par un essai sur le terrain (23) dans quelle mesure le fait de ne pouvoir surveiller la cuisson des aliments représente un inconvénient.

L'emploi d'engrais chimiques peut se traduire par une amélioration spectaculaire des rendements agricoles. Toutefois, le caractère centralisé de la production impose de gros frais de transport pour atteindre les consommateurs éloignés. Sur une grande échelle, le moyen le plus économique de produire des engrais de haute qualité est la méthode Haber-Bosch. Ce procédé fait appel à du gaz naturel ou des hydrocarbures liquides pour produire de l'ammoniaque et permet d'obtenir un coefficient énergétique élevé. Une autre méthode pour produire de l'engrais azoté est la décharge d'arc électrique. Dans des circonstances normales, la méthode Haber-Bosch est la moins coûteuse pour une exploitation à grande échelle. En fait, la méthode de l'arc électrique a été presque complètement abandonnée au début de ce siècle.

L'examen des applications spéciales de l'énergie hydraulique dans les régions rurales éloignées remet néanmoins à l'honneur la méthode basée sur la décharge d'arc électrique pour produire des

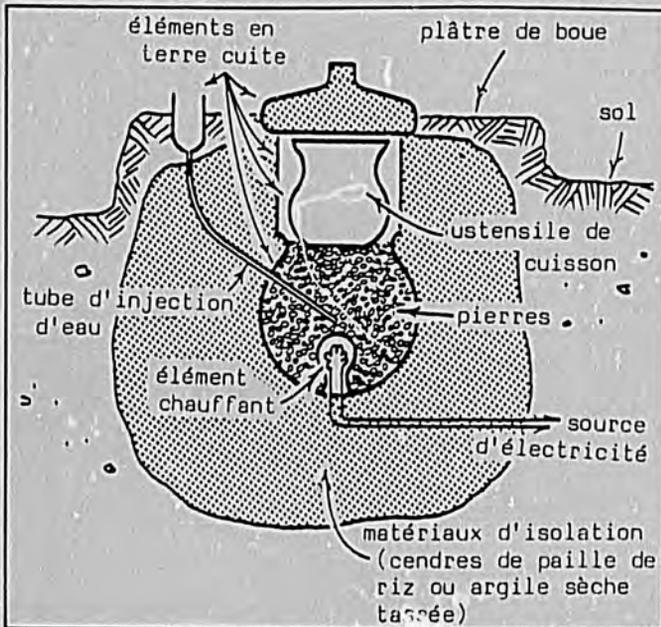


Fig. 1. Schéma d'un fourneau stockant la chaleur sur la base des recherches entreprises à l'Université Cornell.

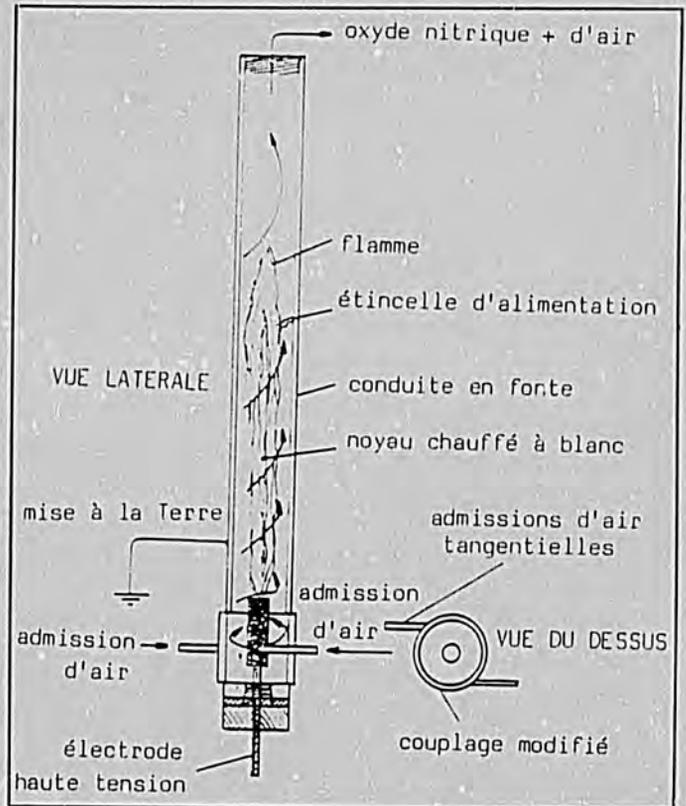


Fig. 2. Schéma d'une cellule de réacteur dans un générateur d'engrais azotés (13).

engrais azotés. Son principe fondamental est simple : de l'air est injecté dans un réacteur à arc électrique qui produit de l'oxyde d'azote. L'oxyde d'azote passe ensuite dans une colonne d'absorption contenant soit de la chaux soit des phosphates de roche, et est mélangé à de l'eau. Le résultat final est un engrais à base de nitrate de calcium de haute qualité.

Un prototype de 3 kW ne demandant que des composants couramment disponibles et une technologie rudimentaire a donné des résultats concluants aux Etats-Unis (voir Fig. 2). La production est suffisante pour fertiliser 5 à 20 hectares. Par ailleurs, ce système peut être efficacement utilisé comme technique de charge de base et de nivellement de charge (13, 20). Le bois de chauffe ne sert pas seulement à cuire les aliments mais s'emploie aussi dans d'autres activités de transformation agricole. Le "générateur de chaleur" mécanique a été mis au point pour des villages isolés en proie à des problèmes de déboisement (15). L'air est chauffé à 700°C avec convection forcée en faisant circuler à plusieurs reprises de l'air frais dans une série de déflecteurs. L'air chaud peut servir à diverses fins : séchage, production de concentrés, transformation de fruit et distillation. Un prototype fabriqué au Népal entraîné par une charge de 25 kW coûtait 800 dollars E.U. en janvier 1981.

D'autres applications de l'énergie produite par les mini-centrales hydrauliques peuvent encore être envisagées. On peut citer le chargement des batteries et le couplage direct de compresseurs pour les équipements de réfrigération des collectivités.

STIMULER LES APPLICATIONS PRODUCTIVES DE L'ELECTRICITE EN ZONE RURALE

L'électrification des zones rurales en déclin est coûteuse. L'électricité représente néanmoins un aspect important du développement rural. Les applications productives de l'énergie électrique qui servent le développement rural intégré sont limitées par de nombreux facteurs :

- L'électricité est souvent considérée comme un bien social et les programmes d'électrification en zone rurale mettent souvent l'accent sur les utilisations domestiques et publiques de l'électricité.
- Les fournisseurs et les utilisateurs d'électricité sont confrontés à une pénurie aiguë de capitaux et on comprendra leur réticence à prendre des risques.
- Les systèmes d'alimentation en énergie sont souvent onéreux et peu fiables.
- Il est difficile de convaincre les consommateurs qui ont acheté du matériel diesel de la supériorité de l'énergie électrique, lorsqu'on connaît les problèmes de distribution, l'investissement déjà réalisé par l'utilisateur et sa méconnaissance de l'électricité. Il est par ailleurs difficile de se procurer du matériel électrique auxiliaire.
- Il y a lieu de noter l'absence générale de connaissances en matière d'électricité et d'applications correctes et productives.

Aux Etats-Unis, les obstacles à l'utilisation productive de l'électricité en milieu rural n'ont pas été surmontés du jour au lendemain. Ils l'ont été grâce aux efforts concertés et dévoués de plusieurs groupes, notamment les coopératives d'électricité, les organismes bancaires, les services de vulgarisation agricole, les constructeurs de matériel électrique et leurs concessionnaires, et les grandes universités. Les coopératives rurales d'électricité ont pris un rôle prépondérant. Par l'intermédiaire des départements pour le service des membres, elles ont mené des campagnes de recrutement, de promotion et de formation, débloquent les fonds pour l'achat du matériel et offrent d'autres prestations pour promouvoir une utilisation productive de l'électricité dans les

zones rurales. L'enseignement à tirer de l'expérience américaine est que la conception et l'exécution correctes de programmes promotionnels et éducatifs intégrés à d'autres efforts de développement sont capitales pour la réussite des grands projets d'électrification. L'évaluation des programmes d'électrification rurale aux Philippines, en Bolivie et au Costa Rica corrobore cette affirmation. S'ils ne sont pas une panacée, ces programmes revêtent une importance qu'on ne saurait négliger.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

1. Agency for International Development. "Bolivia Rural Electrification." AID Project Impact Evaluation Report No. 16. Washington, DC, décembre 1980.
2. Agency for International Development. "The Philippines: Rural Electrification." AID Project Impact Evaluation Report No. 15. Washington, DC, décembre 1980.
3. Amaru IV Cooperative. Guide to Evaluation for Small Hydro Units in the Field and Lessons from the Literature. Washington, DC: National Rural Electric Cooperative Association, 1981.
4. Ashworth, JH, and Neuendorffer, J. "Matching Renewable Systems to Village-Level Energy Needs." Préparé pour le U.S. Department of Energy en vertu du contrat n° E6-77-C-01-4042. Golden, CO: Solar Energy Research Institute, 1980.
5. Boyle, D. "Productive End Use of Mini-Hydropower for Rural Development." Compte rendu du séminaire de la NRECA sur les mini-centrales hydrauliques pour le développement rural en Asie, Bangkok, Thaïlande, juin 1981. Bangkok, Thaïlande: National Rural Electric Cooperative Association, 1983.
6. Brodman, J. "Levels of Electricity Use." Rapport provisoire. 1982.
7. C. CH. LG. Ltd. Viabilidad de Las Micro Centrales en Colombia. Bogota: Fundacion Mariano Ospina Perex, 1979, p. 24.
8. Cecelski, E. "The Role of Rural Electrification in Development." Contribution présentée pour un débat. Washington, DC: Resources for the Future, juillet 1979.
9. Cecelski, et al. Household Energy Use and the Poor in the Third World. Washington, DC: Resources for the Future, 1979.

10. General Electric Co. "Analysis of Demand for Electric Power in Rural Communities." Préparé pour USAID en vertu du contrat AID REPAS-1, mars 1963.
11. General Electric Company. "Small-Scale Power Supplies for Rural Communities in Developing Countries." Rapport d'USAID No. TA/OST-AN-63-3-1, mars 1983.
12. Inversin, A. "A Case Study: Micro-Hydropower Schemes in Pakistan." Washington, DC: National Rural Electric Cooperative Association, 1981.
13. Kettering Research Laboratory. "A Nitrogen Fertilizer Production System for Farm Use." Dayton, Ohio: Charles F. Kettering Foundation, 1978.
14. Meier, U. Local Experience with Micro-Hydro Technology. SKAT publication Vol. 1 No. 11. St. Gall, Switzerland: Swiss Center for Appropriate Technology, 1981.
15. Metzler, R. "The Heatgenerator." Butwal, Népal: Butwal Engineering Works Pvt. Ltd., United Mission to Nepal, janvier 1981.
16. Reddy, AKN. "Energy Options for the Third World." Rapport provisoire. University of California, 1978.
17. Schroeder MP and Tu PCK. "An Assessment of SWECS/Mechanical Heating Systems." Préparé par Rocky Flats Plant Wind Systems Program en vertu d'un contrat passé avec l'U.S. Department of Energy, juillet 1981.
18. Sonntag and Van Wylen. Fundamentals of Classical Thermodynamics. John Wiley & Sons, Inc., 1976.
19. Tendler, J. "Rural Electrification: Linkages and Justification." AID Program Evaluation Discussion Paper No. 3. avril 1979.
20. Treharne, R. et al. "Fertilizer Production by Water Power." University of Nevada Field Day Program, 1980.
21. Whitby, G. "Heat Storage Cookers. The Norwegian Experience and Indications for Implementations in Developing Countries." Rapport provisoire. Rugby, Angleterre: septembre 1981.
22. World Bank. "Energy in the Developing Countries." Washington, DC: World Bank, août 1980.
23. Yoder, R. "Thesis in Partial Fulfillment of Requirements for Master of Science Degree." Ithaca, NY: Cornell University, janvier 1981.
24. Yoder, R. et al. "The United Mission to Nepal's Involvement in Small-Scale Water Power Development for Milling." Rapport provisoire. Ithaca, NY: Cornell University, 1980.

Implications financières des mini-centrales hydrauliques

Paul J. Clark

*Spécialiste de la formation professionnelle et de l'information
Programme de mini-centrales décentralisées
National Rural Electric Cooperative Association
Washington, D.C.*

INTRODUCTION

Contrairement à la production d'énergie d'origine thermique, les systèmes hydrauliques sont foncièrement à l'abri de l'inflation une fois construits, car ils n'exigent pas de frais d'énergie (combustible). En outre, ils n'engendrent généralement aucun des coûts environnementaux associés aux systèmes thermiques. Les atouts de ce choix technologique sont encore rehaussés puisque outre ces bénéfices, l'énergie hydraulique offre des avantages secondaires uniques, tels que l'irrigation, l'approvisionnement en eau des collectivités et la régularisation des crues.

Un autre avantage de l'hydraulique, dans des applications de petite envergure, est qu'elle est à la portée de la plupart des régions du monde dont les capacités techniques et financières excluent le recours à des options technologiques plus coûteuses et plus complexes, y compris le développement de l'hydraulique de grande envergure. La construction d'une grande installation de retenue d'eau est une tâche extrêmement complexe. Par ailleurs, les travaux de longue haleine liés à la planification et à la construction, notamment les longs délais d'acquisition de l'équipement, peuvent s'étendre sur 10 à 15 ans, ce qui entraîne des frais considérables. La construction de mini-centrales s'adapte souvent mieux au développement progressif, par étapes, ce qui permet d'effectuer plus tôt le remboursement des investissements.

D'autres facteurs prêchent en faveur des mini-centrales hydrauliques comme solution de substitution aux grandes centrales électriques, particulièrement lorsqu'il s'agit d'alimenter des régions rurales dispersées, qui consomment grosso modo un dixième de l'énergie des régions urbaines (4). Le coût de la construction de lignes de transport sur de grandes distances, peut être exorbitant surtout dans les régions montagneuses, (entre 15 000 et 25 000 dollars par kilomètre aux Etats-Unis) et les frais de maintenance peuvent être considérables. Or la demande rurale en énergie est généralement très faible, notamment pendant les heures de la journée. De ce fait, les grandes centrales électriques centralisées ne peuvent concurrencer efficacement les mini-centrales dont les charges

sont limitées et réparties sur une grande étendue. En outre, les extensions du réseau électrique national n'éliminent pas le besoin de produire de l'énergie pour répondre à la demande rurale. En dernière instance, les pénalités sur l'environnement humain et naturel qui résultent de l'extension du réseau sont susceptibles d'être beaucoup plus lourdes.

L'extension du réseau électrique national peut toutefois être plus économique si les distances ne sont pas trop importantes, le terrain s'y prête et la demande le justifie. Le choix entre une installation isolée et le raccordement au réseau central pour répondre à la demande rurale dépend de ces facteurs et d'un certain nombre d'autres critères qui devront être étudiés pour chaque site et pour chaque pays en vue de retenir l'option la moins coûteuse.

CONSIDERATIONS GENERALES RELATIVES AUX COUTS

Il est impossible de donner des informations globales précises sur le coût des mini-centrales hydrauliques. Les coûts varieront d'un cas à un autre puisque la main-d'oeuvre, l'équipement, le terrain et les compétences techniques entre autres sont des critères très variables. Il serait tout aussi hasardeux d'essayer d'appliquer sans discrimination les données et l'expérience acquises dans certains pays à d'autres régions du monde où les conditions et les hypothèses peuvent différer. En fait, une grande partie des données publiées se basent sur les indices de coûts afférents au développement de grandes centrales hydrauliques que l'on a adapté aux mini-centrales, ce qui engendre des distorsions qui tendent à faire apparaître les petites centrales excessivement coûteuses. L'établissement des prix à l'aide de cette méthode peut non seulement conduire les responsables à rejeter d'emblée l'option de la mini-centrale mais, ce qui est plus important, refléter une formule de développement qui peut être inadéquate -- et inutilement coûteuse.

Par conséquent, il est utile de passer en revue certaines données sur les coûts relatives à de projets mis en oeuvre dans certains pays en développement ces dernières années (voir

TABLEAU 1. Examen d'ensemble des coûts relatifs à l'installation des mini-centrales hydrauliques dans les pays en développement

| Pays | Capacité (kW) | Hauteur de chute (m) | Coût (par kW ^a) | Équipement (% du coût) | Commentaires |
|--------------------------|---------------|----------------------|-----------------------------|------------------------|---|
| Thaïlande | 800 | 40 | \$ 2 850 | 15 | Construction en béton pour les travaux de génie civil |
| Equateur | 400 | 40 | 2 200 | 36 | Canal renforcé, équipement importé |
| Equateur | 400 | 19 | 2 700 | 30 | Canal renforcé, prise directe ; équipement importé |
| Népal ^b | 200 | 58 | 900 | 36 | Canal partiellement renforcé, barrage en enrochement non compact |
| Népal | 120 | 14 | 900 | 21 | Canal d'aménée renforcé par des matériaux de maçonnerie |
| Indonésie | 120 | 15 | 1 300 | 58 | Pas de canal d'aménée, turbine locale |
| Thaïlande | 100 | 79 | 950 | 21 | Construction en béton pour les travaux de génie civil |
| Philippines ^b | 100 | 27 | 750 | 38 | Matériaux de construction et turbine locaux |
| Indonésie | 90 | 19 | 1 050 | 54 | Canal d'aménée renforcé par du béton |
| Népal | 80 | 16 | 1 650 | 23 | Matériaux et turbine locaux |
| Népal | 80 | 34 | 1 050 | 31 | Matériaux et turbine locaux |
| Népal | 25 | 22 | 650 | 28 | Ouvrages d'irrigation existants |
| Indonésie ^b | 15 | 22 | 600 | 30 | Pas de canal d'aménée ou de régulateur ; alternateur d'occasion |
| Thaïlande | 15 | 10 | 2 350 | 41 | Barrage en terre et canal d'aménée |
| Thaïlande | 10 | 6 | 1 500 | 27 | Canal renforcé, turbine locale |
| Pakistan ^b | 10 | c | 270 | 61 | Matériaux et équipement locaux |
| Népal | 9,5 | 9 | 600 | 46 | Matériaux et équipement locaux, à l'exception de la conduite forcée |
| Pakistan ^b | 7,5 | c | 320 | 60 | Matériaux et équipement locaux |

^a A l'exclusion des coûts de transport et de distribution.

^b Projets réalisés et gérés localement.

^c Hauteurs de chute précises inconnues (généralement entre 5 et 10 m).

Sources : Thaïlande (NEA), Philippines (NEA), Indonésie (PLN), Népal (BYS), Pakistan (ATDO), Equateur (INECEL).

Tableau 1). Il est à nouveau conseillé de considérer ces chiffres avec circonspection. Les renseignements proviennent de documents publiés et non publiés. L'auteur n'a pas procédé à l'évaluation du site, en conséquence, il est possible que ces données ne reflètent pas les coûts véritables des projets. De plus -- et cela s'applique quasiment à toutes les sources -- ces données n'ont trait en général qu'aux coûts directs de construction des mini-centrales. Les coûts indirects ou "invisibles" qui surviennent inévitablement lors du processus de développement n'entrent pas en ligne de compte, notamment :

- Coûts sous forme de subventions, cachées.
- Coûts du "cumul de l'expérience" qui s'échelonnent sur plusieurs années d'un programme.
- Coûts socioculturels qui découlent de la mise en valeur d'un site. Ces coûts sont tangibles, mais il est difficile de leur attribuer une valeur et ils sont par conséquent négligés.

Pour déterminer une gamme de prix acceptable en matière de mini-centrale hydraulique, outre les chiffres proposés par la Banque mondiale de 2 000 à 3 000 dollars par kW installé (11), il est conseillé de rejeter les chiffres qui ne tiennent pas compte de facteurs importants tels que :

- Les caractéristiques de la demande en énergie (sur le plan quantitatif et qualitatif) de la région desservie.
- Les coûts de transport du combustible dans la région.
- La distance qui sépare le projet du réseau électrique existant.
- Les caractéristiques physiques du site.

A l'évidence, ce qui détermine un ordre de coût acceptable pour une mini-centrale hydraulique dépendra des coûts relatifs des énergies de substitution. A ce jour, l'option la plus commune dans les pays en développement est le générateur diesel. La Fig. 1 donne une idée des coûts de production d'une petite installation hydraulique de 100 kW, par rapport à une centrale diesel de dimensions similaires. Les hypothèses retenues en matière de coûts de combustible, d'investissement et de durée de vie utile, prèchent concrètement en faveur de l'option diesel. Il convient de noter que la centrale hydraulique devient de plus en plus compétitive à mesure que le facteur de charge augmente, vu que les coûts du combustible n'entrent pas en considération.

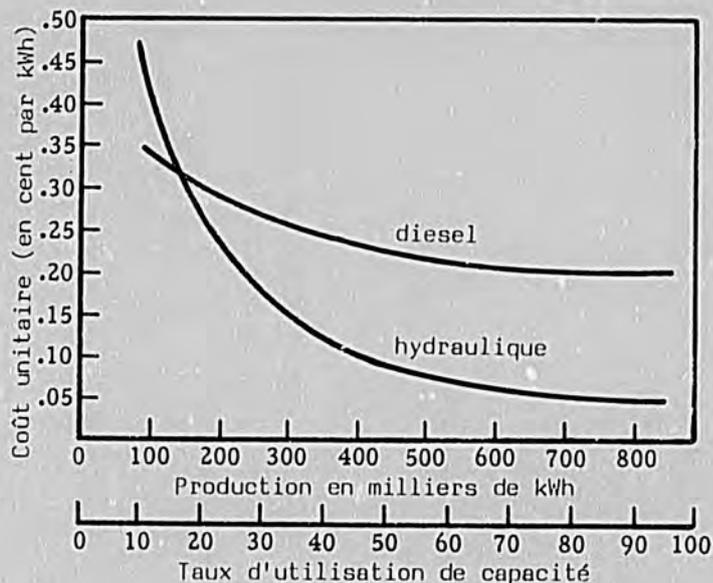


Fig. 1. Incidence du taux d'utilisation de capacité sur le coût unitaire de production (pour une centrale de 100 kW). Ces statistiques se fondent sur les hypothèses selon lesquelles le coût d'investissement par kW est de \$ 3 000 pour l'hydraulique et de \$ 450 pour le diesel ; le coût annuel d'exploitation et de maintenance est de 1,5 % du coût d'investissement pour l'hydraulique et de 4,5 % pour le diesel ; le prix du combustible est de 18 cents le kWh pour le diesel ; la durée de vie utile est de 30 ans pour l'hydraulique et de 20 ans pour le diesel ; et le taux d'intérêt est de 12 %.

QUESTIONS FONDAMENTALES

Adapter la technologie aux besoins

Comme on l'a mentionné auparavant, des coûts pris hors contexte peuvent induire en erreur, vu que les données sont fréquemment incomplètes ou difficiles à quantifier et que les prix du marché peuvent grandement différer d'un pays à un autre et parfois d'une région à une autre au sein du même pays. Les analyses fondées uniquement sur le coût -- voire sur le coût partiel d'une installation, tel que les dépenses d'équipement et des travaux de génie civil -- ne peuvent donner une idée précise sur le coût d'un projet vu que beaucoup d'autres variables influent sur son prix global. L'attrait économique d'un projet est fonction du coût et de l'application de l'énergie produite. S'il convient d'étudier les facteurs qui réduisent les variables d'entrée (coûts) il est peut-être plus important encore de tenter de maximiser l'usage de l'énergie ; en d'autres termes, de maintenir un taux élevé d'utilisation de capacité. Pour cette raison, la planification de la charge a une incidence cruciale sur le coût final de l'énergie produite. Le taux d'utilisation de capacité dépendra du degré de concordance entre

la technologie et les besoins en énergie du consommateur, à savoir du rendement, de la capacité de la centrale, des efforts déployés pour promouvoir l'utilisation de l'énergie et de la politique tarifaire.

En premier lieu, le choix énergétique doit être adéquat. Les solutions complexes pour répondre à des besoins simples en milieu rural entraînent des coûts élevés pour le consommateur. Un corrolaire du critère d'opportunité est l'élément temps. Vu que les mini-centrales hydrauliques sont exploitées de manière intermittente en raison des variations du débit, le facteur temps de l'alimentation en énergie peut être critique. Par exemple, si la demande ne coïncide pas avec les caractéristiques saisonnières du débit d'un site, les impératifs éventuels de stockage pourraient majorer amplement les coûts de construction.

En second lieu, les considérations relatives à la capacité sont importantes. Le taux d'utilisation de capacité d'une centrale hydraulique devrait atteindre au moins 15 % pour qu'elle concurrence avec succès les installations thermiques. La consommation des ménages est généralement très faible dans la plupart de ces régions, aussi est-il important de mettre l'accent sur les usages industriels pendant la journée, ou sur les applications "productives," surtout lorsque la demande existante est satisfaite par une production thermique plus coûteuse ou lorsque l'hydraulique peut répondre à une demande industrielle nouvelle qui ne peut être couverte de façon économique par les sources traditionnelles d'énergie. Une fois que la charge industrielle existe, on peut approvisionner les ménages à des tarifs plus modérés. Des études ont montré que lorsque des sources d'énergie modernes sont introduites dans une région et qu'elles satisfont des usages industriels, la demande d'énergie du secteur public augmente rapidement (3). Les Tableaux 2 et 3 illustrent la relation qui existe entre le facteur de charge et les coûts de production de l'énergie. Il faut noter qu'à mesure que le facteur de charge s'accroît, le coût de l'énergie distribuée enregistre une forte baisse. Le Tableau 2 montre que des facteurs de charge plus élevés offrent une plus grande latitude en matière d'investissement pour assurer l'équilibre financier du projet tout en maintenant les mêmes redevances.

Afin que les coûts correspondent à la solvabilité des consommateurs, le développement initial d'une nouvelle source d'énergie isolée doit être fonction du rythme de la demande de manière à maintenir les coûts unitaires à un niveau suffisamment bas, pour l'utilisateur, et permettre à la demande de croître. On peut atteindre cet objectif en adoptant des formules de développement progressif et des politiques tarifaires qui encouragent la consommation.

TABLEAU 2. Comparaison du facteur de charge et du coût d'investissement pour une centrale type de 50 kW dans l'Etat d'Uttar Pradesh en Inde^a (5)

| Facteur de charge (en %) | Coûts d'investissement par kW (en \$) |
|--------------------------|---------------------------------------|
| 10 | 212 |
| 20 | 675 |
| 30 | 1 150 |
| 40 | 1 613 |
| 50 | 2 075 |
| 60 | 2 537 |
| 70 | 3 000 |
| 80 | 3 475 |
| 90 | 3 938 |
| 100 | 4 400 |

^a Suppose l'établissement d'une redevance fixe dans l'Etat d'Uttar Pradesh et un recouvrement total des investissements.

TABLEAU 3. Comparaison des facteurs de charge et du coût de production pour cinq projets de 200 kW dans l'Etat d'Uttar Pradesh, en Inde^a (5)

| Projet | Facteurs moyens de charge (en %) | Coût moyen du kWh (en cents) |
|--------------|----------------------------------|------------------------------|
| Guptkashi | 23,6 | 7 |
| Genti-Cherra | 20,3 | 8,3 |
| Tilwara | 22,3 | 10,1 |
| Koti | 10,7 | 27,5 |
| Deoprayag | 4,1 | 62,5 |

^a Suppose un amortissement total sur 6 ans.

FACTEURS PRINCIPAUX QUI INFLUENT SUR LES COÛTS

Les coûts de mini-centrales hydrauliques peuvent être tributaires de nombreux facteurs relatifs au site, à l'échelle de développement, à l'objectif du projet et à la formule technologique.

Caractéristiques du site

Le sélection du site influe de façon critique sur le coût final du projet. Les principales caractéristiques qui auront une incidence sur le coût lors de la sélection du site sont les suivantes :

- Position du site par rapport au centre de charge.
- Importance de la hauteur de chute (en particulier) et du débit.
- Déclivité du cours d'eau, et donc distance sur laquelle se concentre la hauteur de chute.
- Facilité d'accès.

Les sites sont souvent choisis en fonction des avantages technologiques qu'ils offrent. Il est tout aussi, voire plus important, que la puissance délivrée réponde à une demande suffisante provenant des environs de la centrale. Ainsi donc, le premier impératif est de faire en sorte de la centrale soit située là où l'énergie peut être utilisée. Les taux d'utilisation de capacité seront très bas si la demande de charge avoisinante n'est pas suffisante (à moins que le site puisse être raccordé au réseau central).

La sélection du site est également importante selon le type de projet à réaliser : site de basse ou de haute chute, au fil de l'eau ou avec ouvrage de retenue. Le choix du site sera fonction de la hauteur de chute et du débit.

Si l'on peut choisir entre des sites adaptés à une installation au fil de l'eau et ceux qui exigeront la construction de nouveaux barrages, il sera généralement plus rentable de donner la priorité aux premiers, vu que les coûts de construction et de maintenance d'un barrage sont élevés surtout pour les centrales de faible capacité. En outre, le barrage peut :

- créer des problèmes importants au niveau de l'environnement et de la santé,
- causer des dommages énormes en cas de défaillance pendant les périodes de débits de pointe,
- allonger considérablement le temps de construction,
- exiger le déplacement d'immeubles ou de communautés entières en amont,
- gêner la navigation sur le fleuve et la migration des poissons.

Les barrages sont également sujets au problème d'envasement, ce qui peut compliquer la conception et l'entretien de l'ouvrage de prise et peut en dernière instance rendre le barrage inutile pour l'objectif recherché.

Une autre solution pour les sites qui disposent de hauteurs de chute naturelles élevées est de

construire des petits barrages à écluses afin de diriger une partie du débit de la rivière vers la prise d'eau. Les petits barrages de dérivation sont plus faciles à construire et à entretenir dans une région rurale éloignée et n'ont pas besoin d'être des constructions permanentes. On peut les ériger en plaçant des rochers et des gros galets en travers du cours d'eau et les remplacer facilement après chaque saison de débit de pointe. Ce serait la manière la plus simple de construire ce type d'ouvrage pour un très petit projet, mais l'on peut également construire des ouvrages permanents pour des sites plus grands à un coût bien inférieur à celui d'un barrage de retenue.

En vue d'optimiser l'efficacité par rapport au coût, il conviendra de choisir le site de façon à obtenir la hauteur de chute maximale sur la plus courte distance possible de la prise d'eau à la turbine. En règle générale, l'importance de la hauteur de chute disponible sur un site de mini-centrale hydraulique est l'élément de coût déterminant. Le volume d'eau nécessaire à la production d'une quantité donnée d'énergie diminue sous des hauteurs de chute plus élevées, ce qui permet de réaliser des économies au niveau de la turbogénératrice et éventuellement, des travaux de génie civil selon la pente de la rivière et le terrain. Vu que nombreuses seront les possibilités d'installation sur des rivières de déclivité graduelle, les distances sur lesquelles l'eau devra s'écouler pour produire des hauteurs de chute suffisantes peuvent être considérables, éventuellement de plusieurs kilomètres. En conséquence, les coûts de génie civil pour les projets de hauteur de chute élevée représentent souvent les coûts les plus importants. En l'occurrence, il faudra envisager de réduire la longueur, donc le coût, du canal d'amenée en installant un canal de pente graduelle qui couvrira la plus grande distance possible entre la prise d'eau et la turbine, de façon à concentrer la hauteur de chute (voir Inversin, mini-projets hydrauliques, présentation de diapositives).

Les sites de faibles hauteurs de chute ont tendance à être plus coûteux en raison des grandes dimensions des machines -- qui peuvent représenter 65 % du coût total (2) -- et du fait qu'ils exigent souvent des barrages. Le coût total d'une centrale de faible hauteur de chute (égale ou inférieure à 20 m) peut être deux à trois fois supérieur à celui d'un projet à hauteur de chute plus élevée (7). On trouvera à la Fig. 2 les coûts moyens de centrales exigeant un maximum ou un minimum de travaux de génie civil. Pour les très petits projets qui n'exigent pas un débit aussi élevé, les hauteurs de chute n'ont pas besoin d'être supérieures à ce que l'on présente généralement comme la gamme de hauteurs de chute basses pour que la renta-

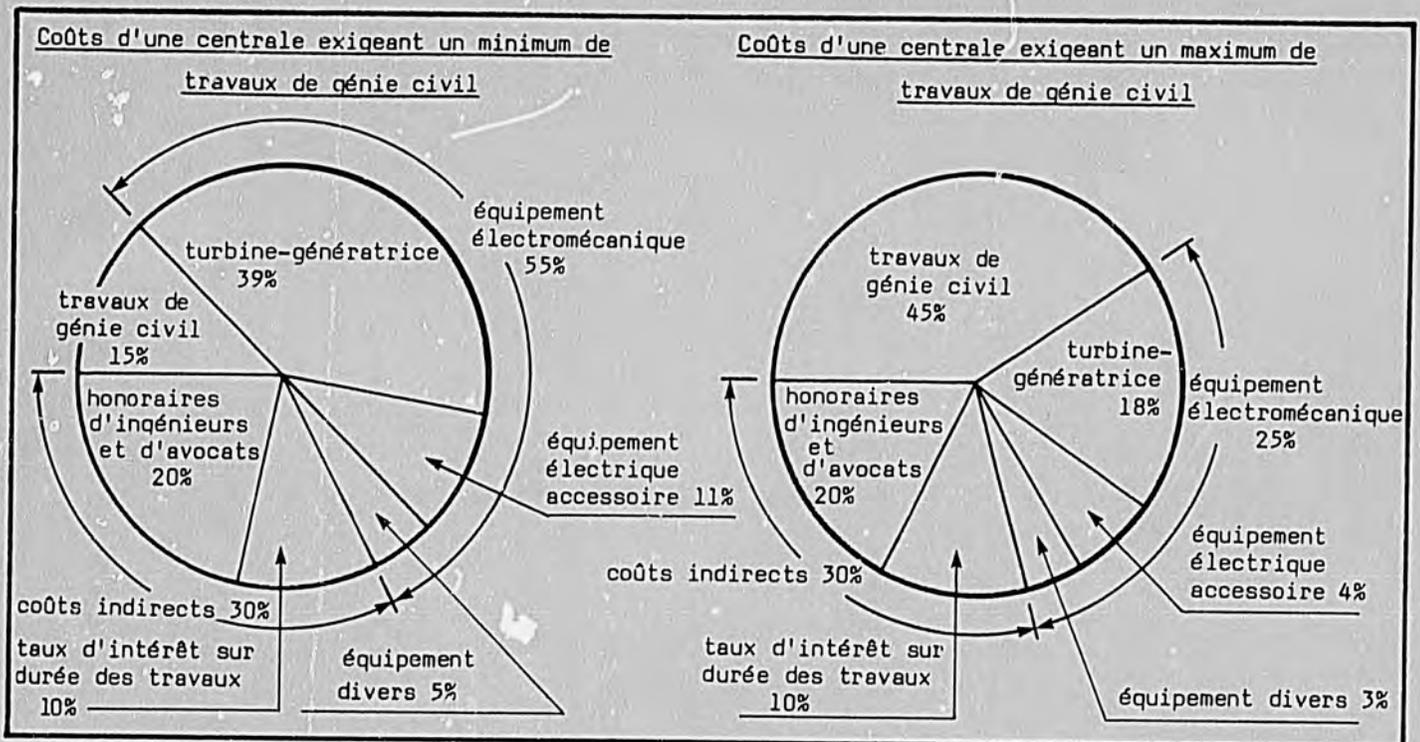


Fig. 2. Part approximative des coûts d'investissement selon la formule de développement conventionnel.

bilité du projet soit assurée. C'est l'une des raisons pour laquelle les micro-centrales qui font appel à la main-d'oeuvre et aux matériaux locaux semblent offrir l'option la plus avantageuse.

Les considérations relatives au débit influent aussi sur le coût unitaire de l'énergie produite par une mini-centrale qui connaît des débits intermittents et variés. C'est pourquoi la qualité des calculs hydrologiques peut influencer de façon critique sur le coût final de la centrale et faire en sorte que l'installation soit dimensionnée correctement.

En dernier lieu, le degré de facilité d'accès au site peut être important, en particulier pour les grands projets qui pourraient nécessiter des matériaux massifs ou lourds et donc des routes. Bien souvent dans les régions tropicales les meilleurs sites à hauteur de chute élevée se trouvent dans les zones où le terrain est inhospitalier ou le couvert forestier dense. Il serait par conséquent préférable de réserver ces sites pour de très petits projets qui n'exigent pas le transport motorisé des matériaux et de l'équipement, vu que le coût de construction de routes peut être extrêmement élevé (de l'ordre de 50 000 dollars par kilomètre aux États-Unis) et que la densité de population est vraisemblablement faible.

Facteurs d'économie d'échelle

Dimension de la centrale

Les ouvrages de référence ne sont pas très explicites sur la question des économies d'échelle relatives aux mini-centrales hydrauliques. En règle générale, le coût d'une unité produite augmente à mesure que la capacité de la centrale diminue. Certains coûts relativement fixes tels que l'analyse de faisabilité, les coûts de conception de l'équipement et la formation professionnelle, ont tendance à rendre les installations de plus faible capacité moins compétitives que les grandes centrales. La règle des économies d'échelle s'applique plus directement aux projets de faible hauteur de chute qui nécessitent un équipement et des ouvrages de renouveau plus perfectionnés.

Cette règle s'applique généralement lorsque les techniques de conception et de construction pour les petits projets s'inspirent d'une technologie conventionnelle mise au point pour des grands projets hydrauliques. Cependant, d'importantes économies peuvent être réalisées si l'on adopte une formule non conventionnelle, basée sur une centrale plus petite qui privilégie une conception plus simple, les compétences et les matériaux locaux. Cette formule semble faire

jouer les économies d'échelle en sens inverse puisque les coûts unitaires augmentent dans ce cas en fonction de la dimension de la centrale.

Considérations relatives au programme

Les coûts d'installation seront vraisemblablement fonction de l'envergure du programme, étant donné que certains coûts peuvent être étalés sur plusieurs projets. Il pourrait se révéler très avantageux au titre de cette démarche d'établir des réseaux électriques régionaux en vue d'améliorer les facteurs de charge et de limiter le nombre de centrales à construire. Si l'on entreprend plusieurs projets il faudra penser à normaliser les techniques utilisées, la conception générale et l'équipement. Vu que les conditions varieront vraisemblablement d'un site à un autre, la conception des travaux du génie civil devra être assez flexible pour permettre les innovations qui conviennent à chaque site.

On garantit la plus grande efficacité par rapport au coût en choisissant des sites ayant des caractéristiques similaires de hauteur de chute et de débit et en normalisant le matériel. La standardisation de l'équipement turbo-générateur non seulement réduit les coûts de conception et de fabrication mais raccourcit également les délais de livraison. Elle permet par ailleurs de monter un stock de pièces de rechange qui sera utilisé en partage par plusieurs sites ce qui minimise le volume de matériel que chaque centrale devra conserver sur place. Lorsqu'il est possible de normaliser l'équipement les coûts du projet peuvent diminuer de 10 à 15 % (2).

Il convient de noter que la normalisation excessive de l'équipement peut réduire le rendement d'exploitation des centrales. Aussi faudra-t-il installer des turbines qui fonctionnent dans des conditions très variées de hauteur de chute et de débit, telles que les turbines à impulsion radiale et les pompes centrifuges converties utilisées dans des configurations de groupe multiple.

Opportunité du développement

On peut améliorer les économies d'échelle en abordant le développement d'un site de façon progressive plutôt qu'en mettant en valeur le potentiel énergétique total de la centrale dès le début. Vu que le facteur de charge et le taux global d'utilisation de la capacité sont faibles pendant les premières années de mise en service, le sous-emploi de la capacité entraîne un coût unitaire élevé pendant cette période. Dans une formule de développement progressif, les ouvrages de prise et la conduite forcée devront être conçus pour capter le volume maximal de hauteur de chute de façon à pouvoir

augmenter la capacité de la centrale en turbinant des débits plus importants -- en supposant que l'approvisionnement en eau soit suffisant. La conduite forcée devra être assez grande pour pouvoir résister à un volume et une pression plus élevés qu'à la mise en service, et être exploitée ultérieurement avec des groupes turbogénérateurs supplémentaires ou de plus grande puissance à mesure que la charge augmente. La conception du bâtiment-usine devra prévoir une marge de profondeur pour les fondations et l'espace intérieur de la centrale permettre l'adjonction future d'équipement. L'avantage de cette formule est qu'elle n'entrave pas le processus d'accroissement de la demande puisqu'elle établit, dès le départ, un coût d'énergie qui n'est pas excessivement élevé pour les usagers. Un développement progressif permet également d'expérimenter des innovations techniques sans engager trop d'argent.

On peut encore envisager d'installer un générateur diesel pour satisfaire la demande initiale et repousser la date de construction de la centrale à une date ultérieure. Le groupe diesel pourrait être ensuite transféré dans un autre village et encourager la demande dans ce nouveau site (5).

La décision relative aux dimensions de la centrale et à l'opportunité de l'agrandissement devra, bien entendu, se baser sur l'étude de faisabilité socio-économique. Cependant, vu qu'il est souvent difficile de prévoir la croissance de la charge dans les régions isolées des pays de développement, la formule du développement progressif pourrait être un moyen utile de vérifier la véracité des calculs prévisionnels.

Critères d'utilisation

Usages multiples

Dans les sites à faible hauteur de chute, il conviendra de donner la priorité aux conceptions où la production d'énergie est une composante d'un projet polyvalent. Par exemple, installer une centrale près de travaux d'irrigation ou sur un barrage existant utilisé pour la régularisation des crues, la pisciculture ou à des fins de loisirs peut considérablement améliorer la rentabilité d'un projet. De même, les nouveaux projets hydrauliques polyvalents qui incluent la production d'énergie peuvent être plus rentables qu'une installation à vocation unique. Bien qu'en termes absolus les projets hydrauliques polyvalents soit plus onéreux, le coût par unité d'énergie produite peut être nettement plus faible vu que l'investissement est réparti entre diverses applications, notamment l'approvisionnement municipal en eau, l'irrigation, la régularisation des crues, la pis-

ciculture, la navigation et les loisirs. Les sites qui permettent l'irrigation et la production d'électricité -- ce qui est souvent le cas en Chine et Indonésie -- offrent les conditions optimales pour les projets polyvalents vu que les travaux d'irrigation permettent de réduire le coût de l'énergie et que celle-ci fait baisser le coût de distribution de l'eau. Il importe de noter, toutefois, que la date de mise en service et la conception retenue peuvent aboutir à des usages concurrentiels de l'eau, ce qui pourrait indirectement augmenter le coût des autres usages de l'eau comme par exemple produire de l'électricité lorsque l'eau est dérivée pour l'irrigation.

Objectif du projet

Les critères d'utilisation peuvent aussi être évalués par rapport à l'objectif du projet : substitution aux combustibles ou développement rural, deux objectifs qui ne s'excluent pas nécessairement. Même dans le cas de mini-centrales isolées où la substitution de carburant est minime rapportée à l'échelle nationale, les économies d'argent liquide qui résultent de besoins en kérosène et en gas-oil moindres peuvent constituer l'avantage le plus important, outre le développement rural que favorise le projet. En ce sens, les mini-centrales hydrauliques peuvent n'être économiques que dans les cas où le prix du combustible est particulièrement élevé en raison des coûts de transport sur de longues distances. Cependant, lorsque l'objectif premier du projet est de réduire le déficit commercial du pays, le choix technologique -- à savoir la capacité de la centrale et l'ampleur du programme -- revêt alors une importance cruciale.

On atteint les économies maximales lorsqu'il est possible de mettre en service de très petites centrales selon une technologie non conventionnelle (voir Tableau 1). Toutefois, à l'échelon national, la substitution des importations est limitée en raison de la faible capacité cumulée d'un nombre même important de sites de ce genre. La Côte-d'Ivoire produit plus d'un million de MWh d'électricité d'origine thermique chaque année. Si l'on installait 50 centrales de 25 kW à travers le pays, en posant comme hypothèse un taux d'utilisation de capacité relativement élevé de 50 %, le potentiel annuel de substitution de combustibles s'élèverait au plus à 5 500 MWh, soit 0,5 % seulement de l'électricité totale actuellement produite. Cet objectif sera plus facilement atteint dans des sites beaucoup plus grands, dont la rentabilité pourrait ne pas être aussi élevée. A l'heure actuelle, les mini-centrales hydrauliques ne sont une technologie rentable de substitution des impor-

tations à l'échelon national que lorsque la capacité de la centrale oscille autour de 1 MW, niveau auquel les économies d'échelle se font plus nettement sentir.

Considérations relatives à la politique tarifaire

La politique tarifaire peut être un facteur important dans la détermination du coût par kWh d'une centrale isolée. Puisque la production d'hydro-électricité n'exige pas de combustible, à la différence des centrales thermiques, un taux élevé d'utilisation de la capacité réduit les coûts unitaires, alors que l'effet est contraire pour la production à base de combustibles. De ce fait, l'objectif devrait être double : faire correspondre la capacité installée à la demande de pointe de façon progressive (rôle de la conception) et maintenir un facteur de charge élevé (rôle de la politique tarifaire). En d'autres termes, la politique tarifaire devrait encourager la consommation d'énergie et l'accroissement de la demande particulièrement en période "creuse." Par conséquent, l'élément clé, dans les mini-centrales hydrauliques est de maintenir des coûts d'installation à un niveau faible (les frais d'exploitation et de maintenance sont minimes) de façon à appliquer à l'utilisateur une redevance unitaire modique ce qui permettra en retour d'améliorer le facteur de charge. Toutefois, même si les coûts d'installation sont faibles, il sera peut-être nécessaire, initialement, de fournir l'électricité à un coût inférieur au prix de revient, pour stimuler la demande pendant la période critique qui suit la mise en service et augmenter le taux d'utilisation de capacité de la centrale. Cela vaut particulièrement pour les régions rurales éloignées des pays de développement où "il n'est pas facile de motiver l'utilisateur à payer pour un service auquel il n'est pas habitué et qui est étranger aux schémas de son comportement social," (2) et où la population est souvent trop pauvre pour s'acquitter des redevances.

L'expérience a prouvé qu'il est préférable de privilégier la demande non domestique, à savoir les usages "productifs" si l'on veut garantir le succès des mini-centrales. Lorsque l'énergie produite est utilisée à des fins industrielles, le taux d'utilisation de la capacité est souvent deux fois plus élevé que lorsque l'on assure simplement l'alimentation des ménages et l'éclairage public (1). En l'espèce, il est recommandé d'appliquer une redevance forfaitaire au consommateur (montant X par ampoule et par mois), comme cela est le cas au Pakistan et au Népal, en vue de stimuler la consommation et d'éviter le raccordement d'un système onéreux de compteurs pour fixer les redevances unitaires.

Formule de développement

Il existe deux grandes formules techniques en matière de mini-centrale hydraulique : la conception conventionnelle et la conception non conventionnelle. La démarche conventionnelle est basée sur les normes établies pour la construction et la gestion des grandes centrales hydro-électriques qui sont ensuite adaptées aux sites plus petits. Dans les pays de développement, cette formule se traduit souvent par l'intervention des administrations du gouvernement central, qui lancent et gèrent les programmes. Les initiatives font fréquemment appel à l'importation d'équipement, à l'usage de matériaux le plus souvent permanents tels que le béton armé pour les travaux de génie civil. Dans la formule non conventionnelle, le projet est généralement entrepris et géré par la population locale. Les conceptions sont plus simples, elles font appel à l'équipement fourni sur place et à des principes basés sur des techniques d'irrigation et d'utilisation primaire de l'énergie hydraulique que les villageois connaissent bien.

La différence essentielle entre ces deux formules est que le développement conventionnel met

l'accent sur la maximisation des ressources -- d'où l'usage d'ouvrages permanents et d'un équipement plus perfectionné basé sur des conceptions qui visent à tirer parti au maximum du potentiel énergétique d'un site donné. Les conceptions non conventionnelles par contre sont basées sur des "besoins minimaux," ce qui implique moins d'effort au niveau de l'analyse de fiabilité mais également une construction moins efficace et moins durable (7).

Ces différences reflètent le compromis fondamental qu'il convient d'établir entre le coût et la performance. Pourtant, contrairement à ce que l'on pense généralement, il pourrait être contre-productif d'essayer de maximiser à tout prix le rendement d'une centrale, puisque les coûts occasionnés pourraient être trop élevés par rapport à la conversion d'énergie supplémentaire que l'on réalise, en particulier quand il s'agit de mini-centrales isolées. (Voir Tableau 4 pour une description générale des éléments particuliers à chacune de ces deux formules.)

La démarche non conventionnelle est limitative au niveau des dimensions de la centrale parce que la faiblesse des ressources locales ne

TABLEAU 4. Formules conventionnelle et non conventionnelle en matière de construction de mini-centrale hydraulique

| | Conventionnelle | Non conventionnelle |
|--------------------------|---|--|
| Capacité | Supérieure à 100 kW | Inférieure à 100 kW |
| Type de système | Tout type, mais le plus souvent bassin de retenue, chute faible et fort débit | Au fil de l'eau, hauteurs de chute moyenne et basse, petits cours d'eau |
| Choix technologique | Centrale hydraulique conventionnelle ; l'accent est mis sur l'usage d'équipement importé efficace pour maximiser les ressources | Conception non conventionnelle et innovatrice ; l'accent est mis sur la technique et les matériaux locaux, la main-d'oeuvre bénévole. Les choix sont rigoureusement fonction des besoins |
| Utilisation de l'énergie | Alimentation des grands centres ruraux ou raccordement au réseau électrique national | Energie mécanique et/ou électrique pour les petites villes et les villages |
| Objectif du projet | Substitution du combustible importé, électrification rurale de grande envergure | Satisfaire les besoins fondamentaux en énergie, développement rural |
| Gestion | Administrations du gouvernement central compagnies nationales de services publics | Villages, coopératives, entrepreneurs locaux |
| Politique tarifaire | Conventionnelle basé sur le coût marginal | Flexible, redevance forfaitaire pour stimuler la consommation |

permet pas de construire l'équipement plus grand et plus perfectionné et les ouvrages requis pour une capacité supérieure à 100 kW. Néanmoins, elle est économique pour les raisons suivantes :

- La technologie est plus simple et peut être facilement comprise par les villageois.
- De plus grandes innovations en matière de conception sont possibles.
- La maintenance est simplifiée vu que les matériaux sont disponibles sur place.
- La participation de la collectivité, sur laquelle repose cette formule, permet de réduire les coûts de main-d'oeuvre, d'ingénierie et de gestion et de maximiser les chances de succès à long terme du projet.

On ne saurait trop insister sur l'importance de ce dernier point. L'initiative locale permet de réaliser des économies puisqu'il n'est plus nécessaire qu'une administration lointaine du gouvernement central assure la supervision du projet. Il y a également de plus fortes chances que le projet soit conçu de façon à satisfaire les besoins de la population locale, vu qu'elle va prendre part à la conception et à la construction et que les villageois seront en mesure et désireux de payer pour cette centrale et de la maintenir en état.

TENDANCE DES COÛTS

Si l'on prend en ligne de compte les facteurs essentiels qui influent sur les coûts, surtout ceux liés à l'ampleur des travaux, les données de référence sur les coûts disponibles à ce jour permettent de dégager quelques tendances intéressantes. La Fig. 3 présente une série de courbe des coûts qui couvre la gamme des dimensions des centrales et les différentes formules de développement. A l'échelon inférieur de la gamme de capacité, les coûts sont nettement plus faibles pour les projets qui -- d'ampleur égale -- mettent l'accent sur la formule locale de développement (comme au Pakistan et au Népal) plutôt que sur une formule plus conventionnell.

Entre ces deux catégories se trouve une courbe qui représente le coût d'une centrale où les ouvrages de génie civil sont de caractère conventionnel mais où l'équipement turbogénérateur ne l'est pas (on utilise par exemple des pompes centrifuges que l'on trouve couramment dans le commerce dans des applications centripètes). Il convient de noter que chaque courbe indique des économies d'échelle ; le coût d'investissement unitaire baisse à mesure que la capacité augmente. Mais prises dans leur ensemble, les

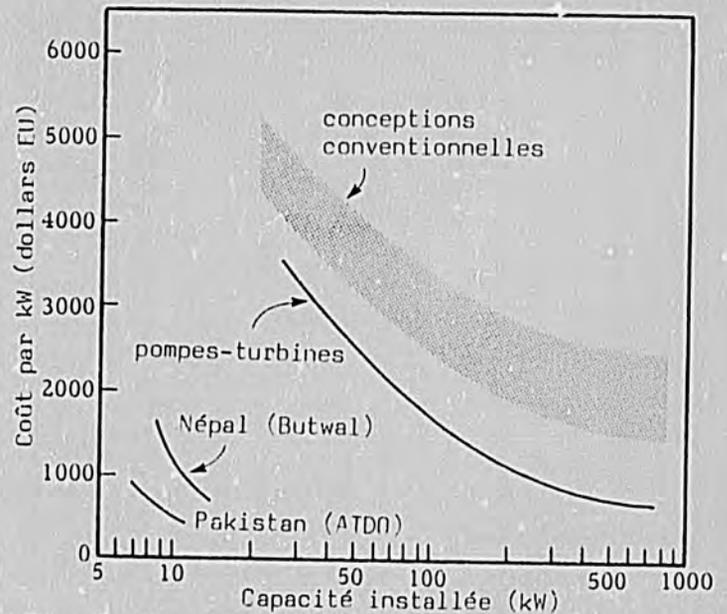


Fig. 3. Courbes de coût relatives aux différentes formules de développement des mini-centrales hydrauliques.

Sources : Pakistan (ATDN), Népal (Butwal), New York State Energy Research and Development Authority.

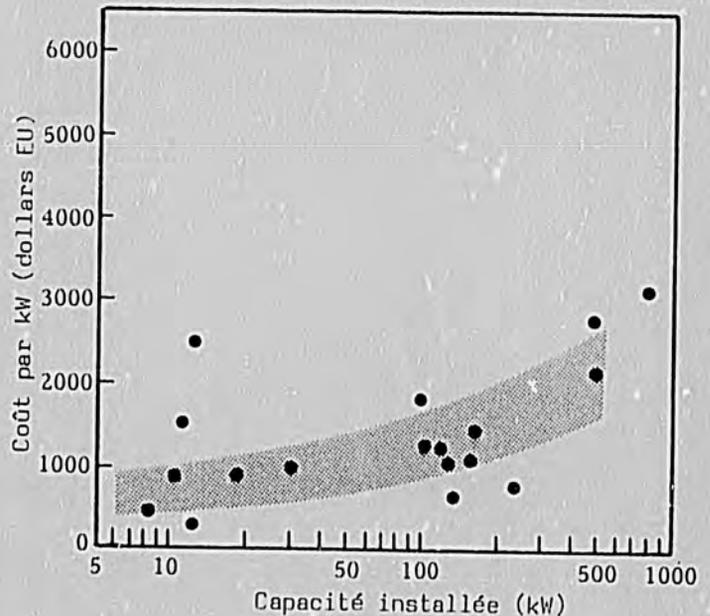


Fig. 4. Courbe de coûts relative aux mini-centrales détaillées au Tableau 1.

courbes reflètent le phénomène inverse des pertes d'échelle : le coût par unité installée augmente lorsque la capacité augmente.

La Fig. 4 regroupe les coûts des 18 projets détaillés au Tableau 1. Cet échantillon de coûts réels tend à confirmer la tendance aux pertes d'échelle.

On pourrait conclure des Figs. 3 et 4 que lorsque les conditions hydrauliques ne permettent que la construction de centrales de très faible capacité, (inférieure ou égale à 100 kW) les formules conventionnelles ne sont pas aussi rentables que les formules classiques. Les courbes montrent que les économies de coût ne sont pas aussi élevées dans le cas des grands projets (supérieurs à 500 kW), mais la courbe se stabilise progressivement et amorce ensuite une tendance à la baisse.

Il reste la gamme la moins économique, comprise entre 100 et 500 kW, où les technologies locales sont actuellement difficiles à appliquer, mais où les économies d'échelle qui résulteraient de formules plus conventionnelles ne prêchent pas en faveur de la mini-centrale hydraulique. Pour cette catégorie de centrales, il serait sans doute préférable d'envisager certains travaux de génie civil adaptés à un projet local qui minimisent l'usage du béton et de l'acier et les remplacent par des pompes standardisées adaptées à des turbines construites sur mesure (comme l'a proposé la New York State Energy Research and Development Authority).

CONCLUSION

En résumé, les coûts de mini-centrales hydrauliques sont très variables et tributaires d'une myriade de facteurs techniques, économiques et institutionnels intimement liés. Les solutions du moindre coût sont plus vraisemblables lorsque tous les facteurs sont considérés dans leur ensemble. Un projet techniquement idéal peut aboutir à un mauvais usage des ressources si l'on n'a pas dûment pesé les facteurs socio-économiques suivants :

- L'énergie produite est-elle adaptée aux besoins et sera-t-elle disponible sur demande ?
- Est-elle d'un prix abordable, et si oui, les habitants sont-ils disposés à assurer la viabilité économique de la centrale ?
- Est-il possible de la maintenir en état ?

La participation de la population locale dès le lancement du projet -- qu'il s'agisse de la conception, du regroupement des informations techniques, de la construction, de la gestion et de la maintenance du système -- peut promouvoir la rentabilité d'une mini-centrale tant sur le plan de l'investissement que de l'extension de sa vie utile.

L'expérience porte à croire que les micro-centrales (d'une capacité inférieure à 100 kW) mises en oeuvre selon des formules "non conventionnelles" offrent la solution optimale en zone rurale éloignée où la demande en énergie

est initialement faible. Le fait est que la démarche conventionnelle qui fait largement appel à l'importation d'équipement, à des matériaux onéreux tels que l'acier et le ciment pour les travaux de génie civil, ne permet pas une grande latitude au niveau de la conception et de la construction. Ces projets devraient être basés sur les critères suivants :

- Utilisation maximale des compétences et des matériaux locaux.
- Adoption de normes de rendement plus faibles mais acceptables.
- Appareillage simple et d'entretien aisé.

Le choix de la formule de développement appelle l'établissement d'un compromis fondamental entre le coût, la fiabilité opérationnelle et le rendement d'une centrale. Toutefois, les installations qui sont aisées à construire sont aussi relativement simples à exploiter, à maintenir en état et à remplacer. On ne saurait en dire autant de la technologie plus complexe adoptée dans certaines régions du monde où l'infrastructure technique n'est pas encore pleinement développée.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

1. Mohammad Abdullah (ATDO), entretien avec Paul Clark (NRECA) au sujet de son expérience au Pakistan en matière de micro-centrales, 1982.
2. Allis-Chalmers. Standardization of Hydroelectric Generating Units for Low-Head Hydro. York, PA: Allis-Chalmers, 1979.
3. Dickinson H, and Whittington HW. Rural Electricity Supplies. Edinburgh, Scotland: University of Edinburgh School of Engineering Science, 1978.
4. Goldenberg J. "Energy Consumption and Decentralized Solutions," Energy and the Developing Nations. Palo Alto, CA: Electric Power Research Institute, mars 1980.
5. Henwood M. "Economics of Mini-Hydropower Development." Compte rendu d'un séminaire de la NRECA sur les mini-centrales hydrauliques pour le développement rural en Asie, Bangkok, Thaïlande, juin 1981. Washington, DC: National Rural Electric Cooperative Association, 1983.
6. Marshall K. Micro-Hydro in U.P. State, India: Past Experience and Lessons for the Future. Rugby, England: Intermediate Technology Industrial Services, 1980.

7. Meier U. Local Experience with Micro-Hydro Technology. SKAT publication Vol. 1, No. 11. St. Gall, Switzerland: Swiss Center for Appropriate Technology, 1981.
8. NRECA. Small Hydropower for Asian Rural Development. National Rural Electric Cooperative Association, 1983.
9. NRECA. Small Hydroelectric Powerplants. Washington, DC: National Rural Electric Cooperative Association, 1981.
10. Tudor Engineering Company. Simplified Methodology for Economic Screening of Potential Low-Head, Small-Capacity Hydroelectric Sites. Palo Alto, CA: Electric Power Research Institute, 1981.
11. World Bank. Energy in the Developing Countries. Washington, DC: World Bank, 1980.

Financement des mini-centrales hydrauliques décentralisées

Douglas Gardner*

Coordinateur régional pour la Haute-Volta, le Mali et le Niger
Fonds d'Équipement des Nations Unies
Ouagadougou, Haute-Volta

INTRODUCTION

Il a toujours été difficile de trouver l'argent nécessaire au financement des projets de développement. De nos jours, vu la récente récession internationale, il est encore plus ardu de trouver les fonds pour les projets de développement notamment ceux des mini-centrales hydrauliques décentralisées (MHD). Par conséquent, il faut que les emprunteurs qui cherchent à financer des projets tels que les petits barrages hydrauliques soient informés de toutes les ressources disponibles en vue de satisfaire leurs besoins techniques et en capitaux.

La nécessité de disposer d'experts pour préparer le dossier financier des petits barrages hydrauliques est particulièrement impérative compte tenu de la nature de ce type de projet -- coût élevé par tête et incertitude quant à la réaction du consommateur en zone rurale -- qui rend l'obtention des fonds difficile. Toutefois, l'obtention de capitaux est l'élément crucial sans lequel la maximisation de cette importante source d'énergie renouvelable ne saurait être envisagée.

SOURCES D'AIDE

Fonds provenant du secteur public

Pour ce qui est du secteur public, il faut distinguer les sources d'aide multilatérale, bilatérale et nationale pour le financement des petits barrages hydrauliques. A chacune de ces catégories appartiennent des organismes dont les objectifs et les critères de prêt varient.

Un certain nombre d'éléments clés sont communs à tous les bailleurs de fonds du secteur public. L'emprunteur ou le bénéficiaire éventuel d'une subvention doit savoir que les donateurs considèrent généralement deux critères : le caractère prioritaire et les aspects socio-économiques du projet.

* Les points de vue contenus dans ce document sont ceux de l'auteur et ne sauraient être attribués à l'Organisation des Nations Unies, aux organismes qui y sont affiliés, ou à tout autre individu agissant en leur nom.

Projets prioritaires

Le secteur public ne financera que les projets qui sont jugés prioritaires dans le pays. Il faudra qu'un plan de développement clairement formulé montre que le projet est effectivement une priorité. Pour ce qui est des petits barrages, les donateurs hésiteront à financer des mini-centrales hydrauliques car, en l'absence d'un programme global, le financement du projet pourrait être perçu comme une assistance disparate.

Par conséquent, avant de soumettre une demande de financement pour un projet spécifique, les responsables de l'organisme emprunteur devront formuler un programme macro-économique de développement d'ensemble.

Aspects socio-économiques

Si l'emprunteur soumet un projet qui s'intègre dans le plan de développement et le programme énergétique du pays, les donateurs du secteur public procéderont alors à une analyse minutieuse des aspects socio-économiques du projet.

Ils ne vont pas considérer cette demande de financement hors du contexte économique. Ils vont comparer la rentabilité économique et les bénéfices sociaux du projet hydraulique aux avantages qui seraient retirés si les fonds étaient alloués à d'autres projets de développement. Pour les donateurs, il existe en effet un coût d'opportunité de leur capital disponible. Même si les mini-centrales hydrauliques constituaient une grande priorité du gouvernement, les donateurs hésiteraient à engager des fonds pour de tels projets s'ils les considéraient trop coûteux en regard des objectifs visés ou s'ils estimaient que ces ressources pourraient être utilisées à des fins plus appropriées.

Par conséquent, les emprunteurs devront axer un volet de leur demande sur les aspects socio-économiques du projet. Les éléments macro-économiques tels que l'impact sur les revenus de la région, les possibilités d'emploi et la création d'industries secondaires devront être soulignés. Pour les donateurs, la fourniture

d'électricité à elle seule n'est pas synonyme de développement. Ils considèrent plutôt les utilisations productives de cette énergie comme étant le véritable vecteur de développement. Les éléments micro-économiques du projet tels que les estimations de coût, le taux de rentabilité, la marge brute d'autofinancement, la production d'énergie, les sources d'équipement, les apports locaux, la durée d'exécution, etc. doivent également faire partie intégrante du dossier de demande d'assistance financière.

Sources multilatérales

Les sources multilatérales regroupent une grande variété d'organisations dont : les agences spécialisées des Nations Unies et la Banque mondiale, les organismes d'aide régionale tels que le Fonds européen de développement de la Communauté économique européenne, les organismes non gouvernementaux (ONG) tels que l'OXFAM, les services de secours catholiques et les banques régionales de développement telles que la Banque africaine de développement (BAD).

On peut faire appel aux sources multilatérales tant pour l'assistance technique que pour l'aide financière. Toutes deux sont importantes en matière de mise en valeur des mini-centrales hydrauliques. L'assistance technique pourrait inclure le financement d'études de faisabilité, la formation professionnelle et le recrutement d'experts tandis que l'assistance financière pourrait couvrir les achats d'équipement et les frais de construction.

Certains organismes d'aide multilatérale se chargent soit de l'assistance technique soit de l'aide financière. D'autres institutions peuvent financer les deux. Un excellent exemple de cette division assistance technique/assistance financière se retrouve au niveau des Nations Unies. Par exemple, dans le cas d'un projet MHD hypothétique, le Programme des Nations Unies pour le développement (PNUD) pourrait entreprendre une étude de faisabilité et, si les résultats de l'analyse étaient positifs, le PNUD financerait alors des programmes de formation professionnelle pour les techniciens et le recrutement de conseillers techniques. A titre de complément, une autre agence des Nations Unies spécialisée dans l'assistance financière, le Fonds d'équipement (FENU) pourrait financer l'achat de l'équipement nécessaire et la construction du projet.

Les organismes en quête de capitaux pour des projets MHD devraient savoir que les institutions de financement ont des règlements bien définis sur le type d'assistance qu'ils peuvent assurer. Il faut donc bien connaître les domaines d'intervention des donateurs potentiels, afin de mettre toutes les chances de son côté lors de la préparation du dossier.

Les sources d'aide multilatérales financent les projets de développement sous forme de subvention ou de prêt à long terme à faible taux d'intérêt. Ce type de financement à conditions libérales est idéal pour les projets MHD qui ont un faible taux de rentabilité et une marge brute d'autofinancement qui permettent difficilement de rembourser des prêts à intérêt élevé. C'est seulement quand un projet MHD est destiné à un usage spécifique et rémunérateur qui permettrait de rembourser rapidement un prêt à conditions ordinaires que l'on peut faire appel aux institutions financières commerciales. Et même dans ce cas, on ne devrait avoir recours aux sources de financement à intérêt élevé qu'en dernier ressort.

Les Nations Unies et la Banque mondiale.

Ces institutions ont créé des divisions et des organismes spécialisés dans le financement des projets ruraux tels que l'hydraulique décentralisée. L'emprunteur devrait faire appel à ces organisations dès l'étape de formulation de son projet car elles représentent un réservoir colossal de compétences dans le domaine énergétique et hydro-électrique et offrent en outre des possibilités de financement à des conditions favorables.

Les Nations Unies ont un bureau de représentation dans presque tous les pays en développement. Les organismes appropriés devraient se mettre en rapport avec le coordinateur résident de ce bureau lorsqu'un projet MHD est envisagé. Le coordinateur résident pourra orienter ces organismes vers une ou plusieurs des agences de l'ONU qui se chargent de ce type d'entreprise. Vu que les projets MHD peuvent servir une myriade d'objectifs, ils relèveront vraisemblablement du domaine d'intervention de plusieurs agences des Nations Unies qui pourraient fournir l'assistance technique et/ou financière nécessaire.

Le représentant de la Banque mondiale en poste dans la plupart des pays en développement joue un rôle similaire à celui du coordinateur résident des Nations Unies. Il peut faire parvenir les demandes et les études convenables aux experts appropriés de son organisation. Au sein de la Banque mondiale, les trois sources de financement -- l'Association internationale de développement (AID), la Banque internationale pour la reconstruction et le développement (BIRD) et la Société financière internationale (SFI) -- offrent différents prêts à conditions libérales.

Organisations d'aide régionale. Ces institutions telles que le Fonds économique de développement de la CEE offrent une mine de compétences techniques et de ressources financières. Ces organisations se sont fixé des objectifs de

développement humanitaire et proposent une assistance selon des modalités libérales sans imposer trop de conditions.

Organisations arabes. Divers organismes créés par les Etats arabes producteurs de pétrole représentent une source immense de capitaux pour la mise en valeur des ressources hydrauliques d'un pays. Ils financent en général des projets de grande envergure. Par conséquent, l'emprunteur devrait y faire appel pour un programme MHD plutôt que pour des projets individuels de développement de l'hydraulique en zone rurale. Les pays du monde arabe ont amassé de très importantes liquidités au cours de la dernière décennie grâce aux recettes pétrolières.

Organisation non gouvernementales (ONG). Ces organisations se classent dans la catégorie des sources d'aide régionale mais elles ne sont affiliées à aucun gouvernement et sont en générale financées par des donateurs privés ou des oeuvres charitables. Dans la plupart des cas, ces organismes sont créés à des fins religieuses ou humanitaires. Les ONG ont une assise financière plus restreinte que les autres organisations d'aide bilatérale ou multilatérale même si elles constituent, à n'en pas douter, une source non négligeable de capitaux pour des projets hydrauliques en milieu rural. Vu que leurs ressources sont limitées, les ONG privilégient généralement les micro-centrales dans une région donnée plutôt que des projets ambitieux tel que le développement énergétique global du pays. Par conséquent, l'emprunteur devra généralement faire appel aux ONG pour des projets MHD isolés plutôt que pour un programme hydraulique d'ensemble dans le pays.

Banques régionales de développement. Elles représentent également des sources possibles pour le financement de projets MHD. Parmi ces organisations on compte la BAD, la BOAD, et la BDEAC. Les longs délais de remboursement (10-15 ans) et les taux d'intérêts raisonnables généralement fixes (moins de 10 %) sont attrayants pour de tels projets. Cependant, comme la forme d'assistance est un prêt, l'emprunteur doit prouver qu'il peut dégager une marge brute d'autofinancement suffisante pour rembourser le prêt. Les banques de développement régional sont en général plus indulgentes sur la question du remboursement.

Vu que ces banques sont de caractère régional, elles privilégient souvent des projets couvrant plusieurs Etats. C'est un facteur qui joue contre le financement des projets PHD qui ne couvrent qu'une petite zone. Ces banques sont néanmoins des sources auxquelles il est bon de s'adresser en matière d'assistance financière.

Les sources qui viennent d'être citées peuvent offrir des conditions de financement

avantageuses tout comme leurs compétences techniques. Vu leur caractère multilatéral, leur assistance financière est rarement assujettie à des critères nationalistes ou politiques.

Sources bilatérales

Les gouvernements des pays du monde industrialisé constituent d'excellentes sources de financement et de compétences pour la réalisation de projets MHD. Ces organismes adhèrent également au critère général qui veut que le projet soit une priorité du gouvernement et qu'il soit socialement et économiquement justifié. Cependant, compte tenu de la nature de l'aide bilatérale, c'est-à-dire l'assistance directe d'un Etat à un autre, les considérations politiques et stratégiques sont aussi appelées à jouer un rôle dans les programmes d'assistance.

L'aide bilatérale vise deux objectifs. D'une part, le donateur bilatéral veut participer à titre humanitaire au développement d'un pays. D'autre part, l'assistance vise un certain nombre d'objectifs nationalistes : le pays donateur est soucieux de soutenir avant tout les pays en développement avec lesquels existe une communauté d'intérêts, qui sont situés dans une zone stratégique, possèdent des ressources naturelles d'importance cruciale ou constituent de bons débouchés pour ses produits. L'aide bilatérale exige souvent que les biens qui seront utilisés dans le projet MHD proviennent du pays bailleur de fonds. En outre, quand le projet requiert une assistance technique, priorité doit être donnée aux experts du pays donateur. Tout comme l'aide multilatérale, l'assistance bilatérale peut se faire sous forme de subvention ou de prêt à conditions libérales.

Il est parfois possible d'obtenir du gouvernement du pays qui fabrique l'équipement des crédits pour l'installation des centrales hydrauliques. Cependant, ces prêts obéissent à des normes de crédit plus strictes et à des conditions plus astreignantes que les subventions ou les prêts assortis de modalités favorables. Le délai de remboursement des crédits aux fournisseurs est généralement inférieur à 10 ans et les taux d'intérêts fixes oscillent autour de 10 %. Ces crédits sont consentis avant tout pour stimuler les exportations du pays fournisseur plutôt que pour promouvoir le développement.

Sources nationales (secteur public)

Le secteur public, constitue une excellente source de financement pour les projets locaux. En règle générale, il est recommandé dans un projet MHD de maximiser l'usage des ressources locales pour assurer la livraison, faciliter

les réparations et éviter les dépenses des précieuses devises étrangères. Ces sources se pencheront également sur le caractère prioritaire du projet et sa justification socio-économique. Les considérations politiques telles que la zone desservie, le climat prévalant dans la région joueront aussi un rôle dans la prise de décision du pays.

Budget gouvernemental. Il s'agit d'une source possible pour le financement des matériaux locaux, de l'équipement et de la main-d'oeuvre. Toutefois, cette source est d'envergure très limitée dans bon nombre d'Etats africains, vu que les recettes du gouvernement sont souvent inférieures aux dépenses envisagées.

Banques nationales de développement. Voici une autre source potentielle pour le financement de projets locaux. Ces banques connaissent très bien la situation en vigueur et suivront en général les priorités du gouvernement. Il faudra alors que les applications finales du projet engendrent une marge brute d'autofinancement suffisante pour rembourser les prêts à moyen terme, à taux d'intérêt fixe, consentis par ces banques.

Collectivités locales. La collectivité à qui est destinée la centrale hydraulique pourrait être dans l'impossibilité d'avancer l'argent nécessaire à la réalisation du projet mais elle peut fournir une main-d'oeuvre précieuse, des matériaux et assurer le transport. En maximisant ces apports, les capitaux requis des sources multilatérales, bilatérales et nationales peuvent être minimisés. L'expérience montre que la population locale soutient entièrement ce type de projet.

Aucune formule préétablie ne peut servir à identifier la source de financement disponible ou la manière d'obtenir ces fonds. Les variables politiques et économiques du pays en question et les caractéristiques financières de chaque projet MHD, rendent la définition d'une telle formule impossible. Cependant, si l'on connaît les organisations qui s'intéressent à ce domaine et leurs principaux critères de financement, les chances de succès dans la mobilisation des fonds s'en trouvent augmentées.

L'emprunteur doit déterminer les impératifs du projet en comparant les possibilités de subventions et de prêts, d'assistance technique et d'aide financière, d'assistance multilatérale et bilatérale et se mettre ensuite en rapport avec les institutions appropriées en adoptant une démarche prudente et scientifique.

Fonds du secteur privé

Le secteur privé peut financer un projet selon deux méthodes classiques : par apport de capital

en tant qu'actionnaire ou par prêts selon des modalités de remboursement et des taux d'intérêts définis. Malheureusement, le coût très élevé, la faible rentabilité et le caractère infrastructurel des projets MHD circonscrivent en réalité la participation du secteur privé. Ces sources ne devraient pas pour autant être ignorées.

Actionnaires privés

Les actionnaires privés d'un projet peuvent être des particuliers ou des sociétés. Comme la rentabilité d'un programme MHD est au mieux marginale, les seules personnes ou sociétés qui seraient susceptibles d'intervenir sont les utilisateurs finals de l'électricité produite par la centrale. Par exemple, les propriétaires des zones forestières situées aux alentours du site potentiel pourraient vouloir investir dans le projet qui leur fournirait l'électricité pour la scierie qu'ils envisagent de construire. Ainsi, l'intervention privée n'est envisageable que lorsque l'investisseur s'intéresse aux applications de l'électricité produite.

Bailleurs de fonds privés

Le critère clé pour les institutions privées en matière de prêt, qu'il s'agisse de banques nationales ou internationales, est la capacité du projet à engendrer suffisamment de recettes pour rembourser la dette. Une marge bénéficiaire est incluse dans la somme à rembourser en vue d'encourager le prêteur à risquer ses capitaux.

Capitaux des banques commerciales

Dans la plupart des cas, les institutions commerciales de prêt ne s'intéressent pas aux projets MHD vu que leur marge brute d'autofinancement n'est en général pas assez importante pour rembourser un prêt à moyen terme. C'est seulement quand une application spécifique est en mesure d'assurer une marge convenable que les institutions commerciales peuvent prendre le risque d'engager des capitaux pour le projet. Les banques nationales du pays pourraient être prêtes à prendre ce risque vu qu'elles connaissent bien l'environnement local et la solvabilité de l'utilisateur. Les banques internationales ignorent en général qui sont les utilisateurs qui pourraient octroyer un prêt pour un programme MHD débouchant sur des applications spécifiques sous réserve néanmoins que le gouvernement se porte entièrement garant de l'entreprise.

En tout état de cause, le caractère des prêts commerciaux (à moyen terme et taux d'intérêt plus élevé) fait de cette source de financement l'option la moins avantageuse de toutes celles citées dans ce document.

Plusieurs Etats africains sont en mesure d'emprunter au nom de leur gouvernement et d'allouer ces fonds à certains programmes tels que les projets MHD. Les banques commerciales internationales qui ne prêteraient pas directement pour des projets d'infrastructure tels que les mini-centrales hydrauliques pourraient être disposées à aider le gouvernement du pays qui répartirait ces fonds entre plusieurs projets. Ces prêts commerciaux ont un délai maximal de remboursement de 10 à 12 ans et sont assujettis à des taux d'intérêt flottants.

D'ordinaire, les banques commerciales internationales qui prêtent à un gouvernement imposent des critères de financement additionnels qui n'ont pas encore été abordés dans le cadre de cette étude. Ces banques évaluent la puissance économique du pays et sa solvabilité. Cette analyse se fonde sur une multitude d'indicateurs économiques dont le produit national brut, la dette nationale, la balance commerciale, la balance des paiements, le pourcentage des recettes à l'exportation nécessaires pour rembourser la dette. Ces banques étudieront aussi la politique et l'attitude du gouvernement en matière d'endettement vis-à-vis de l'étranger. Elles examineront minutieusement les antécédents du pays pour ce qui est du remboursement d'autres dettes. Ces banques ne s'intéressent pas aux détails du projet MHD car l'emprunteur est le gouvernement, leurs décisions sont davantage tributaires de considérations macro-économiques.

L'objectif fondamental de cette analyse est de déterminer si les conditions prévalant dans le pays permettront au gouvernement de payer les échéances pendant toute la durée du prêt. Cette analyse n'est pas chose aisée car le prêt peut s'échelonner sur 10 à 12 ans.

Les emprunteurs ne devraient faire appel aux banques commerciales internationales qu'en dernier ressort puisque le taux d'intérêt de base pour ces prêts à taux flottant (LIBOR) a dépassé 20 % au cours des dernières années. Une marge bénéficiaire variant entre 0,5 et 2,5 % s'ajoute au taux de base. Pour finir, les emprunteurs doivent se rappeler que les institutions commerciales internationales sont peu flexibles en matière de rééchelonnement de la dette si certains aléas venaient temporairement entraver les remboursements.

L'application finale de l'électricité est l'élément clé qui pourrait motiver les investisseurs privés ou les banques commerciales locales à financer des projets MHD. La faible rentabilité des centrales limite l'intérêt de la plupart des investisseurs et des institutions commerciales de prêts (à moins d'applications financières clairement lucratives). En l'absence des sources de financement favorables pour un projet

MHD, un gouvernement solvable peut emprunter sur le marché commercial international et allouer ces fonds au développement des mini-centrales hydrauliques.

Résumé des sources du secteur public et privé

Les fonds des organismes donateurs peuvent être classés selon l'opportunité des conditions financières imposées (délais de remboursement et taux d'intérêt). Du point de vue de l'emprunteur, cette classification reste la même indépendamment des applications finales. Si la centrale hydraulique est destinée à de simples fonctions d'utilité publique, les sources de financement se limiteront à des subventions du secteur public et à des prêts à long terme. Cependant, si les applications dégagent une forte marge brute d'autofinancement, il est alors possible de se tourner vers le secteur privé. Ceci ne modifie cependant pas l'ordre de classification des fonds selon leur opportunité.

Le classement suivant suppose que chaque donateur contribue une somme égale en dollars :

1. Subventions et/ou investissements de capitaux (pas de remboursement exigé).
2. Prêts assortis de conditions libérales au titre de l'aide multilatérale et/ou bilatérale (long terme, faible taux d'intérêt).
3. Prêts des banques de développement (moyen à long terme, taux d'intérêt modéré).
4. Crédits au fournisseur (moyen terme, taux d'intérêt modéré).
5. Prêts commerciaux (court terme à moyen terme, taux d'intérêt élevé).

Cette classification ne prend en compte que les modalités financières de la subvention ou du prêt. Les autres variables telles que le montant de l'assistance, la disponibilité des fonds et les conditions qui peuvent y être éventuellement liées devront être analysées cas par cas par l'emprunteur. Globalement, ce classement indique que les projets MHD exigent les délais de remboursement les plus longs et les taux d'intérêts les plus bas possibles.

Préparation du dossier

L'expérience passée des donateurs va naturellement influencer sur le processus de prise de décision concernant les projets à financer. Les problèmes généraux qui sont apparus lors des projets antérieurs seront considérés comme des obstacles potentiels à la mise en oeuvre concluante d'un programme MHD. Si l'emprunteur

est en mesure d'apaiser ces inquiétudes, la probabilité d'obtenir un financement s'en trouvera accrue.

Les trois handicaps courants des projets de développement ont trait à la maintenance, à la gestion et aux dépassements de coûts. Lors de la planification d'un projet MHD et dans la demande de financement, l'emprunteur devra clairement indiquer comment il entend résoudre ces difficultés au cours du projet.

Maintenance

Le volet de la maintenance recouvre la manipulation adéquate de l'équipement et la capacité de couvrir les frais de production. Le plan MHD devrait envisager l'utilisation de la technologie et des matériaux locaux chaque fois que cela est possible en vue de faciliter les réparations et l'approvisionnement en pièces de rechange. Les donateurs étudieront par ailleurs la disponibilité de techniciens compétents et la formation de mécaniciens pour maintenir l'équipement en état. Ils préféreront souvent financer un équipement standardisé.

Les planificateurs du projet devront aussi analyser la performance de l'équipement proposé sur le terrain et dans les conditions climatiques réelles, à la lumière des expériences des régions environnantes et des pays voisins. Les donateurs veulent s'assurer que l'équipement qu'ils financent est adapté à la région.

Des liquidités substantielles s'imposent en matière de maintenance vu que le projet doit être à même d'engendrer des recettes suffisantes pour l'achat des pièces de rechange et le paiement des techniciens. Les donateurs redoutent beaucoup de voir des projets bien conçus échouer faute d'entretien en raison d'un budget d'exploitation insuffisant.

Gestion

La gestion proposée pour le projet sera soigneusement analysée par les donateurs puisque concluant ce facteur joue un rôle clé dans la réalisation des programmes MHD. Les donateurs mettront en particulier l'accent sur la supervision de la construction, la gestion financière et la formation des techniciens locaux. Le succès de la méthode de gestion proposée lors de projets antérieurs sera minutieusement examiné. En formulant tout programme ou demande d'assistance pour le développement de l'hydraulique, les emprunteurs devront donc veiller à souligner tout particulièrement les vertus de la gestion du projet. Si les capacités de gestion sont faibles, l'emprunteur ne devrait pas hésiter à inclure dans la demande d'assistance la formation de personnel ou le recrutement d'experts.

Dépassement des coûts

Les donateurs reçoivent fréquemment des demandes de fonds supplémentaires quand l'assistance initialement octroyée s'avère insuffisante. Ces dépassements de coûts surviennent fréquemment par suite d'estimations erronées, de mauvaise gestion ou de retards qui majorent le prix global du projet. Les dépassements de coûts peuvent être évités en évaluant convenablement les besoins prévus et en prévoyant des marges adéquates pour les imprévus et l'inflation. On ne doit pas nécessairement compter sur la même organisation pour débloquer des fonds supplémentaires afin de couvrir les surcroûts de dépenses.

Les responsables des projets MHD peuvent éviter les problèmes de maintenance, de gestion et de dépassement des coûts par une planification et une recherche prudentes dès le début du projet. La présentation du document final au donateur approprié devra illustrer de façon détaillée, la recherche et la planification qui ont permis d'amener le projet MHD à l'étape de demande officielle.

L'idéal serait d'inclure dans le dossier un exposé clair des objectifs à court et à long terme du projet ainsi que les principales spécifications techniques et financières. En joignant par ailleurs un plan d'exécution bien conçu, la demande passe du concept théorique à celui d'un projet entièrement réalisable. Ce plan de mise en oeuvre devra comporter un calendrier précis indiquant de façon détaillée les responsabilités incombant à toutes les parties engagées dans la construction et dans la gestion du projet.

Les pièces justificatives financières et techniques du document devront montrer que l'énergie hydraulique constitue la source d'énergie la plus appropriée. Jusqu'ici, la seule option de remplacement a été la centrale thermique alimentée au gas-oil. Aussi recommande-t-on de comparer l'hydraulique à cette source d'énergie classique. Cette comparaison devra être axée sur la viabilité technique des deux options, le coût détaillé des investissements, de la production et les redevances applicables au consommateur.

Les derniers éléments du dossier ont trait aux études de marchés, aux recherches hydrologiques, aux analyses de coûts-avantages etc. Ils sont indispensables pour prendre une décision prudente en matière d'investissement et devraient être annexés au dossier. Le document reprendra sûrement certains concepts des études mais il serait judicieux de mettre la totalité de ces documents à la disposition du

donateur. L'expérience prouve que l'on ne saurait jamais trop fournir de renseignements sur le projet au donateur approprié.

CONCLUSIONS

La demande de financement d'un projet MHD, qu'il s'agisse de barrages isolés ou d'un programme régional de centrales, est une tâche complexe. Il faut une énorme somme d'efforts et d'esprit créatif pour mobiliser les capitaux nécessaires à la mise en valeur de cette source d'énergie renouvelable.

Avant de formuler de tels projets, le gouvernement du pays devra préparer un plan de développement d'ensemble en y incluant les programmes énergétiques et hydrauliques qui s'y rattachent. Une fois que le gouvernement aura ainsi défini ses priorités, des programmes spécifiques tels que les mini-centrales hydrauliques pourront être présentés.

Les donateurs sont particulièrement sensibles aux besoins des pays africains qui sont contraints de recourir à l'importation de pétrole coûteux pour développer les ressources énergétiques locales. Par conséquent, les programmes MHD visant à satisfaire les besoins énergétiques des populations rurales s'inscrivent opportunément dans les objectifs des organismes d'aide qui souhaitent privilégier la mise en valeur des sources d'énergie nouvelles.

Les donateurs du secteur public épousent aussi l'objectif visant à fournir de l'électricité pour des objectifs viables de développement. Ils imposent certaines restrictions sur le déblocage des crédits dans le seul but de maximiser l'utilité de leurs ressources limitées. Lorsqu'un donateur finance un projet MHD il devient le partenaire des promoteurs de l'entreprise et est aussi soucieux qu'eux d'assurer le succès de l'entreprise.

(Note du rédacteur en chef : M. Gaston Doussou, président des débats et directeur de la division de l'infrastructure et de l'industrie à la Banque africaine de développement répond à la présentation de M. Gardner par l'intervention suivante).

La contribution de M. Gardner qui, de son propre aveu, revêt un caractère assez général, soulève certains points intéressants pour ce qui est des conditions auxquelles les institutions financières sont prêtes à participer aux petits projets d'infrastructure rurale, tels les mini-centrales hydrauliques. En ma qualité de représentant d'une de ces institutions, je me vois contraint d'aborder cette question de manière spécifique : la BAD est-elle prête à accepter des demandes de construction de centrales hydrauliques et si oui, à quelles conditions ? Je n'entends nullement engager la BAD en répondant à cette question, et j'aimerais demander l'indulgence des participants afin de prendre quelques minutes pour répondre aux idées présentées par M. Gardner dans la perspective d'une institution, la BAD.

La Banque africaine de développement se compose en fait de trois organismes :

- La Banque africaine de développement (BAD). Il s'agit de l'institution "mère" qui a été fondée pour promouvoir la solidarité entre les pays africains par le truchement des échanges commerciaux et du développement économique.
- Le Fonds africain de développement (FAD). Les ressources dont disposent les nations africaines sont insuffisantes, elles doivent donc rechercher les sources de

financement disponibles. Le FAD a été établi en vue de stimuler le développement économique et social des pays africains les plus défavorisés par la mobilisation des fonds et des autres ressources du continent.

- Le fonds fiduciaire nigérian. Vu que les crédits de la BAD affectés au développement sont limités pour chaque nation, il a été demandé aux Etats africains riches d'élargir leur contribution par l'octroi d'autres ressources. C'est ainsi que fut établi le Fonds fiduciaire nigérian.

Les modalités de financement des trois organisations diffèrent. La BAD, dont le domaine d'intervention est vaste, a adopté les critères les plus rigides. Elle octroie des prêts à long terme, à un taux d'intérêt variant entre 8 et 20 %, avec délai maximal de remboursement de cinq ans. Elle prélève une commission de 15 % sur les fonds qui n'ont pas été utilisés.

La banque peut-elle octroyer des prêts pour la mise en valeur des ressources énergétiques en général, et de l'hydraulique en particulier ? La réponse est affirmative.

Le FAD est l'organisation la plus souple. Il prête sans intérêt. Il prélève néanmoins une commission de 15 % sur les fonds qui n'ont pas été utilisés. Le remboursement s'échelonne sur

40 ans et n'est effectif qu'à l'issue d'une période de grâce de 10 ans au cours de laquelle aucun paiement n'est exigible. En dépit de son extrême souplesse, ce fonds ne dispose pas de ressources substantielles, ce qui explique qu'il ne peut concéder de prêts qu'aux pays les plus pauvres. Les pays du Sahel et les nations handicapées par leur situation géographique, telles que les petites îles, relèvent de cette catégorie. Ces critères circonscrivent le nombre total des pays candidats à l'assistance du FAD à 20 ou 25. Au vu de ses ressources restreintes, le FAD octroie des prêts en vue de développer les ressources qui peuvent améliorer le contexte social d'une région -- notamment les projets de micro-centrales pour l'irrigation ou la promotion des petites industries.

Le Fonds fiduciaire nigérian opère quasiment comme la BAD, mais à l'instar du FAD, certains pays seulement peuvent bénéficier de ses prêts.

Outre ces possibilités de financement direct, la BAD octroie également des crédits d'assistance technique pour encourager les études préalables d'investissement. Là encore, seuls les pays les plus pauvres peuvent être candidats. Les ressources allouées à ces objectifs sont aussi limitées, mais les études de pré-faisabilité ou de faisabilité peuvent être entreprises sans débours d'argent. Quelle que soit l'institution de prêt considérée, elle décidera d'intervenir sur la base d'une évaluation globale des avan-

tages économiques et sociaux qui découleront de la mise en service des mini-centrales hydrauliques. La difficulté est de déterminer la faisabilité économique et sociale de tels projets. La production locale est une considération importante. Une autre a trait à l'utilisation de l'équipement et de la main-d'oeuvre disponible sur place, qui peut permettre de comprimer les coûts et donc de justifier le projet de développement. L'ampleur des investissements dans chaque projet déterminera le degré de profondeur de l'étude, mais en règle générale, on ne procède pas à des études très fouillées. En matière de mini-centrales, le critère de faisabilité est relativement aisé à déterminer. Pour des centrales plus importantes, il faut envisager de recourir à des méthodologies économiques plus complexes, vu que ces projets appellent des investissements ainsi que des frais d'exploitation et de maintenance qui doivent être recouverts dans leur majeure partie et que le risque d'un échec complet existe.

Un autre facteur entre en ligne de compte : l'ampleur des investissements requis. Si les investissements sont d'envergure trop limitée, aucune des trois organisations suscitées ne sera en mesure d'intervenir directement. La participation directe de ces institutions suppose un investissement dont le seuil minimal a été arbitrairement fixé à un million de dollars E.U. Lorsque les projets envisagés n'atteignent pas ce seuil minimal, il est alors possible de les regrouper en un seul programme.

Aspects influant sur le coût des mini-centrales hydrauliques

Jack J. Fritz, Docteur ès sciences

Directeur des études
Conseil sur la science et la technologie pour le développement international
Académie Nationale des Sciences
Washington, D.C.

INTRODUCTION

Les deux obstacles fondamentaux à la mise en place rapide des mini-centrales hydrauliques sont le coût élevé de l'investissement initial (deux à trois fois supérieur à celui des installations thermiques) et le manque de ressources financières allouées au développement de petites installations dispersées. Ces deux obstacles contribuent à bloquer les programmes de mini-centrales au stade de la discussion et de la recherche de documentation. Il importe donc de rechercher les moyens de réduire les coûts. Parmi ces moyens, on peut citer la rationalisation du cycle d'exécution du projet, l'emploi de techniques de construction faisant appel à une utilisation intensive de la main-d'oeuvre ou à un équipement produit sur place. Il convient aussi de rechercher à améliorer le facteur de charge du système et conséquemment sa rentabilité.

COUT DE LA TECHNOLOGIE

L'utilisation de roues hydrauliques et de turbines comme sources d'énergie mécanique ou électrique est très ancienne. Jadis, les mini-centrales hydrauliques étaient plus coûteuses que les générateurs actionnés par moteur diesel, mais cette situation est en train de changer à la suite de percées techniques telles que les régulateurs électroniques de charge qui viennent suppléer les dispositifs classiques de régulation. Les estimations des coûts totaux d'installation (1978) des micro ou des mini-centrales hydrauliques en Asie s'échelonnaient de 400 à 2 000 dollars ou plus par kW, selon les dimensions, l'origine du matériel, la complexité des travaux de génie civil et les coûts de main-d'oeuvre. En Papouasie Nouvelle-Guinée, les calculs donnent un investissement de 438 dollars par kW pour l'installation d'une micro-centrale de 5 kW contre 580 dollars par kW pour un générateur diesel de même capacité (3). La rentabilité des mini-centrales hydrauliques peut être améliorée si elles sont intégrées dans des programmes d'irrigation, de pisciculture ou de régularisation des crues. A titre d'exemple, une enquête faite en Inde avance qu'un réseau de mini-centrales d'une

capacité totale de 10 000 MW pourrait être greffé sur les systèmes existants de canaux d'irrigation (2).

La faiblesse de la demande en électricité dans les villages les plus isolés entrave l'utilisation rentable des mini-centrales hydro-électriques bien que les coûts d'exploitation soient comparativement faibles. Les frais d'exploitation de moteurs alimentés au diesel par contre sont très élevés, vu qu'ils incluent le transport du combustible ou d'autres produits pétroliers sur des terrains difficiles ou des routes en mauvais état. Dans la mesure où les mini-centrales peuvent se substituer aux générateurs diesels, aux lampes à kérosène et aux autres appareils consommant du combustible, elles peuvent contribuer à réduire les pressions que l'importation de produits pétroliers exerce sur les réserves de change. Cela est particulièrement vrai pour les dérivés pétroliers moyennement distillés, outre le pétrole brut, qui sont fréquemment importés vu que les raffineries locales ne sont pas en mesure de répondre à l'importance de la demande en la matière.

La technologie des mini-centrales hydrauliques présente des avantages tant sociaux que politiques. Les dirigeants des pays en développement doivent résoudre le problème urgent d'accroître l'emploi et la productivité en milieu rural. On attribue souvent l'échec des efforts visant à moderniser ce secteur à l'instabilité des institutions politiques et aux migrations croissantes des populations rurales sans emploi ou sous-employées vers les centres urbains déjà surpeuplés. Les mini et les micro-centrales hydrauliques offrent un moyen rentable d'électrifier les villages, d'accroître le rendement des activités traditionnelles (telles que la mouture des céréales) et de stimuler le développement de nouvelles industries rurales (par exemple les ateliers de fabrication de matériel agricole). Un expert chinois en mini-centrales hydrauliques résume l'importance de l'électricité en ces termes : "Sans électricité, il est impossible pour un comté ou une commune de se lancer dans un programme à long terme de planification et de développement." (4)

Bien que les responsables politiques de nombreux pays en développement aient fait de l'électrification rurale un objectif national, les coûts de construction et de maintenance des réseaux conventionnels de transport et de distribution sont très élevés, surtout quand on tient compte du facteur de charge typiquement peu élevé du milieu rural. Un rapport du Gouvernement indien sur la question conclut :

La nécessité d'établir les lignes de transport et de distribution à des distances considérables de la source centrale d'électricité majeure de façon prohibitive les coûts de l'électrification des villages. En outre, ces coûts se trouvent encore accrus du fait que les caractéristiques de charge dans ces milieux accroissent les pertes liées au transport et à la distribution Les taux de redevances actuelles incluent des subventions très importantes pour amener le courant électrique dans les villages (2).

La technologie des mini-centrales hydrauliques devrait permettre aux pays de mener à bien cet engagement politique. Elle peut desservir des régions écartées plus rapidement et à un coût plus faible que ne le permettrait un simple prolongement du réseau national. Cependant, il faut noter que les problèmes posés par les pertes élevées dues au transport existent aussi pour les mini ou les micro-centrales hydrauliques. Dans les installations opérationnelles des zones rurales en Chine, ces pertes peuvent atteindre jusqu'à 25 %, ce qui encourage la construction de centrales plus importantes qui sont intégrées aux réseaux régionaux ou locaux existants.

TYPE ET ORIGINE DE L'EQUIPEMENT

Dans certains pays, la question de savoir si la technologie de mini-centrale hydraulique devrait être ou non importée fait l'objet de débats particulièrement vifs. Le séminaire parrainé en 1979 par l'Organisation des Nations Unies pour le développement industriel (ONUDI) et la Commission économique et sociale pour l'Asie et le Pacifique (CESAP) sur les mini-centrales hydrauliques concluait : "Il a été convenu que les progrès technologiques ayant trait aux mini-centrales hydrauliques devraient intervenir au sein même des pays en voie de développement." (4) C'est indubitablement le cas en Thaïlande en Inde, au Népal, en Papouasie Nouvelle-Guinée, en Indonésie, en Colombie, au Pérou et aux Philippines. Toutefois d'autres pays importent des mini-centrales sur la base de modalités libérales relevant d'assistance technique ou de programmes de stimulation des exportations.

Le débat relatif à l'importation ou à la fabrication locale des équipements porte souvent sur

les questions de fiabilité et de rendement. Les compagnies électriques nationales privilégient les systèmes à haut rendement qui ne posent que des problèmes minimes, surtout quand il s'agit de sites éloignés des centres de compétences techniques. Il y a cependant un écart de coût considérable entre une unité fabriquée localement et une technologie importée plus efficace. Les mini-centrales hydrauliques construites par la Chine comptent parmi les unités étrangères les meilleur marché. Mais dans la mesure où elles coûtent environ 1 000 dollars par kW pour une unité de 5 kW, elles restent au moins deux fois plus chères que les groupes fabriqués localement en Papouasie Nouvelle-Guinée, avant même l'installation. En règle générale, il n'est pas rentable d'importer de l'équipement pour accroître le rendement de l'installation de quelques pour cent.

POLITIQUES DE PRIX ET DE CREDITS

Même si la technologie des mini-centrales offre une solution moins coûteuse que les générateurs diesels pour les zones à l'écart du réseau national, la politique de tarification et l'ajustement de ces redevances aux ressources financières des populations locales restent un problème essentiel. Le prix du branchement d'une habitation et de l'achat d'appareils électroménagers peut circonscrire l'utilisation de l'électricité au seul éclairage. Toutefois, la technologie des mini-centrales stimule intrinsèquement le facteur de charge, vu qu'il n'y a pas de dépenses de combustible. Contrairement aux unités diesel pour lesquelles chaque kilowatt-heure fourni implique une dépense additionnelle de combustible, les politiques de prix applicables aux mini-centrales peuvent viser à accroître (dans certaines limites) la consommation d'électricité. Des facteurs de charge plus élevés réduisent en effet le coût du kW/heure. En Papouasie Nouvelle-Guinée, la mini-centrale d'une capacité de 6 kW située près du village de Baindoang alimente un système de chauffage de 3,6 kW dans une buanderie communale. Cette charge de base élimine le besoin d'un régulateur coûteux. Les villageois paient en outre une redevance fixe pour l'éclairage de leurs maisons.

Bien que la plupart des gouvernements aient mis en place des mécanismes qui leur permettent d'offrir des prêts à taux d'intérêt faible pour stimuler la réalisation de projets de production électrique par des collectivités locales ou des coopératives, les programmes visant à promouvoir les utilisations productives de l'électricité demeurent insuffisants. Jusqu'à une date récente, les programmes d'électrification rurale ont été axés sur l'éclairage des foyers et n'ont pas été étroitement coordonnés avec les projets de développement agricole.

ANALYSE ECONOMIQUE D'UN PROJET TYPE DE MICRO-CENTRALE

Les coûts liés aux différentes phases d'un projet peuvent servir de référence pour comparer la rentabilité des sources d'énergie de substitution. Cette démarche est préférable aux méthodes traditionnelles, non seulement à cause de l'augmentation du prix des combustibles classiques, mais aussi à cause de la nécessité de tenir compte des coûts totaux (coûts d'exploitation et d'investissements) sur toute la durée de vie du projet.

Le coût global d'un système de production peut être défini comme la valeur totale actualisée des dépenses de capital, d'exploitation et de maintenance du système, pendant toute sa durée de vie utile. L'évaluation des coûts de la vie d'un système n'est pas une technique nouvelle ; elle est souvent appelée l'analyse des liquidités actualisées. Le coût de la vie d'un système est égal au coût d'investissement auquel s'ajoutent les frais d'exploitation et de maintenance sur toute la durée de vie du système, moins la valeur résiduelle du système en fin de vie. Tous les coûts sont exprimés en dollars constants. En ramenant tous les coûts à un seul chiffre, il est possible de comparer le prix des énergies de substitution dont les investissements et les frais d'exploitation présentent de grandes variations. L'intérêt croissant que suscite cette méthode est imputable au fait qu'elle offre un seul étalon économique pour comparer sur la base du "moindre coût" des projets dont l'investissement initial est élevé, les frais d'exploitation faibles et la durée de vie nominale longue (centrales hydrauliques) à d'autres projets dont l'investissement initial est faible, les coûts d'exploitation élevés et la durée de vie nominale relativement limitée (centrales diesel).

L'évaluation des coûts d'un système de production d'énergie suppose une méthode qui traite d'une manière homogène les investissements, les frais d'exploitation et de maintenance, la valeur résiduelle et la durée de vie du projet, les prix futurs de l'énergie et les taux d'actualisation du capital.

Etude de cas : le projet de mini-centrale hydraulique du Swaziland

Cette étude de cas met en parallèle les coûts d'une pompe diesel et d'une pompe électrique rattachée à une mini-centrale hydraulique. Dans le cadre du projet pilote intégré financé par le Programme des Nations Unies pour l'environnement (PNUE), le Fonds des Nations Unies pour l'enfance (UNICEF) et l'Organisation mondiale de la santé (OMS) pour l'alimentation en eau et les

installations sanitaires, mis en oeuvre dans le district de Shilsweni au Swaziland, il est question d'installer sept pompes diesel afin d'alimenter environ 1 000 résidences en eau potable. Dans la mesure où un petit cours d'eau, le Matimatima, est situé près d'un des puits, on pourrait construire une mini-centrale hydraulique dont le but serait d'alimenter une pompe électrique qui pourrait remplacer une des pompes diesel prévues au projet.

On utilise l'analyse du coût sur toute la durée de vie pour comparer les deux options. Les hypothèses économiques fondamentales sont présentées au Tableau 1. La durée de vie d'un petit moteur diesel est généralement de 8 à 10 ans, celle des micro-centrales hydrauliques de 15 à 20 ans. Pour simplifier les calculs, on a estimé cette durée de vie à 10 ans dans les deux cas. Des taux d'actualisation de 10, 20 et 30 % ont été appliqués puisqu'on peut s'attendre à des augmentations du taux d'intérêt. Bien entendu, pour des taux d'actualisation très élevés, il ne serait pas judicieux d'adopter une perspective à très long terme vu que les dépenses seraient sans importance après une certaine période. (A titre d'exemple, 90 % de la valeur totale actualisée d'un flux constant de recettes sont récupérés dans un délai de 13 ans pour un taux d'actualisation de 20 %.) Bien que la valeur résiduelle (ou valeur à la casse) soit difficile à déterminer, une valeur de 10 % est plausible en ce qui concerne l'équipement mécanique. Au Swaziland, les prix

TABLEAU 1. Hypothèses de base pour évaluer le coût de la durée de vie d'un projet

| | |
|--|--------------------------|
| Durée de vie | 10 ans |
| Taux d'actualisation | 10, 20, 30 % |
| Valeur résiduelle | 10 % de l'investissement |
| Hausse du prix du combustible diesel ^{a,b} (prix de base, 1,5 dollar/gallon, 1979) | 5, 10, 20 % |

^a Le prix du combustible diesel pour chaque année peut être calculé selon la formule : $P = P_b (1 + f)^t$, P étant le prix pour l'année t, P_b le prix de base (1,50 dollar E.U.), f la hausse annuelle (10 %) et t le nombre d'années (5).

^b La hausse du prix du combustible diesel n'inclut pas l'inflation vu que l'analyse a été effectuée en dollars constants.

du gas-oil oscillaient autour de 1,50 dollar E.U. le gallon en coût 1979. Ces prix continueront à augmenter même si leur évolution apparaît bien incertaine à long terme. Il convient d'envisager une large gamme d'augmentations possibles et de procéder ensuite à une étude de sensibilité. Le Tableau 1 présente trois scénarios possibles : hausse élevée, moyenne, et faible. Dans la mesure où la projection d'une hausse moyenne n'est pas plus certaine que les deux autres éventualités, il est important d'utiliser ces trois prévisions pour déterminer dans quelle mesure les variations du prix du combustible influent sur les résultats.

Le tableau 2 présente les investissements et les coûts d'exploitation et de maintenance des pompes diesel. Les investissements atteignent 2 000 dollars, les frais d'exploitation et de maintenance 200 dollars, sans compter le prix du combustible. Le Tableau 3 résume les mêmes données pour la pompe électrique rattachée à la mini-centrale hydraulique. Comme on pouvait s'y attendre, les coûts d'investissement sont plus élevés mais les frais d'exploitation sont moindres vu qu'il n'y a pas de dépenses de combustible. Il faut noter que les travaux de génie civil estimés à 3 000 dollars ne représentent qu'une approximation puisqu'il faudrait entreprendre une recherche technique approfondie pour déterminer le coût exact des travaux requis.

Résultats

Une étude de sensibilité a été entreprise pour évaluer l'incidence de divers coûts du combustible et des taux d'actualisation sur le prix du projet. On a posé comme hypothèse :

- des augmentations annuelles du prix du combustible diesel de 5, 10 et 20 %,
- des taux d'actualisation de 10, 20 et 30 %.

Les Figs. 1 et 2 illustrent chronologiquement les liquidités en dollars des deux projets. Sur la base de liquidités de valeur constante en dollars, la pompe diesel est plus économique pendant les cinq premières années. Toutefois, après cinq ans, l'investissement initial élevé de la mini-centrale hydraulique est largement compensé par le renchérissement du prix du combustible, même si l'on applique différents taux d'actualisation. Vu que l'hydro-électricité est un secteur à fort coefficient de capital, les coûts sur la durée de vie sont particulièrement sensibles aux variations des taux d'actualisation.

La Fig. 3 présente les coûts de durée de vie ou la valeur actualisée de toutes les dépenses futures en fonction du taux d'actualisation. Dans le cas de taux d'actualisation "sévères,"

TABLEAU 2. Coûts d'une pompe diesel (décembre 1979)

| Investissement | |
|---|----------|
| Moteur diesel Listor de 10 kW ^a | \$ 1 000 |
| Pompe CA, hauteur de chute 500 pieds | 600 |
| Châssis, commande, équipements divers | 400 |
| Total | \$ 2 000 |
| Coûts annuels d'exploitation et de maintenance | |
| Combustible diesel 1,50 dollar/gallon 4 heures de pompage par jour coûtent 16,48 dollars soit | \$ 2 370 |
| Maintenance, 10 % de l'investissement | 200 |
| Total | \$ 2 570 |

^a A Matimatima, la hauteur de chute totale est de 163 m, puits de 42,6 m inclus. On suppose qu'il n'y a pas de chute de pression due aux frottements puisque la pompe ne puisera pas du fond du puits mais d'une poche. Afin de pomper 3 l/s (environ 50 gallons/mn) sur une hauteur de chute totale de 163 mètres, il faut 4,7 kW de puissance ; dans le cas d'une pompe motorisée et d'un rendement de 50 %, il faut 10 kW.

TABLEAU 3. Coûts d'une pompe électrique rattachée à une mini-centrale hydraulique (décembre 1979)

| Investissement | |
|---|----------|
| Équipement électromécanique : | |
| turbogénérateur de 10 kW | \$ 6 000 |
| Ligne électrique de 900 V : | |
| 1 km | 4 000 |
| Travaux de génie civil (bassin de retenue, conduite forcée, bâtiment-usine) | |
| | 3 000 |
| Pompe motorisée fonctionnant en courant alternatif | |
| hauteur de chute : 500 pieds débit : 50 gallons/mn | 1 000 |
| | \$14 000 |
| Coûts annuels d'exploitation et de maintenance | |
| 6 % de l'investissement | \$ 840 |

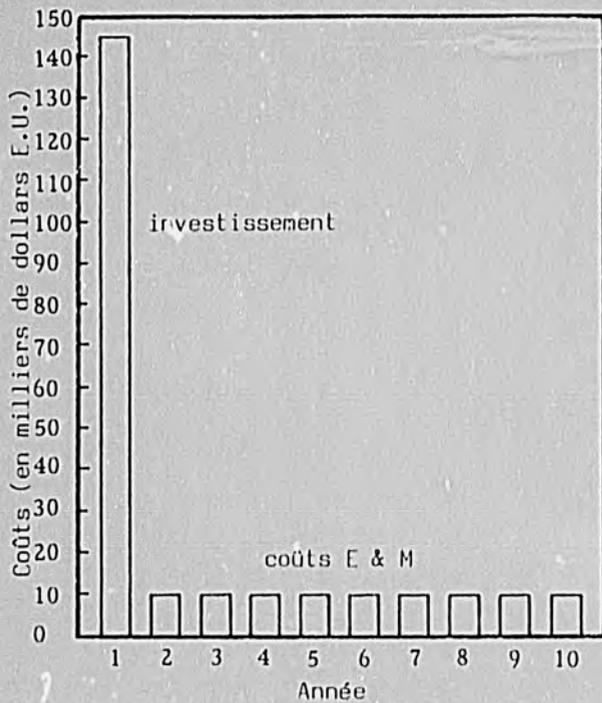


Fig. 1. Liquidités constantes en dollars relatives à une pompe électrique rattachée à une mini-centrale hydraulique, de 1979 à 1989 (non actualisées).

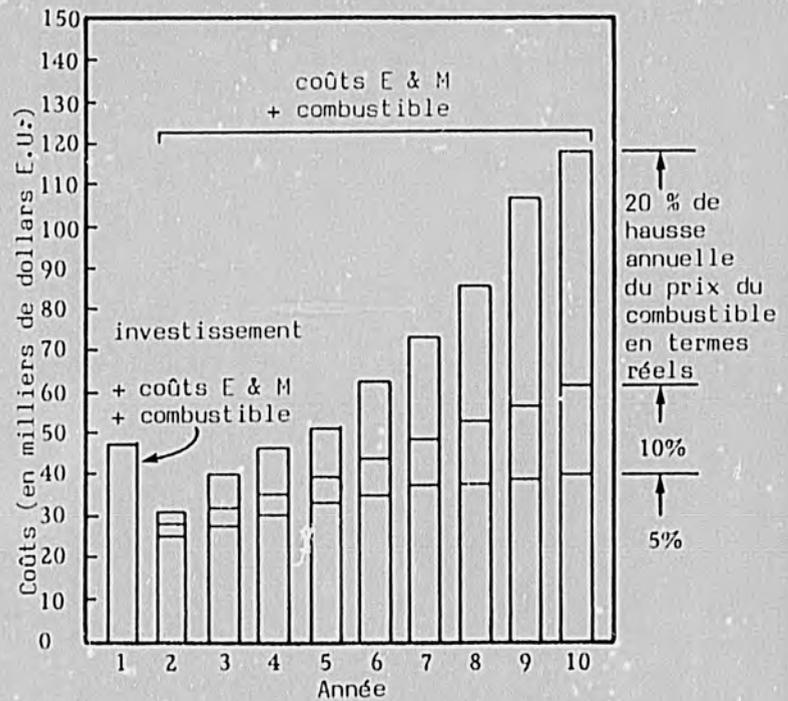


Fig. 2. Liquidités constantes en dollars relatives à une pompe diesel, de 1979 à 1989 (non actualisées).

la pompe diesel devient compétitive. Toutefois, on peut supposer que les taux d'actualisation suivront l'évolution du coût du combustible, vu que le renchérissement rapide des prix tend à stimuler l'inflation et conséquemment les taux d'intérêt. Il est néanmoins peu vraisemblable qu'une hausse de 5 à 10 % des prix réels du combustible puisse se combiner à des taux d'actualisation dépassant 20 %. Un taux d'actualisation de 15 % et une hausse de 15 % des prix réels du combustible constituent une combinaison plus plausible, même s'il est douteux que les prix continuent à augmenter de 15 % en termes réels sur une période prolongée. Dans ce cas, l'option de la mini-centrale hydraulique est préférable.

De plus, il convient de noter que l'analyse n'a pas tenu compte du fait que la durée de vie d'une micro-centrale équipée d'une pompe électrique dépasse généralement 10 ans alors qu'elle est souvent inférieure pour une pompe diesel. On n'a pas envisagé ici les coûts de remplacement. Si tel avait été le cas, la micro-centrale serait apparue encore plus avantageuse.

La formule utilisée pour calculer la valeur actualisée (VA) de toutes les dépenses futures au titre des deux solutions est la suivante :

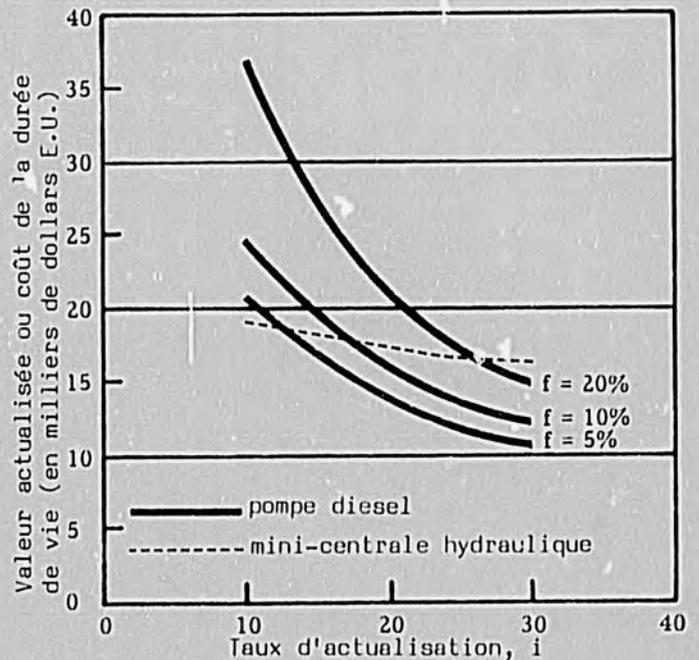


Fig. 3. Incidence du taux d'actualisation sur les coûts de durée de vie du projet pour trois augmentations du prix du combustible (f).

Micro-centrale hydraulique

$$VA = 14\ 000 + 800 \sum_{j=1}^{10} \frac{1}{(1+i)^j}$$

Pompe diesel

$$VA = 2\ 000 + 200 \sum_{j=1}^{10} \frac{1}{(1+i)^j} +$$

$$2\ 370 \sum_{j=1}^{10} \frac{(1+f)^j - 1}{(1+i)^j}$$

où VA = valeur actualisée

f = hausse annuelle du prix du combustible, inflation non comprise

i = taux d'actualisation.

La valeur actualisée du coût de la durée de vie de la mini-centrale équipée de la pompe électrique est limitée à l'investissement et aux frais d'exploitation et de maintenance, fonction des taux d'actualisation. Dans le cas de la pompe diesel cette valeur comprend l'investissement, les frais d'exploitation et de maintenance, fonction du taux d'actualisation, ainsi que les coûts du combustible, fonction des hausses de prix annuelles en termes réels et du taux d'actualisation.

L'analyse ci-dessus prouve donc que sur la base d'hypothèses générales, les coûts de la micro-centrale hydraulique sont compétitifs. Si l'on se fonde sur les liquidités constantes en dollars, cette centrale est compétitive après 5 ans d'exploitation. Si l'on préfère comparer les coûts de durée de vie des deux options, la décision devrait alors être fonction des taux d'actualisation. Toutefois, dans la mesure où l'on peut envisager une hausse soutenue des prix du combustible et que l'évolution des taux

d'actualisation est incertaine, il est sans doute plus prudent de dépenser davantage aujourd'hui afin d'éviter des frais d'un montant inconnu à une date ultérieure.

CONCLUSION

Il ne fait aucun doute qu'il convient d'évaluer avec précision des coûts afférents à la mise en oeuvre d'un projet de mini-centrale hydraulique. Dans l'analyse économique, le choix des hypothèses peut déterminer la faisabilité du projet. Il est donc très important de déterminer les coûts réels en s'informant des prix exacts auprès des constructeurs et des entrepreneurs de travaux de génie civil. Souvent, ces coûts sont très variables et il faudra donc s'interroger en outre sur la qualité et la fiabilité des éléments du projet. Malencontreusement, les coûts sont si souvent spécifiques à chacun des sites que seules des expériences répétées permettront d'avancer des estimations raisonnables.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

1. Fritz JJ, and Graham I. "Swaziland Renewable Energy Project," AID Project Paper. Washington, DC: AID, 1979.
2. Government of India, Planning Commission. Report of the Working Group on Energy Policy. New Delhi, 1979.
3. Inversin A. "A Pelton Micro-Hydro Prototype Design." Lae, Papua New Guinea: Appropriate Technology Development Unit, PNG University of Technology, 1980.
4. Vin MW, and Li DB. "An Introduction to the Development of Small Hydropower Generation in China." Présenté lors du séminaire parrainé par l'ONUDI, la CESAP et le CRTI sur l'échange des expériences et le transfert de technologie en matière de génératrices de micro-centrales hydrauliques, Katmandou, Népal, septembre 1979.

Redevances d'électricité applicables aux collectivités rurales

Shashi C. Desai

*Ingénieur électricien, division des services publics
Banque africaine de développement
Abidjan, Côte d'Ivoire*

INTRODUCTION

Dans les pays en développement, l'un des problèmes communs aux compagnies d'électricité consiste à déterminer un barème tarifaire applicable aux collectivités rurales qui sont souvent isolées du reste du pays. Ce problème a été abordé de manière variée, selon le contexte socio-économique et politique du pays concerné. Une des méthodes de tarification est fondée sur le coût marginal et a été remaniée pour tenir compte des caractéristiques du secteur de l'électricité et de l'environnement économique en milieu rural.

BAREMES TARIFAIRES ACTUELS

Lors de la crise énergétique de 1973-1974, nombre de pays africains ont été confrontés à des hausses du prix du pétrole de 400 %. Ces augmentations brutales eurent, sur les compagnies d'électricité, des conséquences d'autant plus graves que le prix du combustible n'entraîne pas en ligne de compte dans les tarifs alors en vigueur et que les ajustements de tarifs basés sur les coûts d'acquisition traditionnels étaient trop modiques pour engendrer des recettes permettant de financer les nouveaux investissements requis pour satisfaire la demande additionnelle des usagers existants et futurs. Pour résoudre cette difficulté, plusieurs compagnies d'électricité réalisèrent des études tarifaires sous l'angle du coût marginal et commencèrent à en appliquer les résultats en effectuant les modifications nécessaires eu égard aux conditions socio-économiques du pays.

TARIFICATION SUR LA BASE DU COUT MARGINAL

Cette technique a fait l'objet d'un large débat ces dix dernières années. Un programme d'investissements prévoit les coûts additionnels afférents à la production, au transport et à la distribution de l'énergie électrique en différents lieux (ou en différentes tensions) pour répondre à la demande sur une période de dix ans. Il s'agit ensuite de formuler un barème qui reflète à la fois les investissements et les coûts d'exploitation.

L'un des objectifs de la méthode fondée sur le coût marginal est de promouvoir une répartition efficace des dépenses en mettant à la charge des consommateurs le coût des moyens mis en oeuvre pour répondre à la demande nouvelle ou additionnelle. En pratique, les redevances établies sur cette base sont ajustées en fonction d'autres critères, par exemple les objectifs de développement social et économique.

Une fois le coût de l'approvisionnement calculé, la question de savoir s'il appartient de facturer les consommateurs suivant le coût d'approvisionnement ou s'il y a lieu de subventionner un groupe de consommateurs par un autre selon le niveau des revenus est fonction de la politique arrêtée par la compagnie. En règle générale, les redevances devraient être établies de manière à engendrer des recettes suffisantes pour atteindre l'objectif de tarification fondée sur le coût marginal. Cette variante du principe de base permet d'introduire un élément de justice sociale entre les consommateurs et aussi de simplifier les méthodes de relevé des consommations. Il convient de fixer les redevances applicables aux collectivités rurales très attentivement car elles résident souvent dans les zones pauvres et peu productives et n'ont pas toujours les moyens de régler les factures.

ELECTRIFICATION RURALE

Nombreux sont les pays africains qui encouragent l'électrification rurale dans le but d'élever le niveau de vie dans les campagnes, d'y favoriser l'implantation d'industries par souci d'équilibre entre les régions, de juguler l'exode rural et de créer des emplois. En règle générale, l'électrification rurale s'effectue par les moyens suivants :

- Extension du réseau principal : cette option est adoptée dans les pays déjà dotés d'un réseau.
- Générateurs diesel : c'est la solution la plus courante et elle était d'ailleurs la plus économique jusqu'à la crise du pétrole.

- Micro-centrales hydrauliques : à la suite de la crise, de nombreuses installations de ce type ont été installées pour électrifier les zones rurales.
- Sources d'énergie nouvelles et renouvelables : maintes collectivités rurales ont été électrifiées, à titre expérimental, grâce à de nouvelles sources d'énergie : biomasse, énergie éolienne et solaire.

ANALYSE DES COUTS

Vu que les coûts de l'électricité produite par ces diverses méthodes sont très différents les uns des autres, les redevances établies sur la base de ces coûts devront elles aussi refléter ces écarts.

Extension du réseau principal

Ce mode d'électrification rurale est habituellement le plus onéreux mais il offre plusieurs avantages à long terme tels que : grande fiabilité, optimisation de la capacité disponible des installations et développement rapide des zones rurales. L'investissement varie entre 4 000 et 40 000 dollars par km de ligne, selon la tension du réseau. Il est recommandé, dans ce cas particulier, de baser les redevances sur le coût marginal du système pris dans son ensemble et d'appliquer les mêmes tarifs quel que soit le lieu de consommation. Si les redevances applicables aux usagers ruraux étaient calculées sur la base du coût de l'extension du réseau, elles seraient prohibitives.

Générateurs diesel

Le coût du kilowatt produit par les générateurs diesel de capacité moyenne est de l'ordre de 1 000 à 1 200 dollars par kW installé. Les coûts de distribution, porterait cette somme à 1 500-2 000 dollars pour une petite collectivité rurale. En supposant que le prix du combustible soit de 2,40 dollars le gallon, le coût du combustible serait de 15 cents environ par kWh. Avec un taux d'actualisation de 14 %, le coût mensuel par kW s'établirait à 25 dollars. Si l'on tient compte des pertes du réseau de distribution ainsi que des frais de facturation et de maintenance on obtient un coût du kWh de 30 cents environ.

$$\text{Coût du kWh} = 15 + \frac{2\,500 \times 100}{24 \times 30 \times 30}$$

(en supposant un facteur de charge de 30 % pour les usages domestiques)

$$= 15 + 11,6 = 26,6 \text{ cents.}$$

Micro-centrales hydrauliques

Le coût des micro-centrales hydrauliques varie de 500 à 5 000 dollars le kW. En posant un taux d'actualisation de 14 %, une durée de vie moyenne de 30 ans et un facteur de charge de 30 %, les coûts mensuels du kW et du kWh oscilleraient respectivement entre 6-60 dollars et 2,6 à 26 cents. En ajoutant les frais de maintenance et de facturation on aboutirait à un coût mensuel compris entre 7,6 et 31 cents par kWh.

Sources d'énergie nouvelles et renouvelables

On s'est attaché, ces dernières années, à réexaminer la possibilité de produire de l'électricité à partir de sources d'énergie nouvelles et renouvelables. Toutefois, ces options sont très onéreuses vu qu'elles n'ont pas encore dépassé le stade expérimental. La conversion de l'énergie solaire au moyen de cellules photovoltaïques devrait être développée à l'échelle industrielle. Bien que le coût de ces cellules pourrait, au cours de la prochaine décennie, devenir compétitif par rapport à celui des autres sources conventionnelles, leur coût élevé actuel interdit leur utilisation pour l'électrification rurale.

POLITIQUE TARIFAIRE

Une fois que l'on a calculé les coûts afférents à l'alimentation d'une collectivité rurale en électricité, il convient d'élaborer une politique tarifaire qui concilie l'objectif de fixation des prix en fonction du coût marginal et le critère du "consentement à payer." On peut arriver à un compromis en instituant des tarifs élevés pour l'éclairage, de manière à recouvrer les coûts fixes ainsi que les coûts d'exploitation. Pour l'électricité consommée à d'autres fins pendant les heures creuses, les redevances pourraient être fixées sur la base du coût marginal de l'approvisionnement. Cette formule stimulerait la consommation et améliorerait ainsi le facteur de charge.

L'expérience prouve que, dans les régions rurales, le courant électrique est utilisé habituellement pour l'éclairage, le fonctionnement des postes de radio, le pompage et, dans une certaine mesure, la petite industrie. En ce qui concerne l'éclairage, il apparaît que, dans l'ensemble, les usagers peuvent payer le coût de l'électricité produite par des groupes diesel car leur consommation est ordinairement faible. Vu que les pompes fonctionnent en général aux heures creuses, on pourrait appliquer un faible tarif fondé sur le coût marginal, ce qui contribuerait à améliorer le facteur de charge du système.

Les projets d'électrification rurale sont destinés en dernier ressort à être raccordés au réseau national. Il faudrait donc appliquer les mêmes tarifs à tous les usagers où qu'ils se trouvent. Toutefois, ces redevances devraient être fondées sur le coût marginal de l'approvisionnement sous réserve des modifications qu'imposent les circonstances locales.

La politique tarifaire peut se fixer d'autres objectifs. Elle peut décourager le gaspillage de l'électricité et inciter les consommateurs à utiliser l'énergie électrique sous la forme la plus économique. Par exemple, dans les régions rurales alimentées par des générateurs diesels, les redevances devraient être suffisamment élevées de manière à promouvoir d'autres sources énergétiques telles que le gaz et le bois pour le chauffage et la cuisine. Les micro-centrales hydrauliques sont en mesure toutefois d'assurer l'approvisionnement le plus économique, ce qui

confère un atout à cette technologie par rapport aux autres options. Il va sans dire que les micro-centrales hydrauliques sont rentables pour des installations comprises dans des gammes de prix faible et moyen. Même dans la gamme supérieure, les prix galopants du pétrole rendent les micro-centrales hydrauliques attrayants par rapport aux générateurs diesel.

CONCLUSION

Pour les zones extrêmement défavorisées, il serait souhaitable que le projet d'électrification soit réalisé dans le cadre d'un programme global de développement rural intégré de sorte que, parallèlement à l'exécution progressive du programme, le revenu de la collectivité locale augmente et permette aux usagers de s'acquitter des coûts d'infrastructure et, plus particulièrement, des redevances d'électricité.

CONSIDERATIONS INSTITUTIONNELLES

**Formules de gestion applicables aux mini-centrales
hydrauliques décentralisées**

Richard H. Brown

**Gestion, formation professionnelle, exploitation
et maintenance dans une mini-centrale hydraulique**

Rupert Armstrong Evans

**Aspects institutionnels des programmes de
mini-hydraulique**

Jack J. Fritz

**Considérations relatives à la gestion des mini-
centrales hydro-électriques**

Hédi Messolli

**Effectifs et maintien des registres dans une mini-
centrale hydraulique**

Aboki Semanou

**Processus d'introduction de l'hydro-électricité
en milieu rural**

Anton Soedjarwo

**Mesures législatives de nature à stimuler la
participation du secteur privé dans la construction
des mini-centrales hydrauliques**

Donal T. O'Leary

Formules de gestion applicables aux mini-centrales hydrauliques décentralisées

Richard H. Brown, Docteur ès sciences

Président

Institut de Washington pour la recherche sociale

Washington, D.C.

INTRODUCTION

Il existe deux options principales en matière d'hydro-électrification. La première -- un programme centralisé avec réseau électrique national -- est la plus connue et la plus souvent mise en oeuvre, notamment en Afrique de l'Ouest. L'efficacité de cette formule a certes fait ses preuves dans de nombreux pays et contextes. Mais il existe une seconde option, beaucoup moins connue et répandue. Il s'agit d'une formule décentralisée, qui fait appel à des mini-centrales hydrauliques autonomes réparties sur l'ensemble des zones rurales. Les grandes distinctions entre les formules de mini-hydraulique centralisée et décentralisée dans un programme d'électrification nationale sont les suivantes :

- La formule centralisée a un coefficient élevé de capital, elle privilégie la technologie sophistiquée, elle est axée sur le matériel et requiert un contrôle déterministe.
- La formule décentralisée a un coefficient élevé de travail, elle privilégie la technologie simple, elle est axée sur les personnes et requiert une coordination souple.

La distinction fondamentale entre la formule centralisée et décentralisée de l'hydro-électrification est qu'elles représentent respectivement une stratégie "descendante" et "ascendante" de développement économique et national. L'expression "descendante" signifie que les décisions sont prises aux échelons supérieurs de la hiérarchie nationale et que leurs applications, destinées à stimuler les industries principales, devraient pour finir atteindre le citoyen moyen. Les partisans de la stratégie descendante du développement, "les centralistes," adoptent le langage de l'économie technique et de l'industrialisation à fort coefficient de capital. Ils privilégient les programmes qui ne comprennent qu'un nombre relativement limité de grands projets très élaborés, caractérisés par de gros coûts unitaires. En revanche, dans la stratégie ascendante, les mesures sont prises au niveau

local et leur impact se fait sentir jusqu'aux échelons supérieurs. Les adeptes de cette stratégie, "les decentralistes," parlent le langage de l'autonomie nationale, refusent la dépendance à l'égard de la technologie et du capital étrangers et privilégient les projets largement disséminés, à la mesure des ressources financières, techniques et organisationnelles des populations rurales. Chacun de ces choix correspond à une théorie et à une pratique globales du changement social.

Il y a lieu de faire plusieurs autres distinctions entre les deux stratégies. L'une porte sur la technologie en soi. Les partisans de la centralisation tendent à favoriser le matériel sophistiqué et à fort coefficient de capital alors que les adeptes de la décentralisation prônent une technologie simple, à forte intensité de main-d'oeuvre. Une autre distinction existe au niveau des priorités et du style de gestion d'un programme d'électrification. Les centralistes mettent l'accent sur le produit final ou l'infrastructure du système, alors que les partisans de la décentralisation insistent davantage sur les composantes humaines et sociales. Les premiers préfèrent en outre une planification déterministe et un contrôle de gestion étroit, alors que les seconds optent pour la coordination souple et l'intégration de la planification et de l'exécution.

Chacune de ces deux stratégies économiques -- ascendante et descendante -- correspond à l'une des optiques de développement suivantes. La théorie descendante appelle ainsi une stratégie industrielle monétariste du développement, favorisant par là des projets hautement capitalistiques, techniquement sophistiqués, dans un nombre relativement restreint de centres de développement. En vertu d'une telle stratégie, il faut installer et exploiter du matériel coûteux parce qu'il est considéré comme le moteur du développement. De même, le degré de complexité de cette technologie entraîne nécessairement une planification exhaustive et un contrôle de gestion poussé.

En revanche, la théorie ascendante estime que le développement économique est inséparable de l'autonomie politique, en ce sens que la pau-

vreté est considérée comme un produit non de "l'état arriéré" des pays peu nantis, mais de leur dépendance vis-à-vis des pays plus riches. Afin d'éliminer cette dépendance inhibitrice, affirment les avocats de la décentralisation, il est nécessaire de mobiliser les ressources locales du pays concerné -- les compétences simples, les matériaux locaux et la capacité de travail des populations essentiellement rurales. La conséquence logique de cette prémisse est que l'électrification doit être réalisée avec une technologie simple, un système de gestion élémentaire, de faibles capitaux et une main-d'oeuvre aussi importante que possible. Cela implique également que les responsables s'attacheront à susciter une vaste participation -- impulsant un mouvement social massif -- plutôt qu'à privilégier la mise en place d'une lourde infrastructure. Puisque ce type de processus relève davantage de l'initiative sociale que d'une organisation formelle, le style de gestion approprié est celui d'une coordination souple. Une planification et un contrôle rigoureux seraient impossibles à mettre en oeuvre ou incompatibles avec les initiatives locales dont dépend la réussite du programme.

TECHNOLOGIE APPROPRIÉE

Les principaux facteurs à considérer lorsque l'on évalue la technologie appropriée pour un programme d'électrification sont les suivants :

- caractéristiques géographiques de la zone à desservir,
- nombre d'utilisateurs rattachés au système en dernière instance,
- méthodes possibles de production d'énergie.

Ainsi, dans un pays comme l'Égypte, où la population est concentrée le long des rives d'un fleuve immense, de grandes installations sont parfaitement réalisables et adaptées. Le barrage d'Assouan sur le Nil, par exemple, est un complexe d'un milliard de dollars et peut produire 2 100 MW d'électricité. Bien que les frais initiaux aient été très importants, le barrage d'Assouan représente un investissement rentable pour la production d'électricité particulièrement au vu des avantages sociaux qui y sont associés. En revanche, cette technologie sophistiquée serait inopportune dans un pays comme le Népal, où les villages éparpillés se situent souvent à proximité de petits torrents de montagnes à forte déclivité. En l'occurrence, la micro-hydraulique est assurément réalisable et rentable.

Par opposition à la technologie de pointe appliquée aux programmes de réseau centralisé, une stratégie de mini-hydraulique décentralisée

privilégie une technologie simple et peu onéreuse. La technologie simple n'est pas obligatoirement synonyme de projet de petite envergure ou de faible production d'électricité. Toutefois, la technologie simple doit être aussi adaptée que possible aux ressources financières, techniques et de gestion des propriétaires, constructeurs et utilisateurs du système -- en d'autres termes, les autochtones eux-mêmes. Une installation qui s'appuie sur une main-d'oeuvre abondante et est simple à mettre en oeuvre pourrait rentrer dans cette catégorie, même si sa taille ou sa production était importante. Par exemple, imaginons une municipalité rurale située près d'un vaste bassin naturel que l'on pourrait facilement transformer en lac en obstruant une extrémité par un barrage de terre. Étant donné la capacité de stockage qu'un ouvrage simple de retenue construit principalement par la main-d'oeuvre locale permettrait d'obtenir, une centrale hydraulique relativement bon marché pourrait fournir plus d'énergie qu'il n'en faut pour satisfaire la demande. Une installation de la sorte rentrerait bien dans le cadre des compétences techniques et de gestion des habitants concernés.

Dans la plupart des pays du Tiers-Monde, la main-d'oeuvre sans emploi et les aptitudes simples des villageois constituent une ressource précieuse. La technologie simple devrait donc être mieux adaptée à l'environnement rural de la majorité des pays en développement où abonde la main-d'oeuvre mais où les capitaux sont limités. Il s'agit en effet de maintenir la centrale hydraulique à un niveau technique relativement élémentaire afin de pouvoir en assurer la construction, l'exploitation, la maintenance et la réparation sur place sans dépendre d'ingénieurs, de mécaniciens expérimentés et de pièces détachées importées. En vertu de cette stratégie, les installations hydrauliques sont construites selon des spécifications moins strictes et des matériaux moins recherchés. En outre, la commercialisation de l'électricité, qui est en premier lieu destinée à la collectivité locale même, est beaucoup moins vulnérable aux fluctuations provoquées par les pannes régionales, les défaillances des lignes de transport et autres facteurs extérieurs qui échappent au contrôle des utilisateurs. Vu que le système global est moins perfectionné, il est plus facile de former les individus ; la supervision, le contrôle et l'organisation sont plus simples et l'exploitation est en général adaptée aux capacités des personnes dont on cherche à augmenter la productivité.

Dans la plupart des pays en développement, l'écart entre la "technologie à un million de dollars" des génératrices sophistiquées et la

"technologie à 10 dollars" des lampes à kérosène est si énorme qu'une transition rapide, massive et directe de l'une à l'autre est probablement impossible. De surcroît, à supposer qu'elle soit possible, une transition si brutale risquerait de supprimer les emplois traditionnels et de déplacer une proportion importante de la population. Une stratégie décentralisée repose donc sur des petits projets de l'ordre de 1 000 à 100 000 dollars, considérablement plus productifs que les méthodes indigènes d'éclairage ou de production d'énergie, mais également infiniment moins chers que la technologie fortement capitaliste des moyens modernes de production d'hydro-électricité. Dans cette gamme d'investissement, beaucoup de mini-centrales hydrauliques, et donc de nombreux emplois, pourraient être créés dans les collectivités reculées.

La technologie simple vise à maximiser l'usage des ressources abondantes, et à minimiser le recours aux ressources rares. En limitant autant que possible les besoins en capital et en technologie extérieures, la technologie simple permet la mise en service de nombreux petits sites, en s'appuyant essentiellement sur les efforts et les investissements locaux. Cette stratégie débouche sur une proportion élevée d'investissements locaux par rapport aux investissements extérieurs.

La réussite d'un programme national décentralisé dépend du lancement de centaines de projets locaux à un coût unitaire relativement bas pour les pouvoirs publics. Il est donc essentiel que chaque projet produise, par sa conception même, un "effet de démonstration." L'effet de démonstration de la technologie simple a ces répercussions profondes car il laisse entrevoir aux individus et aux collectivités des zones rurales que des possibilités similaires sont à leur portée pourvu qu'ils recherchent le progrès et soient entreprenants.

GESTION APPROPRIÉE

L'optique de gestion peut influencer grandement sur la nature et la structure du programme d'électrification nationale. Dans la stratégie centralisée, les responsables privilégient généralement un contrôle strict du matériel et des applications du programme, alors que la formule décentralisée tend à mettre l'accent sur la coordination ouverte des initiatives engendrées par le programme. Mais l'une n'exclut pas entièrement l'autre. Les cadres qui mettent l'accent sur l'application pensent que la mise en oeuvre de l'installation améliorera le contexte socio-politique à long terme. Inversement, les cadres qui privilégient l'initiative locale estiment que si les efforts communautaires sont concluants, la technologie sera aisément mise en place.

La stratégie basée sur l'application part du principe que les éléments du projet se prêtent aux calculs prévisionnels des experts qui relèvent d'un organe de contrôle centralisé. La plupart des infrastructures, qu'il s'agisse des installations industrielles, des gros barrages hydro-électriques et même des systèmes administratifs, sont généralement élaborés selon des concepts et des procédures prédéterminés. La stratégie déterministe en matière d'électrification est appropriée lorsque l'environnement est prévisible, le contexte statique, le consensus clair ou lorsque les autorités centrales contrôlent toutes les ressources nécessaires à la réalisation de leurs objectifs, c'est à dire lorsque le matériel est crucial -- en d'autres termes, pour les projets de grande envergure, les sites fortement capitalistiques faisant appel à une technologie de pointe. Des conditions de ce type se prêtent aisément et efficacement au contrôle technique et à la gestion centralisée.

Une stratégie qui met l'accent sur le matériel risque néanmoins de négliger l'initiative locale, l'esprit créatif et le respect de la tradition, autant de facteurs importants dans un programme global de développement. Le développement des collectivités rurales, qui constitue un des objectifs des programmes d'électrification, peut s'avérer parfois frustrant pour les cadres et brutal pour les autochtones s'il est entrepris selon les méthodes de gestion adaptées à la construction de routes, de ponts ou de gros barrages hydro-électriques.

Les difficultés qui surgissent lors de l'exécution du projet, sont davantage perçues comme un frein à la mise en place du système d'électrification définitif, plutôt que comme une occasion de s'interroger sur le bien-fondé des hypothèses sur lequel il repose. Vu que la stratégie déterministe établit une séparation stricte entre la planification et l'exécution, le projet entier n'offre pas la latitude qui permettrait de répondre de manière créative aux difficultés imprévisibles qui surgissent inévitablement. La seule solution consiste souvent à "surmonter" les difficultés -- généralement par un surcroît de dépenses et, à l'occasion, par des méthodes autoritaires. L'exécution des grands projets d'électrification rurale dépasse presque invariablement le devis initial.

Dans la plupart des projets centralisés d'électrification, on réalise une étude afin de déterminer la faisabilité de l'opération. L'étude est basée sur une hypothèse donnée et le projet qui en résultera devra d'une façon ou d'une autre prouver la validité de cette hypothèse. Lorsqu'un projet s'avère irréalisable, d'autres options sont généralement avancées dans le but de prouver que le projet est faisable à condi-

tion qu'on en accroisse l'envergure pour engendrer davantage de recettes, ou qu'on la réduise afin de limiter les besoins en capital. Dans les deux cas, l'analyse se fonde sur des normes et des taux de rentabilité qui permettent d'évaluer les plans d'électrification conventionnels mais risquent d'être moins fiables pour analyser les possibilités uniques de développement qu'offre l'hydraulique décentralisée de petite envergure. Dans la stratégie décentralisée, l'investissement initial nécessaire au lancement d'un programme national est relativement faible, parce que les projets sont moins importants et que l'essentiel des coûts est supporté par la collectivité locale. Afin de stimuler l'initiative populaire, toutefois, le programme doit être élaboré de manière à répondre rapidement et avec souplesse aux possibilités et aux contraintes locales. La motivation des habitants concernés est caractéristique d'un style de gestion ouvert, axé sur la coopération.

PARTICIPATION DE LA COLLECTIVITE

Un des points clés de la stratégie ouverte, axée sur l'initiative locale est que le projet et ses composantes, telles que les centrales électriques ou les canaux d'irrigation, doivent être adaptés au site en question pour être acceptés par la collectivité. Par exemple, il est fréquent que la population locale, perçoive une centrale comme "le projet du gouvernement," plutôt que comme "son projet." Si l'installation est considérée comme un élément étranger, elle sera sous-utilisée. Elle risque même de susciter la crainte et la méfiance. La maintenance des canaux d'aménée ou des lignes électriques, par exemple, risque de ne pas être perçue comme une responsabilité civique, et il se peut que la communauté accepte mal l'imposition de redevances, voire, refuse de s'en acquitter.

L'accent mis sur l'initiative locale repose sur l'évidence qu'il est plus facile d'élaborer des plans techniquement fondés dans la capitale que de gagner l'appui des villages pour leur réalisation. Cette formule part du principe que la gestion d'un programme n'est pas simplement une opération technique, mais aussi un moyen de créer un consensus pour le programme envisagé. La mise en valeur de l'hydraulique s'inscrit dans le processus plus vaste de développement de la communauté et de la nation qui, convenablement dirigé, débouchera sur d'autres projets et applications.

La stratégie évolutive permet également d'entreprendre de nombreux projets à la fois, en collaboration avec plusieurs collectivités locales, y compris celles qui sont susceptibles d'être intégrés ultérieurement au programme. Les projets sont d'abord entrepris dans les communautés qui manifestent le plus grand enthousiasme et le plus clair souhait de contribuer

à leur propre développement, sans que l'on s'attarde outre mesure sur la question de savoir si ces projets collectifs pourront ensuite être intégrés dans un réseau électrique national. Un critère d'autosélection, plutôt que de présélection, figure donc au programme dès le début. Cette formule n'est peut-être pas la plus efficace, du point de vue technique, mais elle stimule la participation de groupes qui n'auraient pas été autrement associés au programme de développement.

Il est également probable que cette amélioration des capacités de développement autonome ait d'autres retombées positives. L'esprit d'entreprise et de coopération ainsi mobilisés pourraient par la suite servir à la mise en place d'un système d'irrigation ou d'une industrie de la pêche. Par ailleurs, vu que la population locale est le principal agent du programme, chaque projet prend valeur d'exemple pour les autres collectivités rurales.

Ainsi, dans la formule décentralisée, l'électrification rurale se traduit par la coordination d'une série de démarches qui commence avec l'arrivée de la première équipe d'enquête et se poursuit au-delà de la mise en service de la centrale. Le système doit fonctionner de façon adéquate à tous les stades du développement et être harmonisé à chaque contexte particulier. Les progrès du projet doivent donc être perceptibles à tout moment, c'est à dire que le système d'hydraulique décentralisée n'est jamais achevé. Il est sans cesse en cours d'amélioration.

La stratégie évolutive a néanmoins ses revers. Elle néglige parfois les aspects techniques de tout ce qui n'est pas un projet d'électrification élémentaire. Lorsque le niveau des investissements est élevé, les impératifs techniques du projet peuvent alors revêtir un caractère prépondérant auquel les responsables sont mal préparés à répondre. De par sa nature cette stratégie ne permet pas de passer aisément à un projet technique de grande envergure. Celui-ci exige en général des ressources financières, techniques et de gestion qui dépassent les possibilités des populations locales impliquées dans le processus de collaboration. Du fait que la réalisation de ces projets est tributaire en général de l'aide extérieure (qui place généralement peu l'accent sur le recours à main-d'oeuvre locale) ils réduisent nettement la participation de la population, ce qui restreint l'intérêt de la stratégie évolutive.

Cette formule présente également l'inconvénient d'exiger un style de gestion souple et égalitaire. Afin de promouvoir l'initiative locale et l'effort personnel, le responsable du programme doit éviter d'encourager les habitudes de dépendance vis-à-vis de l'extérieur ; pourtant, aux yeux des villageois, il est lui-même

quelqu'un de l'extérieur. La mise en place de mini-centrales décentralisées exige donc la formation de cadres sur le terrain dotés de talents tout à fait spéciaux. Ils doivent posséder une connaissance particulière des aspects techniques et humains de l'électrification. Ils doivent en outre être très mobiles afin d'assister les nombreux entrepreneurs et collectivités désireux de participer au programme. Un programme de travail sur le terrain aussi extensif risque de se heurter à d'autres difficultés. Par exemple, les agents sur le terrain devraient disposer d'une jeep ou, dans certaines régions, de petits avions ou d'embarcations à moteur. Vu toutefois que ces agents se trouvent souvent au bas de l'échelle bureaucratique, et que les moyens de transport sont souvent considérés comme un privilège et un symbole de statut social élevé, il peut s'avérer difficile d'assurer la mobilité des agents sur le terrain dont dépend leur réussite.

ROLE DE LA MINI-HYDRAULIQUE DECENTRALISEE (MHD) DANS LE PLAN NATIONAL DE DEVELOPPEMENT

Dans le contexte de développement global du pays, il est important de noter que les programmes MHD offrent une technologie appropriée à une stratégie de développement national orientée vers les besoins des villes et des villages ruraux :

- L'objectif premier des programmes MHD est le développement rural. Les projets sont mis en oeuvre dans des villes et des villages dispersés difficiles d'accès.
- L'éventail des mini-centrales, de 1 à 1 000 kilowatts, ne convient (selon les normes occidentales) qu'à des centres d'utilisations à consommation relativement faible que le projet soit géré à l'échelon national ou local.

Par ailleurs, l'infrastructure organisationnelle d'un programme MHD à l'échelon national peut faciliter la mise en oeuvre d'un réseau central de plusieurs façons. Supposons par exemple que le gouvernement décide de construire un gros barrage hydro-électrique pour stimuler la création d'industries nouvelles et la culture de nouvelles terres. Le gouvernement veille également à mettre en place toutes les activités auxiliaires afin de tirer au mieux parti de l'investissement initial très élevé :

- des digues et barrages secondaires seront construits en amont pour prévenir l'envasement et l'érosion ;
- des centres de population seront créés sur les nouvelles terres agricoles et dotés d'écoles, de dispensaires et autres services ;

- des routes seront construites pour relier les villages et le centre de marché ;
- des services vétérinaires et agricoles seront mis en place ;
- l'établissement de coopératives sera encouragé ;
- la fondation d'industries au niveau du village sera favorisée.

Au total, il n'est pas impossible que les fonds soient répartis entre 10 à 12 ministères ou bureaux supervisés par un conseil de planification centrale. Toutefois, cet organisme de contrôle ne peut entrer dans des considérations aussi précises que l'emplacement d'une école par rapport à un embranchement routier, ou une clinique. Il peut simplement informer les autres ministères que la construction du barrage leur confère des responsabilités pour lesquelles un certain budget leur sera alloué et que les fonds seront débloqués une fois leur programme approuvé. Même dans ce cas, il n'entre normalement pas dans les responsabilités de ce conseil d'examiner et de regrouper tous les projets qui lui sont soumis. Au pire, certains ministères utiliseront leur budget à des fins n'ayant de commun avec la proposition originale que le nom.

Tant d'efforts vains de planification et de contrôle centralisés risquent de porter le plus grand tort aux projets émanant de la stratégie "ascendante." Ainsi, une municipalité peut proposer un projet hydraulique dans lequel le Ministère des travaux publics peut exercer une responsabilité majeure. Pour rendre le projet opérationnel, il est cependant crucial de faire intervenir les services techniques et matériels des autres ministères. Il y aura peut-être lieu de consulter les services du Ministère du territoire sur la question du domaine public et des droits des riverains, le Ministère de l'agriculture sur la mise en culture de nouvelles terres ou le Ministère du développement économique pour promouvoir les industries qui utiliseront l'énergie produite.

Ces exemples illustrent la nécessité d'établir un organe de coordination intermédiaire afin d'intégrer les services gouvernementaux et de faire en sorte qu'ils correspondent aux besoins des populations locales et à leur capacité d'adaptation. Un programme national MHD peut contribuer à mettre ce type d'organisme en place, parce qu'il est met l'accent sur le contexte local tout en ayant une ampleur nationale. Dans le contexte du développement national global, les programmes MHD peuvent faire la jonction entre la gigantesque concentration de capital et de technologie requise pour la mise en oeuvre d'un réseau électrique

national et les projets décentralisés de petite envergure à l'échelon local. L'intégration de la technologie MHD dans la stratégie globale d'électrification d'un pays peut également renforcer les liens entre le gouvernement central et les collectivités locales.

CONCLUSION

La mini-hydraulique décentralisée a ses avantages et ses revers (voir Annexe) et peut donc jouer un rôle crucial dans les stratégies nationales d'électrification. Si un pays entend éviter les deux situations extrêmes de la dépendance commerciale d'une part, et de l'isolement économique d'autre part, il doit se spécialiser dans des produits adaptés au marché mondial, en définissant néanmoins ses propres conditions autant que faire se peut. A cette fin, il est nécessaire de recourir à une technologie et une industrie appropriées faisant toutefois largement appel à la main-d'oeuvre. La mini-hydraulique décentralisée est un exemple de choix et une source d'énergie potentielle pour de nombreuses autres industries. Un MHD programme peut donc avoir une incidence significative sur la lutte des pays africains pour l'autonomie politique et la croissance économique.

ANNEXE

Avantages et inconvénients de la mini-hydraulique décentralisée

Nombreux sont les atouts de la mini-hydraulique décentralisée dans le cadre d'un programme national d'électrification :

- Limite l'investissement initial en raison d'un équipement meilleur marché.
- Facilite la mise en oeuvre grâce au recours à la main-d'oeuvre et aux matériaux locaux.
- Améliore les perspectives de réalisation et de viabilité puisque le programme peut être géré localement, évitant ainsi les retards causés par la bureaucratie. Le personnel est plus facilement formé et les réparations sont plus rapides.
- Peut exercer un effet de démonstration positif et motiver les autres collectivités.
- Augmente la participation de chacun et le nombre d'intéressés, facilitant la mise en oeuvre, l'utilisation, l'exploitation et la maintenance.
- Crée une infrastructure pouvant déboucher sur d'autres applications. (Par exemple, des organisations communautaires ou des

entreprises constituées pour construire un barrage peuvent servir à lancer une industrie de la pêche ou une campagne d'extermination des moustiques.)

- Axe les discussions dans les collectivités locales sur des choix locaux positifs plutôt que sur des questions polémiques ou de personnalité.
- Stimule l'esprit d'entreprise et l'initiative au niveau local.
- Favorise la participation à la planification et à l'exécution des projets, assurant ainsi une meilleure harmonisation entre les impératifs techniques arrêtés par les experts et les besoins collectifs définis par les utilisateurs.
- Fait du coordinateur de projet un catalyseur et une courroie de transmission reliant les besoins et les contributions des groupes locaux aux ressources des institutions publiques et privées.
- Touche de nombreuses collectivités grâce à ses multiples activités de vulgarisation.
- Permet de tirer plus facilement parti des enseignements relatifs à la planification et la mise en oeuvre.
- Confère une certaine flexibilité pour répondre aux imprévus, évitant ainsi les difficultés et tirant parti des possibilités qui se présentent.
- Peut être interrompu jusqu'au déblocage de fonds supplémentaires, plutôt que d'être définitivement abandonné quand les ressources s'épuisent.
- Confère à l'administration du pays hôte un meilleur contrôle sur les travaux en diminuant la dépendance à l'égard d'experts-conseil étrangers et en rendant ceux-ci plus concrètement sensibles aux besoins de la population locale.
- Stimule la participation et les aptitudes des groupes et des individus qui seraient autrement tenus à l'écart, et éventuellement hostiles, au processus de développement.
- En mesure de répondre à un large éventail d'initiatives locales suivant divers modes techniques et organisationnels.
- Tire parti des ressources locales des régions reculées à un faible coût d'opportunité.

Les inconvénients de la mini-hydraulique décentralisée sont les suivants :

- Peut ne pas tirer pleinement parti du potentiel du site.
- Risque de ne pas produire suffisamment d'électricité une fois que la demande de la collectivité locale augmente.
- Risque de se heurter à des défaillances et à des dérèglements plus fréquents.
- Exige d'allouer beaucoup de temps aux discussions. Risque d'impliquer "des personnes indésirables."
- Dissémine les efforts de l'équipe MHD. Exige que ses membres soient compétents en matière de développement de la collectivité ce qui est peu courant chez des individus ayant reçu une formation de technicien ou d'ingénieur.
- Perturbe les coutumes traditionnelles et risque de faire naître des espoirs irréalistes.
- Risque de rendre les collectivités plus puissantes et exigeantes vis-à-vis du gouvernement.
- Risque de conférer un pouvoir excessif aux individus incompetents.
- Réduit le rôle et le pouvoir du coordinateur MHD à ceux d'un expert-conseil et d'un agent sans gros budget à disposition.
- Exige des agents sur le terrain particulièrement bien formés et dévoués, ainsi que des moyens de transport.
- Circonscrit la planification, ouvrant donc la voie aux obstacles et aux difficultés imprévus.
- Risque de perdre de vue les priorités nationales, voire les propres priorités du programme en s'attardant trop sur les initiatives locales.
- N'assure pas toujours une planification et une étude suffisantes pour garantir aux organismes de prêt internationaux qu'il sera fait bon usage de leurs capitaux.
- Oblige le pays hôte à tabler d'avantage sur ses propres ressources, accentuant la dépendance des dirigeants vis-à-vis de la population.
- Tend à susciter des espoirs et à promouvoir l'autonomie des collectivités locales, créant éventuellement des poches de pouvoir qui entrent en concurrence avec le gouvernement central et l'élite nationale.
- Peut devenir trop diffuse, au risque de se désintégrer, en cherchant à satisfaire les besoins de tous.
- Néglige certaines possibilités à l'échelon national et international en raison de sa perspective micro et non macro-économique.

Gestion, formation professionnelle, exploitation et maintenance dans une mini-centrale hydraulique

Rupert Armstrong Evans

Ingénieur en micro-centrales hydrauliques
Groupe pour le Développement de la Technologie Intermédiaire
Rugby, Angleterre

INTRODUCTION

Les impératifs appropriés de gestion, de formation professionnelle, d'exploitation et de maintenance relatifs aux petites centrales hydrauliques sont déterminés par la taille de l'installation, l'évolution de la charge et les effectifs, qui sont eux-mêmes partiellement tributaires de la politique nationale.

L'objectif politique sous-jacent aux petites centrales hydrauliques se définit globalement comme étant "le développement rural" ou "l'électrification du milieu rural." Cet objectif peut inclure toute une série d'autres programmes tels que la promotion de l'enseignement, de l'agriculture et de l'industrie en vue de répondre à de multiples besoins politiques et socio-économiques. Quels que soient ces objectifs, il importe de les définir.

La mise en valeur des ressources hydrauliques peut être réalisée selon deux types de stratégie : la centralisation et la décentralisation.

Formule centralisée

Cette stratégie appelle la construction du plus grand nombre possible de centrales et l'utilisation optimale du personnel technique en vue de répartir les coûts de l'opération. Ce type de développement suppose l'intervention du gouvernement, de la compagnie d'électricité, voire des deux et une capacité de 200 kW environ. Pour entreprendre des projets d'envergure plus limitée, il faut, au titre d'une telle formule, réaliser des économies d'échelle en répartissant les coûts du personnel d'exploitation et de maintenance sur plusieurs installations. Nombreuses sont les petites centrales dont le budget ne peut inclure le traitement d'un opérateur à temps plein ; ces installations doivent fonctionner en mode automatique. On peut encore couvrir une partie du salaire de l'opérateur par les recettes qu'engendre la création d'une petite industrie à la centrale même. Grâce à une gestion soignée et souple, le conseil d'administration de la compagnie d'électricité peut être en mesure de construire des installations d'une capacité aussi faible que 25 kW.

Formule décentralisée

Cette stratégie exige que le responsable du projet suscite la participation populaire en détachant des agents sur le terrain, en se mettant en rapport avec les groupes agricoles ou d'autres organismes similaires. Cette formule ne peut déboucher sur le succès que si la collectivité locale se cantonne à un projet techniquement et financièrement réalisable. Il serait hasardeux d'envisager la mise en service d'une micro-centrale hydraulique de 15 à 50 kW de capacité, car ce type d'installation pourrait s'avérer trop limité pour être exploité de façon rentable par la compagnie et trop important pour pouvoir être géré de manière autonome par la population locale.

Dans sa forme la plus simple, le développement décentralisé fait appel à l'installation de petites turbines de quelques chevaux-vapeur qui relèvent en fait davantage du matériel agricole complémentaire que de la technologie hydraulique. Elles permettent d'actionner des meules pour la mouture des céréales, des pompes, de charger des batteries d'accumulateurs et peuvent être obtenues par l'intermédiaire des groupes locaux ou des services de vulgarisation agricole. Elles sont en mesure de produire de l'énergie à un coût n'excédant pas celui des complexes de plusieurs mégawatts.

Le système décentralisé constitue en lui-même un programme de formation professionnelle pour la population locale. La technologie est diffusée à mesure que le nombre des petites installations croît. Le nombre des centrales mises en service augmentera en rapport avec la hausse de la demande d'énergie et la taille de l'installation gagnera en importance à mesure que les constructeurs locaux verront leurs compétences s'affirmer.

RESPONSABILITES DES GESTIONNAIRES

Il incombe aux responsables de définir les objectifs du projet et de formuler un plan réalisable. Leur rôle est d'expliquer ce qui est possible -- non de rentrer dans les détails du projet à moins qu'ils ne soient versés dans les questions techniques. Lorsqu'un projet

hydro-électrique s'avère non rentable ou irréalisable, c'est qu'il y a eu faute des responsables à un moment donné du projet. Il est possible que l'objectif de départ ait été erroné ou que l'opérateur n'ait pas été suffisamment formé.

Les projets échouent souvent pour une autre raison : les responsables supposent que lorsque la centrale sera mise en service, il y aura moyen de l'exploiter de façon rentable. Il est certain que le coût de la première centrale sera plus élevé, mais cela doit être imputable à la période "d'apprentissage" et non à une technologie par trop sophistiquée. Les ingénieurs ne doivent pas s'habituer à planifier sur une grande échelle. Il n'est pas réaliste d'allouer de gros investissements à un projet pilote élaboré et de comprimer ensuite les ressources attribués aux projets ultérieurs. Cette formule accroît le risque que le projet pilote n'ait peu, voire rien en commun avec les centrales qui seront mises en service par la suite.

Les diverses stratégies en matière de production d'électricité par micro-centrales hydrauliques appellent diverses méthodes de gestion. A chaque type d'installation correspond une structure organisationnelle permettant de mettre en service et de maintenir la centrale sans alourdir les mécanismes administratifs. La petite centrale n'est pas simplement un modèle réduit du gros complexe hydraulique. C'est pour cette raison que l'opportunité de la conception revêt une importance cruciale pour assurer l'exploitation et la maintenance efficaces de l'installation.

CONCEPTION ET MAINTENANCE DE LA CENTRALE

La conception ne devrait déboucher que sur la mise hors service progressive, non sur la défaillance catastrophique de la centrale, ce qui signifie que la performance du système devrait décliner graduellement, mais que la centrale devrait pouvoir être réparable ou exploitée à capacité réduite jusqu'à ce que les réparations soient effectuées. Par exemple, les courroies plates peuvent se rompre mais un peu d'ingéniosité devrait permettre de les réparer et de continuer à fonctionner à puissance réduite.

Lorsque la centrale est la seule source d'approvisionnement électrique d'un hôpital par exemple, il est capital que le matériel puisse être réparé. Si des pièces critiques d'équipements, telles que les pompes ou les meules sont actionnées par l'arbre de la turbine, une panne d'électricité ne devrait pas interrompre ces activités.

La défaillance catastrophique est beaucoup plus probable lorsque l'on omet de changer l'huile d'un système de transmission. Il est impossible de fonctionner à puissance réduite lorsque l'on a coulé une bielle. Ce type de défaillance peut avoir des répercussions qui dépassent l'élément défectueux. S'il y a endommagement des roulements, il peut y avoir dégât au niveau de l'arbre ce qui peut entraîner un problème beaucoup plus grave. Vu que les réparations peuvent demander des mois, il convient de circonscrire le nombre des composants dont la défaillance pourrait entraîner la panne complète du système. Il faudra si possible disposer d'un stock de pièces détachées à la centrale et l'opérateur devra savoir remplacer les éléments défaillants.

Barrages et canaux

Les travaux de génie civil représentent une part substantielle du budget total et varient grandement selon le site, les méthodes de construction, la part d'utilisation des matériaux locaux et bon nombre d'autres facteurs. La conception des barrages et des canaux peut influencer de façon notable sur l'investissement initial et les coûts de maintenance. Avec un budget restreint, il est préférable de concevoir des barrages et des canaux qui peuvent être construits avec des matériaux locaux et facilement réparés plutôt que de s'exposer à la défaillance d'un ouvrage plus élaboré. La plupart des projets font appel à un barrage ou à un système de déversoirs en vue de dériver les eaux dans la conduite forcée ou le canal d'amenée. Il peut s'agir en l'occurrence d'un ouvrage très modeste construit avec les pierres de la rivière ou d'une structure en béton coûtant des milliers de dollars. Bien que l'ouvrage de conception modeste (prise saisonnière) risque d'être partiellement, voir entièrement détruit pendant la saison des crues, il suffit, lorsque le niveau des eaux baisse, de modifier la disposition des pierres en vue de détourner l'eau dans la direction voulue. Nombreux sont les projets qui ont été abandonnés parce qu'une brèche dans le barrage provoqua une telle chute de niveau que les eaux ne pouvaient plus s'écouler dans l'ouvrage de prise.

A l'opposé, si les canaux en béton sont d'un entretien aisé, leur coût est prohibitif. L'emploi des pierres du site pour renforcer les rives du canal est une solution de remplacement peu onéreuse par rapport au béton. S'il convient d'installer un canal sur des terres sujettes aux glissements de terrain, il est recommandé de construire l'ouvrage en bois. En cas de glissement, on peut démonter le canal et le réinstaller dans une autre zone et, du reste, certains des matériaux devraient pouvoir être réutilisables.

Dispositifs contre l'envasement et grilles anti-débris

Les ouvrages destinés à prévenir l'envasement donnent souvent lieu à des difficultés parce que le constructeur n'accorde pas assez d'attention à la façon dont la chambre pourra être vidangée. Il n'est pas réaliste d'escompter que le personnel d'entretien se charge de l'opération vu que la vase se dépose très rapidement pendant les crues et peut s'accumuler au rythme de plusieurs tonnes par heure. Un autre défaut fréquent de conception consiste à placer des déflecteurs dans la chambre. D'où accroissement de la vitesse et des turbulences, effet inverse de l'objectif recherché.

Les systèmes de grille anti-débris sont l'un des principaux facteurs ayant conduit au déclin de la micro-hydraulique en Occident. La plupart des opérateurs n'ont pas le temps ou le désir de dégager les grilles à quelques heures d'intervalle. Le coût de construction de grilles plus grandes est prohibitif. La solution est de construire des turbines qui ne peuvent pas être obstruées, ou d'installer un système de grilles autonettoyant. Toutefois, ce dispositif n'est pas toujours fiable. Bien qu'il s'agisse simplement de bloquer les débris que charrie l'eau au moyen d'un tablier mécanique, peu de dispositifs pourront fonctionner durant de longues périodes sans intervention du personnel.

Conduites

Vu que les conduites des installations sous hauteur de chute moyenne ou élevée représentent une part importante de l'investissement total, il est nécessaire qu'elles durent longtemps. Les critères distinctifs ont trait au coût initial, aux frais d'installation et de maintenance qui dépendent du type de matériel utilisé :

- Les conduites en acier sont très solides et facile à souder pour obtenir un grand diamètre ; les diamètres plus petits sont moins intéressants surtout si la conduite est munie de brides. Dans les conduites en acier, le revêtement protecteur est extrêmement important.
- Les tuyaux PCV sont aisés à manipuler et à assembler et coûtent environ moitié moins cher que les conduites en acier. Toutefois, ils sont vulnérables à l'impact que pourrait causer la chute des pierres et peuvent se dégrader sous l'effet des rayonnements solaires (il s'agit d'un effet de surface, mais des fissures peuvent également se produire sous fort débit). Il conviendra de peindre la conduite PCV s'il n'est pas possible de l'enfourir.

- La conduite en polyéthylène se vend désormais en modèles de grande dimension et est assemblée par soudure. Elle est très solide et d'un usage assez souple pour que l'on puisse éviter les problèmes d'obstruction.

Turbines

La turbine est une machine simple, ordinairement très fiable, mais ce sont les équipements connexes électriques ou de régulation qui peuvent poser des difficultés. L'entretien peut être assuré tous les jours, mais l'on néglige souvent les inspections mensuelles ou annuelles en vertu du principe "si cela fonctionne, pourquoi se préoccuper ?" Il est aujourd'hui possible de limiter les opérations de maintenance au minimum, hormis le nettoyage des grilles, de façon que le client n'ait à effectuer qu'un contrôle rudimentaire. Par exemple, les coussinets peuvent être des unités étanches, ce qui permet d'éviter l'endommagement des pièces dû à l'excès de graisse ou d'huile souillée. Dans le cas de coussinets étanches, c'est le fournisseur qui se charge des réparations.

L'usage de courroies plates permet quasiment d'éliminer l'entretien et se révèle très efficace. Les courroies en V sont très durables mais moins performantes et produisent beaucoup de poussière, ce qui en soi ne constitue pas un problème, sauf qu'elle salit le bâtiment-usine. Cela peut influencer sur la fierté que la machine suscite chez l'opérateur et l'amener à se désintéresser de son entretien.

Alternateurs

L'alternateur est souvent le maillon faible du système, car il est difficile d'effectuer des réparations rapides en cas de défaillance des bobines ou de la commande. Les procédés de construction bon marché que l'on utilise dans les machines modernes peuvent conduire à un encrassement des brosses, ce qui ne sera pas nécessairement détecté, jusqu'à ce que l'unité soit endommagée. Vu que l'accumulation de "poussière de brosse" est souvent à l'origine de la formation d'une arc électrique indésirable, il est recommandé de les nettoyer régulièrement. Certaines centrales ont préféré opter pour l'installation d'alternateurs sans brosses parce que l'on omet souvent d'effectuer les opérations d'entretien même minimales des machines à bagues collectrices. Il est malencontreux toutefois que l'introduction des unités sans brosse ait conduit à l'utilisation de régulateur automatique de tension (RAT). Ce dispositif constitue sans aucun doute le point faible de l'alternateur et il semble que sa durée de vie soit limitée. Dans la plupart des applications hydrauliques, un système d'excitation statique (commandé par transformateur) apparaît comme la

meilleure option, en raison de sa simplicité et de sa fiabilité.

Régulateurs

Les régulateurs des centrales traditionnelles sont des systèmes hydrauliques ou électromécaniques complexes. Ils sont donc vulnérables à l'excès de manipulation et au manque d'entretien. Néanmoins, en cas de défaillance, la centrale peut continuer à fonctionner à charge fixe ou grâce à l'intervention d'un technicien qui régule la puissance.

Durant ces 30 dernières années, on a mis au point le régulateur électronique de charge et nombreuses sont les centrales qui ont recours à ce système. C'est un matériel peu onéreux, qui fonctionne plus rapidement que les unités traditionnelles et qui permet d'utiliser une turbine très bon marché.

Les systèmes de contrôle devraient être aussi simples que possible. Un ensemble excessivement complexe de dispositifs de sécurité peut provoquer les dérangements mêmes qu'il est censé éviter. Des difficultés peuvent se manifester en raison de la corrosion causée par l'humidité, parce que les relais de sécurité ne fonctionnent pas ou doivent être branchés par l'opérateur de la centrale.

Cas de réussite de petites centrales hydrauliques

Parmi les exemples concluants d'exploitation et de maintenance des petites centrales hydrauliques, on peut citer les cas suivants :

- Une usine de thé au Sri-Lanka, une carrière d'ardoise au Pays de Galles et une mine d'or en Nouvelle-Guinée ont recours à des turbines hydrauliques pour actionner leur équipement. L'électricité excédentaire alimente la collectivité locale ou le réseau central. La capacité des centrales varie de 100 kW à 3 MW environ. Les ingénieurs locaux effectuent toutes les opérations de maintenance et sont associés aux principales transactions commerciales. L'électricité produite peut être considérée comme une activité secondaire des installations.
- Une forge au Pays de Galles, une usine de décorticage du riz au Népal fonctionnent sur le même principe que l'exemple précédent, mais chaque installation n'emploie que deux ou trois personnes et la capacité de l'usine varie entre 5 et 25 kW. Lorsque les activités cessent à l'usine de décorticage en fin de journée, les courroies sont démontées et reliées à la génératrice pour assurer l'éclairage du vil-

lage. Aucune habitation n'est en mesure d'éteindre la lumière indépendamment. Vers 10 heures du soir, l'usine cesse de fonctionner pour la nuit.

- Une station forestière en Thaïlande et une usine ancienne au Népal qui produisent de 25 kW à 3 MW sont gérées par une compagnie nationale d'électricité. Une équipe qui répare les stations diesel en zone rurale se charge des opérations de soutien et de maintenance. Le succès de ce type d'entreprise repose sur la disponibilité d'un réseau routier quelles que soient les conditions météorologiques.

Cas d'échec de petites centrales hydrauliques

Les exemples suivants illustrent quelques cas d'échec en matière d'exploitation et de maintenance des petites centrales hydrauliques :

- Trois turbines conçues pour un site donné en région montagneuse ont été installées dans une zone complètement inadaptée, du fait que l'emplacement se trouvait quelques kilomètres plus près du village de l'ingénieur chargé du projet. Il s'avéra que le débit ne permettait d'actionner qu'une seule des trois turbines.
- Une autre centrale disposait d'un barrage de 10 mètres de hauteur qui fut endommagé par les crues. La centrale opère sous une hauteur de chute de plus de 100 m et fournit une quantité substantielle d'énergie pour actionner des pompes électriques qui prélèvent l'eau de la rivière et la détournent vers l'ouvrage de prise. Toutefois, le niveau de l'eau dans le canal est trop élevé pour contenir le débit sans l'aide du barrage.
- Une centrale de plusieurs mégawatts équipée de turbines Francis a dû remplacer les couronnes mobiles après 18 mois de fonctionnement, à un coût unitaire supérieur à 100 000 livres sterling en raison d'un dispositif inadéquat de dragage.
- Dans une centrale de 5 kW, la vase a corrodé le coude de la conduite sous la turbine et désintégré la moitié des fondations du bâtiment-usine.
- Une centrale de 30 kW gérée par une compagnie d'électricité avait un effectif à temps plein de 10 personnes et une station de 2,5 MW, 35 employés. Aucune des deux exploitations ne s'est avérée rentable.
- Le directeur d'un projet de micro-hydraulique commanda environ 30 turbines standard

à un constructeur européen et se heurta ensuite à de grosses difficultés pour trouver les sites où les installer. Quelques turbines seulement ont été mises en service et fonctionnent à l'heure actuelle.

Beaucoup de micro-centrales hydrauliques présentent une "courbe de charge" très irrégulière, avec un "facteur de charge" global faible et des périodes de "surcharge." Il est crucial que la consommation soit développée de façon efficace avec demande industrielle et charge pendant les heures creuses (par exemple, pour la cuisine par accumulation de chaleur).

IMPERATIFS DE FORMATION

Le directeur du programme devrait avoir une connaissance générale de toutes les questions d'ingénierie. Il serait également utile qu'il se familiarise avec les activités agricoles ou les petites industries en milieu rural. Il devrait être en mesure d'assister les ingénieurs chargés du projet et de spécifier, commander et choisir tout le matériel requis pour le fonctionnement de la centrale. Le directeur devrait avoir une connaissance pratique des procédures de planification d'un projet et être prêt à apprendre le fonctionnement d'un micro-ordinateur. Il sera responsable du contrôle budgétaire.

L'ingénieur responsable du projet devrait participer à toutes les phases de l'entreprise qu'il s'agisse de la conception, de la construction ou de la mise en service. Il doit avoir une formation pluridisciplinaire et pouvoir effectuer les relevés, les dessins rudimentaires, sélectionner et effectuer les plans de la centrale. Il devrait savoir souder, effectuer les réparations et les ajustements de base. Il devrait aussi être en mesure de monter le matériel, de construire et de poser le câblage électrique. Il devra aussi avoir une connaissance pratique de l'électronique, des systèmes de commande et de la conception de la centrale. L'ingénieur du projet est le responsable clé sur le terrain et devrait être assisté par le directeur du programme. Celui-ci devrait pouvoir collaborer avec trois ou quatre ingénieurs de son bureau central. Selon l'envergure et l'emplacement des sites, l'ingénieur pourra travailler sur plusieurs projets simultanément.

Une équipe composée de trois ingénieurs, d'un directeur et d'une secrétaire devrait pouvoir mettre en service 20 centrales hydrauliques au moins par an d'une capacité de 10 à 50 kW, avec un effectif total de 12 personnes.

L'opérateur de la centrale peut être initié à la mise en service et hors service de la centrale et aux opérations de maintenance de routine, mais il devra pouvoir bénéficier des services d'un ingénieur en cas de difficulté. Le succès du projet dépend de la disponibilité d'un réseau routier quelles que soient les conditions météorologiques. L'opérateur de la centrale peut être éventuellement un technicien qui dirige une entreprise dans la centrale ou à proximité et dispose de la formation requise pour effectuer les opérations de maintenance nécessaires.

Dans des projets de plus grande envergure, il sera utile d'engager un agent de liaison ou un spécialiste détaché sur le terrain en vue d'identifier la clientèle, de négocier les droits de passage et de régler tout problème avec le public.

RESUME

La principale difficulté à laquelle se heurte l'exploitation d'une micro-centrale réside dans la formation adéquate des cadres, qui doit être fonction de l'envergure et du type du projet entrepris. Les meilleures sources de formation professionnelle sont les organisations spécialisées dans l'irrigation ou l'approvisionnement en eau. Dans certains pays, il est possible de faire appel au corps des ingénieurs de l'armée. La direction devrait se rappeler qu'il convient :

- de conférer autant de responsabilités que possible à l'ingénieur chargé du projet,
- de ne pas rentrer dans les détails du projet ou d'instituer des règlements inutiles,
- d'adopter un style de gestion souple.

L'exploitation et la maintenance sont intimement liées à la conception initiale du projet. Ceux qui en sont chargés devraient être associés aux opérations d'installation, comprendre clairement les dépenses de personnel et de matériel qu'il convient d'engager pour garantir le succès de l'exploitation et de la maintenance de la centrale. Les responsables ne devraient jamais perdre de vue :

- la nécessité de mettre en oeuvre une conception simple,
- les répercussions d'une défaillance,
- les difficultés qui, pouvant être prévues, surgiront inmanquablement.

Aspects institutionnels des programmes de mini-hydraulique

Jack J. Fritz, Docteur ès sciences

Directeur d'études

Conseil sur la science et la technologie pour le développement international

Académie nationale des sciences

Washington, D.C.

ENERGIE ET DEVELOPPEMENT RURAL : UN NOUVEAU DOMAINE D'INTERVENTION

La mise en valeur des ressources énergétiques et le développement rural constituent un nouveau volet d'intervention pour les pouvoirs publics. Récemment encore, l'approvisionnement en énergie des régions rurales signifiait simplement étendre les réseaux urbains d'électricité et de distribution du pétrole. Dans bon nombre de pays en développement, ces deux activités relèvent de secteurs différents : le gouvernement gère les compagnies centralisées d'électricité, et les compagnies de pétrole étrangères, conjointement avec les entrepreneurs privés, sont les propriétaires et exploitants d'un réseau de raffineries de pétrole, de transport des produits pétroliers (oléoducs, camions, wagons-citernes), de dépôts de distribution et de points de vente.

Les années 70 ont mis en relief la nécessité de développer les ressources d'énergie autochtones au vu de la crise internationale caractérisée par la montée des prix, la carence d'approvisionnements et dans certains pays, la raréfaction de sources d'énergie traditionnelles telles que le bois. Une des options les plus prometteuses pour satisfaire les besoins énergétiques en milieu rural est la mini-hydraulique, particulièrement dans les zones tropicales et montagneuses d'Amérique latine, d'Afrique et d'Asie. Dans ces régions, des facteurs d'ordre technique, économique, social et politique convergent pour stimuler l'intérêt porté à la technologie.

ROLE DE LA TECHNOLOGIE MINI-HYDRAULIQUE

La plupart des régions rurales des pays en développement sont dépourvues d'électricité. La consommation d'énergie se fait essentiellement par le truchement de sources d'énergie traditionnelles et concerne surtout la cuisine. Vu les caractéristiques de cette consommation, un nombre croissant d'études postulent que la demande d'électricité à des fins productives ne pourra être stimulée en l'absence, notamment :

- de moyens (réels ou virtuels) de transport adéquats en direction et à partir

des marchés et des sources de matières premières ;

- d'un approvisionnement énergétique suffisant en provenance d'autres sources, nécessaire à l'établissement d'une industrie particulière ou d'un complexe industriel ;
- d'investissements suffisants, sous forme de crédit ou de fonds d'épargne ;
- de techniciens diplômés et de directeurs compétents connaissant les problèmes de commercialisation, de comptabilité, de direction du personnel et les transactions commerciales ;
- de marchés citadins ou d'une petite ville dans laquelle il est possible d'établir un complexe d'industries interdépendantes ;
- d'experts en diverses disciplines et, d'analyse des coûts comparatifs de la main-d'oeuvre rurale par rapport à la main-d'oeuvre des grandes villes (1).

Lorsque l'alimentation en électricité est jugée adéquate, le choix entre une production centralisée ou décentralisée peut alors revêtir de l'importance. L'organisme central responsable de la production d'énergie sur une grande échelle et la ou les organisations nationales ou locales assurant l'approvisionnement des usagers ruraux peuvent se trouver en position de concurrence. Les bailleurs de fonds internationaux peuvent financer l'un ou l'autre secteur, ce qui complique encore davantage le problème d'arrêter un plan d'investissement optimal de production d'électricité pour le pays.

L'organisme centralisé peut considérer la mise en place d'installations décentralisées comme un obstacle à la production d'électricité et au développement d'un réseau national intégré. Dans certains pays toutefois, les aléas de production du réseau national encouragent les entreprises et les collectivités locales à assurer leur propre approvisionnement, qu'il s'agisse de centrales diesel ou hydrauliques. Il est donc possible que l'aspect économique du projet ne

soit pas le principal souci du gouvernement ou de la collectivité locale lorsqu'il s'agit de considérer l'option mini-hydraulique.

ORGANISATION ET GESTION

Le cadre institutionnel d'un programme d'électrification rurale et les projets de mini-centrales hydrauliques varient d'un pays à l'autre. On peut répertorier quatre formules principales.

Compagnie unique de service public

Dans les pays à tradition socialiste, une compagnie unique se trouve souvent responsable de la production, du transport et de la distribution d'électricité tant dans les régions rurales qu'urbaines. Cette situation se présente par exemple en Indonésie, au Pérou, et au Sri Lanka où la Indonesian National Electric Company (PLN), ELECTROPERU et le Ceylon Electricity Board monopolisent respectivement les activités gouvernementales en matière d'approvisionnement en électricité. En Indonésie toutefois, il existe une capacité de production autonome considérable en dehors du réseau de la PLN. Celle-ci fait preuve d'un intérêt de plus en plus marqué pour la mini-hydraulique et un laboratoire complet pour l'essai des équipements a été mis sur pied à Bogor.

Organismes distincts pour l'électrification du milieu rural et urbain

De nombreux pays en développement ont séparé la société d'électricité nationale de l'organisation qui distribue l'électricité dans les régions rurales. Cette division est due partiellement aux subventions importantes allouées aux programmes d'électrification rurale. Ces conseils d'électrification rurale (Bangladesh), sociétés (Inde) ou administrations (Thaïlande, Equateur, Bolivie) sont parfois le propriétaire et l'exploitant de leurs systèmes de distribution. Au Bangladesh, en Inde, en Bolivie et aux Philippines, le gouvernement central a octroyé une aide technique, administrative et financière pour promouvoir l'établissement de coopératives d'électrification. Certains de ces systèmes ruraux ont créé des micro-réseaux alimentés par des groupes diesel. Toutefois, le coût d'exploitation élevé de ces centrales a contraint les autorités et les coopératives à se tourner vers la mini-hydraulique lorsqu'il existe des ressources en eau suffisantes à proximité des réseaux.

Organisme autonome de promotion de la mini-hydraulique

Tandis que la responsabilité de la production hydro-électrique relève généralement de l'organisme national ou de la société d'électricité

rurale, dans certains pays, comme au Népal et au Pérou, on a établi un conseil autonome pour la promotion de la mini-hydraulique. Il est chargé de la construction de mini-centrales dans les régions montagneuses retirées et ne fait pas partie de la division d'électrification rurale du Département de l'électricité qui collabore avec les villages aux travaux. Au Pérou, une commission spéciale coordonne la planification et la réalisation des mini-centrales hydrauliques.

Collectivité locale

De plus en plus souvent, les collectivités locales installent des micro-centrales, quelquefois avec l'assistance du corps enseignant et des étudiants d'une université technique voisine. En Papouasie Nouvelle-Guinée, le département pour le développement de la technologie appropriée de l'Université de technologie à Lae a adapté la conception d'une roue Pelton aux sites de chute élevée des environs. L'institut de technologie de Butwal au Népal contribue depuis plusieurs années à la mise en valeur des ressources hydrauliques locales. Des missions religieuses ont mis au point des installations pour pomper de l'eau et alimenter en électricité des écoles et des hôpitaux au Népal et en Inde. Les communes populaires en Chine ont installé des milliers de centrales hydrauliques généralement de moins de 20 kW de capacité. Leurs membres ont été formés dans les universités et les instituts professionnels sur tous les aspects de la technologie hydraulique. Le Corps de la Paix au Libéria est en train d'installer une micro-centrale hydraulique de 30 kW dans un village éloigné.

EXPERIENCES COMPARATIVES

Le développement des programmes de mini-hydraulique dans deux pays d'Asie et d'Amérique latine peut être comparé sous l'angle institutionnel.

Philippines et Thaïlande

Les Philippines et la Thaïlande figurent parmi les dix premiers pays en développement importateurs de pétrole. Tous deux ont approximativement le même revenu par tête et ils ont mis sur pied des programmes d'électrification rurale assez avancés qui font massivement appel à l'utilisation de petits générateurs diesel. En Thaïlande, 400 centrales diesels d'une puissance de 50 à 6 000 kW sont en service. Les deux pays essaient résolument de réduire leur dépendance vis-à-vis du pétrole importé et veulent substituer cette source d'énergie par des mini-centrales hydrauliques dans la mesure du possible.

Chaque pays est doté d'un organisme central d'électrification rurale -- la National Electrification Administration (NEA) aux Philippines

et la Provincial Electricity Authority (PEA) en Thaïlande. Cependant, l'optique de développement des coopératives électriques rurales aux Philippines est radicalement différente. Au mois de février 1980, 101 coopératives avaient été électrifiées au titre du programme de la NEA, ce qui représente 27 % des districts et 20 % des ménages. L'objectif national est d'électrifier tous les districts d'ici 1985. Très souvent, les coopératives aux Philippines sont contrôlées par les membres aisés des collectivités rurales -- employés du gouvernement, hommes d'affaires, propriétaires des plantations de canne à sucre et membres des professions libérales. En Thaïlande, par contre, les coopératives n'ont pas beaucoup de succès et le gouvernement n'a pas souhaité adopter cette formule pour son programme d'électrification rurale.

Ces pays disposent tous deux d'un potentiel substantiel pour le développement de la mini-hydraulique. En Thaïlande, plusieurs centaines de sites ont été recensés, et l'on a estimé à 800 MW environ la capacité potentielle d'électricité stable, non régulée, en saison sèche.

En Thaïlande, la responsabilité du développement des mini-centrales hydrauliques a été confiée à de multiples organismes tandis qu'aux Philippines une directive présidentielle de 1979 a fait de la NEA la seule autorité dans ce domaine. Cette directive n'était qu'un élément d'une décision de politique générale visant à promouvoir l'autosuffisance énergétique dans toutes les coopératives rurales. Conséquemment, la NEA a commencé à collaborer avec les coopératives sur des projets prévoyant l'installation de micro-centrales hydrauliques ou de groupes "dendrothermiques" (installations électriques opérant à la vapeur provenant de la combustion du bois ou du gaz). La NEA a signé des accords avec la Chine et la France aux termes desquels des crédits seront alloués pour financer des installations hydrauliques et des turbines alimentées au gaz. La NEA octroiera des prêts et une assistance technique aux coopératives qui adopteront ces technologies.

La Thaïlande a également fondé une administration pour la mise en valeur des ressources énergétiques nationales (NEA) qui, conjointement avec la PEA, met en service des centrales mini-hydrauliques dans les régions rurales. Le Royal Forestry Department et le Royal Irrigation Department exploitent aussi des petites centrales de fabrication locale. La PEA dépend du Ministère de l'Intérieur et c'est l'administration qui est chargée de distribuer l'électricité aux consommateurs ruraux. La NEA relève du Ministère de la science, de la technologie et de l'énergie. Elle dispose de larges pouvoirs dans le domaine de la planification et de l'approvisionnement

et estime jouer un rôle de catalyseur dans la promotion et la démonstration de technologies axées sur les énergies de substitution pour les régions rurales.

Les fonctionnaires de la NEA et de la PEA ont des philosophies tout à fait différentes sur le développement de la mini-hydraulique en Thaïlande. L'objectif de la NEA est de mettre au point un système local de coût réduit adapté aux villages, particulièrement ceux qui sont éloignés du réseau principal ou des centres régionaux. Les représentants de la NEA sont aussi d'avis que les coopératives locales peuvent construire et gérer efficacement ces installations à un coût bien inférieur à celui des équipements importés. La NEA a obtenu à cet effet l'assistance du PNUD, d'USAID et du Japon. Par contre, la PEA cherche à fournir un approvisionnement fiable aux réseaux régionaux et à remplacer les générateurs diesel très coûteux aussi rapidement que possible. La PEA s'intéresse à l'équipement importé qui a fait ses preuves et reçoit une assistance de la Norvège et de la Finlande.

Le principal organisme responsable de la planification économique en Thaïlande est le National Economic and Social Development Board (NESDB). Le NESDB étudie actuellement le programme et la structure du secteur de la mini-hydraulique en Thaïlande et prépare un plan cadre avec l'assistance de la Banque asiatique de développement. Ce plan permettra d'évaluer dans quelle mesure le potentiel hydraulique et les autres technologies permettront de satisfaire les besoins futurs en énergie. Il est possible à l'avenir que ce secteur soit partiellement ou complètement nationalisé.

Le rythme du développement de la mini-hydraulique s'accélère nettement tant aux Philippines qu'en Thaïlande. La multiplication des installations décentralisées exige une coordination accrue en matière d'investissement dans le secteur énergétique. La Banque mondiale a souligné au Gouvernement des Philippines l'importance de coordonner les activités de la NEA et de la National Power Corporation (NPC), qui a lancé un programme de grande envergure visant la construction de grosses centrales géothermiques ou d'installations alimentées par du charbon national et importé. De même, en Thaïlande, l'Electric Generating Authority of Thailand prévoit de construire des centrales fonctionnant au lignite et au charbon importé. A l'heure actuelle, aucun de ces deux pays n'a d'idée arrêtée sur la combinaison optimale entre capacité centralisée et décentralisée. Cependant, il sera intéressant de comparer les coûts et les avantages relatifs des deux formules, et en particulier, de voir si la politique des Philippines visant l'autosuffisance énergétique du milieu rural arrive à passer le test économique à longue échéance.

Pérou et Equateur

Le Pérou et l'Equateur sont actuellement des pays exportateurs de pétrole dont les ressources sont appelées à diminuer sévèrement vers 1990 en raison de la consommation domestique élevée encouragée par les subventions du gouvernement. Les responsables de la politique énergétique des deux pays se rendent compte que la production future d'électricité dans les régions rurales doit se faire grâce à la mini-hydraulique suivant des programmes résolus de mise en oeuvre.

Le potentiel hydro-électrique théorique du Pérou avoisinait 200 000 MW en 1979 selon les calculs du Ministère de l'énergie et des mines (MEM). Trente pour cent approximativement de ces ressources sont exploitables, soit quelque 60 000 MW, mais 3 % seulement de ce potentiel a été développé jusqu'à présent. ELECTROPERU est l'entreprise du secteur public chargée de l'exploitation des systèmes et de l'exécution des projets. ELECTROPERU opère dans cinq régions d'exploitation ; 87 % de la demande d'électricité se concentre dans la région avoisinante de Lima.

En 1979, 73 % environ de la production d'électricité au Pérou (5 470 GWh contre 1 397 MW de capacité par le passé) provenaient de l'hydraulique, principalement des grandes centrales. Au sein d'ELECTROPERU, les petites et les mini-centrales hydrauliques relèvent du Bureau de technologie appliquée (OPTA) et du "Programa de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas." Le MEM a commencé son programme mini-hydraulique en 1978 par des études portant sur des installations de 50 à 1 000 kW de capacité afin de satisfaire les besoins en électricité de la population rurale. En 1980 son budget était de 1,85 million de dollars et plusieurs centrales étaient en construction. Les plans prévoient la construction de 50 installations entre 1980 et 1985, dont plusieurs seront financées par des programmes d'assistance étrangère.

ELECTROPERU poursuit énergétiquement l'exécution de ses plans en vue de disséminer un grand nombre de petites centrales hydro-électriques dans le pays. Le programme est géré de Lima ; cependant, la participation de la municipalité est généralement recherchée, particulièrement durant la phase de construction. L'exploitation du système est assurée par les autorités locales et la formation du personnel est effectuée par ELECTROPERU. Cette formule a fait ses preuves car elle a abouti à une coopération entre la population rurale et les responsables à Lima.

L'Equateur, par contre, ne vient que de commencer à exploiter son potentiel hydro-électrique estimé à 22 000 MW. La capacité installée en 1977 était de 612 MW (d'origine thermique et hydraulique) ; le développement n'est devenu

systématique qu'au cours des années 70. Soixante pour cent environ de la population de l'Equateur reste sans électricité.

Mis à part un petit nombre de compagnies régionales et autonomes d'électricité, le principal organisme, l'Instituto Ecuatoriano de Electricificación (INECEL) est sous la juridiction du Ministère des ressources et de l'énergie nationales (MNRE). La mise en valeur des ressources énergétiques en Equateur n'a pas été coordonnée jusqu'à la création de l'Instituto Nacional de Energia (INE) fondé en 1978 pour harmoniser la politique énergétique et recommander les plans d'action. Les réserves de pétrole de l'Equateur diminuent rapidement et l'on prévoit que le pays se verra contraint d'importer à la fin des années 80. C'est pourquoi il est probable que des efforts de planification conjugués à une politique de conservation et d'exploitation des vastes ressources hydrauliques seront entrepris incessamment.

Le développement de l'hydro-électricité est une des pierres angulaires du plan de développement national. La contribution des centrales hydrauliques à la production d'électricité devrait passer à 80 % en 1985 comparée à 32 % en 1978. INECEL sera chargée de mettre en place et de gérer le réseau et les grands projets de production électrique ; par contre, l'alimentation municipale et régionale sera assurée localement. Ce programme devrait fournir de l'électricité à 60 % de la population rurale. Le plan prévoit surtout des travaux d'extension du réseau en vue de l'adapter aux collectivités plus importantes (de plus de 500 habitants) situées près des routes principales et à productivité agricole élevée. Vu que ce critère exclut nombre de villages isolés, un plan de mini et de micro-centrales hydro-électriques a été formulé.

Avant de mettre en place un réseau national, l'INECEL avait construit une cinquantaine de mini et de micro-centrales hydro-électriques. Quelques-unes ont été par la suite laissées à l'abandon. Selon le nouveau plan, les installations inactives seront à nouveau mises en service ou l'équipement sera transféré dans des unités plus productives. Au milieu de 1980, plusieurs études de faisabilité sur des sites nouveaux ou existants avaient été entreprises.

La gestion des nouvelles mini-centrales et micro-centrales hydrauliques devrait se traduire par la création de coopératives, de compagnies et d'organismes municipaux locaux d'électricité. La structure de ces organisations dépendra des caractéristiques des institutions locales existantes. L'INECEL dépêchera des experts en gestion et assurera la formation du personnel. Ce type de structure organisationnelle est

semblable à celui qui existe au Pérou, une autorité centrale déterminant les modalités d'application de la technologie dans les régions rurales. Il n'est pas rare que ce type d'organisme perçoive mal les besoins ou privilégie les centres urbains. Un programme équilibré répondant tant à la demande urbaine que rurale s'impose.

CONCLUSIONS

La fonction des micro-centrales hydrauliques dans les pays en développement se rattache au débat portant sur les mérites de l'électrification rurale. Dans la plupart de ces nations, les partisans d'une électrification nationale totale continuent à faire autorité. Ces groupes dominants considèrent l'approvisionnement en électricité des régions rurales sous un angle politique, social et économique. L'électrification est un instrument d'intégration politique et fournit la preuve tangible de l'engagement du gouvernement à améliorer la qualité de la vie en milieu rural.

Néanmoins, les planificateurs devraient se soucier tout particulièrement du problème global

que pose l'approvisionnement en énergie dans un village (par opposition à la simple électrification), de l'impact social et des différents systèmes de distribution. C'est alors seulement que les politiques, les programmes et les institutions appropriés permettront de satisfaire à la fois les besoins fondamentaux en énergie des pauvres pour la cuisine et le chauffage, et les impératifs de l'agriculture, de l'industrie et du transport de l'énergie mécanique, électrique et thermique.

Je souhaite exprimer mes sincères remerciements à Robert Ichord, du Bureau pour l'Asie d'AID et à Adriane Wodey, d'Experience Inc. pour l'aide qu'ils m'ont apportée dans la préparation de cet article.

REFERENCE BIBLIOGRAPHIQUE

1. Revelle R. "Future Energy Resources and Use in Asia: The Needs for Research and Development." Compte rendu de la conférence organisée par le Bureau pour l'Asie d'USAID sur l'énergie, la sylviculture et l'environnement, Manille, Philippines, novembre 1979, p. 46.

Considérations relatives à la gestion des mini-centrales hydro-électriques

Hédi Messolli

Chef de la division hydraulique
Société tunisienne de l'électricité et du gaz
Tunis, Tunisie

INTRODUCTION

Toute personne qui visite pour la première fois une petite centrale hydraulique est étonnée de n'y rencontrer que très peu de personnel. L'homme a tellement bien su mettre la nature à son service que tout semble fonctionner sans son intervention. Toutefois les quelques agents chargés de la gestion, de l'exploitation et de la maintenance des installations doivent en connaître tous les aspects. En se modernisant, les équipements de mini-hydraulique gagnent en complexité et les ingénieurs et les techniciens qui en ont la charge sont amenés à consacrer une part toujours plus large de leur vie professionnelle au développement de leurs connaissances.

GESTION

Lors de la création d'un réseau de petites centrales dans un pays, l'option la plus rentable serait de confier la gestion au personnel du centre de production le plus proche. A mesure que le nombre de ces petites centrales augmente, elles pourraient être gérées à partir d'une unité centrale de production.

FORMATION PROFESSIONNELLE

La formation du personnel est indispensable, car la réussite d'un projet est liée à la composante humaine dont la qualification constitue un élément fondamental. Le personnel des centrales hydro-électriques doit être polyvalent ce qui exige de bonnes connaissances en électricité, électronique, mécanique, hydraulique. Cette formation devrait concerner le personnel d'exploitation qui devra télécommander les équipements, ainsi que les effectifs de maintenance dont la tâche première est de conserver les installations en bon état de fonctionnement.

La formation du personnel peut être assurée efficacement par les constructeurs ou une compagnie d'électricité.

Formation assurée par le constructeur

Le constructeur peut assurer la formation du personnel chargé de l'exploitation et de la

maintenance dans son usine lors de la fabrication du matériel. Cet apprentissage devrait comporter une partie théorie et une partie application sur le matériel mis en oeuvre. Le constructeur devra assurer la formation sur le tas des éléments choisis par le contremaître de la centrale durant les différentes phases de montage et de mise en route de l'équipement.

La formation assurée par le constructeur familiarisera le personnel avec les caractéristiques fondamentales du matériel et les procédures de maintenance préventives et de réparation (détection, localisation des pièces défectueuses et remise en état etc.). Si le constructeur est censé assurer la formation du personnel d'exploitation et de maintenance, l'appel d'offres relatif à l'équipement hydraulique devra inclure une description des impératifs de formation.

Formation assurée par une compagnie d'électricité

La formation du personnel assurée par le constructeur peut être renforcée par les services d'une compagnie d'électricité ayant un parc de centrales hydro-électriques en service. Le personnel peut suivre des cours théoriques au centre de formation de la compagnie puis un stage d'application pratique dans une des centrales hydro-électriques de l'entreprise. Ce type de formation fera l'objet d'un accord préalable entre le contremaître de la centrale et la compagnie d'électricité.

A l'issue de ce programme, il faudra assurer des cours de recyclage périodiques pour maintenir le niveau et améliorer la productivité du personnel.

EXPLOITATION

Les centrales hydro-électriques devraient être dotées des équipements les plus modernes pour qu'elles puissent être télécommandées du centre de production ou de transport le plus proche. Cette formule limite les coûts de production, en partie parce qu'elle minimise les frais de personnel. A court terme, cette solution n'est bien entendu pas intéressante pour les pays où la main-d'oeuvre est abondante et bon marché.

MAINTENANCE

L'équipement hydraulique, comme tout autre matériel électrique comportant des pièces amovibles, exige une inspection régulière.

La corrosion des roues et des joints d'étanchéité en contact avec l'eau entraîne des pertes par fuites, chocs et frottements hydrauliques pouvant atteindre 20 %. Le rendement s'en trouve diminué d'autant. L'usure est surtout imputable aux particules solides en suspension dans l'eau (sable, vase), à la cavitation, et à la composition chimique de l'eau.

De ce fait, certains dispositifs tels que les roues, les bâches, les joints d'étanchéité et les conduits d'aspiration (suivant le type de turbine) exigent une maintenance allant de l'inspection simple mais régulière à des travaux plus complexes et variés. La périodicité de ces inspections sera fonction de l'expérience de l'exploitant.

Les inspections, la maintenance et les réparations nécessitent l'intervention d'une équipe mobile d'ingénieurs compétents, équipés en

moyens adéquats, disponible lorsque les besoins l'exigent. En temps normal, cette équipe doit assurer les travaux d'inspection, de maintenance et de réparation conformément à un calendrier établi à l'avance. Toutefois, l'équipe doit être opérationnelle les jours fériés, en dehors de l'horaire régulier de travail et en cas de mauvais fonctionnement ou de panne du système.

CONCLUSION

Au cours des études de faisabilité sur les petites centrales hydrauliques, il est nécessaire d'établir un organigramme de gestion, un plan de formation professionnelle, les procédures et le calendrier d'exploitation et de maintenance adaptés aux conditions de chaque site et de chaque pays. Si ces volets du programme sont certes intimement liés, ils restent néanmoins tributaires de facteurs tels que le nombre, le type et l'envergure des projets de petites centrales hydrauliques dans le plan énergétique global du pays. En conséquence, la formule retenue par chaque nation en matière de gestion, de formation professionnelle, d'exploitation et de maintenance, sera par définition unique.

Effectifs et maintien des registres dans une mini-centrale hydraulique

Aboki Semanou

Directeur de la formation professionnelle et du laboratoire
Compagnie énergie électrique du Togo
Lomé, Togo

INTRODUCTION

Une fois que les consommateurs ont accès à l'électricité, ils escomptent très rapidement pouvoir bénéficier de la qualité et de la continuité de ce service. Les centrales hydro-électriques doivent donc être exploitées et entretenues par un personnel qualifié et expérimenté. Selon les différentes phases d'un projet de mini-hydraulique les besoins en effectifs seront les suivants :

- Inspection du site. Cette tâche devra être exécutée par un spécialiste ; aucun travail sur le tas ne peut préparer une personne inexpérimentée à ce travail.
- Etudes de pré faisabilité, de faisabilité et conception finale. Une formation spécialisée pour techniciens chevronnés est requise pour chacune de ces tâches. Ce programme devra aborder ces différents travaux de façon intégrée plutôt que comme tâches sans rapport les unes avec les autres.
- Travaux de terrassement. Il s'agit de la première tâche exigeant une formation spécialisée qui peut être entreprise sur le tas.
- Construction du site. Dans la plupart des cas, ces travaux sont effectués par des compagnies qui ont été sélectionnées à l'avance par les institutions financières. Ces tâches sont exécutées par des ouvriers non spécialisés et par les effectifs qualifiés du pays.

A mesure que les travaux progressent, il conviendra d'évaluer les aptitudes des employés à diriger, à s'acquitter de tâches minutieuses et délicates, exigeantes sur le plan physique, à faire preuve de discipline, d'organisation et d'esprit de suite dans l'exécution des tâches qui leur sont confiées.

Si la compagnie de construction n'est pas responsable de l'exploitation de la centrale une fois terminée, il lui incombera alors de déter-

miner les points faibles et les points forts de l'équipe de construction et du personnel affecté à la centrale. Les connaissances directes que la compagnie a accumulées sur les effectifs au cours de la période de construction constitueront un atout précieux pour identifier et former le personnel destiné à exploiter la centrale. A titre d'exemple, un bon opérateur connaît le positionnement des câbles et des conduites sans avoir besoin de consulter sans cesse les plans de la centrale, qui sont rarement disponibles en lot complet. Un employé qui a suivi la construction du début jusqu'à la fin sera probablement un bon opérateur de centrale et les responsables des travaux seront certainement en mesure de donner des renseignements sur cette personne.

- Exploitation de la centrale. La formation sur le tas des futurs opérateurs de la centrale, dès les travaux de terrassement, constitue l'option idéale. Toutefois, indépendamment du site, le roulement de personnel est élevé, en partie parce que l'on fait appel à un grand nombre de sous-traitants. En conséquence, les opérateurs sont souvent engagés une fois que la centrale est déjà construite et opérationnelle. Cette formule n'est pas recommandée car, pour ce qui est de l'équipement industriel en général et du matériel électrique en particulier, les phases critiques concernent la mise en service de la centrale, l'exécution des essais et des réglages qui s'imposent. L'absence d'un opérateur à ce stade du projet peut être source de problèmes ultérieurement. Lorsque la centrale est prête à la mise en service, tout le personnel chargé de la gestion technique ou financière doit pouvoir immédiatement entrer en fonction.

DOSSIER DE BASE

En vue d'exploiter une mini-centrale hydraulique de façon efficace, il est nécessaire de constituer un "dossier de base" comportant plusieurs documents, notamment : les plans de la centrale, les modalités d'exécution des travaux, de l'exploitation, de la maintenance et les manuels techniques.

Plans de conception

Pour différentes raisons, les plans originaux de conception sont souvent modifiés au cours de la construction. Il est donc capital d'actualiser les plans. Cette étape est souvent négligée bien qu'elle soit une condition de l'exploitation efficace et continue d'une centrale. Les modifications effectuées par les responsables de la construction sont souvent envoyées à la compagnie d'ingénierie afin d'être intégrées dans les plans originaux mais ces documents sont rarement renvoyés. L'opérateur ne dispose donc fréquemment que des plans originaux. Vu qu'une installation bien conçue et bien construite peut ne poser aucun problème majeur pendant 5 ans ou plus, l'actualisation des plans originaux peut être accessoire pour assurer la maintenance et les réparations jusqu'au jour où suffisamment de temps se sera écoulé pour rendre le repérage des changements effectués difficile.

Registres

Il faudra tenir un grand nombre de registres différents pour chaque volet de l'exploitation. Le registre le plus élémentaire concerne la nomenclature de l'équipement qui répertorie le symbole, la fonction, la spécification, le fabricant, la quantité en service et en stock de chaque pièce de matériel à la centrale, son emplacement et toutes les observations pertinentes la concernant. Le dossier de base devra donc contenir une carte d'enregistrement pour chaque élément, qui fera office de carte d'identification.

De temps à autre, des défaillances inopinées se produisent. Ces incidents doivent être consignés sur la carte d'enregistrement des pièces concernées et faire l'objet d'un rapport détaillé. Le rapport devra inclure toutes les statistiques pertinentes, décrire toutes les mesures adoptées et les suggestions proposées pour améliorer l'exploitation.

Manuels techniques

D'ordinaire, le constructeur fournit à l'exploitant un manuel technique décrivant l'équipement livré. Le manuel contient généralement :

- les procédures relatives à la manipulation, au stockage et à l'installation,
- les descriptions des pièces d'équipement,
- les procédures de mise en fonctionnement,
- un plan de maintenance qui renferme les instructions de démontage.

Ces manuels soulignent l'importance des opérations de maintenance qu'elles soient périodiques

(chaque jour, semaine, mois, année ou tous les deux ans) ou cycliques (toutes les 1 000, 5 000 ou 10 000 heures de fonctionnement). La périodicité exacte de ces opérations varie selon le site.

Outre le manuel technique, le fabricant est en mesure de fournir d'autres renseignements précieux. L'exploitant peut par exemple demander une liste des pièces qui nécessitent un entretien ou un remplacement fréquents ainsi qu'une liste des outils requis pour exploiter et maintenir la centrale.

Tous les manuels devront être indexés et classés avec les cartes d'enregistrement. La qualité de la maintenance et, en conséquence, la durée de vie de la centrale seront tributaires du soin accordé à l'exécution de cette tâche fondamentale.

DEUX CAS DE MINI-CENTRALES HYDRAULIQUES

Kpimé

La centrale de Kpimé (1,7 MW) fonctionne avec deux turbines Pelton sous une hauteur de chute de 200 m. Un barrage de 13 m de hauteur constitue un bassin de retenue de 860 000 m³ qui alimente la centrale par un canal souterrain et une conduite d'amenée. Les effectifs se composent du responsable de la centrale, des gardiens et des opérateurs.

- Le responsable de la centrale. Il est complètement au fait de toutes les unités vu qu'il a été associé à la construction de la centrale. Il est chargé du regroupement des informations techniques et de la mise à jour des registres.

Il supervise les travaux des gardiens et des opérateurs. Il planifie les tâches de maintenance périodiques et cycliques, établit les graphiques de coût, délimite et supervise les travaux d'exploitation et évalue l'opportunité de faire appel à l'aide extérieure. Il est chargé d'assurer des stocks suffisants en lubrifiants, produits d'entretien et pièces détachées. Il lui incombe également de rédiger les rapports mensuels et annuels.

- Les gardiens. Leur tâche consiste à relever le niveau de l'eau dans le bassin de retenue et à maintenir les bâtiments en état. A Kpimé, trois gardiens font un roulement de 12 heures chacun.
- Les opérateurs. L'équipe d'opérateurs se compose d'un machiniste et d'un électricien qui travaillent en tandem. Ils exécutent les opérations de maintenance et les autres tâches conformément au calendrier établi

par le responsable. Ils se chargent également des tâches dont la station distributrice régionale les a chargés. Leurs travaux journaliers sont les suivants : nettoyage, maintenance, lectures horaires des différents compteurs, rapports quotidiens et compte rendus sur les incidents. Ces rapports sont ensuite classés dans les registres de la centrale.

Aledjo

La micro-centrale hydraulique d'Aledjo fonctionne avec une turbine Pelton dont la puissance nominale de 4,5 l/s permet de produire un peu moins de 10 kW. En l'espèce, l'automatisation s'est révélée la meilleure solution pour limiter l'impact relatif à la difficulté d'accès au site, réduire les coûts d'exploitation (dont les frais de main-d'oeuvre) et, en conséquence, compresser le coût du kWh.

A Aledjo, toutes les unités sont réparées dans un atelier placé sous la supervision d'un chef. La centrale n'est pas raccordée au réseau central, l'électricité n'est pas vendue et les consommateurs ne sont pas facturés selon la méthode de relevé de compteur.

Dans cette centrale, le groupe turbogénérateur fonctionne de façon continue et l'interrupteur de circuit de l'alternateur est télécommandé. Les commutateurs de commande sont disséminés dans tous les bâtiments. Lorsque cela s'avère nécessaire, on ouvre l'interrupteur et l'on déconnecte le réseau de l'alternateur.

La maintenance de cette centrale se traduit par une simple visite d'inspection toutes les deux semaines. L'installation d'Aledjo a dû faire face à certains problèmes spécifiques d'exploitation, causés en grande partie par l'environnement, notamment, l'incidence de la foudre, des embruns et la poussière.

Foudre

La foudre constitue un obstacle majeur à l'exploitation d'une centrale électrique. Les dispositifs suivants ont été installés :

- Ecartement en pointe des électrodes.
- Ecartement des électrodes (pour éloigner les oiseaux) au début de la ligne de transport moyenne tension.
- Paratonnerres au début de la ligne de transport moyenne tension.
- Paratonnerres avec point radioactif Elita au sommet des collines.

Tous les dispositifs sont reliés par mise à la masse dans l'eau.

L'écartement des électrodes et la résistance de la masse font l'objet de vérifications périodiques. Ces renseignements sont enregistrés et servent à modifier le calendrier d'exploitation et de maintenance.

Embruns

A proximité de la mer, l'air très humide et salé peut être source de problèmes. Les embruns déposent une couche de sel, qui conductrice d'électricité, corrode les revêtements isolants et provoque des arcs électriques indésirables. En vue de pallier cette difficulté, on peut prendre les mesures suivantes :

- nettoyer avec de l'eau douce,
- poser de nouveaux revêtements isolants,
- installer un climatiseur.

Poussière

Il s'agit du principal agent perturbateur pour la production d'électricité et les composants électroniques et il convient de le combattre de façon systématique. L'harmattan (un vent chaud et sec qui souffle en Afrique de l'Ouest) pose les problèmes les plus aigus. Pour pallier ces difficultés, on peut adopter les mesures suivantes :

- nettoyage,
- ventilation,
- climatisation.

Dans les centrales de Kpimé et d'Aledjo, la tâche principale de maintenance est la lubrification bimensuelle de l'équipement.

ADMINISTRATION DES RESSOURCES HUMAINES

L'Union des producteurs, transporteurs et distributeurs de l'énergie électrique en Afrique s'est engagée à poursuivre une politique d'administration des ressources humaines. Elle a en conséquence créé une commission divisée en sous-comités chargés de la formation professionnelle et de la planification des besoins en cadres.

L'administration des ressources humaines doit être souple, elle doit intégrer tous les aspects du recrutement, de la formation professionnelle et de la promotion.

Tout programme d'investissement lancé dans un pays en développement doit être par nature global, c'est dire qu'il doit inclure un volet formation. Les projets doivent être analysés avec soin en vue d'assurer l'exploitation continue des centrales. Cette tâche ne saurait être déléguée de façon aléatoire. Il est dans l'intérêt bien compris de tous les individus

concernés -- qu'il s'agisse des planificateurs, des responsables des institutions financières, des constructeurs et des opérateurs -- de sélectionner avec soin un personnel qualifié et motivé en vue d'exploiter la centrale hydraulique. Une politique multi-dimensionnelle d'administration des ressources humaines peut favoriser cet objectif.

Processus d'introduction de l'hydro-électricité en milieu rural

Anton Soedjarwo

Yayasan Dian Desa
Yogyakarta, Indonésie

INTRODUCTION

De la planification jusqu'à la mise en service d'une mini-centrale hydraulique décentralisée, on ne saurait ignorer la condition et les points de vue de la population rurale concernée. Car, introduire l'hydro-électricité en milieu rural va bien au-delà de l'installation du matériel. C'est aussi comprendre bon nombre de facteurs sociaux.

EXECUTION DU PROJET

L'hydro-électricité peut être introduite en milieu rural selon deux grandes formules qui présentent respectivement des avantages et des inconvénients. Dans la première stratégie, un organisme gouvernemental ou non gouvernemental réalise le projet et vend l'électricité aux résidents locaux et en conséquence :

- La population locale adoptera généralement une attitude passive vis-à-vis du projet, parce qu'elle n'y est pas associée et achète l'électricité de tiers.
- Le projet ne motivera pas les résidents et ne les aidera pas non plus à accroître leur confiance en eux-mêmes vu qu'ils ne sont pas à l'origine de l'initiative et qu'ils ne participent pas à l'exécution du projet. La motivation et la confiance en soi sont capitales pour assurer le développement du secteur rural dans son ensemble.
- Le projet mettra uniquement l'accent sur la technologie et l'encadrement.

Dans l'autre formule, la population se charge d'exécuter le projet en s'organisant en coopérative et, en conséquence :

- Les résidents auront le sentiment d'avoir accompli leur tâche, leur confiance en eux-mêmes et leur autonomie s'en trouveront accrues vu qu'ils sont à l'origine de l'initiative, qu'ils s'en remettent à leurs aptitudes propres plutôt que de recourir à une aide extérieure. L'expérience prouve que la participation locale influe sur les applications de l'électricité produite par la centrale.

- Les techniciens devront consacrer une part substantielle de leur temps au projet et se montrer patients s'ils souhaitent obtenir le succès évoqué ci-dessus.
- Les ingénieurs et les techniciens devront avoir une connaissance pratique -- ou pour le moins être au fait -- de la condition sociale et des points de vue de la collectivité locale. Dans les pays en développement, ces individus sont encore en trop faible nombre.

Quelle que soit la formule retenue, les résidents locaux doivent être préparés à accepter l'hydro-électricité.

La population rurale, dans sa majorité, associe l'électricité au moteur diesel. Si l'on veut modifier cette perception et garantir le succès d'un projet de mini-hydraulique, il importe de formuler une stratégie à long terme et un programme de mise en oeuvre. L'expérience prouve que la présentation de films constitue la méthode la plus efficace pour modifier les attitudes vis-à-vis de l'électricité, particulièrement dans un pays comme l'Indonésie qui se compose de milliers d'îles. (Dans ce film, ou tout autre matériel de présentation, il convient de souligner la multiplicité des applications de l'électricité, telles que l'actionnement de meules, de presses à huile, le fonctionnement de réfrigérateurs ... l'éclairage n'étant qu'un usage parmi d'autres).

COÛTS D'EXPLOITATION

La population rurale ne comprend pas parfaitement les concepts de coûts d'exploitation et de dépréciation d'une mini-centrale hydraulique. Pour elle, l'eau est une ressource qui vient de la nature. Dans un projet hydro-électrique, les résidents ne tiennent compte que de l'investissement initial vu qu'ils considèrent que l'eau -- et en conséquence l'équipement hydraulique -- durera éternellement. Ils ne saisissent pas immédiatement pourquoi l'exploitation et la maintenance entraînent certains coûts. Cette attitude est susceptible d'entraver la gestion du projet. En outre, dans bon nombre de pays en développement, les centrales sont mises en oeuvre sans que la collectivité n'encoure de

frais, ce qui peut aggraver l'incompréhension en ce qui concerne la nature des coûts postérieurs à la mise en service d'une mini-centrale hydraulique.

Modifier une perception erronée exige un travail de longue haleine. Des études devraient permettre de déterminer dans quelle mesure une collectivité est prête à accepter la mini-hydraulique en analysant les couches sociales, l'économie et les traditions du pays en matière de gestion du crédit, de financement, d'utilisation en partage, etc. L'expérience prouve que

les techniques de gestion standards se heurtent à de nombreux obstacles et sont en conséquence, difficiles à mettre en oeuvre.

Si l'étude de ces facteurs dans une collectivité indique qu'un changement est possible, les dirigeants locaux devraient avoir la possibilité de suivre une formation pour se familiariser avec les techniques de motivation du personnel. L'expérience prouve qu'un tel stage peut grandement influencer sur les attitudes et modifier les méthodes de gestion des résidents. Et, à partir de là, l'utilisation de l'électricité à des fins productives entre dans le domaine du possible.

Mesures législatives de nature à stimuler la participation du secteur privé dans la construction des mini-centrales hydrauliques

Donal T. O'Leary

Ingénieur en chef, division des sciences appliquées
Versar, Inc.
Springfield, Virginie

INTRODUCTION

La participation du secteur privé à la mise en oeuvre de petits projets hydro-électriques dans les nations en développement crée la possibilité de développer de façon efficace les ressources énergétiques d'un pays. Les petits projets hydro-électriques constituent par définition une entreprise intéressante pour l'entrepreneur :

- La dispersion géographique des emplacements minimise les contraintes auxquelles pourrait être exposée l'infrastructure du pays.
- L'envergure limitée du projet permet à un petit groupe d'experts de le réaliser dans un laps de temps relativement court.

La construction de mini-centrales hydrauliques par le secteur privé est encouragée quand il existe des débouchés sûrs pour l'énergie produite à un prix intéressant. Le promoteur peut alors contracter un emprunt auprès d'une banque afin de financer les travaux et l'exploitation de l'installation.

Dans ce sens, la promulgation en 1979 par le Congrès américain de la loi sur la politique de réglementation régissant les compagnies de services publics (PURPA) est un développement très prometteur. Les sections 201 et 210 de la loi en question sont particulièrement pertinentes. Elles prescrivent aux compagnies de services publics d'acheter l'électricité aux petits producteurs habilités à un prix reflétant la différence de coût par rapport à une énergie de substitution. D'autre part, la PURPA stipule que la vente d'énergie supplémentaire et de réserve par la compagnie au petit producteur ne doit pas être discriminatoire et qu'elle doit refléter le coût moyen de la production d'électricité de la société en question.

LA LOI SUR LA POLITIQUE DE REGLEMENTATION REGISSANT LES COMPAGNIES DE SERVICES PUBLICS

La promulgation en 1978 de la loi sur la politique de réglementation régissant les compagnies de services publics (PURPA) a joué un rôle majeur dans le regain d'intérêt pour la construction de petites centrales hydro-électriques aux Etats-Unis. Des extraits de la

section 2 du procès-verbal des débats témoignent de l'attention que le Congrès des Etats-Unis a portée à ce sujet :

"Le Congrès estime que la protection de la santé publique, de la sécurité et du bien-être, et la préservation de la sécurité nationale ... appellent :

- un programme visant une meilleure utilisation des équipements et des ressources dans les installations électriques,
- un programme visant le développement rapide du potentiel hydro-électrique des petits barrages existants afin de fournir de l'énergie électrique." (24)

Le titre II de la PURPA comprend des dispositions sans précédent dans le monde (23), à savoir l'intervention du pouvoir législatif dans des transactions d'énergie entre deux types de producteurs, les exploitants des petites centrales (y compris hydrauliques) et les compagnies de service public. La section 210 vise spécifiquement à surmonter trois obstacles auxquels s'étaient auparavant heurtés les petits producteurs désirant être raccordés à un service électrique (22) :

- Les compagnies n'étaient pas tenues d'acheter l'électricité produite selon sa "disponibilité" ou un contrat ferme, même si elle était offerte à un tarif intéressant.
- La vente d'énergie de réserve aux petits producteurs, qui en général subvenaient à la totalité ou à la plus grande partie de leurs besoins, se pratiquait souvent à des tarifs excessivement élevés.
- Même si un petit producteur pouvait vendre de l'énergie à une compagnie, il courait le risque de se voir attribuer le même statut et donc d'être soumis à une pléthore de dispositions réglementaires, imposées par le gouvernement fédéral ou l'Etat. Se conformer à ces règlements pouvait entraîner des frais supérieurs aux recettes provenant de la vente d'électricité.

Les sections 201 et 210 évoquent chacune de ces contraintes, les éliminent ou limitent très sensiblement leur impact.

Sections 201 et 210 de la PURPA

Les dispositions marquantes du titre II de la loi établissent le cadre qui régit l'achat d'électricité par une compagnie de petites installations habilitées, à un tarif reflétant la différence de coût d'une énergie de substitution pour la compagnie en question. Une installation habilitée est une centrale d'une capacité maximale de 80 MW qui produit surtout de l'énergie électrique grâce une ressource renouvelable (dont l'hydraulique). Une compagnie électrique ne doit pas détenir plus de 50 % des fonds propres de cette petite unité de production.

La PURPA stipule également que les tarifs de vente d'électricité de la compagnie à une petite centrale ne doivent pas être excessifs et ces installations sont exemptées des lois et des dispositions réglementaires du gouvernement fédéral et de l'Etat applicables aux compagnies d'électricité. La PURPA prescrit également des "dispositions garantissant (a) un minimum de fiabilité des ... installations habilitées (y compris dans des situations d'urgence) et (b) l'approvisionnement en électricité de ces installations par les compagnies en cas d'urgence."

De plus, le Congrès a ordonné à la Commission fédérale chargée de la réglementation de l'énergie (FERC) d'établir des règlements pour promouvoir l'application des sections 201 et 210 de la PURPA après avoir effectué "les consultations requises avec les représentants des autorités chargées d'appliquer la réglementation fédérale et de l'Etat, d'établir les tarifs pour les services électriques" et le public. Pour finir, la section Article 210(f) exige que chaque autorité responsable de la réglementation au niveau de l'Etat "applique (après avoir dûment consulté le public) ces dispositions (FERC) (ou ces règlements amendés) à chaque compagnie d'électricité pour laquelle elle est habilitée à fixer les tarifs." (20)

En résumé, les cinq points saillants des sections 201 et 210 sont les suivants :

- Seules des installations habilitées sont en mesure de vendre de l'électricité à une compagnie. L'octroi de ce statut dépendra de la structure du capital social, de la taille de la centrale et des ressources utilisées pour produire l'électricité.
- La compagnie achète l'électricité à un prix reflétant la différence de coût par rapport à une source d'énergie de substitution.

- La compagnie est tenue de ne pratiquer aucune politique tarifaire discriminatoire à l'encontre des installations habilitées.
- L'installation habilitée est exemptée des dispositions juridiques et réglementaires régissant l'organisation et les déclarations de revenus des compagnies d'électricité.
- L'installation habilitée est tenue de respecter un minimum d'impératifs spécifiés en matière de fiabilité.

Promulgation des dispositions de la FERC

Le 25 février 1980, la FERC a publié la version définitive de l'ensemble des dispositions en vertu des sections 201 et 210 de la PURPA (sous la cote 18 CFR Section 292). Les règlements portent sur les questions suivantes :

- les règles de notification applicables aux services électriques,
- les tarifs d'achat,
- les tarifs de vente,
- les coûts de raccordement,
- les critères auxquels les petites installations doivent se conformer, notamment : structure du capital social, normes d'exploitation et de rendement, ordonnancement, exemptions de la législation fédérale et de l'Etat.

En règle générale, les dispositions sont telles qu'il est extrêmement avantageux pour les installations habilitées de vendre de l'électricité à un service (inter)connecté, à un tarif d'achat convenu.

Le tarif auquel une compagnie achète l'électricité d'une installation nouvellement habilitée (c'est-à-dire, construite après novembre 1978), dépendra des "dépenses évitées" (terminologie de la FERC pour désigner "la différence de coût" mentionnée dans la PURPA) et des caractéristiques de l'installation habilitée elle-même. Les dépenses évitées correspondent à "... la différence de coût de l'énergie ou de la puissance électrique ou des deux que la compagnie devrait régler si elle la produisait elle-même ou l'achetait d'une autre source (section 292.101(b)(6)) (45 FR 12214 (25/2/80)).

L'obligation faite à la compagnie de fournir des données a été instaurée afin d'aider les administrations chargées de la réglementation au niveau de l'Etat à déterminer les dépenses évitées, qui incluent :

- Les dépenses d'énergie évitées prévues (en cent/kWh) selon diverses quantités d'énergie achetées auprès des installations habilitées. Les données doivent comprendre les coûts de production de pointe quotidienne, en période saisonnière et hors saison pour l'année en cours et chacune des cinq années suivantes.
- Les projets de la compagnie visant à augmenter ou à diminuer la capacité (type et volume) et les achats d'énergie et de puissance garanties pour les dix années suivantes.
- Les coûts de production prévus en dollars/kW et les coûts annexes par kW pour chaque augmentation de puissance ou d'achat ferme prévus (45 FR 12214 (25/2/80)).

D'autres données fournies par les installations habilitées peuvent également être incluses dans le calcul des dépenses évitées, à savoir :

- La disponibilité de puissance ou d'énergie pendant les périodes de pointe quotidiennes et saisonnières dont capacité de distribution, fiabilité escomptée ou démontrée.
- Les conditions du contrat entre l'installation et la compagnie dont durée des engagements, conditions régissant l'avis de résiliation et sanctions en cas d'inobservation.
- La coordination des coupures prévues.
- L'utilité de la puissance et de l'énergie de l'installation en cas d'urgence, dont capacité de séparer la charge de la production.
- La valeur propre et cumulée de l'énergie et de la puissance pour le système électrique.
- La relation entre la disponibilité d'énergie ou de puissance et la capacité de la compagnie à éviter les dépenses, à savoir différer les augmentations de puissance et réduire l'utilisation de combustibles fossiles, plus frais ou économies résultant des pertes en ligne (section 292.304(E)).

Chaque autorité chargée de la réglementation au niveau de l'Etat a le choix d'évaluer les facteurs mentionnés ci-dessus comme elle l'entend, d'établir et de pratiquer les tarifs d'achat standard dans sa zone de service pour chaque type d'installation habilitée (systèmes éolien ou hydraulique) ou d'étudier ces facteurs cas par cas (pour les installations d'une capacité supérieure à 100 kW).

Les dispositions de la FERC régissant les tarifs de vente des compagnies aux installations habilitées ont été rédigées en termes de coût moyen de production et de puissance génératrice. Les tarifs ne sauraient établir de différence entre les installations habilitées et les autres clients de la même catégorie qui ne produisent pas pour fournir de l'énergie supplémentaire, de réserve, de maintenance ou modulable. De plus, les tarifs de l'énergie de réserve et de maintenance doivent refléter le degré de coordination entre les coupures prévues à l'installation habilitée et à la compagnie.

Il convient de noter que les petits projets, tels que les mini-centrales hydrauliques ne seront avantageux du point de vue des dépenses de capacité évitées que si l'on respecte sans les dissocier les critères de taille et de fiabilité.

Des analyses plus approfondies de ces dispositions ont été faites par d'autres sources. L'étude de Fox (6) est très utile pour formuler une méthode de calcul des dépenses évitées.

Application des dispositions de la FERC par les autorités chargées de la réglementation au niveau des Etats

La PURPA et les dispositions réglementaires de la FERC pertinentes ne stipulent pas de plan d'exécution spécifique pour les Etats. Une large autonomie en matière de procédures et une bonne latitude ont été laissées à chaque Etat pour appliquer les directives fédérales, ce qui permet de mieux adapter la PURPA aux conditions locales et d'utiliser des méthodes innovatrices. Un plan d'exécution bien élaboré reflètera les objectifs politiques et les principes réglementaires de l'Etat. Il comprendra des modalités de mise en oeuvre et des dispositions qui minimiseront l'appel aux ressources fiscales et administratives de l'Etat. En outre, ce plan devra régler directement les questions relatives à la structure et à l'élaboration des tarifs sur la base de l'option technique retenue. Ensuite, l'Etat établira des règlements applicables dans sa juridiction à toutes les compagnies et installations habilitées.

Les commissions chargées des services au niveau de l'Etat étaient tenues de promulguer des plans d'exécution afin d'appliquer les sections 201 et 210 de la PURPA au 20 mars 1981. Début juin 1981, 15 Etats seulement avaient exécuté les dispositions de la FERC (9). Naturellement, les tarifs d'achat standards sont fortement influencés par les prix du combustible (nucléaire, charbon ou mazout) que l'énergie achetée des installations habilitées se propose de remplacer (voir Tableau 1).

TABLEAU 1. Echantillon de tarifs d'achat (17)

| Etat | Energie intermittente (\$kWh) | Energie continue (\$kWh) | Combustible remplacé |
|----------------|-------------------------------|--------------------------|----------------------|
| New Hampshire | 7,7 | 8,2 | Mazout |
| North Carolina | 3 | 5 | Nucléaire |
| Vermont | 6,6 | 9 | Mazout |

INCIDENCES DE LA PARTICIPATION DU SECTEUR PRIVE SUR LE DEVELOPPEMENT DES MINI-CENTRALES HYDRO-ELECTRIQUES

L'objectif de la PURPA est de promouvoir la mise en valeur rapide des sources d'énergie renouvelables (dont l'hydraulique), grâce à une association du secteur public et du secteur privé. Deux éléments-test de son efficacité seront d'une part, le rythme auquel les nouveaux systèmes, notamment les mini-centrales hydrauliques, pourront être intégrées au réseau national et d'autre part, leur fiabilité.

En avril 1980, la FERC prévoyait dans une étude d'impact que la PURPA devrait avoir stimulé la construction d'installations autonomes totalisant une capacité de 12 000 MW vers 1995 (toutes sources renouvelables incluses, plus coproduction).

Toutefois, il semble dès maintenant que la prévision de la FERC est trop modeste. En 1981, la FERC escomptait recevoir 1 800 demandes pour étudier le potentiel hydro-électrique aux barrages existants et aux sites en développement -- soit cent fois plus qu'en 1977 (18 demandes seulement (14)). Au 1er avril 1981, la FERC avait reçu des demandes d'entreprises privées totalisant un potentiel de 5 674 MW (7). La plupart des demandes concernent des sites qui répondent aux critères de la PURPA et la moitié d'entre elles se disputent l'opportunité de développer des barrages existants.

Les projets proposés se répartissent sur l'ensemble du pays et envisagent l'installation de mini-centrales hydrauliques près de bassins de retenue construits pour des usines de textile abandonnées (en Nouvelle-Angleterre et au Sud-Est), de barrages d'irrigation (dans le Nord-Ouest) et d'écluses dans de grandes rivières telles que le Mississippi, le Missouri, l'Arkansas et l'Alabama.

Avec la participation du secteur privé au développement de mini-centrales hydro-électriques, un nouveau type de compagnie entre en scène. De façon générale, ce type de société vise à développer la mini-hydraulique sur une grande échelle et elle se spécialise dans la mise en

place d'un "accord global" comprenant la gestion du projet dans son ensemble (réglementation, aspects techniques et financiers), l'élaboration d'un contrat pour vendre la production de la centrale et la formulation d'un programme pour attirer les investisseurs.

Un contrat type entre une installation habilitée et une compagnie impliquerait que :

- l'installation habilitée est responsable de la construction, de la gestion et de la maintenance de la centrale hydro-électrique,
- la compagnie de services publics est responsable de la construction, de la gestion, de l'exploitation et de la maintenance de tout le matériel de distribution et de connexion des sous-stations nécessaires pour raccorder l'installation et la compagnie,
- l'installation habilitée rembourse à la compagnie tous les frais initiaux de distribution et de connexion entre la sous-station et l'installation et acquitte à la compagnie les redevances annuelles pour l'exploitation et la maintenance des installations (1).

Questions Techniques

L'intégration des installations habilitées dans le réseau de production et de charge d'une compagnie la contraindra à réviser ses méthodes de planification et d'exploitation. Pour commencer, les questions techniques suivantes devront être étudiées :

- La sécurité du personnel et du matériel.
- La qualité du service.
- Les ajustements à réaliser sur le plan opérationnel.
- Le système de relevé des compteurs.
- Les modalités de dimensionnement et les limites d'interconnexion.
- Les données requises sur les installations.

Prichett (1981) a donné un exposé sommaire des modalités possibles. Toutefois, des directives claires devront être établies pour savoir qui se chargera des dépenses concernant un matériel particulier ou la main-d'oeuvre.

APPLICABILITE DE LA PURPA AUX PAYS EN DEVELOPPEMENT

Les circonstances qui ont incité le Congrès des Etats-Unis à promulguer la loi sur la politique

de réglementation régissant les compagnies de services publics (PURPA) en 1978 prévalent de façon plus aiguë encore dans les pays en développement dont l'économie a été ravagée par les augmentations du prix du pétrole depuis 1973. Les factures énormes de pétrole absorbent une part toujours croissante des recettes à l'exportation de ces pays, grèvent leur budget pour régler les importations de première nécessité et ralentissent leur développement économique. Par conséquent, il est impératif pour la sécurité et la santé économique de ces pays que toutes les sources d'énergie renouvelables et viables (dont la mini-hydraulique) soient mises en valeur.

Dans nombre de pays, il faudra établir une association entre les secteurs public et privé afin de développer de façon optimale les ressources hydro-électriques en respectant le cadre juridique et les conditions socio-

économiques propres à chaque nation. Une législation telle que la PURPA -- qui garantit un prix de marché attrayant pour l'électricité produite par des installations habilitées -- est une condition préalable pour amener le secteur privé à participer au développement des petites centrales hydro-électriques dans les pays en développement. Toutefois, la législation seule ne saurait suffire. D'autres facteurs peuvent grandement influencer sur la mise en oeuvre des centrales par le secteur privé.

Facteurs influant sur le développement de la mini-hydraulique dans les pays en développement

De nombreux facteurs entrent en ligne de compte pour déterminer si un projet entrepris par le secteur privé sera ou non viable (voir Tableau 2 pour une étude de cas en République Dominicaine) :

TABLEAU 2. Analyse de la construction d'une mini-centrale hydraulique par le secteur privé en République Dominicaine

| Facteur | Situation |
|--|---|
| Prise de conscience au niveau national de l'importance du développement de la mini-hydraulique | Des études de faisabilité ont été faites sous les auspices de nombreux gouvernements et services étrangers (dont USAID, KIW, le Canada, la France, la Norvège et l'Espagne) de concert avec les services gouvernementaux de la République Dominicaine. Deux centrales sont en service, une est en cours de réalisation. La construction de trois autres installations commencera dans un proche avenir. L'USAID envisage le financement de 3 autres projets ou moins. |
| Existence d'un organisme chargé de planifier le développement des ressources nationales | Une Commission nationale permanente chargée de la politique énergétique (CNPE) a été établie en 1979 afin de contribuer à coordonner les activités des différents services, à analyser la situation énergétique nationale, à formuler et promouvoir les politiques et programmes appropriés. La CNPE a créé une division chargée de préparer des plans et une politique à court, moyen et long terme pour la production hydro-électrique. La structure tarifaire de la compagnie d'électricité nationale (CDE) vise à doter le service d'une base financière solide. |
| Volonté de surmonter les obstacles institutionnels | A présent, seule la CDE peut vendre de l'électricité. La CDE a un accord d'échange avec quelques grands producteurs autonomes d'électricité pour transférer l'énergie dans les deux sens selon les besoins. La législation sur le développement des ressources hydro-électriques est très confuse et a donné lieu à des querelles entre la CDE et l'INDRHI (Institut national pour le développement hydraulique). Une étude détaillée de la législation applicable au secteur électrique est censée commencer bientôt et devrait en définitive mener à la préparation et la promulgation d'une loi moderne et efficace. La loi pourrait ordonner la création d'une commission chargée de réglementer le service électrique. |

TABLEAU 2. (suite)

| Facteur | Situation |
|--|---|
| Disponibilité de capitaux pour la construction par le secteur privé | A l'heure actuelle, il ne s'agit que de conjectures vu que seule la CDE peut vendre de l'électricité. Le pays a un réseau de banques commerciales très actives et plus de 15 institutions de prêt au développement liées à la banque centrale. Un de ces organismes de développement (FIDE) applique depuis deux ans une politique favorisant les prêts pour la conservation de l'énergie dans l'industrie l'agriculture ou la fabrication d'équipements relatifs à des énergies de substitution. |
| Assurance-sécheresse | Non disponible. |
| Souplesse des dispositions contractuelles entre la compagnie et le promoteur de la centrale | Non applicable. |
| Création de programmes de formation professionnelle pour les directeurs de projet, les spécialistes et les techniciens | La République Dominicaine dispose d'un groupe de spécialistes bien formés qui connaissent à fond tous les aspects du développement de l'hydraulique. La CDE a mis en place un programme de formation axé sur l'exploitation et la maintenance à l'intention des exploitants de centrales. |
| Intérêt et participation des collectivités locales dans la réalisation des petits complexes énergétiques et autres projets connexes (assainissement d'eau) | Des enquêtes sur place effectuées par le personnel de la NRECA et des discussions à tous les niveaux de la société témoignent de l'intérêt général des collectivités et font état d'une vaste participation dans des projets antérieurs d'adduction d'eau. |

- La prise de conscience au niveau national de l'importance du développement de la mini-hydraulique est capitale pour adopter rapidement des mesures. Cela est particulièrement vrai dans les pays où le potentiel de production des petites ressources d'énergie est assez important pour pouvoir substantiellement contribuer à l'approvisionnement du pays entier.

Dans la pratique, cette prise de conscience se traduit par une attitude positive de la part de tous les organismes public et privé qui peut influencer favorablement sur le succès des petits projets hydro-électriques.

- La volonté de surmonter les obstacles institutionnels est aussi importante. Par exemple en Inde, les projets hydrauliques ne peuvent pas, selon la loi, être développés par le secteur privé (2). Dans la plupart des pays d'Amérique latine, l'utilisation de l'eau pour la production alimentaire a une telle priorité que les projets hydro-électriques sont toujours relégués au second plan après l'irrigation. Par conséquent, il est important que des dispositions claires définissent la parti-

cipation des différents organismes intéressés au développement des ressources hydrauliques (10).

- Les organismes chargés de planifier le développement des ressources énergétiques nationales peuvent mettre en évidence l'importance de la mise en valeur des ressources hydro-électriques et des autres énergies renouvelables. Ces organisations peuvent également amener les compagnies à formuler des barèmes tarifaires qui reflètent le coût réel des combustibles fossiles et les encourager à intégrer l'hydro-électricité et les autres ressources renouvelables dans leur appareil d'approvisionnement en énergie.

Vu que beaucoup d'aires de service des mini-centrales seront des zones rurales, cet organisme de planification pourrait également coordonner les activités des services de développement énergétique, agricole et rural.

- La création d'une commission chargée des compagnies de services publics, chargée de réglementer le développement du secteur électrique et les tarifs est capitale.

- La disponibilité de capitaux pour la construction est un problème majeur pour les promoteurs privés. Clasgens et Rothschild (4) ont énuméré nombre de systèmes de financement pour les projets hydrauliques dont les obligations exemptes d'impôts et les garanties relatives au service de la dette. L'Etat de Californie, par exemple, a créé l'Alternative Energy Source Financing Authority, chargée d'émettre des obligations non assujetties à l'impôt afin de mettre à disposition des capitaux bon marché pour les projets d'énergie solaire, éolienne, biomasse, géothermique et hydraulique. Il serait intéressant de suivre l'évolution de la situation en Californie, vu que plusieurs contrats ont déjà été passés entre des compagnies de services publics et le secteur privé (1), en vue de déterminer les arrangements qui se sont révélés les plus avantageux.

Les remboursements de la dette garantis par le gouvernement réduisent les risques et stimulent ainsi l'intérêt du secteur privé au développement des mini-centrales avec peu, voire sans dépense des deniers publics. Si les projets sont rigoureusement vérifiés pour minimiser les possibilités de défaut de paiement, le programme peut être mis en oeuvre à un coût pratiquement nul. De plus, il faudra normaliser la méthode d'évaluation relative aux aspects techniques et financiers des projets afin de minimiser les coûts du programme (12).

- La disponibilité d'une assurance-sécheresse surtout pendant les premières années de l'exploitation de la centrale est un point important.
- La souplesse des dispositions contractuelles entre la compagnie et le promoteur de la centrale entre aussi en ligne de compte. Un contrat permettant à l'installation de rembourser tous les emprunts pendant les 5 premières années d'exploitation rendrait beaucoup de projets très intéressants (13).
- Les programmes de formation professionnelle pour les directeurs de projet, les spécialistes et les techniciens sont d'une importance capitale pour la planification, la conception, la construction et l'exploitation d'une mini-centrale hydraulique. Lorsque les chances de recruter du personnel qualifié sont minces, les investissements deviennent risqués et les crédits ne sont pas débloqués.
- L'intérêt et la participation poussés des collectivités locales dans la réalisation des petits complexes énergétiques et autres

projets connexes (assainissement d'eau) est un autre facteur important. La participation de la communauté locale permet de réduire les coûts (surtout ceux de génie civil) et d'améliorer la fiabilité de l'exploitation par l'entretien du bassin hydrographique en amont de l'accès au canal d'aménée et le souci d'exploiter convenablement la centrale.

La réglementation PURPA néglige un élément dont les pays en développement devront tenir compte : la participation active de la collectivité locale à la construction et à l'exploitation de la mini-centrale de façon à garantir la fiabilité de sa performance. L'expérience montre que les petites centrales cessent fréquemment leurs activités en raison de l'entretien insuffisant des voies d'eau en amont du barrage de dérivation. On peut éviter cette situation si les résidents se rendent compte que la continuité du service dépend du soin qu'ils apportent à la tenue de "leur" voie d'eau.

PROJET DE POLITIQUE

Dans beaucoup de pays il faudra établir un accord d'association entre les secteurs public et privé afin de maximiser le développement des ressources naturelles par une législation du type PURPA. Le secteur public peut stimuler la contribution du secteur privé au développement des mini-centrales hydro-électrique par les moyens suivants :

- Le cadre juridique national (notamment les lois relatives au secteur électrique et aux ressources en eau) devrait autoriser la participation du secteur privé au développement de petits sites hydro-électriques et garantir la vente de l'électricité ainsi produite aux compagnies de services publics par le biais d'une vaste gamme d'arrangements contractuels.
- La mise en place d'un organisme chargé de planifier le développement rationnel des ressources énergétiques d'un pays et de coordonner toutes les activités.
- La mise à disposition de capitaux pour la construction des mini-centrales (obligations exemptes d'impôts et services de la dette garantis) devra être assurée.
- Des règlements déterminant clairement le rôle et les responsabilités de l'assistance étrangère (fonds, technique) devraient être promulgués, notamment des directives pour le lancement de projets cofinancés par des sociétés du pays-hôte.
- Une assurance-sécheresse devrait être instituée le cas échéant.

- Des programmes de formation professionnelle pour les directeurs de projet, les spécialistes et les techniciens devraient être mis sur pied.
- Le rôle des collectivités dans le développement et l'exploitation des centrales serait mis en évidence en créant des programmes d'enseignement dans les communautés rurales qui traiteraient des avantages de l'électricité et du rôle important que ces mêmes communautés peuvent assumer pour garantir la fiabilité de l'approvisionnement. La Fig. 1 montre l'interaction des secteurs public et privé dans le développement des mini-centrales hydrauliques quand une initiative du type PURPA est prise.

DEVELOPPEMENT DE LA MINI-HYDRAULIQUE EN REPUBLIQUE DOMINICAINE

En République Dominicaine, l'application d'une disposition clé de la section 210 de la PURPA (le prix de l'électricité achetée par une compagnie à un petit producteur doit refléter les

dépenses que ce service aura évitées) a rendu la construction d'une mini-centrale hydraulique très attrayante pour le secteur privé. La situation décrite ici est un condensé d'une étude détaillée (16) qui a été effectuée sur la base d'une méthode spéciale de sélection du site (15) qui reflète les pratiques d'ingénierie standard en cours aux Etats-Unis et en République Dominicaine.

Caractéristiques du site

Le site se trouve dans la Province d'Azoua. L'emplacement proposé pour l'installation de la centrale électrique est à 1 km environ d'une ligne de distribution de 12,5 kV. La zone de drainage du bassin hydrographique et le canal d'amenée ont une superficie combinée de 200 km². On disposait de données sur le débit couvrant une période de cinq ans.

Considérations relatives à la conception

Sur la base des informations déduites d'une courbe de la durée du ruissellement et de la

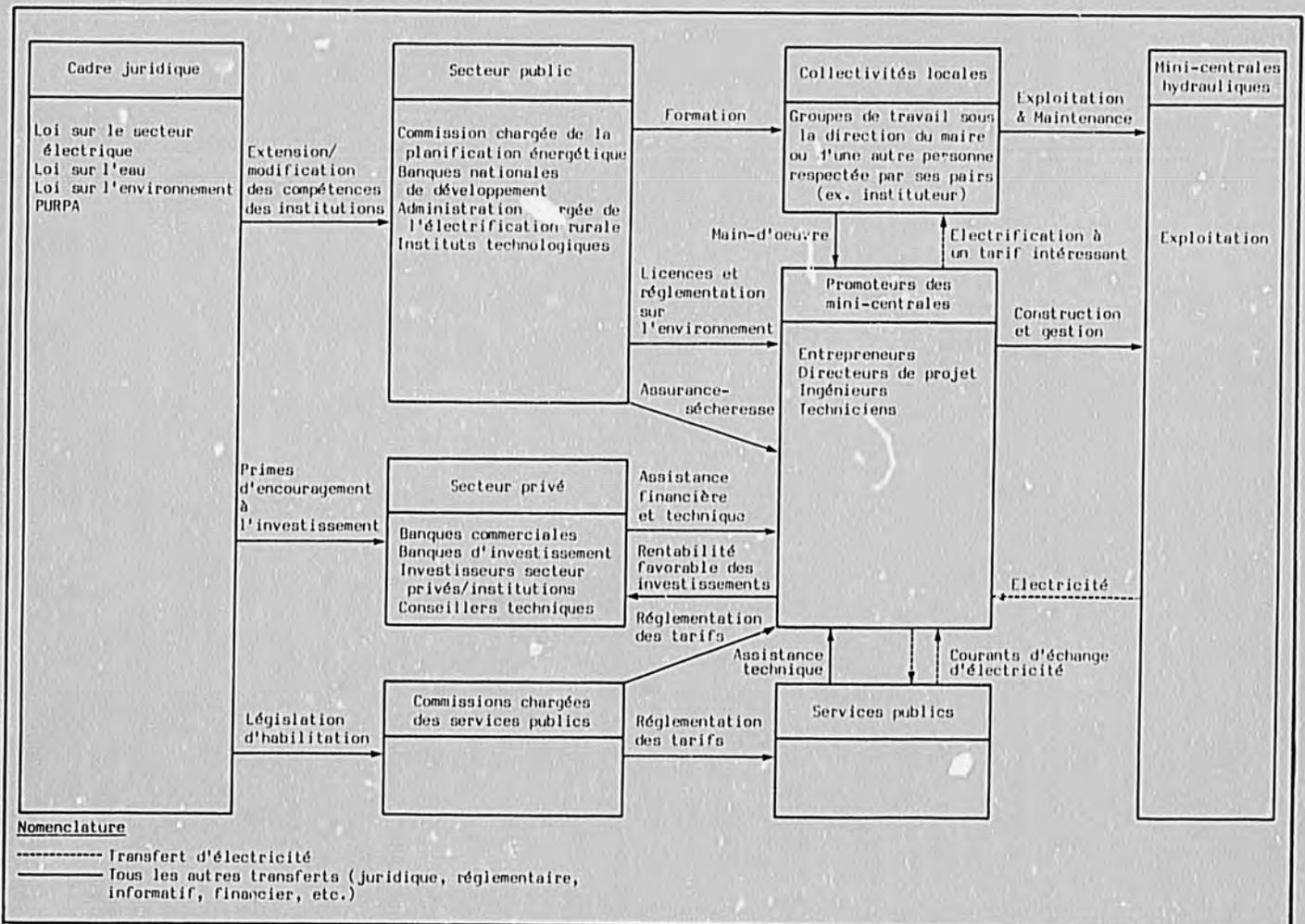


Fig. 1. Interaction des secteurs public et privé dans le développement des mini-centrales hydrauliques.

méthode de sélection de l'emplacement on a calculé un débit nominal (Q_D) de $1,5 \text{ m}^3/\text{s}$. Plusieurs configurations adaptées à différentes conceptions et à l'installation d'une ou de plusieurs turbines ont été étudiées. La configuration retenue a été une turbine à impulsion radiale d'une capacité de 726 kW travaillant sous une hauteur de chute nominale de 61,75 mètres et recelant un potentiel de production de 2,41 GWh.

La conception envisageait par ailleurs les ouvrages suivants :

- Un barrage de dérivation en pierres et en béton d'une longueur de 36 mètres et d'une hauteur de 3 mètres.
- Un canal de fuite trapézoïdal en pierres et en mortier de 2,3 km ayant un gradient de déclivité de 0.01 et un débit potentiel de $1,7 \text{ m}^3/\text{sec}$.
- Une conduite forcée en acier : diamètre 90 cm, épaisseur 8 mm, longueur 100 mètres et capacité $1,5 \text{ m}^3/\text{sec}$.
- Un générateur synchrone de 726 kW ayant une tension nominale de 4 160 volts à 60 Hz et une vitesse de 1 200 t/m (grâce à un dispositif de pas d'accélération).
- Une ligne de transport de 12,5 kV sur 7 km.

Coûts du projet

Les coûts ont été basés sur les hypothèses suivantes :

- Le coût de l'équipement et des matériaux correspondent au prix de livraison au site.
- Tous les coûts sont exprimés en dollars de la République Dominicaine de 1981. Le coût de l'équipement acheté à l'étranger a été calculé au taux de change officiel de 1 \$ R.D = 1 \$ E.U.
- Les coûts de main-d'oeuvre pour la construction et l'installation ont été calculés selon une moyenne pondérée des coûts des effectifs locaux non qualifiés et semi-qualifiés.

Le Tableau 3 présente un résumé des coûts du projet tels que préparés par une équipe de spécialistes de la République Dominicaine.

Avantages du projet

Les avantages du projet ont été calculés sur la base des recettes de la vente d'électricité produite au tarif d'achat du réseau présumé de 11 cents/kWh. Il s'agit du coût moyen de la

TABLEAU 3. Estimations de coûts

| | \$RD |
|--|-----------|
| Nouveau barrage et déversoir | 105 000 |
| Canal usinier | 198 700 |
| Passe usinière | 24 000 |
| Conduite forcée | 56 000 |
| Centrale et équipement électrique | 405 800 |
| Ligne de transport, transformateur et équipement de protection | 102 000 |
| Défrichage du terrain et voies d'accès | 14 000 |
| Total partiel | 950 000 |
| Frais généraux (10%) | 95 100 |
| Provision pour imprévus (15%) | 142 600 |
| Total | 1 188 200 |

production d'électricité pour la compagnie de service public (3) qui a été calculé comme suit :

| | |
|--------------|-----------------|
| Exploitation | 9,15 |
| Maintenance | 0,42 |
| Total | 9,57 cents/kWh. |

A un taux d'inflation annuel de 15 % (1981) on obtient un coût de 11,12 cents/kWh. En outre, on a posé les hypothèses additionnelles suivantes :

- Tous les investissements seront faits avant la première année d'exploitation (C_0).
- Les dépenses cycliques pour l'année i (R_i) sont de 1,28 % pour l'exploitation et la maintenance et de 0,01 % pour l'administration et les frais généraux, en pourcentage des investissements initiaux.
- Le facteur d'actualisation représente le coût d'opportunité du capital fixé officiellement à 12 %.

La méthode adoptée pour calculer la valeur actualisée des avantages, des coûts et des profits nets du projet est indiquée au

Tableau 4. Les résultats peuvent être résumés comme suit (dollars RD de 1981) :

- Valeur totale actualisée des avantages du projet (VAA₃₀) = 3 415 720 \$ RD.
- Valeur totale actualisée des coûts du projet (VAC₃₀) = 1 311 665 \$ RD.
- Valeur totale actualisée des profits nets du projet (VAPN₃₀) = 2 104 055 \$ RD.
- Rapport coûts-avantages = 2,60.
- Taux de rendement du projet = 34 %.

Considérations institutionnelles

Les deux précédents paragraphes ont montré la faisabilité (sous l'angle financier et technique) du développement concret d'un site en République Dominicaine. Du point de vue financier le projet est très intéressant. En fait, les profits du projet ont été sous-estimés parce que l'analyse a pris comme référence le coût moyen plutôt que le coût marginal de la production électrique et n'a envisagé aucune augmentation en termes réels des coûts du pétrole importé.

A première vue, les renseignements montrent que ce projet est extrêmement intéressant pour le secteur privé. Toutefois, d'autres facteurs qui pourraient entraver la réalisation de ce projet par le secteur privé ont également été étudiés (voir Tableau 2). Globalement les perspectives de développement des petits sites hydrauliques par le secteur privé en République Dominicaine sont bonnes néanmoins, elles ne sont pas optimales à l'heure actuelle.

Dans l'immédiat, les obstacles à la construction de mini-centrales hydrauliques par le secteur privé en République Dominicaine sont surtout d'ordre institutionnel. Les mesures suivantes permettraient de les surmonter :

- Promulgation d'une loi rationnelle sur le secteur électrique qui définisse clairement les responsabilités institutionnelles pour la production, le transfert, la distribution et la vente d'électricité. La loi devrait clairement délimiter les domaines d'intervention des institutions en matière de mise en valeur des ressources hydro-électriques.
- Création en vertu de cette loi d'une commission chargée des services publics, chargée de superviser le développement rationnel du secteur électrique.
- Promulgation d'une loi du type PURPA afin d'encourager la participation des secteurs

TABLEAU 4. Calcul de la valeur actualisée des avantages, des coûts et des profits nets du projet

Pour un horizon planifié de 30 ans, la valeur totale actualisée des avantages (VAP₃₀) correspond à :

$$VAA_{30} = \sum_{i=1}^{30} B_i \frac{1}{(1+r)^i} \quad (1)$$

Dans ce cas, B_i est constant (B) pour chaque année de l'horizon planifié et

$$B = 0,11 \text{ \$/kWh} \times 3,855 \times 10^6 \text{ kWh} = 424 050 \text{ \$RD.}$$

Le facteur de la valeur actualisée FVA_T a été calculé comme suit :

$$FVA_T = \sum_{i=1}^T \frac{1}{(1+r)^i} = \frac{1 - (1+r)^{-T}}{r} \quad (2)$$

Où T est la durée de l'horizon planifié (11)

Dans ce cas, FVA₃₀ = 8,055.

Ainsi, on peut recomposer l'équation de la façon suivante :

$$\begin{aligned} VAA_{30} &= FVA_{30} \times B \\ &= 8,055 \times 424 050 \text{ \$RD} = 3 415 720 \text{ \$RD.} \end{aligned}$$

La valeur totale actualisée des coûts du projet (VAC₃₀) correspond à :

$$VAC_{30} = C_0 + \sum_{i=1}^{30} C_i \frac{1}{(1+r)^i} \quad (3)$$

Dans ce cas,

$$C_i = (0,0129)C_0, \quad i = 1, 2, \dots, 30.$$

Ainsi l'équation 3 peut être réécrite sous la forme :

$$\begin{aligned} VAC_{30} &= C_0 + (0,0129)FVA_{30} C_0 \\ &= C_0 (1 + 0,0129 \times 8,055) \\ &= (1 188 200 \times 1,104) \text{ \$RD} \\ &= 1 311 655 \text{ \$RD.} \end{aligned}$$

La valeur actualisée des profits nets du projet (VAPN₃₀) sont calculés comme suit :

$$VAPN_{30} = VAA_{30} - VAC_{30} = 2 104 055 \text{ \$RD.}$$

public et privé au développement de l'hydraulique et des autres sources d'énergie renouvelables.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

1. Barkovich BR. "Creating a Market for Small Power." Présenté lors de la conférence de l'UNITAR sur le petit potentiel énergétique, Los Angeles, Californie, septembre 1981.
2. Barnea J. "The Future of Small Energy Resources." Présenté lors de la conférence de l'UNITAR sur le petit potentiel énergétique, Los Angeles, Californie, septembre 1981.
3. Corporación Dominicana de Electricidad. General Balance and Supplementary Accounts. novembre 1960.
4. Clasgens H III, and Rothschild AF. "Some Mechanisms for Financing the Development of Small Energy Resources." Présenté lors de la Conférence de l'UNITAR sur le petit potentiel énergétique, Los Angeles, Californie, septembre 1981.
5. Energy Law Institute. PURPA Section 210: Final Regulations, Section-by-Section Analysis. Préparé pour le U.S. Department of Energy, Region 1. Concord, NH: University of New Hampshire, juin 1980.
6. Fox J. "Pre-file Testimony." Présenté au nom de Parallel Generation Association of Kansas devant la commission d'Etat sur les sociétés de l'Etat du Kansas, Docket No. 115,379-U, 23 mars 1981.
7. Gallant FK. "Small Hydro's Second Coming." Rural Electrification, juin 1981.
8. Golden WB. State Implementation of Section 210 PURPA Regulations: A Federal Experiment in Decentralized Policymaking and Implementation. Cambridge, MA: Kennedy School of Government, Harvard University, avril 1981.
9. Hydrowire. Boston, MA: Hydro Consultants, Inc.
10. Indacochea E. Requirements and Methodologies for the Massive Implementation of Small Hydroelectric Power Plants in Latin America (en espagnol). Quito, Ecuador: Latin American Energy Organization, 1980.
11. Maass A. Design of Water Resources Systems. Cambridge, MA: Harvard University Press, 1962, p. 105.
12. Marsden K. "Creating the Right Environment for Small Firms," Finance and Development, septembre 1981, pp. 13-16.
13. Philip M., president of Maine Waterpower. Communication with Donal O'Leary, 7 octobre 1981.
14. Norman C. "Renewable Power Sparks Financial Interest," Science, 26 juin 1981, pp. 1479-1481.
15. NRECA. Site Selection Methodology for Small Hydroelectric Plants. Washington, DC: National Rural Electric Cooperative Association, juin 1981.
16. NRECA. The Viability of an AID Financed Small Hydro Program in the Dominican Republic. Washington, DC: National Rural Electric Cooperative Association, juillet 1981.
17. Pope C. "U.S. Entrepreneurs Fall for 'Patriotic' Power Source," Canadian Renewable Energy News, juillet 1981, p. 34.
18. "The Power Line." Washington, DC: Environmental Action Foundation.
19. Prichett W. "Concerns of Rural Electric Systems with Interconnection to Small Power Producers and Cogenerators." Présenté lors de la conférence de la NRECA sur l'ingénierie et les opérations, Kansas City, Missouri, 2-5 novembre 1981.
20. Public Law 95-617 (H.R. 4028). Public Utility Regulatory Policies Act of 1978; Title II--Certain Federal Energy Regulatory Commission and Department of Energy Authorities. Washington, DC: U.S. Government Printing Office, 8 novembre 1978.
21. Silverstone D. PURPA: Promise, Performance and Prologue. Préparé en vertu du contrat No. DE-FG01-79IR10802. Washington, DC: Environmental Action Foundation, juillet 1981.
22. Silverstone D. PURPA Provisions on Cogeneration and Small Power Production. Préparé en vertu du contrat No. DOE-FG01-79IR10802. Washington, DC: Environmental Action Foundation, novembre 1980.
23. Taubman E, and Weingart J. Renewable Energy Technologies and Developing Countries: The Potential Relevance of Recent U.S. Regulatory, Legal and Financial Experience. Rapport No. RM-003-AID-81. Préparé pour

la conférence de l'ONU sur les sources
d'énergie nouvelles et renouvelables,
Nairobi, Kenya, avril 1981.

24. U.S. Congress. House Report 4028 on Public
Law 95-617: Public Utilities Regulatory
Policies Act (PURPA). Washington, DC: U.S.
Government Printing Office, 1978.

CONCLUSION

**Sommaire des recherches du groupe de travail sur
la mini-centrale d'Aboisso**

Paul H. Kirshen

Discours de clôture

Gaston Dossou

Sommaire des recherches du groupe de travail sur la mini-centrale d'Aboisso

Paul H. Kirshen, Docteur ès sciences

Expert-conseil en matière de ressources en eau
Newton, Massachusetts

En vue de sensibiliser les participants aux réalités d'une étude de faisabilité relative à une mini-centrale hydraulique et de faire la synthèse des documents pluridisciplinaires présentés lors du séminaire, une visite a été organisée au site d'Aboisso qui sera développé par la compagnie nationale d'électricité de la Côte-d'Ivoire. Les participants ont étudié plusieurs options de conception. Le présent rapport expose les procédures qui ont été suivies, la description du site, les quatre options proposées, les coûts, les autres renseignements disponibles ainsi que les résultats de l'exercice.

PROCEDURES

Chaque participant a été affecté à un des quatre groupes de travail multidisciplinaires. Plusieurs personnes faisant office "de sources d'informations" ont été chargées de conseiller (et non de diriger ou de guider) chaque groupe qui s'est vu confier une option particulière (au groupe 1 correspondait l'option 1, etc.) et la tâche d'évaluer différents facteurs (notamment ceux figurant au Tableau 1) sur la base des renseignements disponibles relatifs à la configuration du site, au potentiel énergétique et au coût unitaire. Les quatre options avaient préalablement été sélectionnées par les organisateurs de la conférence et classées en centrales de 500 kW à 15 MW.

Le mardi après-midi de la semaine du séminaire, on exposa aux participants l'objectif de l'exercice et les quatre options du site d'Aboisso. Plus tard dans la journée, chaque groupe discuta l'organisation du projet, le partage des responsabilités et le regroupement des données pour la visite sur le terrain. La plupart des groupes répartirent les différents volets de l'étude de faisabilité selon des rubriques traditionnelles (hydrologie, choix de la turbine et du générateur, coût, etc.).

Les participants arrivèrent au site vers le milieu de la matinée du mercredi et passèrent deux heures regroupant les données relatives à l'option à étudier, notamment : la hauteur de chute, les dimensions des barrages, des canaux

TABLEAU 1. Liste partielle des facteurs d'évaluation

| |
|---|
| Coût de construction |
| Barrage/ouvrage de dérivation |
| Batardeau (le cas échéant) |
| Canal |
| Conduite d'amenée |
| Turbine/générateur |
| Conception et ingénierie (25 % des coûts de construction) |
| Coût total |
| Envisager également le recours à la main-d'oeuvre locale et son incidence sur les coûts |
| Opération et maintenance |
| Degré requis de formation pour l'opérateur |
| Coûts annuels (2 % de l'investissement) |
| Effets sur l'environnement |
| Impacts primaires |
| Impacts dérivés |
| Application de l'électricité et de l'énergie |
| Production de pointe |
| Production stable |
| Applications appropriées de l'énergie |
| Source énergétique de substitution pour l'analyse coûts-avantages |
| Financement |
| Sources possibles pour financer la construction de la centrale |
| Divers |
| Coût du kW |
| Ampleur des relevés et regroupement des données requises sur le débit |
| Flexibilité de la production d'électricité |

et des conduites d'aménée requis, l'impact du projet sur d'autres utilisateurs de l'eau et l'habitat naturel aux alentours du projet. Chaque groupe s'est réuni à deux reprises en vue d'analyser les renseignements obtenus qui ont été présentés le jeudi après-midi.

DESCRIPTION DU SITE

Le site se trouve juste au nord de l'embouchure du fleuve Bia au village d'Aboisso (30 000 habitants) dans la région sud-est de la Côte-d'Ivoire (voir Fig. 1). Le fleuve est traversé par un pont, extension de la principale autoroute côtière Est-Ouest. En amont du site, le terrain est plat. Cette zone fait partie de la plaine côtière agricole, parsemée de fermes et d'habitations isolées que rien ne protège, ni

murets ni digues. Le village d'Aboisso est situé sur la rive occidentale du site et est apparemment alimenté par l'eau du fleuve. En aval du pont, il y a plusieurs rapides et quelques fles. La différence totale du niveau de l'eau entre le pont et la base des rapides du côté ouest de la rivière -- soit une distance de 400 m environ -- est de 3,2 m. A l'est et en aval du canal se dresse une colline.

Deux grands bassins de retenue alimentent des centrales hydro-électriques qui se trouvent assez loin du site en amont. Vu que l'on ne disposait pas de renseignements précis quant à leur incidence sur le régime du fleuve, on a pris comme hypothèses les débits moyens mensuels figurant aux Tableaux 2A, 2B et 2C.

OPTIONS DE CONCEPTION

Quatre options ont été retenues en vue de couvrir la gamme complète des centrales hydrauliques. Les Tableaux 2A, 2B et 2C présentent les données de base concernant chaque option.

Option Un (voir Fig. 2)

L'Option Un prévoyait la construction d'un grand barrage en béton et en pierre juste en amont du pont. Un canal serait installé en vue de dériver l'eau du pied de la colline vers la berge orientale du fleuve qui parviendrait dans une conduite d'aménée conduisant au bâtiment-usine et à la turbine. Un déversoir serait construit autour du flanc est de la colline en vue de protéger l'installation contre les crues. Ce plan devait permettre d'utiliser toute la

TABLEAU 2A. Coûts unitaires courants^a

| | | |
|--------------------------------------|---------|---------------------------|
| Travaux d'excavation | | |
| sol meuble | 1 500 | francs CFA/m ³ |
| sol rocailleux | 6 000 | francs CFA/m ³ |
| Installation du canal | | |
| 50 m ³ /s | 160 000 | francs CFA/m |
| 100 m ³ /s | 240 000 | francs CFA/m |
| Installation de la conduite d'aménée | | |
| 50 m ³ /s | 300 000 | francs CFA/m |
| 100 m ³ /s | 600 000 | francs CFA/m |
| Turbogénérateur | 240 000 | francs CFA/kW |
| Barrage | 45 000 | francs DFA/m ³ |
| Batardeau (sacs de sable) | 90 000 | francs CFA/m |

^a Les données sont des hypothèses et ne correspondent pas aux caractéristiques du site.

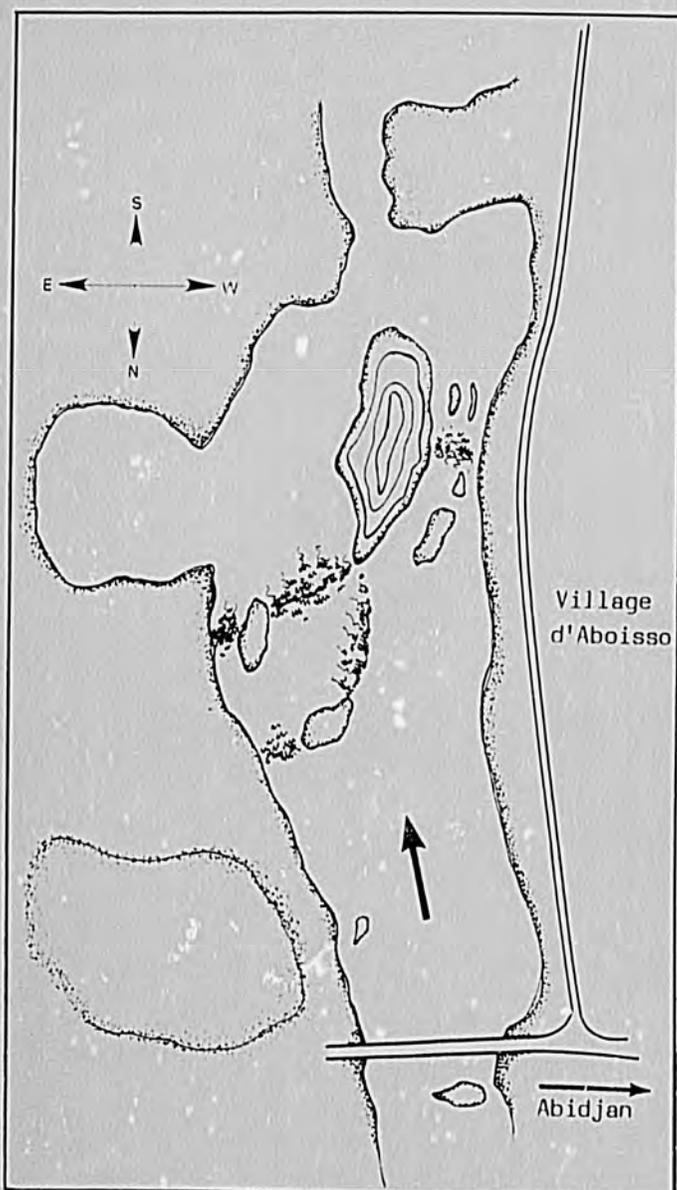


Fig. 1. Carte du site (sans représentation à l'échelle).

TABLEAU 2B. Données relatives au site^a

| Option | Distance verticale entre le barrage et la route (m) | Surface d'une section du barrage (m ²) | Capacité installée (kW) | Débit nominal (m ³ /s) |
|-----------------|---|--|-------------------------|-----------------------------------|
| Un | 1 | 30 | 14 000 | 200 |
| Deux | 7 | 2 | 6 000 | 200 |
| Trois | 7 | 2 | 3 000 | 100 |
| Quatre, étape A | ND | ND | 700 | 50 |
| Quatre, étape B | ND | (à estimer) | 4 500 | 200 |

^a Les données sont des hypothèses et ne correspondent pas aux caractéristiques du site.

TABLEAU 2C. Hydrologie^a

| Mois | Débit mensuel moyen (en m ³ /s) ^b |
|-----------|---|
| Janvier | 45 |
| Février | 35 |
| Mars | 20 |
| Avril | 200 |
| Mai | 180 |
| Juin | 640 |
| Juillet | 480 |
| Août | 130 |
| Septembre | 440 |
| Octobre | 920 |
| Novembre | 55 |
| Décembre | 50 |

^a Les données sont des hypothèses et ne correspondent pas aux caractéristiques du site.

^b Faible débit = 10 m³/s.

hauteur de chute disponible sur le site et offrait la plus grosse capacité, initialement 14 MW.

Option Deux (voir Fig. 3)

L'Option Deux prévoyait la construction d'un barrage de dérivation de faible hauteur sous le pont. Un canal de fuite serait creusé en aval du barrage et protégé par un mur de soutènement. Une turbine (de 6 MW environ) serait placée immédiatement en aval du barrage.

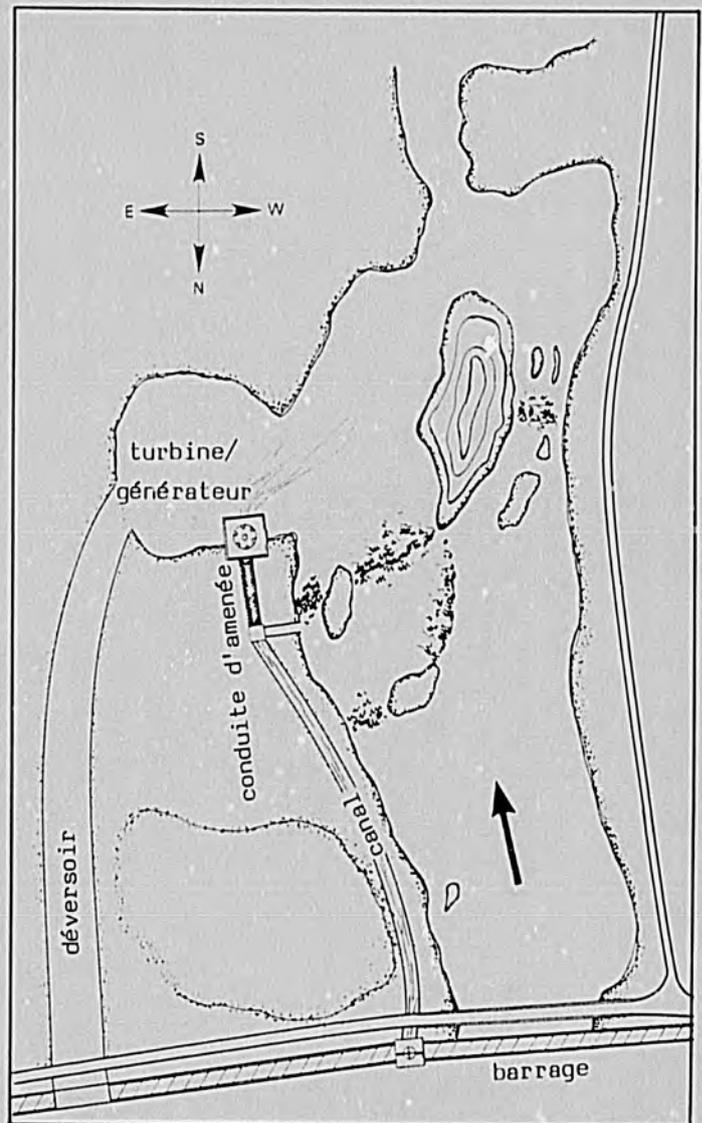


Fig. 2. Option Un.

Option Trois (voir Fig. 4)

L'option Trois prévoyait la construction d'un barrage de dérivation comme dans l'Option Deux, à la différence toutefois que l'eau serait détournée dans un canal construit le long de la rive occidentale du fleuve et menant aux rapides. Un canal de fuite serait creusé en amont des rapides et une turbine installée à l'aboutissement de la voie d'eau (capacité de 3 MW environ).

Option Quatre (voir Fig. 5)

L'option Quatre se décomposait en deux temps. Au cours de l'étape A on prévoyait de creuser au pied des rapides situés à l'ouest pour installer une petite turbine (de 700 kW environ). Aucun ouvrage de dérivation n'était prévu dans ce projet. L'étape B concernerait sensiblement la même région mais un ouvrage de dérivation

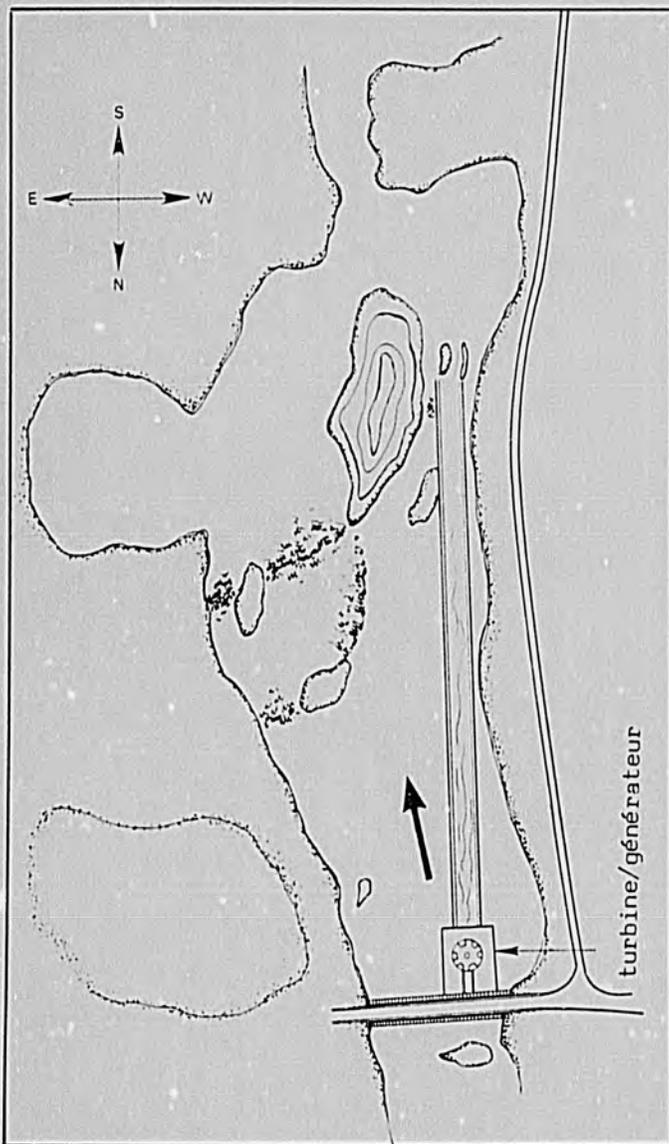


Fig. 3. Option Deux.

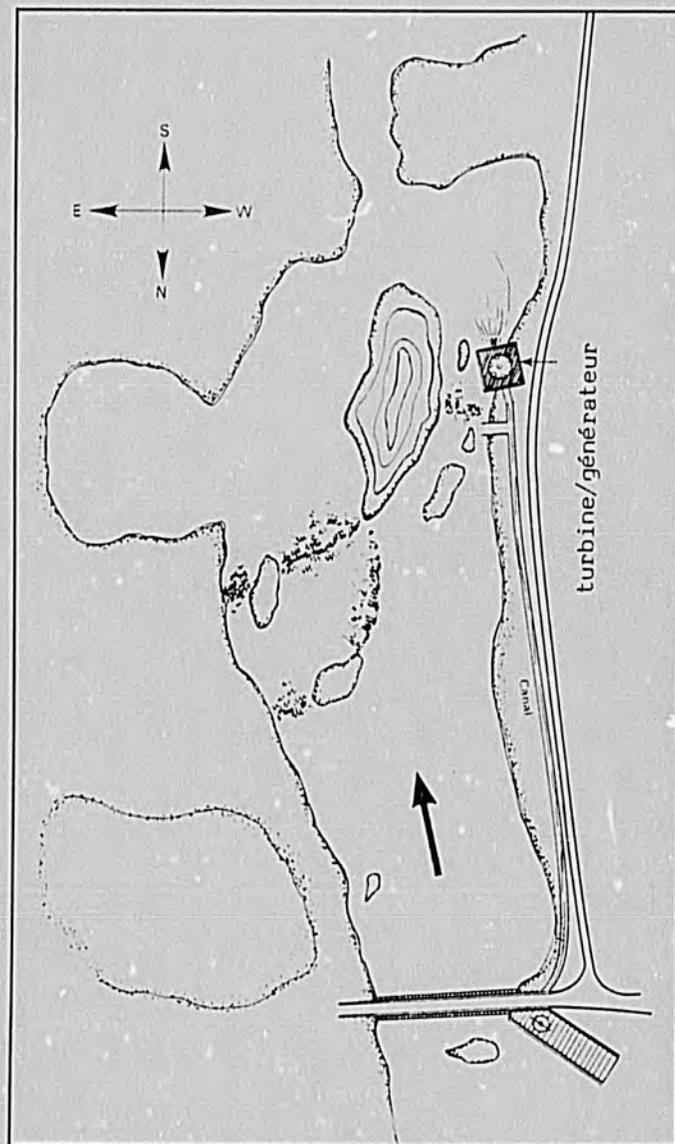


Fig. 4. Option Trois.

serait construit en travers de la rivière en comblant les espaces entre les rochers faisant surface avec du béton. D'autres travaux d'excavation devaient permettre d'installer une turbine de 4,5 MW.

COÛT ET AUTRES DONNÉES

Chaque participant avait à sa disposition les données de base figurant aux Tableaux 2A, 2B et 2C. Il incombait à chaque groupe d'estimer la hauteur de chute disponible, les quantités requises de matériaux et de recommander la capacité installée optimale (les chiffres relatifs à la capacité installée optimale ont été donnés à titre indicatif seulement, par les organisateurs de la conférence).

RESULTATS

Les résultats de cet exercice en groupe de travail ont été présentés à l'occasion de discussions jeudi après-midi et vendredi matin et sont consignés dans le document de recommandations rédigé par les participants.

On trouvera au Tableau 3 les estimations de coût relatives aux projets. En coût réel de 1982, ces chiffres peuvent paraître faibles, mais ils sont probablement corrects si on les considère selon un ordre de grandeur relatif. Il convient de noter que le coût unitaire de la grande et de la petite centrale est moins élevé que celui du projet de moyenne envergure. La grande centrale permet des économies

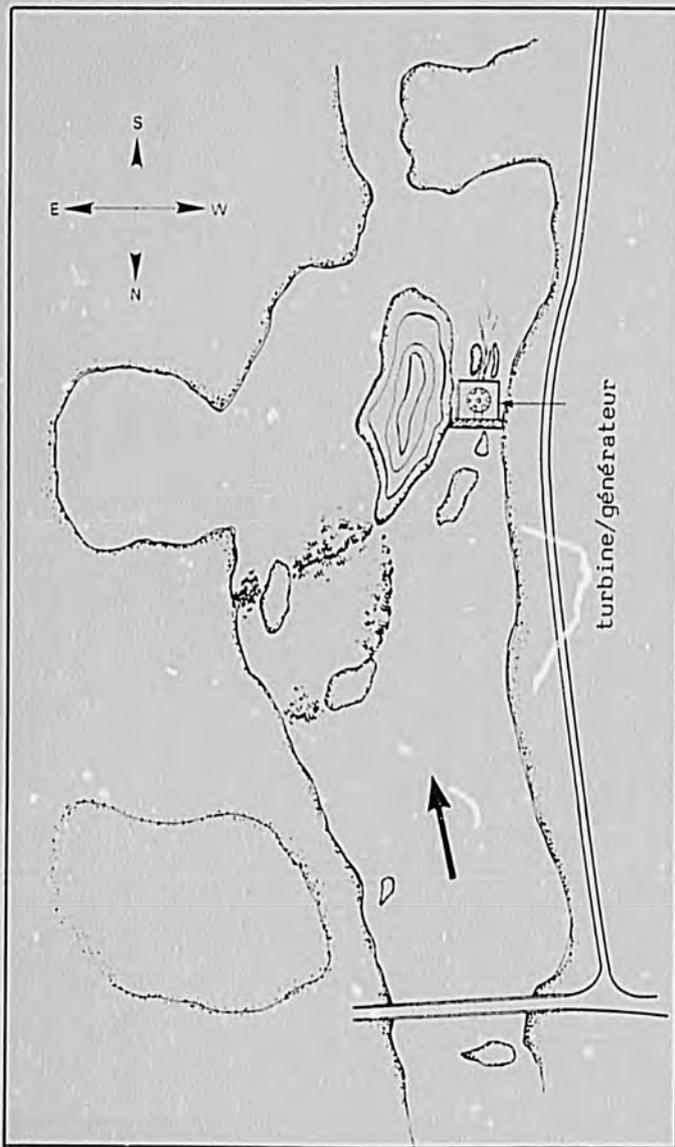


Fig. 5. Option Quatre.

d'échelle, et la petite installation permet l'utilisation de la main-d'oeuvre et des matériaux locaux. L'Option Deux a le coût unitaire le plus élevé en raison des gros travaux d'excavation pour le canal. Beaucoup de participants ont fait remarquer que ces coûts ne comprenaient pas les frais afférents à la formation de l'opérateur, l'achat des terres qui seraient submergées (l'Option Un supposerait d'importantes inondations -- éventuellement jusqu'à 4 km en amont du barrage), la réinstallation des villageois, l'installation des sous-stations ou les coûts de transport de l'électricité. Il est possible que ces calculs ne tiennent pas suffisamment compte de l'impact des économies d'échelle ou du recours à la main-d'oeuvre locale.

Plusieurs groupes proposèrent d'apporter certaines modifications à leur option. Le Groupe Un recommanda l'installation d'une turbine de

12 au lieu de 14 MW ce qui permettrait d'accroître le taux d'utilisation de capacité. En vue de capter les faibles débits de façon efficace avec un minimum de stockage, le Groupe Deux proposa de mettre en service deux turbines de 3 MW au lieu d'une seule de 6 MW (chaque unité est susceptible d'atteindre un bon rendement sous un débit aussi faible de 40 m³/s). Le Groupe Quatre recommanda également d'installer plusieurs unités -- une turbine de 400 kW au cours de l'étape A, trois groupes de 1,2 MW et une turbine de 800 kW pendant l'étape B. Outre qu'elles permettent un bon captage des faibles débits, les unités multiples offrent une plus grande latitude en matière de financement, de construction et de maintenance. Vu le coût élevé du batardeau de protection pour le canal de fuite dans l'Option Deux (égal à celui du barrage) certains membres du Groupe Deux proposèrent de reconsidérer la conception de base en vue de comprimer les dépenses.

Tous les groupes ont souligné qu'il importait d'étudier l'incidence sociale et l'impact sur l'environnement de chaque option et les applications de l'énergie en vue d'évaluer chaque possibilité en toute connaissance de cause. En fait, les membres du Groupe Trois se sont répartis en comité technique et de gestion/sociologie pour mieux répondre à cet objectif. Le rapport de ce groupe concluait qu'il était capital, pour la réalisation du projet, de considérer les éléments socio-économiques suivants :

- Le plan global de développement du pays où le barrage sera construit.
- L'usage final de l'énergie. Le barrage servira-t-il à alimenter en électricité les populations directement touchées par sa construction ou cette énergie sera-t-elle développée pour le réseau central ?

Conclusion du Groupe Trois : "En prenant en considération tous ces facteurs, il sera possible d'effectuer une meilleure estimation du

TABLEAU 3. Coût des différentes options

| Option | Capacité (en kW) | Prix du kW (en francs CFA) | Prix du kW (en dollars E.U.) |
|-----------------|------------------|----------------------------|------------------------------|
| Un | 1 200 | 455 000 | 1 500 |
| Deux | 6 000 | 604 000 | 2 000 |
| Trois | 3 200 | 391 000 | 1 300 |
| Quatre, étape A | 400 | 450 000 | 1 500 |
| Quatre, étape B | 4 800 | 330 000 | 1 100 |

coût du projet. Notre visite au site nous a permis de nous rendre compte que les résidents ont une activité économique majeure : la pêche. La mise en service de la centrale devrait également se traduire par une amélioration de leur condition de vie. Il nous est en outre apparu qu'il convenait d'étudier la question de la politique tarifaire ; il sera nécessaire de savoir si l'énergie produite sera utilisée à des fins industrielles, artisanales ou simplement domestiques."

Beaucoup de participants se déclarèrent préoccupés par les dommages que causerait la submersion des terres si l'Option Un était mise en oeuvre. Ils firent remarquer que, très souvent, les problèmes majeurs dans les pays en développement sont d'ordre social, politique, liés à l'environnement ou à la gestion et non techniques.

Vers la fin du séminaire, chaque participant fut prié de recommander une option. Les Options Un, Trois et Quatre furent choisies le plus fréquemment. Vu son coût élevé, l'Option Deux ne fit que peu d'adeptes. Chacun des projets fut recommandé pour les raisons suivantes :

Option Un

- Projet relativement économique.
- Le site devrait être exploité au maximum de son potentiel vu que l'électricité excédentaire pourrait être acheminée à un coût relativement faible vers le réseau de la Côte-d'Ivoire par les lignes haute tension installées près du site.
- Un grand barrage pourrait promouvoir des applications multiples de l'électricité.
- La conception du projet est relativement standard et les techniques éprouvées.

Option Deux

- La conception est très simple (bien qu'onéreuse)

- Le projet ne prévoit pas l'installation de canaux qui pourraient constituer un danger pour les résidents.
- L'impact sur l'environnement est minime.

Option Trois

- Le projet est économique (le moins onéreux après l'Option Quatre).
- Il satisfait les besoins d'Aboisso.
- L'impact sur l'environnement est minime.

Option Quatre

- Le projet est économique.
- La conception est simple.
- La mise en oeuvre de l'étape B satisfait les besoins d'Aboisso.
- L'exécution du projet en deux phases offre plus de latitude en matière de construction pour adapter la production aux variations de la demande, aux ressources financières disponibles, aux besoins sociaux, etc.
- C'est l'option qui entraîne le moins de dommages sur l'environnement ou de bouleversements.
- Le projet n'exige aucune submersion des terres en amont.
- Ce projet réduit au minimum l'érosion en aval.

CONCLUSION

La conclusion de cette étude de cas coule de source : chaque conception présente certains atouts. Comme l'ont déclaré les participants au séminaire, le choix final sera fonction d'une série d'objectifs spécifiques (économiques, écologiques, sociaux, techniques ou énergétiques). Si ces objectifs ne sont pas clairement définis, le choix final s'avèrerait alors impossible.

Discours de clôture

Gaston Dossou

Directeur de la division de l'infrastructure et de l'industrie
Banque africaine de développement
Abidjan, Côte-d'Ivoire

Au nom de la BAD et de son président, je voudrais adresser nos remerciements aux organisateurs de ce séminaire, notamment à la NRECA, à l'USAID, à l'UPDEA et aux honorables participants et orateurs. Au cours de ces cinq journées, des délégations en provenance de 30 pays différents se sont rassemblées dans cette enceinte en vue de discuter la mise en oeuvre des mini-centrales hydrauliques. Leur réaction positive nous permet de déclarer que l'objectif que s'était fixé ce séminaire a été atteint, en dépit des limites de temps et des buts ambitieux de l'entreprise. Cette expérience, par ce qu'elle nous a apporté, s'est révélée extrêmement enrichissante.

Ce séminaire ne pourrait s'achever sans que nous ne tirions certaines conclusions générales des débats qui se sont déroulés cette semaine. Il n'est pas aisé d'apprécier à leur juste valeur, en ces quelques courts instants, les nombreuses contributions de qualité qui ont été présentées, mais par le biais d'un résumé, j'aimerais revenir sur plusieurs questions clés soulevées par les orateurs.

Ce séminaire a établi des repères terminologiques en matière de mini-centrales hydrauliques. Nous avons appris que les micro-centrales ont une capacité maximale de 100 kW, les mini-centrales, une capacité comprise entre 100 kW et 5 MW et les petites centrales, une capacité excédant 5 MW. Ces installations ne demandent généralement qu'une technologie simple et des investissements relativement limités si l'on accentue la participation active des bénéficiaires directs, en ayant recours à la main-d'oeuvre, aux possibilités locales de fabrication et de financement. Ce type de construction vise à alimenter les ménages en électricité de façon rentable. Il reste néanmoins que les barrages construits pour des mini-centrales ont souvent encouragé l'essor d'autres activités rurales, notamment de la petite industrie. Le fait de considérer les mini-centrales hydrauliques comme une formule polyvalente de développement rural accroît la rentabilité des investissements et encourage la mise en valeur du milieu rural dans le cadre d'un processus d'intégration des différentes activités.

Sur le plan du principe, les mini-centrales hydrauliques sont similaires aux unités plus grandes. La différence essentielle est que la mini-centrale hydraulique suppose une technologie plus simple adaptée aux conditions locales et permet de faire largement appel aux ressources du site. Il suffit souvent de recueillir des données simples vu que les risques associés au projet -- qu'ils soient d'ordre financier, physique, économique ou social -- sont limités. Par exemple, étant donné que la mini-centrale hydraulique est souvent une installation construite au fil de l'eau, les risques et l'investissement sont minimisés.

Le processus de sélection du site vise la mise en oeuvre de projets rentables et appelle plusieurs considérations de nature sociale et économique. Il faut peser, dès le départ, l'impact potentiel sur l'environnement (tel que les inondations en aval ce qui entraînera l'évacuation des populations), les facteurs sanitaires et les problèmes territoriaux.

Le choix du site aura une incidence sur le coût de l'investissement. En règle générale, le coût de l'installation sera plus élevé dans le cas d'un site de chute faible (éventuellement le double). En outre, le coût unitaire diminue théoriquement à mesure que la taille de l'installation augmente. Toutefois, le coût d'une centrale varie grandement et est fonction des caractéristiques du site, des dimensions de l'installation, des formules techniques retenues, de l'ampleur et du type des applications de l'énergie (éclairage, production d'énergie, usages pour l'agriculture ou les petites industries). L'expérience de plusieurs pays montre qu'en recherchant la participation des bénéficiaires du projet -- qu'il s'agisse du recrutement de cadres locaux ou de la fabrication de l'équipement -- les coûts peuvent être maintenus à un niveau très bas, même dans le cas de la plus petite centrale. Cette stratégie permet non seulement de comprimer les dépenses mais aussi de promouvoir le développement à long terme d'une petite industrie locale grâce à la construction sur place de la plupart de l'équipement requis pour le projet. Ce point est important puisque la majorité des pays en développement se voient confrontés à des difficultés financières. En conséquence, les projets qui

permettent le recours aux ressources locales facilitent le développement.

La faisabilité économique d'un projet peut être déterminée selon des méthodologies classiques. Néanmoins, il convient de savoir dans quelle mesure les analyses économique et financière vont influencer sur la décision finale avant d'entreprendre de telles études. L'ampleur de ces analyses dépendra avant tout de l'importance des investissements requis et des risques financiers, économiques et sociaux qui y sont associés. En tout état de cause, il reste qu'il importe d'évaluer les différentes répercussions du projet préalablement à sa mise en oeuvre.

Les projets de mini-centrales peuvent être financés par bon nombre de sources : nationales, régionales ou sous-régionales, d'aide bilatérale ou d'organismes privés. Ce financement peut prendre la forme de subventions ou de prêts non remboursables. Lorsque l'assistance provient d'organisations telles que la BAD, les prêts sont octroyés en devises étrangères. La BAD ne dispose que de ressources limitées en la matière et ces prêts doivent être remboursés. C'est pour cette raison qu'une technologie faisant appel à la participation active de la population et aux ressources locales constitue un atout majeur pour un projet de mini-hydraulique comme nous l'avons déjà souligné.

La question de la gestion de ces projets a été examinée en détail. De nombreuses options sont

possibles, mais pour résumer, le promoteur potentiel doit choisir entre une formule centralisée ou décentralisée, après avoir considéré les options qui s'offrent à l'échelle du pays et les possibilités de recrutement des cadres et de financement. Je pense que nous allons voir se dégager une formule hybride en matière de conception, d'exploitation et de gestion des centrales. Les avantages d'une gestion décentralisée sont néanmoins très nets en matière de développement de mini-centrales hydrauliques. Vu qu'elle repose sur la participation des usagers ultimes, la gestion décentralisée facilite grandement l'exploitation et la maintenance d'une mini-centrale. Dans d'autres pays et indépendamment de la stratégie retenue, la promotion des mini-centrales hydrauliques a souvent incombé à des organismes nationaux tels que l'EECI en Côte-d'Ivoire, l'ATDO au Pakistan ou l'INE en Equateur. La planification globale a toujours été effectuée par une organisation internationale qui a regroupé les données préliminaires et donné aux organisations locales les directives dont elles avaient besoin pour mener ces projets à bien.

J'aimerais conclure mon intervention en déclarant que j'ai, pour ma part, beaucoup appris à l'occasion de ce séminaire et en vous exprimant ma reconnaissance pour avoir eu la possibilité et l'honneur d'y participer en qualité de président.

Je vous remercie. La séance est levée.

LISTE DES PARTICIPANTS

LISTE DES PARTICIPANTS

DELEGATIONS DES PAYS AFRICAINS

Algérie

Aissa Abdelkrim Benghanem
Chef de service
Société Nationale de l'Electricité et du Gaz
2, boulevard Salah Bouakouir
Alger

Mohamed Neghli
Chef de section
Société Nationale de l'Electricité et du Gaz
2, boulevard Salah Bouakouir
Alger

Bénin

Vincent Kossi Hessou
Ingénieur hydraulicien
Société Béninoise d'Electricité et d'Eau
B.P. 123
Télex : 5259
Cotonou

Gilbert Sah
Chef de service des études
Société Béninoise d'Electricité et d'Eau
B.P. 123
Télex : 5259
Cotonou

Amidou Roufai Tamama
Ingénieur hydraulicien
Société Béninoise d'Electricité et d'Eau
B.P. 123
Télex : 5259
Cotonou

Burundi

Deogratias Mbesherubusa
Conseiller technique
La Direction Générale de l'Energie
B.P. 745
Bujumbura

Sylvestre Sezikeye
Conseiller technique
La Direction Générale de l'Energie
B.P. 745
Bujumbura

Cameroun

Francois Gabriel Elouga
Chef de service aménagements hydroélectriques
Société Nationale d'Electricité
B.P. 4077
Télex : 5271
Douala

Congo

Jean Joseph Imangué
Directeur de l'énergie et des carburants
Ministère des Mines et de l'Energie
B.P. 2120
Télex : 5251
Brazzaville

Guillaume Nzingoula
Chef de section projets hydrauliques
Ministère des Mines et de l'Energie
B.P. 2120
Télex : 5251
Brazzaville

Côte-d'Ivoire

Koua Bilé
Ingénieur des études
Energie Electrique de la Côte-d'Ivoire
01 B.P. 1345
Abidjan 01

Malan M'Bra
Directeur de la production et du transport
Energie Electrique de la Côte-d'Ivoire
01 B.P. 1345
Abidjan 01

Gabon

Serge Claude Constant Lasseni Duboze
Conseiller technique
Ministère de l'Energie et des Ressources
Hydrauliques
B.P. 1172
Télex : 5222
Libreville

Philippe Ossoucah
Directeur technique adjoint
Société d'Énergie et d'Eau du Gabon
B.P. 2187
Télex : 5222
Libreville

Ghana

Robert Okoe Ankrah
Ingénieur en chef du génie civil (Hydrologie)
Volta River Authority
P.O. Box 77
Télex : 2022
Akosombo

Yaw Ntou Opong
Directeur de l'ingénierie
Electricity Corporation of Ghana
P.O. Box 521
Câble : HEADTRIC
Accra

Guinée-Bissau

Cirilo Andrade
Technicien en électricité
Institut National de l'Énergie
B.P. 311
Bissau

Lopes Justado
Ingénieur technique
Institut National de l'Énergie
B.P. 311
Télex : 96900 A PTT B1
Bissau

Haute-Volta

Ouangraoua Lassane
Conseiller technique
Ministère des Travaux Publics, des Transports
et de l'Urbanisme
Télex : 5324
Ouagadougou

Pierre Soubeiga
Directeur général adjoint
Société Voltaïque d'Électricité
B.P. 54
Télex : 5208
Ouagadougou

Libéria

Joseph Noah Leay
Chef du service d'électrification rurale
Liberia Electricity Corporation
P.O. Box 165
Télex : 4310
Monrovia

Joseph Mayah
Ingénieur du transport et de la distribution
d'électricité
Liberia Electricity Corporation
P.O. Box 165
Télex : 4310
Monrovia

Baseeru M. Sonii
Chef de la production
Liberia Electricity Corporation
P.O. Box 165
Télex : 4310
Monrovia

Mali

Arsiké Ba
Chef de production
Énergie du Mali, Direction Générale
B.P. 69
Télex : ENERMALI 587
Bamako

Oumarou Kané
Chef adjoint du service centrale hydro-
électrique
Énergie du Mali
B.P. 69
Télex : ENERMALI 587
Bamako

Maroc

Abdellatif el Ghorfi
Chef du service de l'équipement
hydro-électrique
Office National de l'Électricité
65, rue Aspirant Lafuente
Cable : OFELEX CASABLANCA
Casablanca

Mohamed Salah-Bennani
Inspecteur des finances, Chef de mission
Ministère des Finances
Direction des Établissements Publics
Rabat

Niger

Toune Alio
Ingénieur
Société Nigérienne d'Electricité
B.P. 355
Télex : 5224
Niamey

Abdourahmane Ndir
Directeur des études, de la recherche et du
développement
Société Sénégalaise et Distribution de
de l'Energie Electrique
28, Rue Vincens
B.P. 93
Télex : 661 KARELEC
Dakar

République Centrafricaine

André Gremiango
Directeur de la production et du transport
Energie Centrafricaine
B.P. 880
Bangui

Cheikh Oumar Sakho
Chef de département des études
Banque Nationale de Développement
7 Avenue Roume
Télex : 643
Dakar

Rwanda

Jean Bosco Balinda
Chef du service études techniques
Bureau National d'Etudes de Projets
B.P. 1337
Kigali

Alphonse Nkubana
Chef de la division eau et énergie
Ministère des ressources naturelles
B.P. 413
Télex : 6620
Kigali

Tchad

Dorengar Dono
Ingénieur électricien (Chef d'exploitation)
Société Tchadienne d'Energie Electrique
B.P. 44
N'Djamena

Togo

Azanlesse Messan
Economiste
Ministère de l'Economie et des Finances
Direction de l'Economie
B.P. 3521
Télex : 5628 MINFI
Lomé

Aboki Semanou
Ingénieur diplômé en électrotechnique
Compagnie Energie Electrique du Togo
B.P. 42
Lomé

São Tomé et Principe

Isaque Bragança Gomes Cravid
Ingénieur électrotechnicien
Entreprise de l'Eau et de l'Electricité
B.P. 46
Télex : 219
São Tomé

Luis Wagner Sousa da Conceição Neto
Expert en plan physique
Ministère du Plan, Direction de Planification
Physique
B.P. 67
São Tomé

Tunisie

Hédi Messoli
Chef de la division hydraulique
Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz
38, Rue Kemal Ataturk
Télex : 13060
Tunis

Sénégal

Samba Téning Barry
Chef de la division hydrologique
Ministère de l'Hydraulique
B.P. 4021
Téléphone : 22-21-54
Dakar

Zaïre

Fundani Nono Kingbanda Matondo
Ingénieur civil électricien, Chef de division
Société Nationale d'Electricité
B.P. 500
Télex : 21347
Kinshasa

Sakrini Mutima
Ingénieur
Société Nationale d'Electricité
B.P. 500
Télex : 21347
Kinshasa

Georges Aithnard
Directeur du centre de formation

R.M. Bishai, Docteur ès sciences
Chef de la division des services publics

Mohamad Bouzid
Directeur du département de la coopération

Shashi Desai
Ingénieur électricien

Azagnée Dogbé
Secrétaire de conférence

Gaston Dossou
Directeur de la division de l'infrastructure
et de l'industrie

Massa Doumbia
Ingénieur électricien

M.T. Futa
Agronome en chef

Siyanga Malumo
Chef du département de l'information

N.L.I. Mayi
Assistant administratif, centre de formation

A.R. Rutta
Ingénieur électricien

Henri Van Herwegen
Ingénieur civil électricien

Trono Westernen
Ingénieur électricien

MEMBRES D'ORGANISATIONS SOUS-REGIONALES

Autorité du Bassin du Niger

Jean-Marie Zinzindohoué
Directeur des ressources en eau
B.P. 729
Télex : 5256
Niamey

Communauté Electrique du Bénin

Cocou Crespin Dagba
Chef de division régionale
B.P. 1368
Télex : 5355
Lomé

Philippe Hounkpatin
Chef du service des études et du contrôle
B.P. 1368
Télex : 5355
Lomé

Organisation pour la Mise en Valeur du Fleuve Sénégal

Mamadou Konaté
Chef de la division du développement
industriel
B.P. 3152
Télex : 670
Dakar

Birama Boubacar Sidibé
Chef des études de base
B.P. 3152
Télex : 670
Dakar

MEMBRES DE LA BAD

Banque Africaine de Développement
01 B.P. 1387
Abidjan 01, Côte-d'Ivoire

Donatien Bihuté
Vice-président des opérations

MEMBRES DE REDSO/WA

Regional Economic Development Services
Office/West Africa (REDSO/WA)
c/o U.S. Embassy
B.P. 1712
Abidjan, Côte-d'Ivoire

Gordon Evans
Directeur

Stéphanie Bushnell
Directeur adjoint du programme

Vernita Ford
Conseiller en matière de ressources naturelles

David Kohls
Assistant technique

Clarence Kooi, docteur ès sciences
Conseiller en matière d'énergie

William Naylor, Jr.
Directeur adjoint

Ron Rogers
Agent de programme
Communauté Economique de l'Afrique
de l'Ouest

Roy Wagner
Directeur adjoint
Bureau des institutions régionales

MEMBRES DE L'UPDEA

Union des Producteurs, Transporteurs et
Distributeurs de l'Energie Electrique en
Afrique (UPDEA)
01 B.P. 1345
Abidjan 01, Côte-d'Ivoire

Kana Mutombo
Secrétaire général

Seth Afawubo
Assistant technique auprès du secrétaire
général

Vincent Noah Messoa
Agent de conférences

SOURCES D'INFORMATIONS

Angleterre

Rupert Armstrong Evans
Micro-Hydro Engineer
Intermediate Technology Development Group
c/o Ray Holland, IIS
Myson House
Rugby

Colombie

Jaime Lobo Guerrero
Director del Departamento de Ingeniería
Mecánica
Universidad de Los Andes
A.A. 4976
Bogotá D.E.

Côte-d'Ivoire

Lambert Konan
Directeur général
Energie Electrique de la Côte-d'Ivoire
01 B.P. 1345
Abidjan 01

Diby Marcel Kroko
Directeur des études et de la recherche
technologique
Energie Electrique de la Côte-d'Ivoire
01 B.P. 1345
Télex : 3738
Abidjan 01

Equateur

Eduardo Moran
Asesor de Energia
Instituto Nacional de Energia
Calle Italia No. 438
Quito

Etats-Unis

Maurice L. Albertson, Ph.D.
Professor of Civil Engineering
Colorado State University
Room 203, Weber Building
Fort Collins, CO 80523

Jacqueline Boucher
Conference Secretary
Small Decentralized Hydropower Program
National Rural Electric Cooperative
Association
1800 Massachusetts Avenue N.W.
Cable: NATRECA Telex: 64260
Washington, DC 20036

Daniel J. Boyle
Mini-Hydro Development Specialist
Small Decentralized Hydropower Program
National Rural Electric Cooperative
Association
1800 Massachusetts Avenue N.W.
Cable: NATRECA Telex: 64260
Washington, DC 20036

Richard H. Brown, Ph.D.
President
Washington Institute for Social Research
5016 Tilden Street N.W.
Washington, DC 20008

Paul J. Clark
Training and Information Specialist
Small Decentralized Hydropower Program
National Rural Electric Cooperative
Association
1800 Massachusetts Avenue N.W.
Cable: NATRECA Telex: 64260
Washington, DC 20036

George Doud
Assistant Administrator for Africa and the
Middle East
International Programs Division
National Rural Electric Cooperative
Association
1800 Massachusetts Avenue N.W.
Cable: NATRECA Telex: 64260
Washington, DC 20036

Elizabeth H. Graham
Training and Information Coordinator
Small Decentralized Hydropower Program
National Rural Electric Cooperative
Association
1800 Massachusetts Avenue N.W.
Cable: NATRECA Telex: 64260
Washington, DC 20036

Allen R. Inversin
Micro-Hydro Engineer
Small Decentralized Hydropower Program
National Rural Electric Cooperative
Association
1800 Massachusetts Avenue N.W.
Cable: NATRECA Telex: 64260
Washington, DC 20036

Paul H. Kirshen, Ph.D.
Water Resources Consultant
166 Neshobe Road
Newton, MA 02168

Tobie E. Lanou
Economist
CH2M Hill
1841 Roland Clarke Place
Reston, VA 22091

Walter D. Lawrence
Electrical Engineering Consultant
6423 Princeton Drive
Alexandria, VA 22307

Donal T. O'Leary, Ph.D.
Principal Engineer
Versar, Inc.
6621 Electronic Drive
Springfield, VA 22151

Haute-Volta

Douglas Gardner
Coordonnateur régional du FENU
Fonds d'Equipement des Nations Unies
B.P. 575
Télex 5251 UNDEVPRO
Ouagadougou

Indonésie

Anton Soedjarwo
Director
Yayasan Dian Desa
Jl. Kaliurang Km 7
P.O. Box 19, Bulaksumur
Cable: Dian-Desa, Yogyakarta
Telex : 25370
Yogyakarta

Liberia

Michael Smith
Peace Corps Volunteer
P.O. Box 707
Monrovia

Malaisie

Hoesni Nasaruddin
Project Manager, Mini-Hydro Department
National Electricity Board
P.O. Box 1003
Kuala Lumpur

Maroc

Mokhtar Annaki
Ingénieur en chef
PBCM, Cité Raoud El Andalous
Immeuble Oued El Taj
Avenue John Kennedy
Télex : 31994 IMEGRBAT
Rabat

Nouvelle-Zélande

Jack L. Woodward, Ph.D.
Head, Department of Electrical Engineering
University of Auckland
Auckland

Pakistan

Mohammed Abdullah, Ph.D.
NWFP University of Engineering and Technology
(Peshawar)
Visiting Professor
Electrical Engineering Department
University of Missouri-Rolla
Rolla, MO 65401

République Centrafricaine

Robert Thornbloom
Ingénieur en chef
Projet hydraulique Zoulou
B.P. 1377
Bangui

République fédérale d'Allemagne

Reinhold Metzler
Maître de recherches et expert-conseil
Université technique de Furtwangen
Kussenhofstrasse 18
7743 Furtwangen

Zaïre

Mulamba wa Kabasele
Ingénieur
Institut du bâtiment et des travaux publics
Département de l'Enseignement Supérieur et
Universitaire
Kinshasa/Ngaliema

OBSERVATEURS

Donald King
World Bank Consultant
1818 H Street N.W.
Washington, DC 20433

Fred Sievensohn
Manager, Hydro Systems
General Electric Co.
One River Road
Schenectady, NY 12345