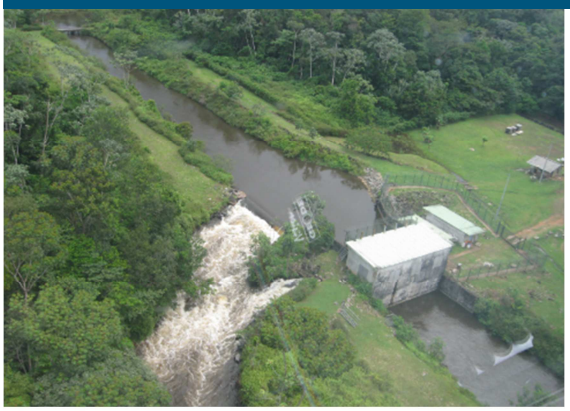
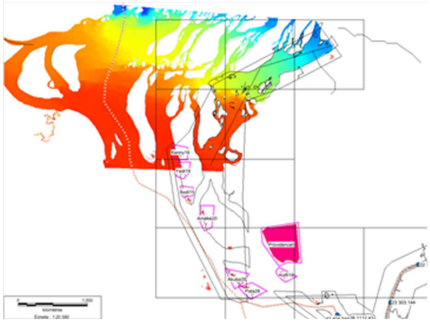
Maitre d'ouvrage : Office de l'Eau de la Guyane

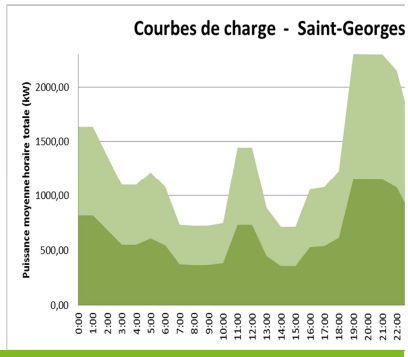
Évaluation d'un référentiel de spécifications technico-économiques et d'un guide opérationnel pour le montage de projets d'électrification en petite hydroélectricité pour les sites isolés de Guyane

Guide opérationnel pour le montage de projets d'électrification en petite hydroélectricité pour les sites isolés de Guyane

Version 2







Mai 2015

Informations qualité

Contrôle qualité

Version	Date	Rédigé par	Visé par :
Version 2		Eric BUCHET, Laetitia OTTMANN	Eric BUCHET

Destinataires

Envoyé à :		
Nom	**Organisme**	**Envoyé le :**
Xavier GOOSENS	Office de l'Eau de la Guyane	19 mai 2015

Copie à :		
Nom	**Organisme**	**Envoyé le :**

Table des matières

1. Cibles et objectifs de ce guide 8

1.1 Les cibles 8

1.2 Les objectifs 8

1.3 Présentation du guide 9

2. Introduction à l'hydroélectricité et au contexte guyanais 10

Fiche 1 générale : hydroélectricité et contexte guyanais 10

2.1.1 Hydroélectricité : une histoire régionale forte 10

2.1.2 Le contexte de la Guyane 10

2.1.2.1 Situation de l'électricité en Guyane 10

2.1.2.2 Le rôle des acteurs de l'électricité 11

2.1.2.3 Un approvisionnement électrique difficile pour les sites isolés 12

Fiche 2 générale : Qu'est-ce qu'une petite centrale hydroélectrique (PCH) ? 13

2.1.3 Définition d'une PCH 13

2.1.4 Les deux principaux types d'aménagements et leurs composants 13

2.1.5 Les 5 principaux composants d'une PCH 14

2.1.6 Hauteur de chute et type de centrale et de turbine 15

3. Fiche 3 générale : Comment aborder un projet hydroélectrique en site isolé ? 17

3.1 L'expression d'un besoin en électricité 17

3.2 Le potentiel de production électrique 18

3.2.1 Le potentiel hydroélectrique local 18

3.2.2 Optimisation du projet : énergies complémentaires et stockage 19

3.3 Les enjeux et contraintes de la production hydroélectrique 19

3.4 Les aspects économiques et financiers 19

4. Demande électrique des sites isolés de Guyane 20

Fiche 4.A Besoins électriques : la demande des sites isolés 20

1) Les hypothèses de modélisation des courbes de charges 20

Les hypothèses « usages » et « période de fonctionnement » 21

La courbe de charge pour chaque usager 23
La courbe de charge de chaque type de site de peuplement 23
2) Courbes de charge aux horizons 2015 et 2030..... 24

Fiche 4.B Besoins électriques : les actions d'efficacité énergétique 30
1) Pourquoi l'efficacité énergétique ?..... 30
2) Le maintien du service rendu 30
3) Les principaux axes de MDE 30

5. Potentiel hydroélectrique..... 33

Fiche 5.A Potentiel hydro : Définition du potentiel brut de production électrique 33
La hauteur de chute 33
Le débit 33
La puissance hydraulique et électrique..... 35
L'énergie 35
Références réglementaires 36

Fiche 5.B Potentiel Hydro : Evaluation du productible en fonction de la ressource disponible 37
1) Les évaluations existantes réalisées à large échelle ne sont pas pertinentes..... 37
2) Utiliser les données réelles de site, plus topo LIDAR lorsqu'elle existe 39
a. Hauteur de chute..... 39
b. Le débit 42
c. Le potentiel hydroélectrique..... 45

Fiche 5.C Potentiel hydro : Adéquation entre besoin et potentiel de production, optimisation par système hybrides..... 48
1) Possibilités et limites d'une production hydroélectrique autonome 49
La problématique du stockage électrique..... 49
2) Cas d'une production hybride..... 50
Les combinaisons possibles..... 50
L'intérêt économique..... 51
3) Outils pour le dimensionnement des systèmes isolés..... 51

Fiche 5.D Potentiel hydro : Cas types de petites installations hydroélectriques isolées en Guyane..... 53

6. Contraintes à prendre en compte pour les projets de PCH en sites isolés..... 55

Fiche 6.A Contraintes : Contraintes techniques à prendre en compte pour les projets de PCH en sites isolés 55
1) Liste des contraintes 55
2) Contraintes liées à la topographie et à la géomorphologie du site 55
Profil en long de la chute 55
Caractéristiques du lit et des berges 57
Disponibilité de matériaux locaux 58
3) Contraintes d'accès et de travail sur site (chantier et exploitation) 59
Transports fluviaux 59
Transport aériens 62
Transport terrestre 62
Synthèse des possibilités de transport 63
Implantation de chantier 63
4) Le raccordement électrique 64
5) Contraintes liées aux réseaux de communication 65

Fiche 6.B Contraintes : Contraintes socio-environnementales et administratives à prendre en compte pour les projets de PCH en sites isolés 66
1) Liste des contraintes 66
2) Le foncier 66
3) Contraintes réglementaires et environnementales 66
Procédure réglementaires liées à l'hydroélectricité 66
Zones protégées 67
Prélèvement de matériaux 70
4) Autres contraintes réglementaires 70
Zones frontalières 70
Éléments d'urbanisme 70
5) Enjeux sociaux 71
Anthropisation du site et ennoiement 71
Interférences avec les activités humaines 72
6) Capacités locales d'exploitation 72

7. Fiche 7 : Aspects économiques et financiers 73

a) Aspects économiques 73
Raisonner en cout global 73
Les chiffres cibles 73
Au stade des études préliminaires : calcul rapide d'un prix de revient 74
Adéquation économique entre puissance installée et production vendue : ratio HEPP 76
b) Aspects financiers 77
Financement du projet 77

8. Synthèse des points d'attention sur le développement de projet en site isolé 78

Liste des figures

Figure 1 : Aménagement sur seuil (doc. ADEME) 13

Figure 2 : Aménagement sur dérivation (doc. ADEME) 14

Figure 3 : Diagramme de sélection des turbines et des puissances associées en fonction du débit et de la hauteur de chute (doc. ADEME) 16

Figure 4 : Étapes de la réalisation des courbes de charge par site de peuplement 21

Figure 5 : Courbe de charge d'un ménage à moyenne consommation 23

Figure 6 : Courbe de charge d'Apatou 24

Figure 7 : Courbe de charge de Camopi 24

Figure 8 : Courbe de charge de Grand-Santi 25

Figure 9 : Courbe de charge - Maripasoula 25

Figure 10 : Courbe de charge – Ouanary 26

Figure 11 : Courbe de charge - Papaïchton 26

Figure 12 : Courbe de charge – Saint-Georges 27

Figure 13 : Courbe de charge Saül 27

Figure 14 : Courbe de charge par habitant d'un village visé par le SAR 29

Figure 15 : Courbe de charge par habitant d'un village non visé par le SAR 29

Figure 16 : Courbe des débits classés et des volumes turbinables (source : EPIDOR – 2005) 34

Figure 17 : Vue en coupe reprenant le MNT (LIDAR, OEG, ALTOA) en bleu qui représente la côte réelle du sol, le SRTM (en rouge) qui représente la donnée disponible en l'absence d'acquisition LIDAR, et du MNE (LIDAR, OEG, ALTOA) qui représente la cime des arbres. 38

Figure 18 - Etude de la probabilité d'obtenir la côte du sol en fonction des intervalles de correction apportés au SRTM considérés 38

Figure 19 : Périmètres d'acquisition LIDAR de l'Office de l'eau en rouge sur la carte. Sur ces secteurs des modèles numériques présentant le sol, la surface d'eau et la canopée sont mis à disposition par l'Office de l'Eau. Résolution spatiale 1m x 1m. 39

Figure 20 - Profil en long d'une chute 40

Figure 21 – Les 60 stations de mesure hydrométriques: en blanc les stations « niveau + débit », en jaune les « niveau seul »). 43

Figure 22 - Hydrogramme de la station de Maripasoula (décembre à novembre) 43

Figure 23 : courbes des débits en année moyenne, année sèche et année humide (source DREAL PACA) 45

Figure 24 : calcul de la puissance moyenne mensuelle et du productible mensuel et annuel..... 47

Figure 25 - (Photo Andritz)..... 54

Figure 26 – groupes extérieurs (photo Andritz)..... 54

Figure 27 : Longueur de dérivation (conduite) maximale selon la puissance brute et la hauteur de chute 56

Figure 28 : Temps de parcours du trafic de passagers et de marchandises sur le Maroni 60

Figure 29 : Estimations des coûts de transport sur le fleuve Maroni 61

Figure 30 : Cout d'investissement selon la puissance installée et la hauteur de chute (source : ESHA 2005)..... 74

Figure 31 : Couts d'investissement clé en main (source: ESTIR)..... 75

Liste des tableaux

Tableau 1 :Liste des appareils présents dans un ménage à moyenne consommation..... 21

Tableau 2 : Profil d'utilisation heure par heure des appareils électriques pour un ménage à faible consommation 22

1. Cibles et objectifs de ce guide

1.1 Les cibles

Ce guide s'adresse aux acteurs publics chargés de préparer ou de réaliser le développement de projets d'électrification au bénéfice des territoires dont ils ont la charge :

- Etat
- Conseil Régional,
- Communautés de Communes et Communes
- Syndicat d'électrification

Le rôle de ces acteurs est rappelé dans la « fiche 1 générale », pages suivantes.

Le guide vise à apporter à ces acteurs un éclairage sur le contenu et les enjeux de la petite hydroélectricité en sites isolés, ainsi que des outils d'appréciation de la pertinence de cette solution de production électrique au stade de l'identification des projets dans le contexte spécifique de la Guyane.

Ce guide s'adresse également aux autres porteurs de projets potentiels, qui dans certains cas connaissent déjà bien la petite hydroélectricité, mais qui pourront trouver des éléments pratiques de dimensionnement en particulier au niveau de le demande en électricité, ainsi que les éléments spécifiques au contexte de la Guyane.

1.2 Les objectifs

Un projet hydroélectrique en site isolé est comparable à beaucoup d'autres types de projets : sa mise en œuvre est une suite d'étapes impliquant des niveaux d'approche et des études de plus en plus détaillées, avec à l'issue de chaque étape des décisions de poursuivre ou d'abandonner en fonction des résultats obtenus.

Ces étapes successives peuvent être listées sommairement comme suit :

PHASE	INTITULE	CONTENU	MAITRE D'OUVRAGE	EXPERTISE A MOBILISER
P1	IDENTIFICATION DU PROJET	Recherche de sites, première approche (technique, réglementaire,..)	MO publics (collectivités, syndicat d'électrification), opérateur de l'électrification (EDF) ou MO privés (développeurs, ou entreprises consommatrices d'électricité)	Conseils: auprès des acteurs institutionnels: OEG, ADEME, etc. Bureau d'études si nécessaire, mais les éléments donnés dans le présent guide permettent au maitre d'ouvrage de réaliser cette identification le cas échéant. Contenu prestation BE éventuelle : aspects techniques: identification de terrain (hauteur chute, débit, morphologie,...)
P2	PREFAISABILITE / AVANT-PROJET SOMMAIRE	Identification des enjeux, études sommaires, premier design	Porteurs de projets, publics ou privés, opérateur (EDF)	Conseils: auprès des acteurs institutionnels: OEG, ADEME, etc. Bureau d'études si nécessaire, mais le porteur du projet peut lui-même réaliser une partie de la pré-faisabilité -aspects administratifs, réglementaires,..- en s'appuyant entre autre sur le présent guide. Contenu prestation BE :à minima aspects techniques (approches topo, géologie,...) et économiques
P3	FAISABILITE / AVANT-PROJET DETAILLE	Etudes détaillées (tous domaines) pour dossier banquabilité projet, design détaillé.	Porteurs de projets, publics ou privés, opérateur (EDF)	Bureaux d'études spécialisés Contenu prestations attendues : études techniques (topo, géologie, géotechnique, hydrologie, génie civil, hydraulique, hydro-méca, électro-méca, électricité/raccordement, couts), économiques, socio-environnementales, réglementaires, etc.
P4	PHASE PROJET / CONSTRUCTION	Etudes d'exécution, vérification, construction, réception	Collectivités (si éligible), porteurs de projet privés si autorisation (moins de 4,5 MW), opérateur électrification (EDF), autres concessionnaires (plus de 4,5 MW)	Assistance à maitrise d'ouvrage, maitrise d'œuvre (revue design, supervision travaux, réception).
P5	EXPLOITATION	Exploitation de l'installation	Idem phase 4	Exploitant

Ce guide est avant tout méthodologique : il est destiné à éclairer sur les démarches, sur les points clés qu'il est nécessaire de prendre en compte, principalement au stade initial des projets : identification, préfaisabilité. A partir de la faisabilité, les projets comprennent en général des aspects techniques qui relèvent de savoir-faire professionnels, il ne s'agit donc pas de les détailler ici, mais par contre un rappel des points clés est proposé, jusqu'à l'exploitation des projets.

1.3 Présentation du guide

Pour faciliter la lecture, le guide est présenté sous forme de fiches traitant chacune d'une des multiples questions qui se posent lorsqu'une alimentation hydroélectrique est envisagée pour satisfaire des besoins en sites isolés.

2. Introduction à l'hydroélectricité et au contexte guyanais

Fiche 1 générale : hydroélectricité et contexte guyanais

2.1.1 Hydroélectricité : une histoire régionale forte

La plupart des pays d'Amérique du Sud ont développé la production d'électricité grâce à l'exploitation de la ressource hydroélectrique. Dans la majorité des cas, l'énergie générée est injectée dans le réseau national interconnecté. Certains pays ont développé une forte dépendance à cette ressource comme par exemple le Paraguay qui produit 96% de son électricité via des centrales hydroélectriques, mais aussi le Brésil à 86%, le Vénézuela à 70% et la Colombie à 60%.

La petite hydroélectricité (sites < 10 MW) représente une part modeste des puissances installées (plus de 1000 MW néanmoins au Brésil). Plus que la géographie physique ou le potentiel de chaque pays, cette réalité reflète sans doute la difficulté à mettre en œuvre des projets de petite taille dans des pays où les infrastructures d'accès, de transports, de réseaux sont longtemps restées éparses. Les grands projets permettent de créer et d'amortir ces infrastructures, les petits projets le permettent plus rarement.

2.1.2 Le contexte de la Guyane

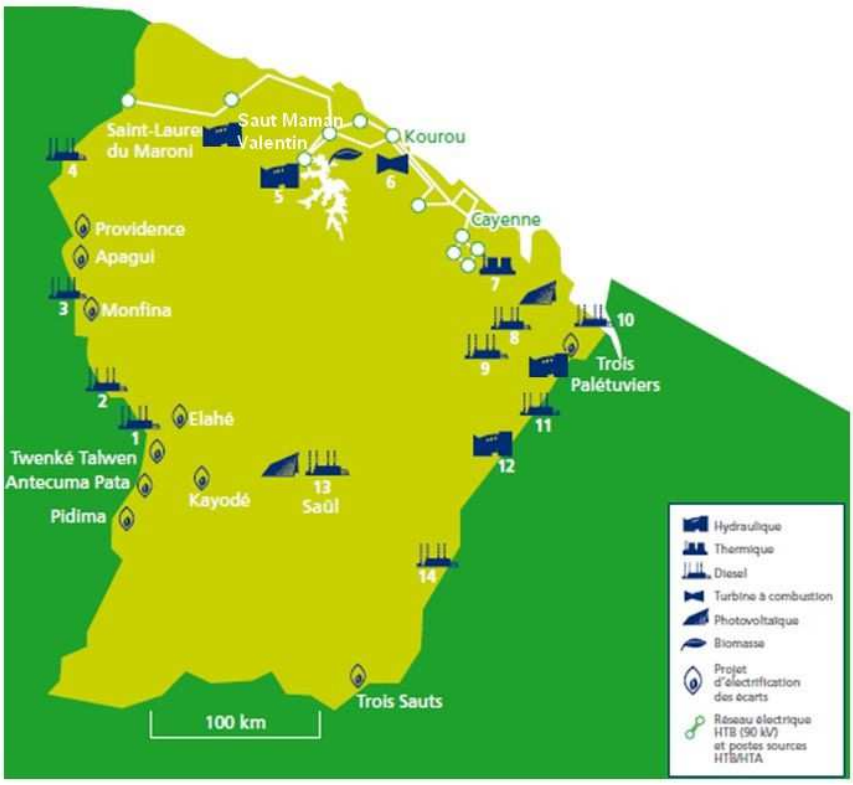
2.1.2.1 Situation de l'électricité en Guyane

En l'absence de raccordement aux pays voisins, la Guyane possède en 2015 un réseau électrique sensiblement comparable aux systèmes insulaires.

Une part importante de la demande est située dans les zones fortement urbanisées, c'est-à-dire principalement le long de la côte. La production d'énergie se fait principalement à partir de systèmes centralisés (centrale hydroélectrique, centrales thermiques…), celle-ci est transportée via le réseau longeant le littoral.

Une autre partie de la demande est décentralisée en raison des nombreux sites de peuplements isolés. Ce sont ces sites qui sont traités dans le présent guide. Lorsqu'une production électrique existe, elle s'appuie sur des systèmes autonomes, principalement des groupes électrogènes, mais on compte en 2015 également des petites centrales hydroélectriques, des centrales ou des équipements photovoltaïques, une hydrolienne. Certains de ces systèmes peuvent avoir vocation à être à terme intégrés au réseau principal si celui-ci est étendu.

Réseau et production électrique en Guyane (source EDF – ajouts Egis)



2.1.2.2 Le rôle des acteurs de l'électricité

La Guyane fait partie des « Zones Non Interconnectées » (ZNI). Le rôle ou l'organisation des acteurs sont souvent différents dans ces ZNI de celui connu en métropole. Par exemple le réseau de transport de l'électricité entre Cayenne et St Laurent du Maroni est de la compétence d'EDF et non de RTE car l'entreprise est restée intégrée en Guyane (pas de Réseau de Transport de l'Electricité/RTE), et la gestion du réseau est confiée à EDF production. De même, pour les collectivités –ainsi que pour EDF- les obligations et prérogatives en matière d'électrification des sites isolés connaissent quelques spécificités en Guyane.

Il en est ainsi des rapports entre les collectivités et EDF. Comme partout, les collectivités territoriales sont les autorités concédantes de distribution d'électricité et par dérogation elles peuvent être également les autorités concédantes de petites installations de production électrique, telles que celles des sites isolés.

Rappelons que les collectivités de l'intérieur (sites isolés) sont organisées différemment à l'Est et à l'Ouest:

- à l'Est elles sont restées isolées et ont conservé la compétence « production et distribution » de l'électricité (Saint Georges, Régina, Camopi et Ouanari)
- A l'Ouest, les communes ont transféré cette compétence à la communauté de communes C.C.O.G.

Les communes de l'Est comme la CCOG ont signé un contrat de concession avec EDF respectivement en 2006 et 2003. Ce contrat est d'un modèle différent de celui du littoral car il limite le périmètre d'intervention d'EDF aux bourgs et écarte de ce périmètre les écarts ou zones de peuplement distincts des bourgs. L'électrification des écarts par EDF n'est donc pas prévue par ces contrats.

Les rôles des différentes instances sont définies par plusieurs textes. Pour les collectivités, L'article L2224-33 du Code Général des Collectivités Territoriales dispose que « *Dans le cadre de la distribution publique d'électricité, et sous réserve de l'autorisation prévue à l'article 7 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 précitée, les autorités concédantes de la distribution d'électricité visées au I de l'article L. 2224-31 peuvent aménager, exploiter directement ou faire exploiter par leur concessionnaire de la distribution d'électricité toute installation de production d'électricité de proximité d'une puissance inférieure à un seuil fixé par décret, lorsque cette installation est de nature à éviter, dans de bonnes conditions économiques, de qualité, de sécurité et de sûreté de l'alimentation électrique, l'extension ou le renforcement des réseaux publics de distribution d'électricité relevant de leur compétence*. » Le seuil fixé par décret est de 1 MW en général, mais de 2 MW en Guyane.

Les collectivités peuvent donc, mais le texte n'en fait pas une obligation, aménager et exploiter (ou faire exploiter) une petite centrale hydroélectrique (PCH) de moins de 2 MW si celle-ci évite un renforcement/une extension de leur réseau de distribution. Cette définition est assez restrictive et il en ressort dans le cas général que :

- l'opérateur EDF garde l'obligation de financer et d'aménager la production d'électricité dans les bourgs ; Si la collectivité souhaite se substituer à EDF, elle ne pourra le faire que si cela évite une extension de son réseau de distribution (cas peu probable)
- Par contre pour alimenter un écart et dans la limite d'une puissance de 2 MW, la collectivité pourra financer, aménager et exploiter une PCH. L'investissement sera aidé par une participation financière du FACE (80%) et par la redevance d'investissement R2 du concessionnaire.

2.1.2.3 Un approvisionnement électrique difficile pour les sites isolés

La Guyane française apparait à priori comme un concentré de difficultés pour la petite hydro-électricité, malgré ses ressources en eau très importantes : relief très faible /sites à faible chute impliquant, à puissance égale, des aménagements et équipements plus lourds, avec parallèlement peu d'infrastructures de transport.

Mais ce constat est à relativiser au regard d'une part des besoins en énergie réels de la population guyanaise isolée, et d'autre part des difficultés à satisfaire cette demande par d'autres moyens de production. En effet le diesel, généralement plus largement utilisé, présente des coûts d'approvisionnement élevés (transport gazole,…), et le solaire est une alternative récente –du point de vue des coûts qui ont très fortement baissés- mais intermittente, nécessitant du couplage (diesel ou petite hydro) ou du stockage, toujours mal maitrisé.

Dans le contexte des sites isolés, il n'y a généralement pas de solution de production électrique facile et bon marché, comparée aux coûts d'une grande production. Il convient donc de travailler à la recherche des solutions les mieux adaptées à chaque contexte, en croisant les contraintes et les avantages propres à celles-ci.

Fiche 2 générale : Qu'est-ce qu'une petite centrale hydroélectrique (PCH) ?

2.1.3 Définition d'une PCH

Il s'agit des centrales dont la puissance installée est inférieure à 10 MW, telle que les classifie l'Union internationale des distributeurs d'énergie électrique, avec la déclinaison suivante :

- la pico-centrale (capacité inférieure à 20 kW)
- la micro-centrale (capacité allant de 20 kW à 500 kW)
- la mini-centrale (capacité allant de 500 kW à 2 MW)
- la petite centrale (capacité allant de 2 à 10 MW)

2.1.4 Les deux principaux types d'aménagements et leurs composants

A) Centrale sur seuil, en basse chute, en général exploitée au fil de l'eau :

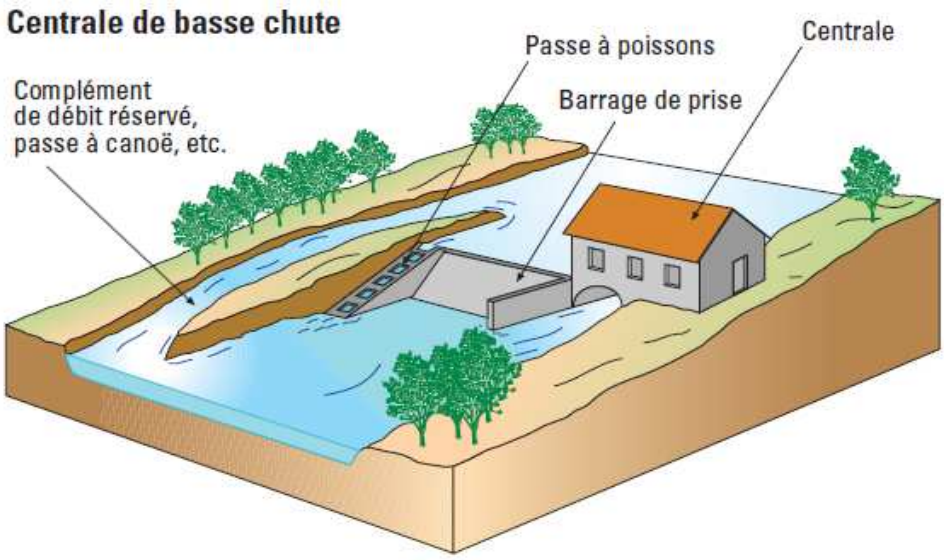


Figure 1 : Aménagement sur seuil (doc. ADEME)

B) Centrale sur dérivation, en haute, moyenne ou basse chute, exploitée au fil de l'eau ou bien en éclusée, avec plus ou moins grand réservoir :

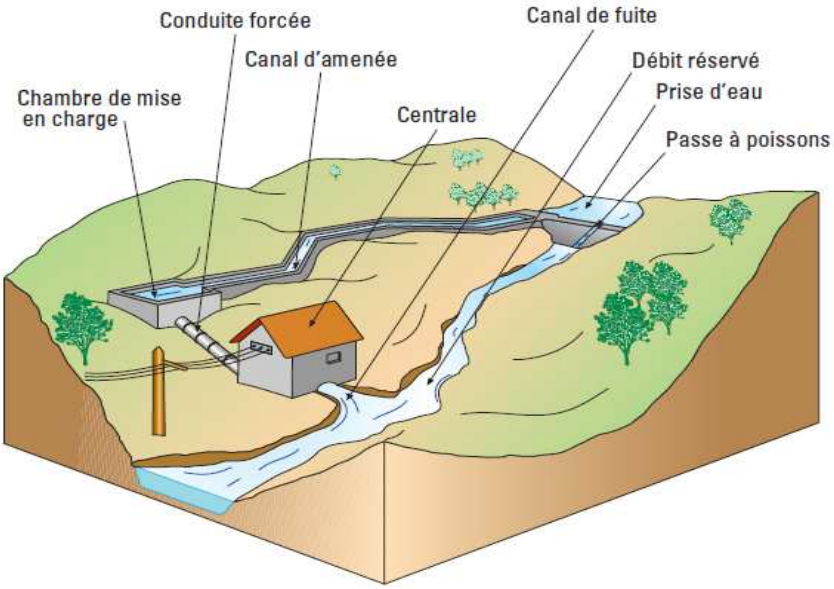


Figure 2 : Aménagement sur dérivation (doc. ADEME)

La dérivation peut aller de quelques dizaines de mètres à plusieurs kilomètres.

Le choix d'une centrale sur seuil ou bien en dérivation dépend largement des conditions du site : possibilité de construire un seuil (en pratique difficilement envisageable actuellement sur le Maroni ou l'Oyapock par exemple, pour cause de zone frontalière), configuration de terrain favorable à un canal ou une conduite, etc.
Si le canal est long et qu'un seuil est nécessaire, la mobilisation de matériaux peut être importante, alors qu'une prise d'eau sans seuil et une courte conduite sans canal peuvent ne nécessiter que très peu de matériaux et moins de travaux. Ces différents cas pouvant être trouvés en Guyane, une évaluation sera à faire au cas par cas.

2.1.5 Les 5 principaux composants d'une PCH

Les ouvrages de prise d'eau

Ce sont les seuils, barrages, digues, prises d'eau, dessableur, passes à poissons, à pirogues…
Ces ouvrages sont plus ou moins importants selon le site. Ils peuvent être en gabions (ce qui évite le transport d'une partie de matériels lourds), en maçonnerie, en béton, en enrochements, en terre.
Dans le contexte de la petite hydroélectricité pour les sites isolés en Guyane, les seuils, digues et barrages ne seront pas nécessairement à prévoir, ou bien à minima : rehaussement limité d'un seuil naturel (limité à quelques mètres). En effet ces travaux sont très onéreux et ne pourront se justifier que pour des puissances installées suffisamment importantes (plus d'un MW). Par ailleurs la topographie fait que l'ennoiement peut être important même pour de faibles hauteurs de barrage.

Les ouvrages d'amenée d'eau

Très restreints dans le cas d'une centrale sur seuil (canal plus ou moins réduit), ces ouvrages peuvent être très conséquents en dérivation : canal (air libre ou en galerie, ce dernier cas étant improbable en Guyane), chambre de mise en charge, cheminée d'équilibre, conduite forcée, vannes.
Le canal peut être en gabions, en enrochements, en terre, en maçonnerie, en béton, la chambre de mise en charge est en béton, la conduite forcée est en général en fonte ou en acier.
En rapport à la puissance électrique installée, ces ouvrages seront en général importants car les débits seront importants, contrairement aux sites de moyenne ou haute chute. Par exemple pour une puissance de 300 kW sous trois mètres de chute il faut un débit de 14 m3/s soit une section d'amenée de plus de 20 m2.

La centrale

La centrale est constituée d'un bâtiment (sauf parfois en très basse chute en cas de groupes de production immergés, ou bien en cas de centrale souterraine, cas improbable en Guyane) intégrant les équipements de production : turbine, générateur, contrôle-commande. Selon la puissance le bâtiment fera de 100 m² à plusieurs centaines de m².

Les ouvrages de restitution

La restitution se fait en général via un canal dit « de fuite » plus ou moins long, dont la constitution est identique au canal d'amenée (fréquemment avec enrochements).

Le poste et le réseau électrique

Le poste électrique est l'interface entre la centrale et le réseau. Il intègre les protections, le(s) transformateur(s) et le(s) comptage(s). Le réseau est destiné à relier la centrale aux usagers, il peut être en basse tension ou en haute tension (HTA), en aérien ou en souterrain.

2.1.6 Hauteur de chute et type de centrale et de turbine

On distingue trois types de centrales :

a) haute chute : plus de 100 m
b) moyenne chute : de 15 m à 100 m
c) basse chute : moins de 15 m

La hauteur de chute conditionne grandement le type de turbine utilisable :

a) de 1 à 25m : turbines axiales (hélices Kaplan, dont groupes immergés type Bulbe®, VLH®, etc.), parfois turbines Banki
b) de 20m à 300m : turbines de type Francis
c) de 50m à 1000m : turbines Pelton, parfois Turgo (jusque 200m)

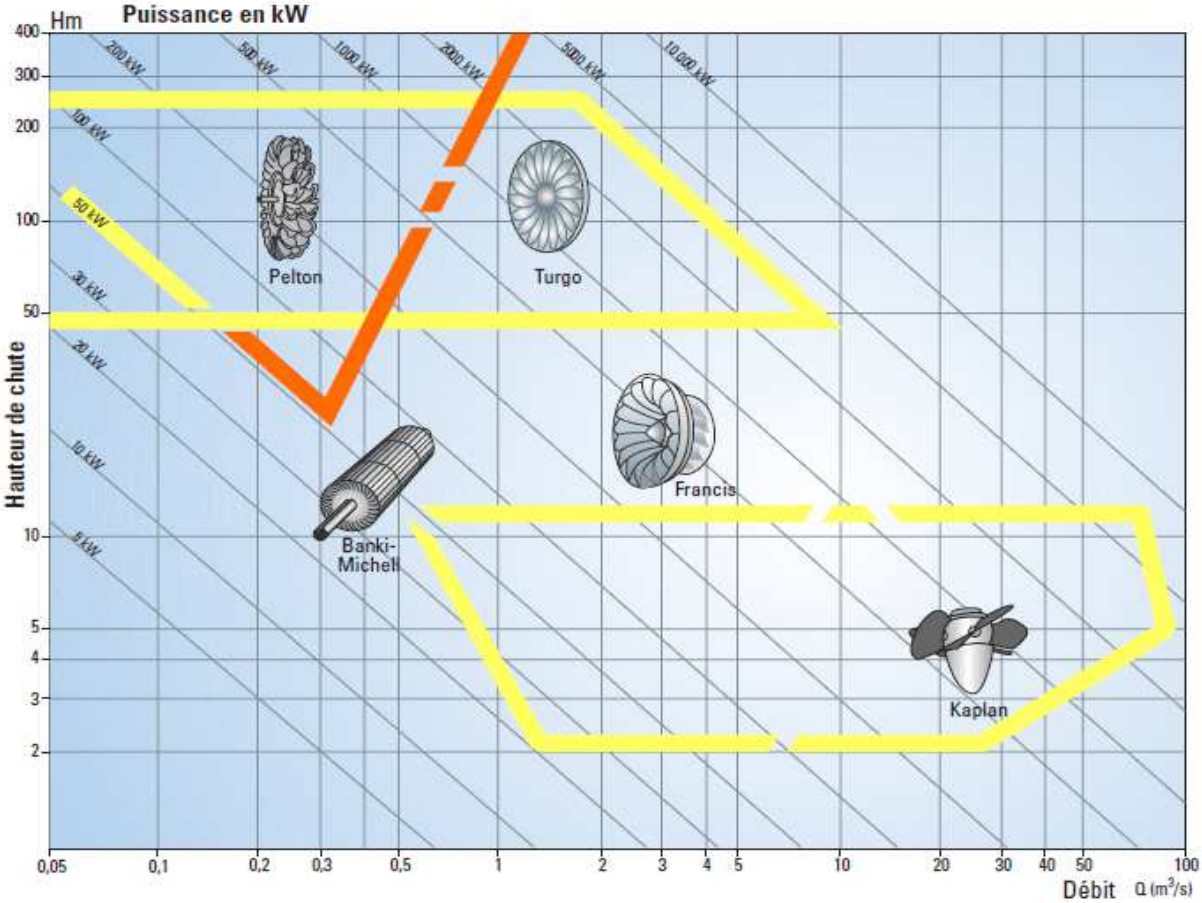


Figure 3 : Diagramme de sélection des turbines et des puissances associées en fonction du débit et de la hauteur de chute (doc. ADEME)

La hauteur de chute sera généralement faible en Guyane, ce qui impliquera le plus souvent des installations de type Kaplan et plus rarement Francis.

Il est bon de retenir, pour le contexte guyanais, que les aménagements et **les équipements sont d'autant plus volumineux, lourds et onéreux que le débit utilisé est important et que la hauteur de chute est faible. Ce qui est d'autant plus pénalisant dans des conditions de transport et d'accès difficiles**.

3. Fiche 3 générale : Comment aborder un projet hydroélectrique en site isolé ?

Les premières actions à mettre en œuvre portent sur 3 points essentiels :

a) Les besoins en électricité
b) Le potentiel de production
c) Les enjeux et contraintes de production

Cette démarche n'est pas limitée à l'hydroélectricité : le premier point est indépendant de toute production, et les 2 autres points sont traités pour plusieurs solutions de production, au travers d'une démarche de comparaison visant à déterminer la ou les solutions les plus appropriées.

3.1 L'expression d'un besoin en électricité

Tout projet de production répond à une demande en électricité. La pertinence du projet va grandement dépendre de la bonne connaissance de ce besoin, qui n'est pas figé mais au contraire évolutif. Cette évolution peut d'ailleurs être conditionnée par la production elle-même : si elle est en surcapacité ou présente un service très élaboré, la demande aura tendance à augmenter, au contraire si le service est réduit (sous-capacité, ou quelques heures d'électricité par jour par exemple), la demande est beaucoup plus contrainte.

Le besoin à couvrir peut être nouveau : village non équipé actuellement, comme à Trois-Sauts / Roger et Zidok, nouvelle implantation, comme à Providence. Il peut aussi être le fait d'un accroissement des consommations d'un site déjà équipé –en production thermique Diesel par exemple-. Il peut également résulter de la nécessité de remplacer des équipements en fin de vie ou trop onéreux à exploiter, ou de la nécessité de diversifier la production (utiliser les énergies renouvelables).

Ce besoin sera plus facile à appréhender sur les sites déjà équipés en production, puisqu'il y a enregistrement des puissances appelées (au moins la puissance maximum annuelle) et de l'énergie produite. Il est possible de s'appuyer sur ces connaissances et sur leur historique pour établir un modèle de consommations en fonction des principaux facteurs : nombre de foyers, d'habitants, d'autres types de consommateurs (écoles, dispensaires,…), équipements utilisés, évolution passée et future de ces paramètres, etc.

Un tel modèle est proposé dans ce guide, permettant d'appréhender les consommations pour les bourgs guyanais non raccordés au réseau, et pour trois types d'implantations : hameau, petit village, grand village. Il fournit des évaluations de consommations pour 2015 et à l'horizon 2030, avec prise

en compte ou non de facteurs d'efficacité énergétique, et il est, dans sa version informatique, largement paramétrable.

Ce modèle et ses résultats exploitables dans le cadre de ce guide sont explicités dans les fiches 4.A et 4.B. Les données de consommation par site de peuplement ont été introduites dans la base de données des ressources hydroélectriques, permettant sur un même outil de visualiser la ressource et les consommations (consommations journalières, pointe de demande, profils de puissance appelée horaire sur journée type).

3.2 Le potentiel de production électrique

Un besoin en électricité en site isolé peut être satisfait de multiples manières :

i. extension du réseau électrique si celui-ci est assez proche ;
ii. production locale collective : diesel, solaire, hydraulique, biomasse, ...
iii. production locale individuelle : solaire, diesel, hydraulique,…

Le propos de ce guide porte sur la production locale collective hydroélectrique non raccordée au réseau principal de la Guyane (cas ii). Le guide n'abordera donc pas les autres possibilités de production, sauf ponctuellement sous l'angle de la complémentarité entre l'hydroélectricité et d'autres énergies. Toutefois un certain nombre d'informations données resteront pertinentes pour une installation hydraulique « individuelle » (alimentation d'une petite industrie, d'un centre touristique, etc.).

Comme pour les autres sources d'énergie, il s'agira donc pour l'hydroélectricité d'**évaluer**, **au regard des besoins identifiés, son potentiel, ses enjeux et ses contraintes spécifiques pour chaque site**. Certaines contraintes peuvent apparaitre d'emblée rédhibitoires (interdiction réglementaire d'aménager par exemple), ce qui va permettre d'orienter les choix de solutions.

3.2.1 Le potentiel hydroélectrique local

Le potentiel hydroélectrique fait appel à des paramètres simples (hauteur de chute, débits). Mais dans le contexte guyanais une bonne connaissance de ces paramètres peut être difficile à obtenir. En effet les hauteurs de chute font beaucoup appel aux connaissances topographiques, or celles-ci sont difficiles à obtenir avec précision compte tenu des difficultés d'accès pour les mesures au sol, et compte tenu de la canopée pour les mesures aériennes. De plus, les données doivent être précises car on se situera presque toujours en basse chute, les erreurs de topographie étant dans ce cas très pénalisantes.

Les débits sont connus pour quelques stations sur les principaux cours d'eau. Ils sont souvent élevés au regard des besoins de sites isolés (hors industrie). Leur connaissance précise est donc moins sensible que celle de la topographie.

L'évaluation du potentiel est détaillée dans les fiches 5.

3.2.2 Optimisation du projet : énergies complémentaires et stockage

La demande en énergie peut être plus ou moins complexe (courbes de charge journalière, annuelle, pointes, etc.) et les contraintes de production hydroélectrique fortes. L'objectif d'un projet est de rechercher une solution *optimisée* pour répondre à la fois à la demande et aux contraintes (dont la contrainte économique). Dans certains cas la recherche de complémentarités à l'hydroélectricité sera une obligation, le projet n'étant pas viable sans cette solution.

Ces possibilités de complémentarité ou d'optimisation sont abordées dans la dernière fiche 5.

3.3 Les enjeux et contraintes de la production hydroélectrique

Les enjeux et contraintes portent sur de nombreux domaines : technique, environnemental, économique, réglementaire, etc.

S'y ajoutent, pour les sites isolés, des contraintes spécifiques. Par exemple il n'y a pas de raccordement à un grand réseau, ce qui impose des contraintes techniques fortes : sans le « tampon » du réseau, il faut en permanence adapter la production à la demande, qui peut fluctuer très fortement, d'où des choix techniques plus difficiles. Autre exemple : les sites isolés ont pour la plupart des problématiques lourdes en matière d'accès.

L'objectif est de traiter ces enjeux et contraintes en commençant par les contraintes qui peuvent être rédhibitoires pour la poursuite du projet, ce qui évite de perdre du temps avec les contraintes moins importantes au cas où le projet n'apparait pas faisable. Par exemple certaines contraintes réglementaires peuvent interdire toute construction sur la zone de projet envisagée : le projet n'est pas faisable et il ne sert à rien d'étudier les autres contraintes.

L'évaluation des enjeux et contraintes est détaillée dans les fiches 6.

3.4 Les aspects économiques et financiers

Toute installation de production d'énergie représente un investissement important, engagé pour de nombreuses années, mais aussi des frais d'exploitation qu'il faut anticiper le plus tôt possible. Les aspects économiques imprègnent tout le cycle de développement d'un projet, depuis son identification jusqu'à sa mise en exploitation. Ils conduisent en particulier les choix d'optimisation de la production.

Ces aspects économiques, mais également financiers, sont évoqués en fiche 7.

4. Demande électrique des sites isolés de Guyane

Fiche 4.A Besoins électriques : la demande des sites isolés

On retiendra trois catégories de peuplements en fonction du nombre d'habitants:

- Les bourgs : chaque bourg de commune : Apatou, Camopi, Grand-Santi, Maripasoula, Ouanary, Papaïchton, Saint-Georges de l'Oyapock et Saül
- Les villages « visés par le Schéma d'Aménagement Régional (SAR) » : villages se rapprochant, en typologies de consommations, des petits bourgs
- Les villages ou hameaux non visés par le SAR : type de la plupart des sites de peuplement

L'objectif, pour chacune de ces catégories, est de déterminer les courbes de charge qui représentent les appels de puissance heure par heure des sites de peuplement, ainsi que leur consommation énergétique sur la journée et sur l'année.

Un modèle a été développé en ce sens pour l'Office de l'Eau. Il permet, à partir d'hypothèses simples, d'estimer les consommations actuelles (2015) et futures (2030). Le dimensionnement d'une production doit en effet tenir compte des évolutions de consommations dans les années à venir : la solution retenue doit permettre de couvrir la consommation à 10 ans au moins, en prévoyant éventuellement des possibilités de renforcement si nécessaire. Une échéance à 15 ans (2030) parait donc appropriée.
Ce modèle développé sur tableur est entièrement paramétrable.
Par ailleurs, les données issues du modèle sont utilisées dans la base de données « Petite hydro électricité » de l'OEG, qui contient des tables spécifiques aux consommations des bourgs d'une part, et des villages d'autre part.

1) Les hypothèses de modélisation des courbes de charges

Sur un site de peuplement, la consommation d'électricité provient de l'ensemble des activités présentes telles que des bâtiments publics, des commerces, des écoles, des équipements de santé et des ateliers d'artisanat (fabrication de pirogues, tissage, menuiserie,…), mais aussi et surtout des ménages.

Le principe du modèle est le suivant :

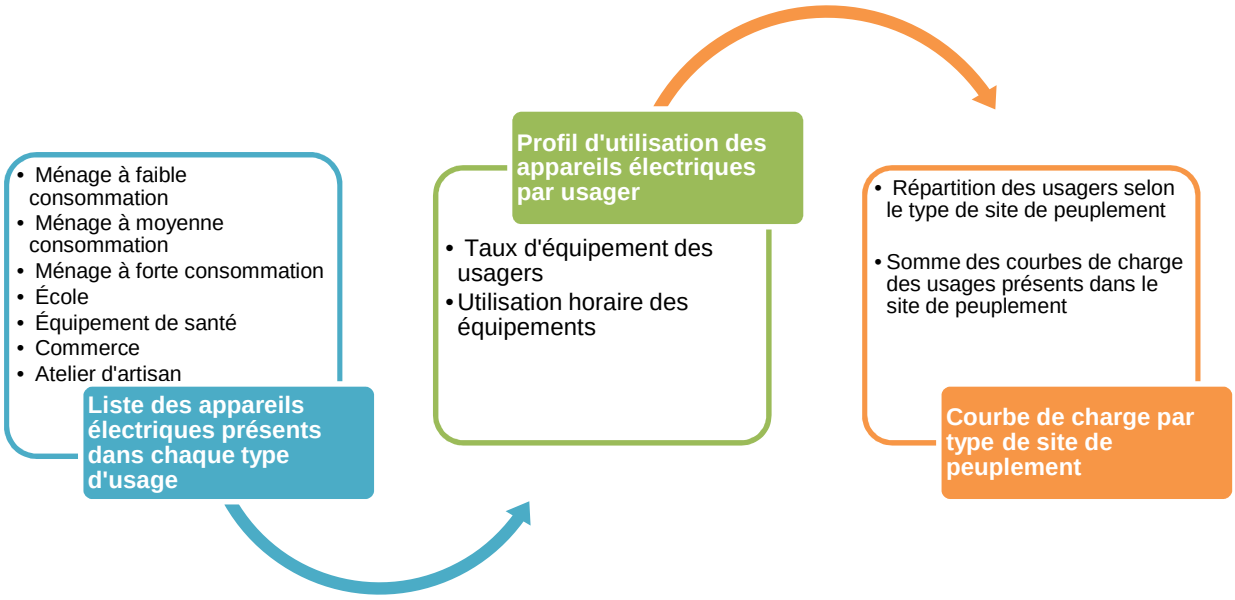


Figure 4 : Étapes de la réalisation des courbes de charge par site de peuplement

Dans la pratique, la démarche est décrite ci-dessous.

Les hypothèses « usages » et « période de fonctionnement »

Pour chaque type d'usager on détermine les hypothèses suivantes :

- les usages de l'électricité à retenir : éclairage, froid, lave-linge, informatique, climatisation, etc., avec un nombre d'appareil et une puissance unitaire pour chaque appareil. Pour faciliter l'utilisation du modèle, on utilise soit la puissance réelle de chaque appareil (pour les appareils utilisés en continu à cette puissance sur une heure, comme les ampoules, la radio ou la télévision), soit une puissance moyenne horaire (pour les appareils utilisés en discontinu sur chaque heure, comme le réfrigérateur ou la climatisation qui se mettent en marche et s'arrêtent plusieurs fois par heure). Exemple pour un ménage « moyenne consommation » :

- Usages	Puissance unitaire moyenne horaire (W)	Nombre d'appareil	Puissance totale installée (W)
Production de froid	200	1	200
Climatisation	60	2	120
ECS	0	0	0
Lave-linge	24	1	24
Éclairage	25	4	100
Informatique	50	1	50
Radio	50	1	50
Télé	24	1	24
TOTAL			**568**

Tableau 1 :Liste des appareils présents dans un ménage à moyenne consommation

- Les périodes de fonctionnement de chaque appareil dans la journée, heure par heure. Dans le contexte de la Guyane, il n'apparait pas nécessaire de faire d'autres distinctions dans le temps (hebdomadaires, saisonnières,…). Exemple de profil d'utilisation horaire pour plusieurs appareils d'un ménage « basse consommation » :

Horaire de fonctionnement	Production de froid	Éclairage	Radio	Total de puissance appelée pour un ménage (kW)
Puissance moyenne horaire par poste de besoins identifiés (W)	50	75	50	
00:00:00	1	0	0	0,05
01:00:00	1	0	0	0,05
02:00:00	1	0	0	0,05
03:00:00	1	0	0	0,05
04:00:00	1	0	0	0,05
05:00:00	1	0,25	1	0,12
06:00:00	1	0,25	1	0,12
07:00:00	1	0	1	0,10
08:00:00	1	0	1	0,10
09:00:00	1	0	1	0,10
10:00:00	1	0	1	0,10
11:00:00	1	0	1	0,10
12:00:00	1	0,25	1	0,12
13:00:00	1	0,25	1	0,12
14:00:00	1	0	1	0,10
15:00:00	1	0	1	0,10
16:00:00	1	0	1	0,10
17:00:00	1	0	1	0,10
18:00:00	1	1	1	0,18
19:00:00	1	1	1	0,18
20:00:00	1	0,75	1	0,16
21:00:00	1	0,75	1	0,16
22:00:00	1	0,5	1	0,14
23:00:00	1	0,25	1	0,12

Tableau 2 : Profil d'utilisation heure par heure des appareils électriques pour un ménage à faible consommation

La courbe de charge pour chaque usager

Elle est établie en sommant heure par heure les puissances moyennes horaires de chaque appareil. On en déduit aussi la consommation journalière de chaque usager. Exemple :

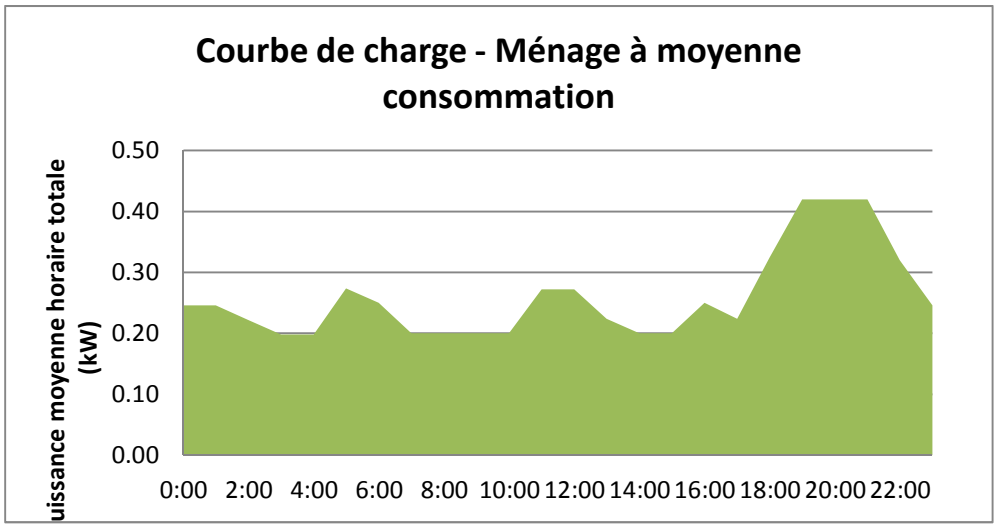


Figure 5 : Courbe de charge d'un ménage à moyenne consommation

Les tableaux ci-dessus peuvent être modifiés dans le modèle numérique accompagnant ce guide si l'utilisateur dispose de données plus précises (à la suite d'une enquête par exemple). Toutefois les enjeux de la mise en place d'une enquête spécifiquement pour préciser ces données sont assez faibles, au moins à court terme (jusque 2020). Pour gagner du temps et les couts d'enquêtes et d'analyses, l'utilisateur du guide pourra rechercher sur la Base de données associée les résultats du modèle pour l'année souhaitée (la BDD permet l'accès à chaque site de peuplement et chaque année jusque 2030), ou à défaut interpoler les résultats de modélisation 2015 et 2030 donnés dans la suite de ce chapitre.
Rappelons que ces résultats ont été recalés avec le document bibliographique de référence sur le sujet : "Analyse des consommations et tracé des courbes de charge horaires" (ADEME 2012, étude ID Concept).

La courbe de charge de chaque type de site de peuplement

La courbe de charge résultante pour un site est créée en faisant la somme heure par heure des courbes des différents usagers : ménages, écoles, commerces, etc., après avoir établi le nombre d'usagers de chaque catégorie. Ce nombre est tiré d'études antérieures.
La base de données de l'OEG permet de sortir les courbes de charges pour chaque bourg et chaque village isolé de Guyane, pour chaque année jusqu'à 2030. Les données utilisées pour les populations, les consommations unitaires, et les taux de croissance de ces 2 paramètres, correspondent à des hypothèses pertinentes à ce jour, et recalées lorsque cela a été possible. Ces données sont entièrement reparamétrables pour les faire évoluer à l'avenir.

Il faut noter que les courbes de consommation ne peuvent tenir compte des évènements exceptionnels (fêtes, etc.) qui peuvent appeler des consommations plus élevées, mais qui seront couvertes en général par un appoint spécifique (groupe électrogène loué).

2) Courbes de charge aux horizons 2015 et 2030

Les courbes de charge suivantes peuvent être utilisées pour l'estimation des besoins.

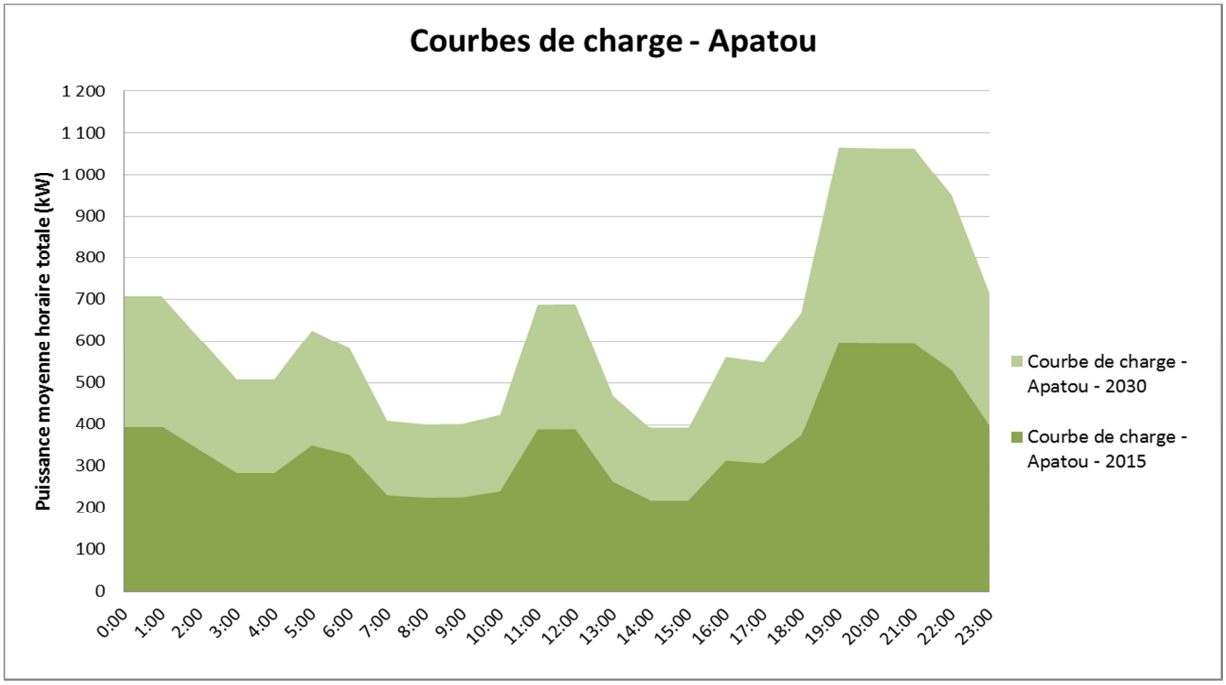


Figure 6 : Courbe de charge d'Apatou

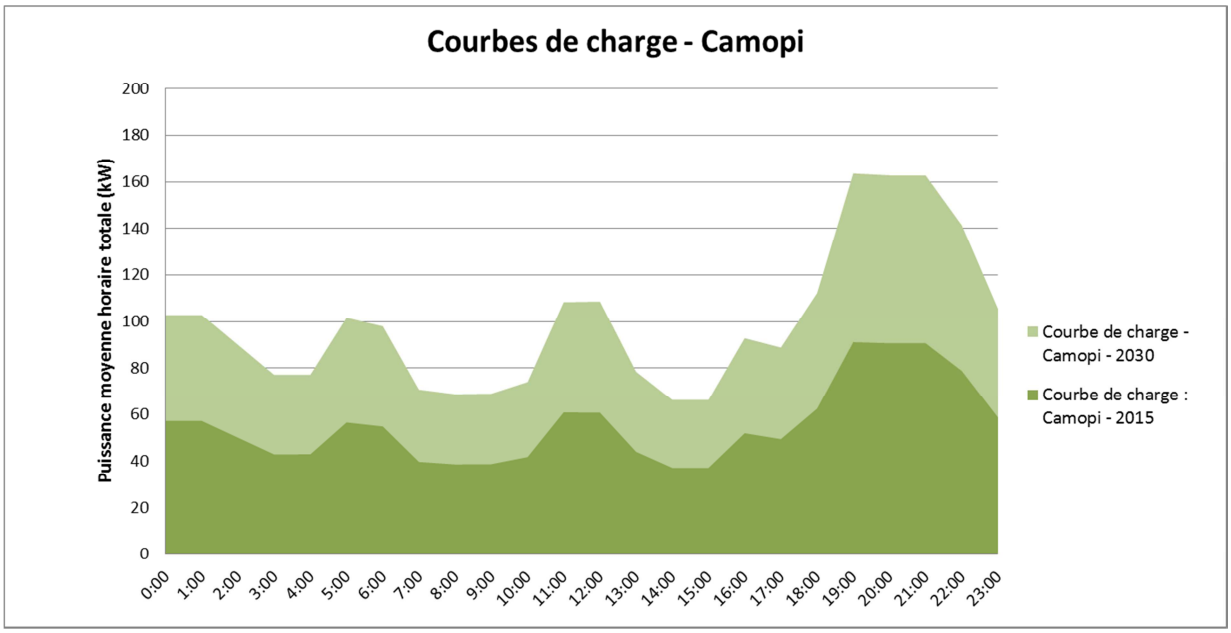


Figure 7 : Courbe de charge de Camopi

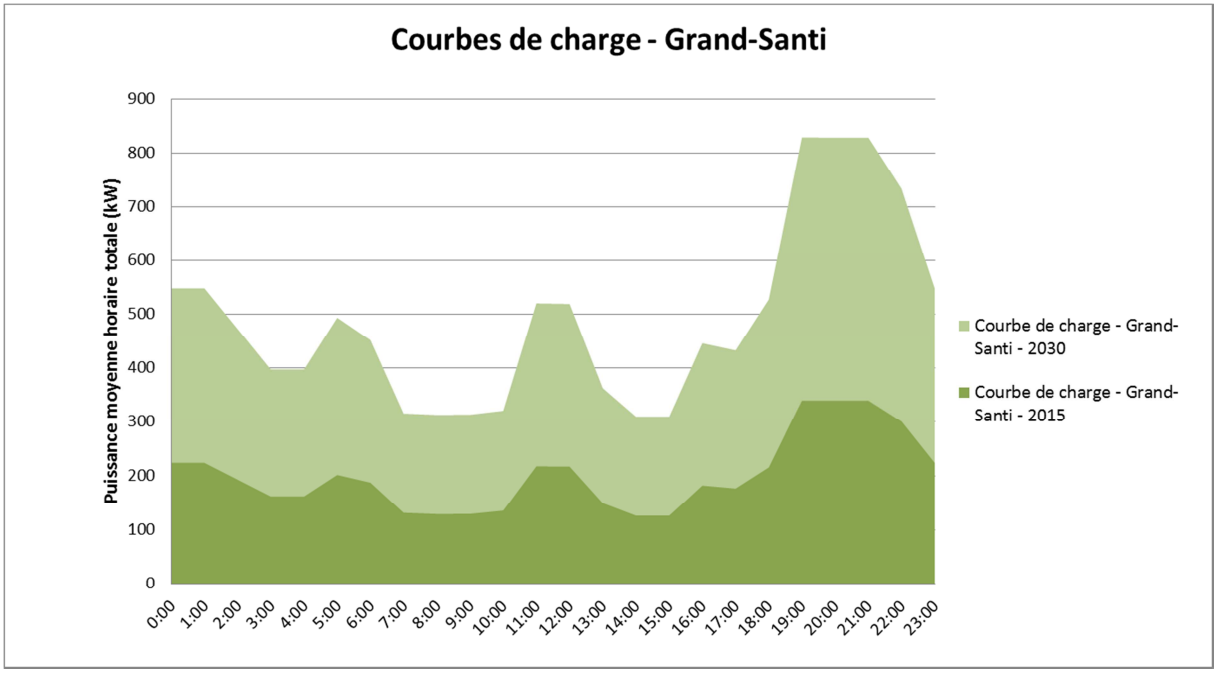


Figure 8 : Courbe de charge de Grand-Santi

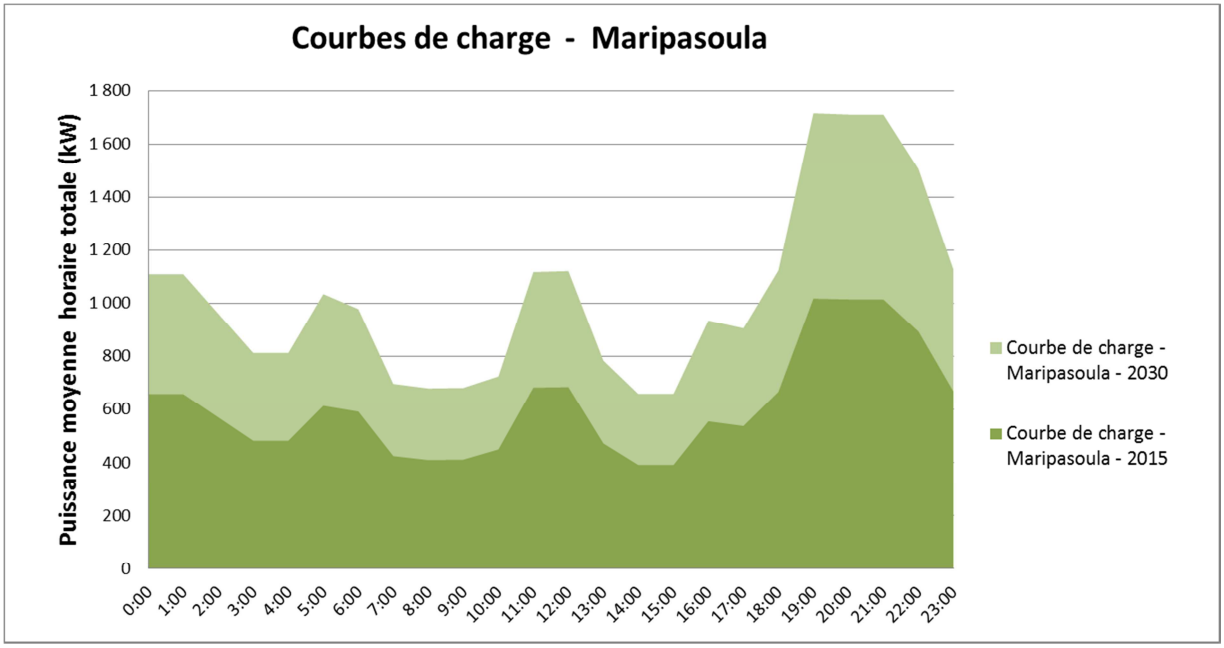


Figure 9 : Courbe de charge - Maripasoula

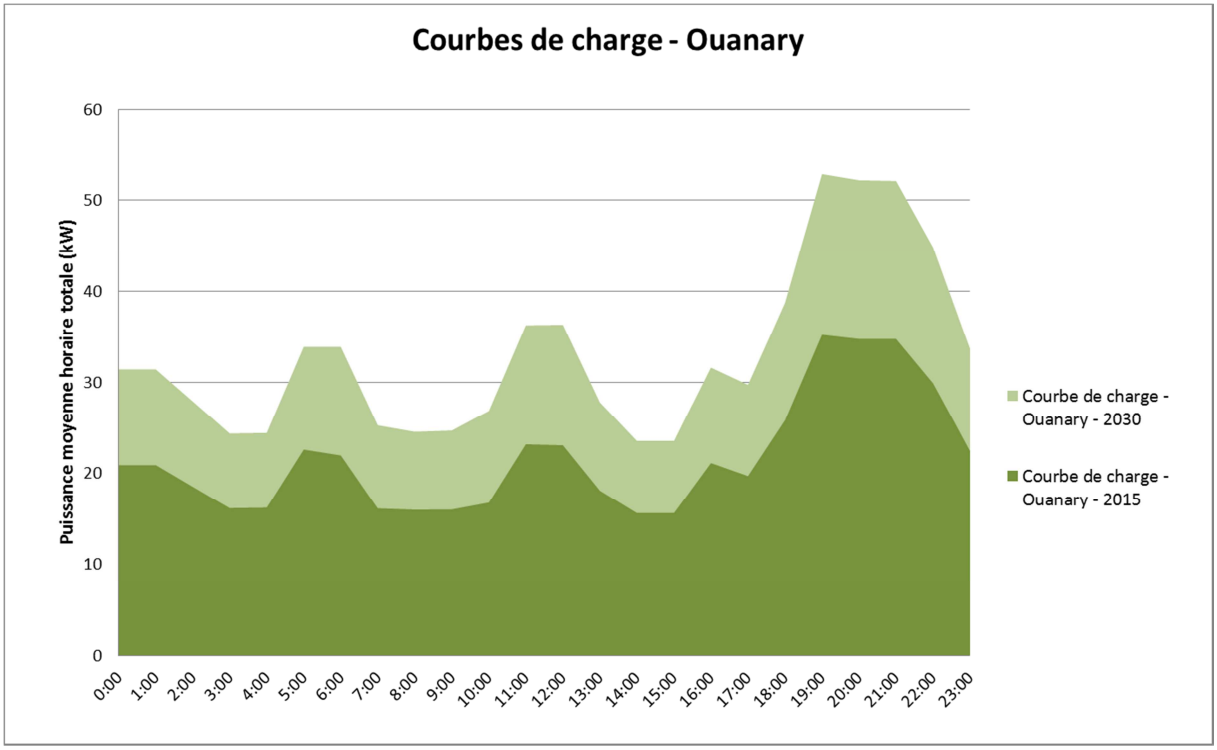


Figure 10 : Courbe de charge – Ouanary

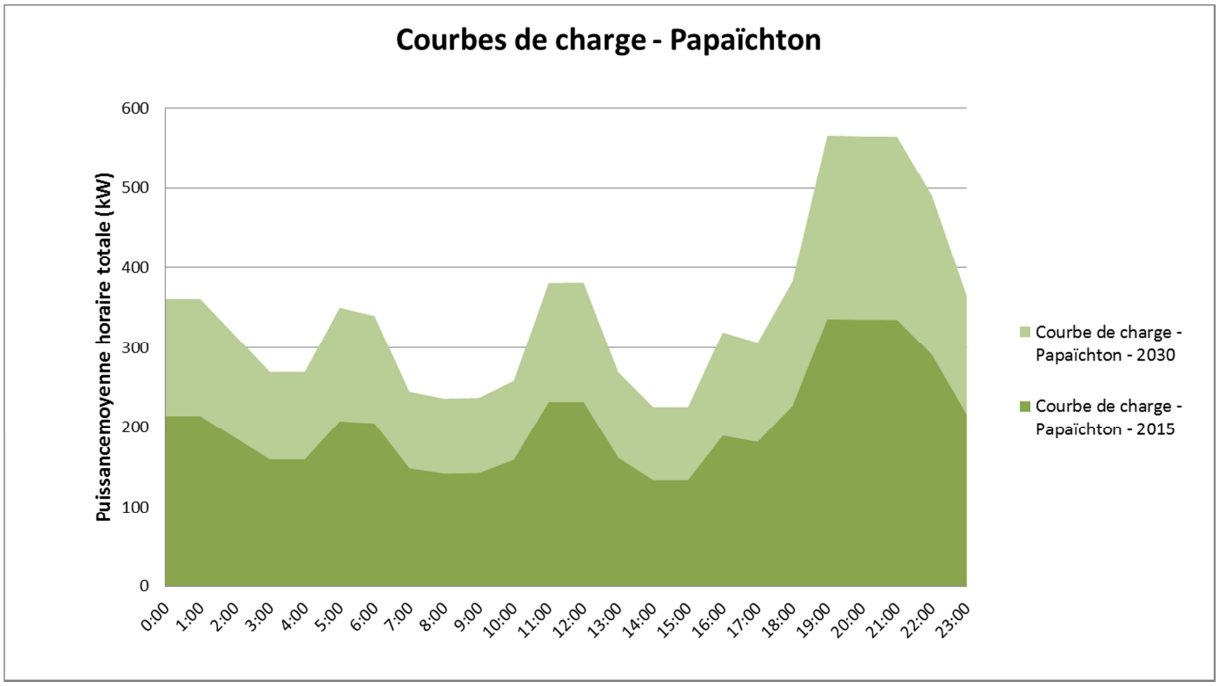


Figure 11 : Courbe de charge - Papaïchton

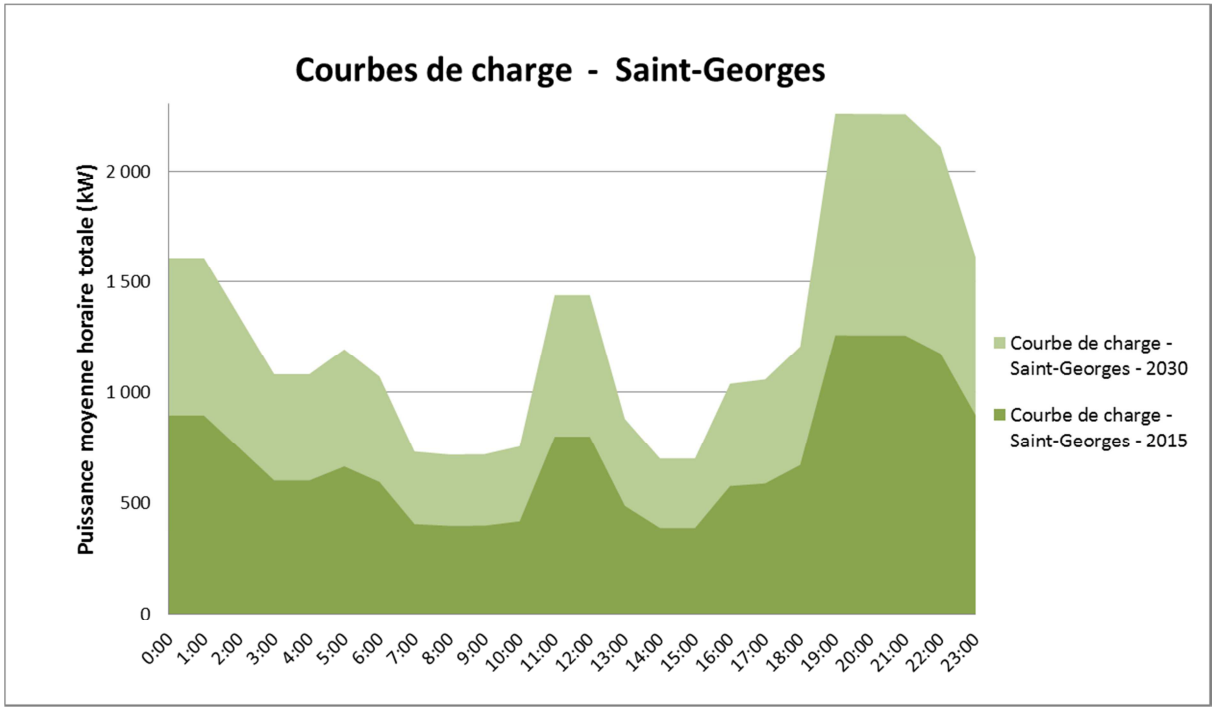


Figure 12 : Courbe de charge – Saint-Georges

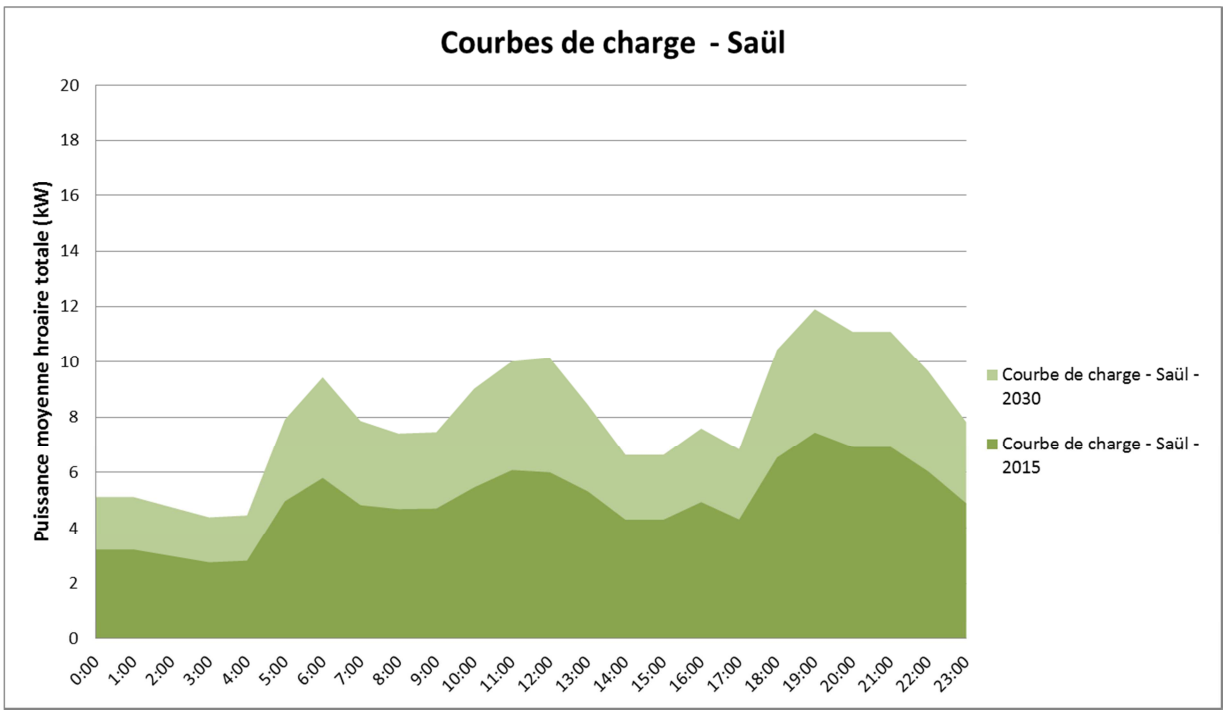


Figure 13 : Courbe de charge Saül

Pour tous les autres sites de peuplement (villages, hameaux) répartis sur le territoire, le principe du modèle est basé sur 2 typologies de sites, distingués par le nombre d'équipements collectifs présents (publics ou privés) et la répartition des ménages entre 3 catégories (forte/moyenne/faible consommation) :

- Villages bien équipés (visés par le Schéma d'Aménagement Régional). Les consommations s'approchent plus de celles d'un bourg comme Ouanary
- Villages ou hameaux peu équipés (non visés par le SAR)

Les ratios habitants par ménage et les répartitions des ménages et équipements correspondant à chaque type sont les suivants :

Village SAR - Hypothèses de répartition des usagers	% répartition des ménages	2013
Nb d'habitants (hypothèse arbitraire)		100
Croissance annuelle population 2013-2030		selon BDD OEG
Ratio habitants/ménage		4
Nb de ménages total	100%	25
Nb de ménages à faible consommation	50%	13
Nb de ménages à moyenne consommation	47%	12
Nb de ménages à forte consommation	3%	1
Nb d'écoles		1
Nb d'équipements de santé		1
Nb de commerces		0
Nb d'ateliers		1
Croissance annuelle conso unitaires 2013-2030		**1,00%**

Village hors SAR	% répartition des ménages	2013
Nb d'habitants (hypothèse arbitraire)		100
Croissance annuelle population 2013-2030		selon BDD OEG
Ratio habitants/ménage		6,7
Nb de ménages total	100%	15
Nb de ménages à faible consommation	70%	10
Nb de ménages à moyenne consommation	28%	4
Nb de ménages à forte consommation	2%	0
Nb d'écoles		0
Nb d'équipements de santé		0
Nb de commerces		0
Nb d'ateliers		1
Croissance annuelle conso unitaires 2013-2030		**1,00%**

L'expression des résultats est donnée en consommation par habitant (mais toutes consommations confondues, y compris celles hors ménages). La BDD de l'OEG intègre ces données en utilisant les projections de croissance de la population inscrites dans cette base (projections à partir des données INSEE 10 dernières années). Ces données sont modifiables par l'utilisateur.

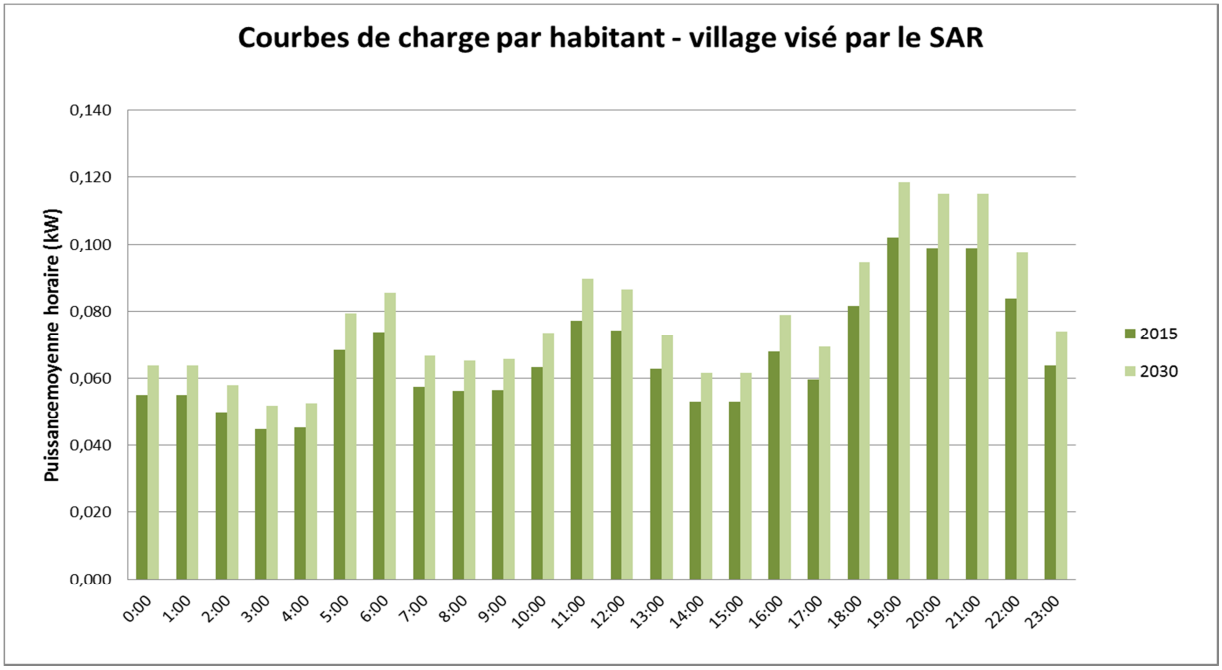


Figure 14 : Courbe de charge par habitant d'un village visé par le SAR

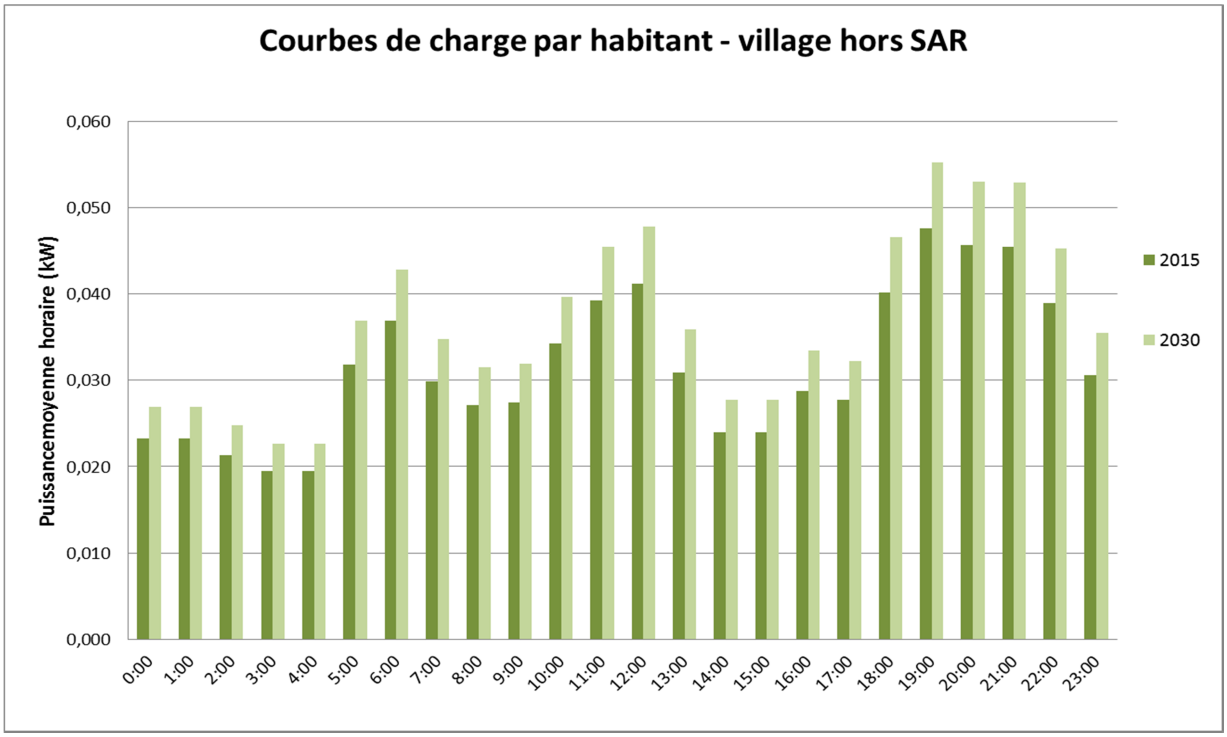


Figure 15 : Courbe de charge par habitant d'un village non visé par le SAR

Fiche 4.B Besoins électriques : les actions d'efficacité énergétique

1) Pourquoi l'efficacité énergétique ?

« L'énergie la moins chère est celle que l'on ne produit pas ». Cet adage est d'autant plus vérifié quand l'énergie est chère à produire, ce qui est le cas en Guyane.

Il est en effet complexe et onéreux de produire de l'électricité en Guyane, et les problèmes et couts de production sont grandement proportionnels à la quantité produite (et consommée), aussi bien pour la construction que pour l'exploitation. Ainsi une consommation divisée par deux conduit à une installation deux fois plus petite en solaire, et largement réduite en diésel ou en hydroélectricité, avec deux fois moins d'approvisionnement gazole pour la centrale diesel.

Il apparait donc indispensable de produire utilement, en évitant tout gaspillage à tous les niveaux : production, distribution, consommation. Les investissements éventuels faits dans ce but sont toujours remboursés plus vite que le sur-investissement en production.

2) Le maintien du service rendu

Il n'est pas inutile de rappeler que les consommations d'énergie résultent d'un besoin de service (éclairage, froid…).

Le propos n'est pas ici de remettre en question le service attendu : l'attente de service évolue dans le temps avec les évolutions socio-économiques des populations, mais de manière générale la recherche d'une optimisation énergétique se fait à service égal.

Par contre le service peut être assuré de différentes manières, y compris pour les usages spécifiques de l'électricité (ceux qui ne peuvent être substitués par une autre énergie). En particulier il est généralement possible de diminuer les besoins en énergie à service égal : augmentation de l'efficacité énergétique, diminution du gaspillage : exemple : l'isolation d'une maison ou d'un bâtiment tertiaire peut diviser par deux ou trois le besoin en énergie pour une même température résultante. Les protections solaires sont également efficaces. Autre exemple : l'utilisation de lampes efficaces (LFC, LED) qui se généralise plus ou moins rapidement divise par 4 les consommations pour l'éclairage domestique.

3) Les principaux axes de MDE

Dans le but d'une approche pragmatique, les actions de maitrise de l'énergie (MDE) qui nous intéressent sont les principales actions concrètes pouvant être mises en œuvre pour réduire les consommations d'une part, et pour réduire spécifiquement la demande de pointe d'autre part.

Pour être efficaces à l'échelle de l'ensemble du parc et des secteurs d'activités, les actions doivent porter sur les postes à forts enjeux. Les cibles dans le contexte guyanais des sites isolés sont, au regard des décompositions établies plus haut :

En termes de secteurs :

a) Ménages à forte et moyenne consommation
b) Commerces

En termes d'usages :

a) La production de froid
b) La climatisation-ventilation
c) L'éclairage et la radio

Du point de vu de la pointe, les cibles les plus sensibles sont l'éclairage et la climatisation. Les efforts doivent donc être renforcés sur ces deux postes.

Les actions de MDE portent en général sur plusieurs axes, dont les principaux sont :

- Un axe technique / technologique : amélioration de l'efficacité des appareils, proposition d'alternatives (eau chaude solaire, …)
- Un axe incitatif : réglementation, incitation, sensibilisation : interdiction de vente d'appareils énergivores, obligation d'isoler, incitations à substituer (aides à l'achat d'équipements efficaces ou de substitution,…,) sensibilisation à moins consommer (campagnes d'information,…)

Les actions prioritaires à mettre en œuvre résultent du croisement de ces axes avec les cibles à fort enjeux dans le contexte guyanais / sites isolés.

Le modèle développé pour la prévision de consommation permet d'intégrer des paramètres de maitrise des consommations, qui viennent modifier les courbes fournies précédemment.

A titre d'exemple, on peut évaluer approximativement les enjeux en termes de consommation et de puissance appelée pour l'horizon 2030 établi précédemment. Nous proposons donc quelques hypothèses simples et qui doivent pouvoir être mises en œuvre dans les années à venir :

a) Technique : généralisation des lampes efficaces (puissance installée divisée par deux, compte tenu du parc déjà existant) ;
b) Règlementation :
    - Etiquette énergie / interdiction de vente des appareils énergivores : évolution du parc vers des appareils récents : puissance unitaire de la production de froid réduite de 25%
    - mise en place de la règlementation thermique des bâtiments / isolation : puissance et durées de consommation réduites pour la climatisation (-20% puissance « moyenne horaire» utilisée dans le modèle)

Par ailleurs le chauffage d'eau continu à être non électrique (solaire).

Les évaluations d'enjeux donnent les résultats suivants :

Commune / implantation - type	Conso jour 2030 sans MDE (kWh)	Conso jour 2030 avec MDE (kWh)	Pointe journalière 2030 sans MDE (KW)	Pointe journalière 2030 avec MDE (KW)
Apatou	15 133	11 700	1 066	820
Camopi	2 389	1 847	164	126
Grand-Santi	11 758	9069	829	639
Maripasoula	24 685	19 089	1 716	1 320
Ouanary	791	613	53	40
Papaïchton	8 287	6 409	566	436
Saint-Georges	30 838	23 887	2 257	1 736
Saul	191	151	12	9
Village hors SAR (par habitant)	0.88	0.70	0.055	0.042
Village SAR (par habitant)	1.86	1.44	0.118	0.09

Avec des actions ciblées sur les postes à forts enjeux, les résultats apparaissent très sensibles sur les gros villages et communes, aussi bien en consommation qu'en puissance de pointe, et donc importants en termes financiers (investissement et exploitation).

5. Potentiel hydroélectrique

Fiche 5.A Potentiel hydro : Définition du potentiel brut de production électrique

Le potentiel est recherché à travers deux caractéristiques physiques :

- La puissance : pour connaitre l'adéquation à la puissance maximale consommée (puissance appelé en pointe déterminée précédemment). Le potentiel en puissance doit être évalué sur les périodes sensibles de consommation, qui dépendent du profil de consommation établi précédemment (par exemple sur les pointes horaires de demande, ou sur des jours particuliers chaque mois, ou sur la demande maximale annuelle,…).
- L'énergie : pour connaitre la capacité de production dans le temps (jour, mois, année) et la confronter à la consommation prévisionnelle établie précédemment.

Le potentiel hydroélectrique brut dépend de 2 paramètres : la **hauteur de chute H** et le **débit turbinable Q**.

La hauteur de chute

La hauteur de chute (en mètres) est la différence entre la cote au niveau de la future prise d'eau (plan d'eau supérieur) et la cote de restitution (plan d'eau inférieur). Sur les très basses chutes, la cote aval est un paramètre sensible : en effet il faut tenir compte du niveau d'eau en exploitation (en turbinage), plus élevé que le niveau à l'arrêt, à cause de la dynamique d'évacuation de l'eau turbinée. Cette élévation diminue la chute réellement exploitable. Par exemple 30 cm de relève de cote en exploitation sur une chute de 3 mètres vont avoir pour effet de diminuer la chute et donc la production de 10%.

Le débit

Le débit, exprimé en m3/s, recouvre plusieurs notions qu'il est utile de distinguer :

Les débits en exploitation :

- Le ***débit naturel*** du cours d'eau : il est très variable, on distinguera en particulier le débit moyen, le débit d'étiage, le débit en crue, etc. Le débit moyen interannuel (au moins 10 ans) est appelé « ***module*** » du cours d'eau. On utilise fréquemment aussi les débits moyens mensuels.
  Les statistiques utilisées ou constituées pour une étude hydroélectrique portent sur le débit naturel : en particulier la courbe des débits classés répartit les débits journaliers (parfois mensuels) par classe de fréquence (voir graphique suivant, courbe bleue).

- Le ***débit réservé*** est une valeur réglementaire de débit : c'est la valeur minimum au dessous de laquelle le débit relâché à l'aval immédiat d'un barrage ne peut descendre, hormis les cas de sécheresse extrême.
- Le ***débit disponible*** à l'instant t est la différence entre le débit naturel et le débit réservé
- Le ***débit dérivé*** est le débit cheminant par un canal d'amenée ou une conduite forcée (=dérivation) vers une usine à l'instant t. Il correspond au « débit turbinable ». Il est égal ou inférieur au débit disponible, selon le type d'aménagement. En moyenne sur l'année, le débit dérivé est supérieur ou égal au débit turbiné (il peut y avoir des pertes ou des surverses dans la dérivation), mais il peut être supérieur à l'instant t au débit turbiné, si l'eau dérivée est stockée avant turbinage (cas improbable en Guyane).
- Le ***débit turbiné*** : le débit réel traversant la turbine à l'instant t

Les débits de dimensionnement :

- Le ***débit d'équipement*** : correspond à la valeur maximale de débit qu'une usine peut turbiner. Il est également appelé débit d'armement ou débit nominal des turbines.
- Le ***débit minimum d'équipement*** correspond à la plus basse valeur de débit qu'un équipement peut exploiter avec un rendement acceptable. Sa valeur est généralement estimée à 50% du débit maximal d'équipement d'une turbine.

En fonction du dimensionnement, et du fait de la variabilité des débits dans le temps, seule une partie du débit naturel d'un cours d'eau est exploitable. Le calage du dimensionnement s'effectue à partir de la courbe des débits classés, et le volume d'eau annuel ou pluri annuel effectivement turbinable peut être visualisé sur le même graphique que cette courbe :

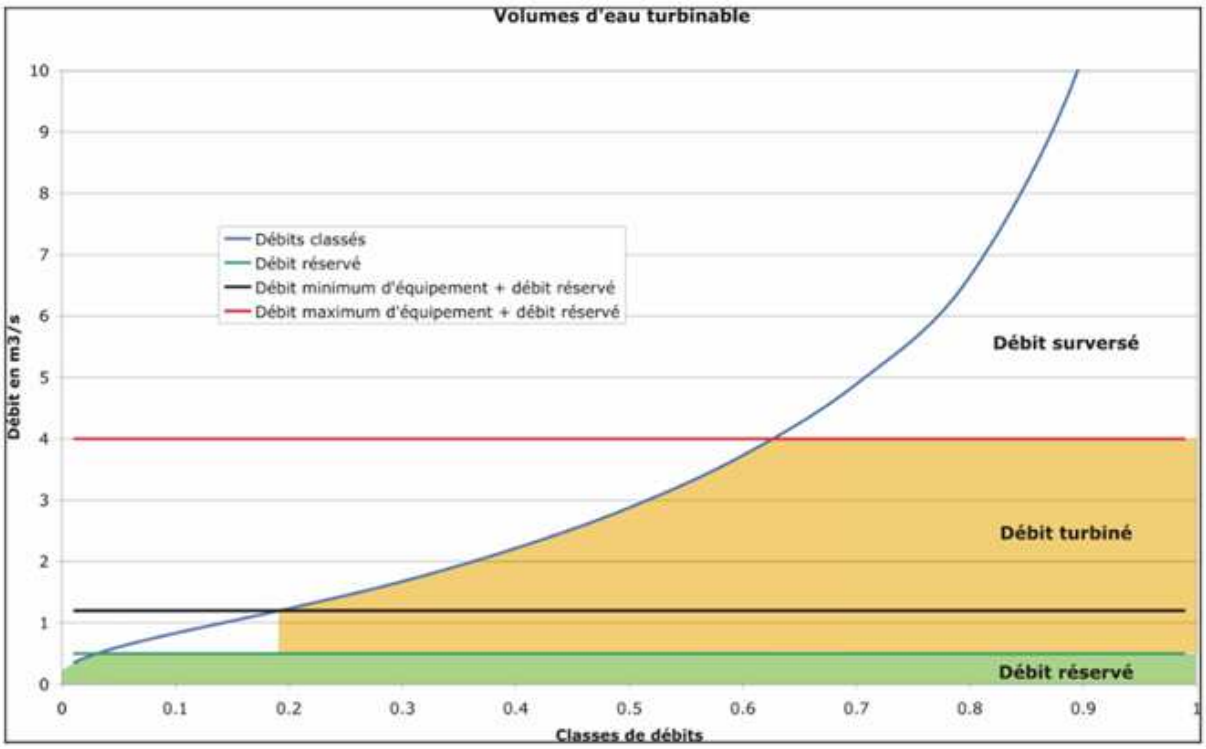


Figure 16 : Courbe des débits classés et des volumes turbinables (source : EPIDOR – 2005)

Notons que pour les basses chutes, il peut être utile de croiser les courbes de débit et de chute : en effet, des débits importants peuvent diminuer la hauteur de chute ou l'effacer (crues), rendant l'exploitation impossible pendant un temps donné, ce qui vient diminuer le volume turbinable.

La puissance hydraulique et électrique

La puissance hydraulique (puissance de l'eau), est directement proportionnelle à la hauteur de chute et au débit :

Ph (kW) = H (m) x Q (m3/s) x 9,81

H et Q peuvent varier au cours du temps : la puissance disponible P va donc varier en fonction du jour ou de la saison, ou même de l'heure si en amont une retenue peut lâcher de l'eau.

La puissance électrique fait appel à un facteur supplémentaire : le rendement de production R.

Pe (kWe) = H(m) x Q (m3/s) x 9,81 x R

Pour les petites installations R est compris entre 0,6 et 0,9. On utilise communément à ce stade la valeur 0,7.
Pe représente la puissance nominale installée (puissance électrique maximale de la centrale).

Ainsi une chute de 4 m avec un débit de 20 m3/s présente un potentiel hydroélectrique de :

Ph =	4 x 20 x 9.81 =	785 kW
Pe =	4 x 20 x 9.81 x 0,7 =	550 kW

Notons qu'il existe une définition réglementaire de la puissance (article L. 511-5 du code de l'énergie) : la Puissance Maximale Brute –PMB-, qui est la puissance hydraulique (puissance de l'eau) exploitable :

PMB (kW) = Hb x Qmd x 9,81

Hb = hauteur brute, mesurée à partir de la cote moyenne du plan d'eau supérieur à la prise d'eau.
Qmd = débit maximal de dérivation (correspondant en général au débit d'équipement de la turbine Qeq)

L'énergie

Le potentiel en énergie découle très simplement du potentiel en puissance, en multipliant celle-ci par le temps (en heures pour trouver des kWh) :

E (kWh) = P (kW) x t (h)

P est la puissance électrique réelle à chaque instant qui est en général plus faible que la puissance nominale Pe (pour cause de débit variable, etc…).

Ainsi dans l'exemple précédent si la puissance permanente sur une durée déterminée (par exemple sur une journée) est de 430 kW :

E jour = 430 kW * 24 h/jour = 10 320 kWh (ou 10,32 MWh)

Pour la production annuelle, il suffit ensuite de multiplier par le nombre de jours, et de retirer le temps de non disponibilité de la production (par exemple 10%) : ainsi avec une production 90% du temps :

E annuel = 10,32 MWh * 365 j * 90% = 3 390 MWh

Le même raisonnement peut être opéré au niveau mensuel si les valeurs journalières de débits ne sont pas connues.

Références réglementaires

Les installations qui nous intéressent ici sont celles relevant du régime d'autorisation (< 4500 kW). Les installations hydroélectriques d'une puissance inférieure à 4 500 kW sont régies par deux grandes législations de base :

- la loi du 16 octobre 1919 sur l'utilisation de l'énergie hydraulique et ses décrets d'application (n°95-1204 et n°95-1205 du 6 novembre 1995 relatifs à la procédure d'autorisation et au règlement d'eau type), codifiés aux articles R.214-71 à R.214-84 et R.214-85 du code de l'environnement (CE). L'article R. 214.72 définit plus particulièrement le contenu du dossier.
- et la loi sur l'eau du 3 janvier 1992, codifiée au titre I du livre 2 du code de l'environnement et constituant la base juridique de la « police de l'eau ».

Les éléments réglementaires essentiels sont explicités dans le « Guide d'instruction relatif à la police des installations hydroélectriques d'une puissance inférieure ou égale à 4500 kW » (Ministère de l'environnement, 2007).

Fiche 5.B Potentiel Hydro : Evaluation du productible en fonction de la ressource disponible

Lorsque les besoins du site de peuplement sont connus, l'objectif est de confronter ces besoins avec le potentiel de production hydroélectrique. A ce stade initial (identification de projet, préfaisabilité), il s'agit de vérifier que les ordres de grandeur correspondent et que le potentiel brut apparait suffisant, pour ensuite engager des études plus poussées.

L'objectif est d'évaluer un potentiel (puissance, énergie) sur la base des données disponibles, sans avoir à réaliser des campagnes de terrain longues et couteuses, et peu justifiables pour des sites aux enjeux modestes.

Les données d'entrée recherchées sont :

- Des études de potentiel à grande échelle, si elles existent
- Une ou des hauteurs de chute pour le site (la chute peut être plus ou moins étendue)
- Des valeurs de débit, au moins mensuelles

1) Les évaluations existantes réalisées à large échelle ne sont pas pertinentes

Une étude de potentiel de sections de rivières a été menée en 2013 par L'Office de l'Eau de Guyane, à l'échelle de l'ensemble de la Guyane. Le potentiel est établi pour des sections de rivière de 700m de longueur, à partir des bases de données de débit existantes, et d'un modèle de topographie basé sur le Scan 50 de l'IGN et sur la BD Carthage qui utilisent des données source SRTM3. Un potentiel saisonnier a été établi, de manière à identifier en particulier le potentiel à l'étiage.

Ce travail avait pour but l'identification de sections à potentiel hydroélectrique, avec des chutes classées par gamme de hauteur à partir de 0-1 m.

D'autres travaux d'identification ont été réalisés à large échelle (DIREN 2008 / volume 7 du SDAGE), sur la base des mêmes données topographiques.

Cependant l'Office de l'eau a fait réaliser en 2014 une campagne de mesures LIDAR sur certaines zones (Maroni,..), qui ne valident pas les travaux de la DIREN 2008 et de l'Office de l'Eau 2013, les données de la BD Carthage ou du SCAN 50 IGN apparaissant insuffisamment précises pour l'identification de sites de très basse chute :

Superposition de profil LIDAR MNE (canopé) et MNT (sol) et des MNT de la NASA (SRTM 3) et du MNE Aster GDEM :

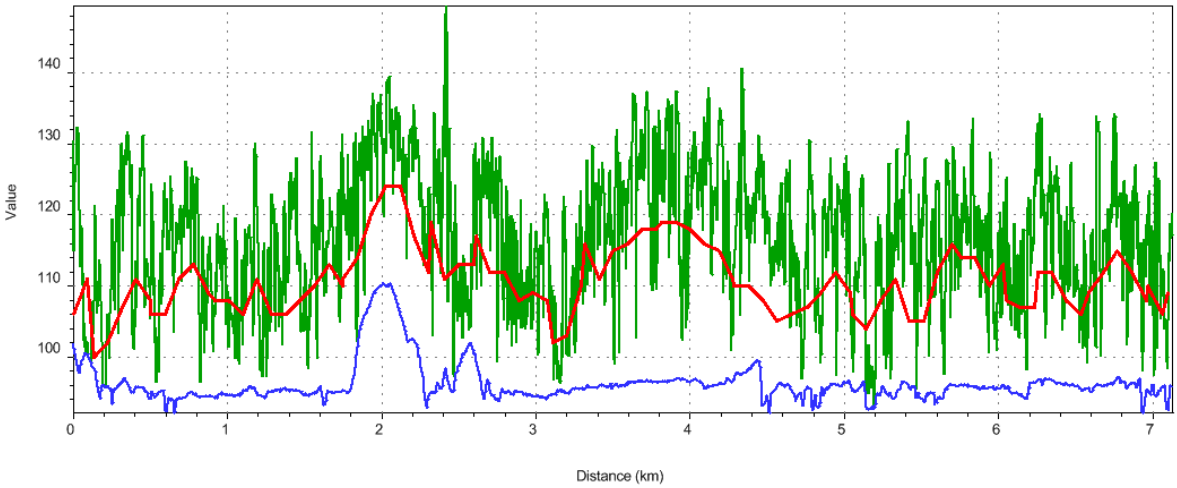


Figure 17 : Vue en coupe reprenant le MNT (LIDAR, OEG, ALTOA) en bleu qui représente la côte réelle du sol, le SRTM (en rouge) qui représente la donnée disponible en l'absence d'acquisition LIDAR, et du MNE (LIDAR, OEG, ALTOA) qui représente la cime des arbres.

Analyse de l'imprécision en z du SRTM :

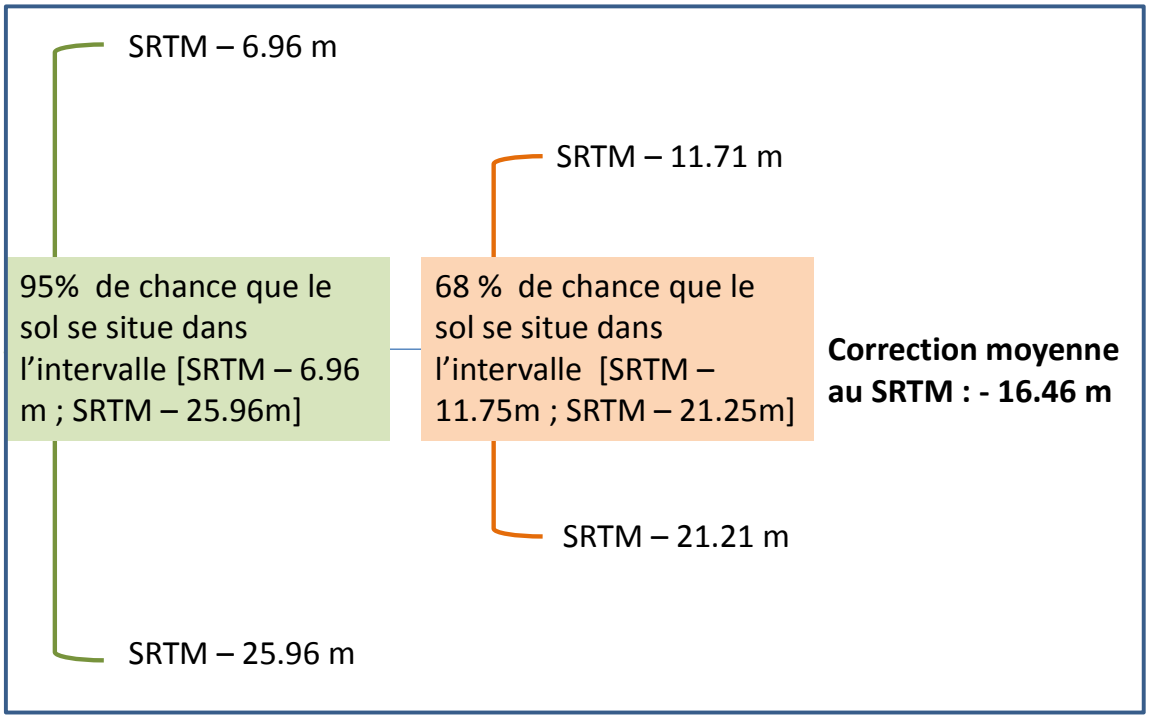


Figure 18 - Etude de la probabilité d'obtenir la côte du sol en fonction des intervalles de correction apportés au SRTM considérés.

Par conséquent, en attendant une couverture topographique plus précise (LIDAR) pour tous les cours d'eau, les évaluations à large échelle existantes n'apparaissent pas pertinentes pour identifier des sites de très basse chute.

2) Utiliser les données réelles de site, plus topo LIDAR lorsqu'elle existe

a. Hauteur de chute

A ce stade la hauteur de chute peut être évaluée de plusieurs manières, éventuellement complémentaires, et dépendantes des données disponibles.

Données de topographie spécifiques

Sur certaines zones des campagnes de topographie aérienne (Lidar) ont été menées, en particulier par l'Office de l'Eau. C'est le cas sur une partie importante du Maroni, incluant la berge droite. Dans ce cas la topographie est précise pour le jour où elle a été menée, et permet de déterminer les hauteurs de chute correspondantes. Si les variations de niveau -ou plutôt des différences de niveau- peuvent être facilement appréhendées suivant les saisons (connaissances locales), la hauteur de chute peut être considérée comme connue tout au long de l'année avec une approximation suffisante à ce stade.

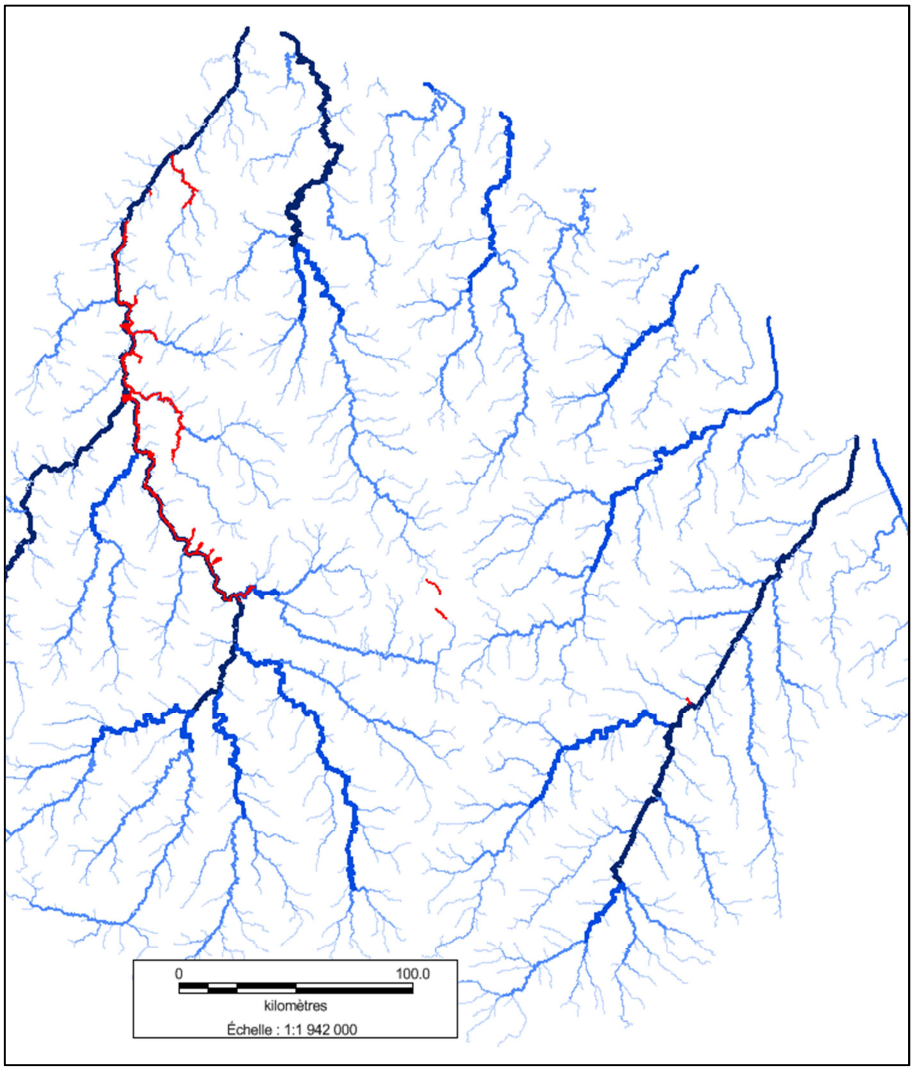


Figure 19 : Périmètres d'acquisition LIDAR de l'Office de l'eau en rouge sur la carte. Sur ces secteurs des modèles numériques présentant le sol, la surface d'eau et la canopée sont mis à disposition par l'Office de l'Eau. Résolution spatiale 1m x 1m.

Un exemple de rendu est donné ci-dessous pour un seuil du Maroni (Saut Grand Koumarou): les couleurs représentent l'altitude de la surface de l'eau, les zones de seuil sont donc très visibles : elles sont situées au niveau des changements de couleur. Deux profils en long sont fournis, qui donnent directement la chute en fonction de la distance parcourue depuis le plan d'eau amont, en basse eaux et en hautes eaux :

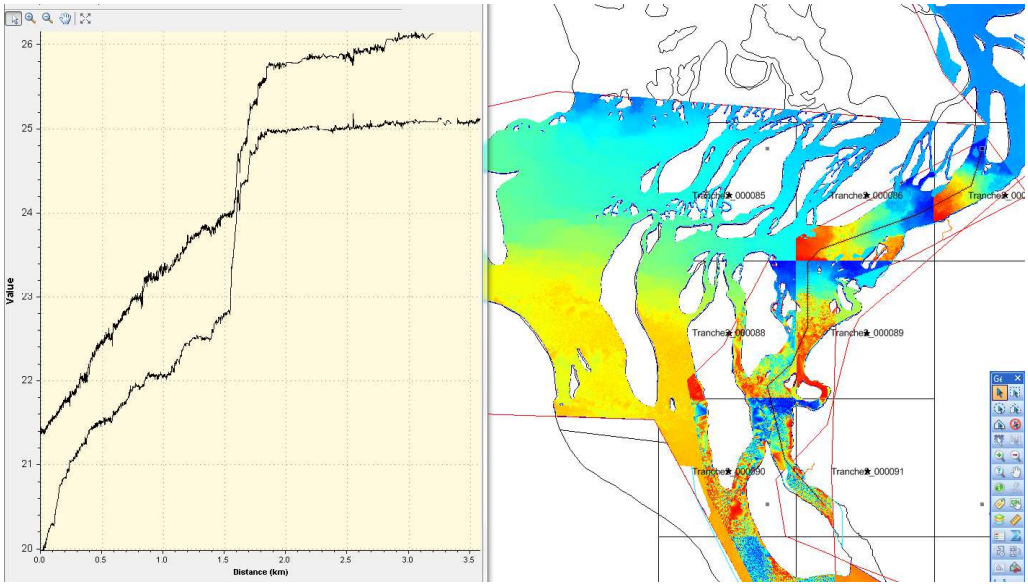
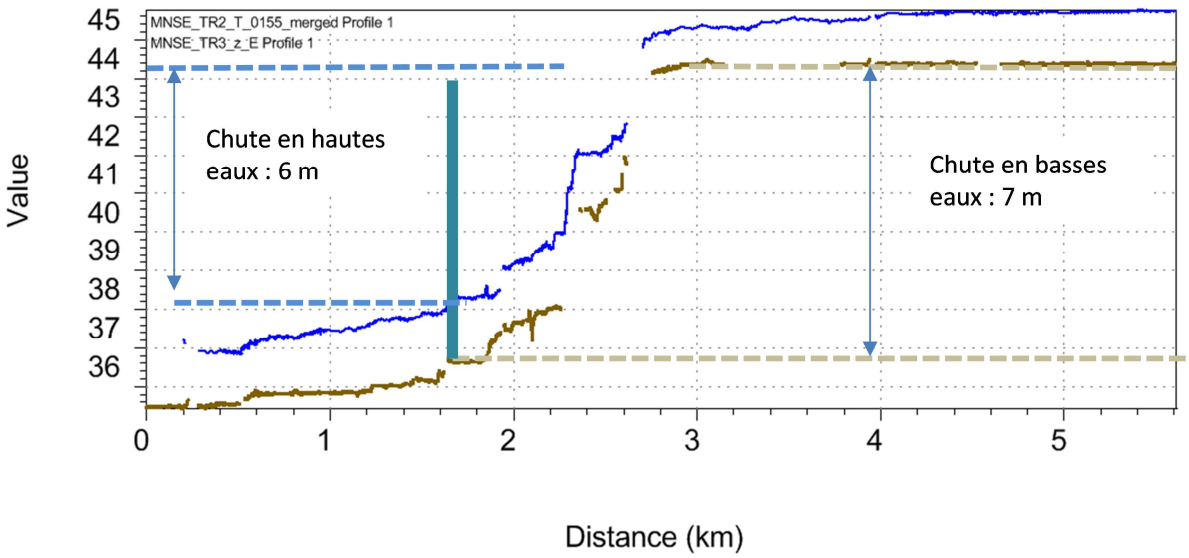


Figure 20 - Profil en long d'une chute



Si elles existent, ces données doivent être utilisées et sont suffisantes pour déterminer la hauteur de chute, sans nécessité de vérification sur site par une mesure spécifique.

Mesure sur site

En 2015 - 2016, l'OEG a pour projet d'établir les profils en long des principaux cours d'eau de Guyane en utilisant un GPS différentiel. Ces profils mesurés sur les cours d'eau devront être utilisés.

Pour les autres cours d'eau ou bien dans le cas où aucune donnée de topographie n'est encore disponible, il est nécessaire de faire des relevés sur site. Dans le cas de rivières praticables à pied, les relevés peuvent être fait par 2 personnes au moins à l'aide de grandes règles graduées, d'un niveau et d'un décamètre, en se déplaçant d'amont vers l'aval, permettant une approximation suffisante des différences de niveau et des distances.

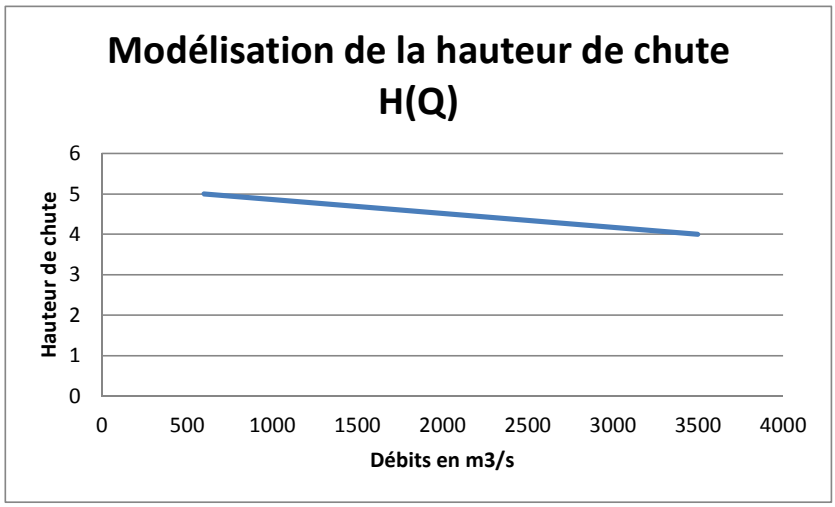
Le but est d'établir un profil en long approximatif, qui donnera des hauteurs de chute en fonction de la distance. En effet il peut y avoir plusieurs seuils naturels successifs, également plusieurs bras de rivière, donc plusieurs potentiels exploitables sur des distances différentes qu'il convient d'identifier.

Evaluation saisonnière

Pour savoir si le potentiel hydroélectrique sera ou non exploitable toute l'année, il est nécessaire de pouvoir évaluer la variation de la chute en fonction du débit, en particulier à l'étiage, en en débit moyen, en crue.

En effet les chutes sont fréquemment effacées en période de crue, rendant la production hydroélectrique impossible.

On tracera ainsi, de manière de plus en plus fine en fonction de l'avancement des études, la courbe hauteur de chute en fonction du débit H=F(Q). Au premier stade d'étude, une droite entre une valeur de chute en hautes eaux et une valeur en basses eaux sera utilisée, telle que sur la figure ci-contre.



Valeur limite basse pour exploiter une chute, rehausse artificielle de la chute

Il est préférable de considérer qu'une chute est exploitable en Guyane à partir de 2m. En effet les très basses chutes (moins de 5 m) sont pénalisantes en termes d'équipements : ceux-ci, à puissance égale, sont d'autant plus volumineux et lourds (turbine) que la chute est faible, ce qui renchérit les coûts et augmente les difficultés de transport du matériel vers le site, contrainte particulièrement sensible en Guyane. En deçà de 2m, ces contraintes deviennent en général rédhibitoires.

Pour les chutes proches de 2m il faudra en général tenter de rehausser la chute naturelle par un seuil artificiel pour pouvoir l'exploiter en conservant une chute nette supérieure à 2m (chute brute moins pertes de charge). Cela ne pourra se faire que si la constitution d'un seuil artificiel est envisageable, ce qui n'est pas le cas sur le Maroni ou sur l'Oyapock actuellement pour cause de zone frontalière.

En général, cette rehausse sera envisagée après calcul du potentiel naturel, lorsque celui-ci n'apparait pas suffisant. Il y aura donc une itération sur les calculs de potentiel en jouant sur les hauteurs de seuil artificiel nécessaires pour obtenir un potentiel suffisant pour couvrir la demande en énergie.

Il conviendra cependant d'être attentif, dans les secteurs ou la pente sur le cours d'eau est faible (fréquent en Guyane), à la surface et au linéaire ennoyés suite à la construction de la rehausse car même avec une faible rehausse, l'ennoiement peut être significatif : plusieurs centaines d'hectares.

Par ailleurs, si la rehausse et le volume d'eau stocké sont suffisants, et qu'il est possible d'exploiter un marnage à l'amont du seuil (par exemple un million de m3 sur 50 cm à 1 m de marnage), une réflexion peut être menée sur l'intérêt de prévoir une gestion en éclusée de la production (et non plus seulement au fil de l'eau) pour assurer la pointe journalière de demande.

b. Le débit

Le débit des rivières peut être mesuré (courantomètre ; mesure de niveau puis corrélation niveau-débit ; ou autre méthode), ou calculé (modèle pluie-débit,…). Les mesures les plus fréquemment utilisées sont les mesures de niveau par échelles limnimétriques, qui peuvent dans certains cas être complétées par altimétrie radar spatiale.

1/ Utilisation des stations de mesure

Au stade de l'identification de projet, on cherchera les données disponibles les plus facilement utilisables : la Guyane dispose d'une base de données des hauteurs d'eau des rivières en de multiples points du territoire. 60 stations ont été mises en place sur des durées variables et l'on dispose de séries de données plus ou moins longues depuis 1950, ce qui permet de couvrir une grande partie des cours d'eau en matière de connaissance des hauteurs d'eau et des débits, nombre de stations ayant été calibrées (jaugeage pour passer du niveau au débit). Des valeurs de débits journaliers interannuels sont ainsi accessibles auprès de la DEAL ou de la Banque Hydro pour les stations signalées en blanc sur la carte suivante :

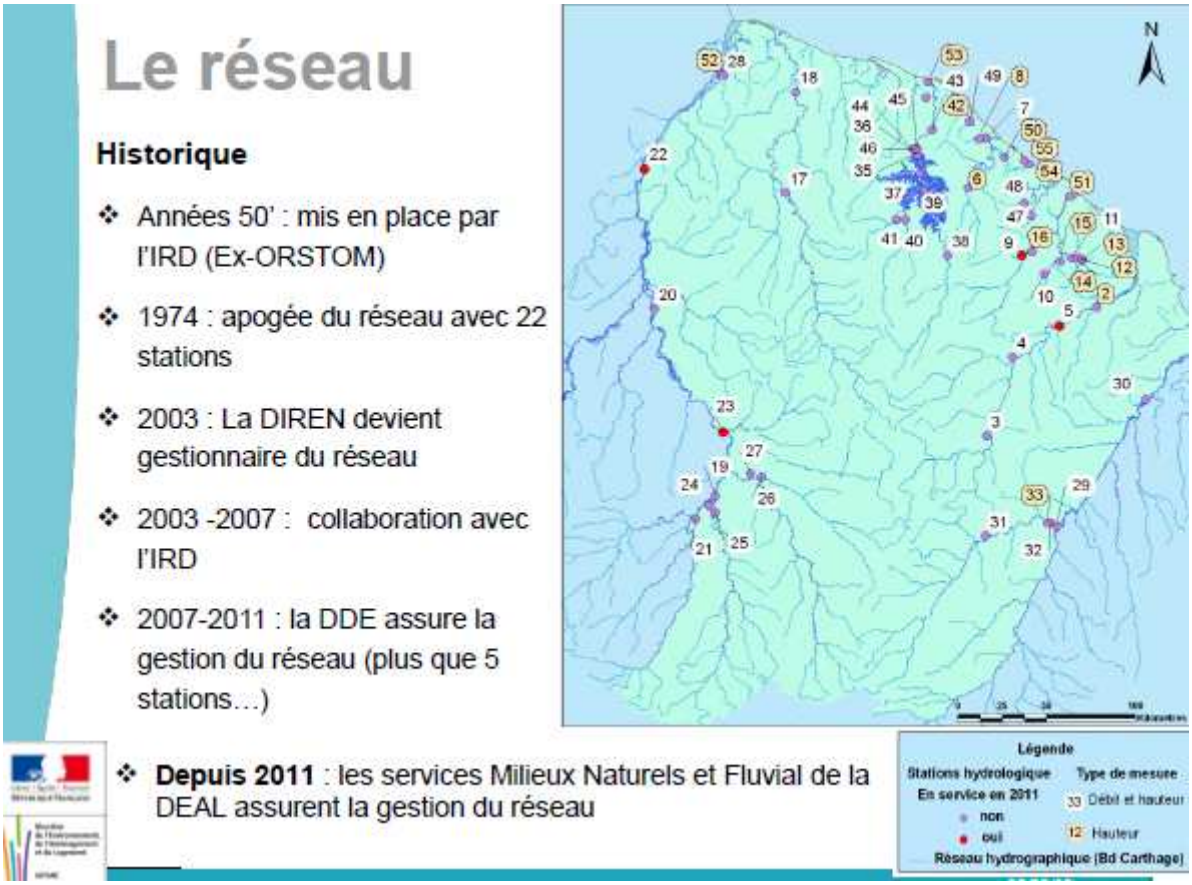


Figure 21 – Les 60 stations de mesure hydrométriques: en blanc les stations « niveau + débit », en jaune les « niveau seul »).

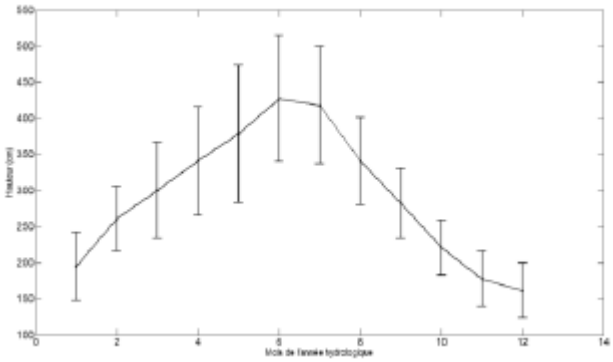


Figure 22 - Hydrogramme de la station de Maripasoula (décembre à novembre)

2/ Calcul des débits sur site

Ces débits mensuels interannuels sont suffisants pour évaluer la ressource en eau et sa variabilité saisonnière. Ces débits de stations doivent être corrigés si le site envisagé se trouve entre deux stations ou bien en amont de la dernière station utilisable. En première approche le calcul consiste à

tenir compte des surfaces respectives des bassins versants de la station et du site : Qestimé (site) = Qstation x (SBVsite / SBVstation).

Les surface de BV sont obtenu en première approximation à partir de la BD carthage couvertures secteur et sous-secteur hydrographiques.

Dans le cas d'une recherche de débit d'un bras du cours d'eau (cas fréquent sur certains fleuves guyanais), à moins de disposer de profils bathymétriques en long et en travers pour faire tourner un modèle, seule des mesures de débit sur sites pourront donner la répartition des débits par bras. Cette répartition peut d'ailleurs être très variable en fonction du débit total du cours d'eau. Les mesures doivent donc être effectuées pour plusieurs niveaux de débit. Dans le cas où le débit parait très supérieur au débit nécessaire à la production, une approche simplifiée pourra être menée à partir de la largeur et de la profondeur des bras pour déterminer les sections de passage de l'eau dans chaque bras, au droit de leur séparation. Pour des vitesses d'eau proches, les débits seront grossièrement proportionnels aux sections mesurées.

Une approche plus précise peut être envisagée (pour le stade de la préfaisabilité) mais elle devra mettre en œuvre une étude hydrologique, avec son coût associé.

Les débits mensuels interannuels peuvent alors être utilisés pour calculer le potentiel hydroélectrique et sa répartition annuelle. Les débits non utilisables (débit réservés, soustraction pour d'autres usages, etc…) connus à ce stade doivent être soustraits pour obtenir un débit disponible ou « turbinable ».

Année moyenne, année sèche et année humide

Les débits étant parfois très variables au fil des années, il peut être intéressant de connaitre l'influence des mauvaises années (faible hydrologie), pour lesquelles il y aurait un risque de production électrique très insuffisante pour couvrir les besoins. Dans ce faire, il est possible en général d'utiliser les données statistiques fournies pour les stations de mesure hydrologiques : en effet les valeurs de débit mensuels interannuel sont souvent fournies pour les années qualifiées de « sèches » et « humides » (ce ne sont pas les années les plus mauvaises ou les meilleures des séries, mais celles situées aux quintiles inférieur et supérieur).

Les calculs de potentiels seront donc opérés pour les 3 types d'année statistique :

- Année moyenne
- Année sèche
- Année humide

La question se pose de savoir s'il convient d'utiliser des années réelles –on traite statistiquement des données à l'échelle d'années complètes (débits annuels)-, ou bien d'années reconstituées –on utilise alors par exemple des données mensuelles, triées statistiquement mois par mois, pour déterminer des « mois moyens, secs ou humides » qui sont ensuite juxtaposés pour reconstituer des années moyennes, sèches ou humides. Le mois d'avril 2012 pourra ainsi être suivi du mois de mai 1987. La première méthode parait préférable car elle préserve mieux la réalité et l'enchainement physique des phénomènes hydrologiques.

c. Le potentiel hydroélectrique

Calcul du potentiel pour chaque mois et chaque année type

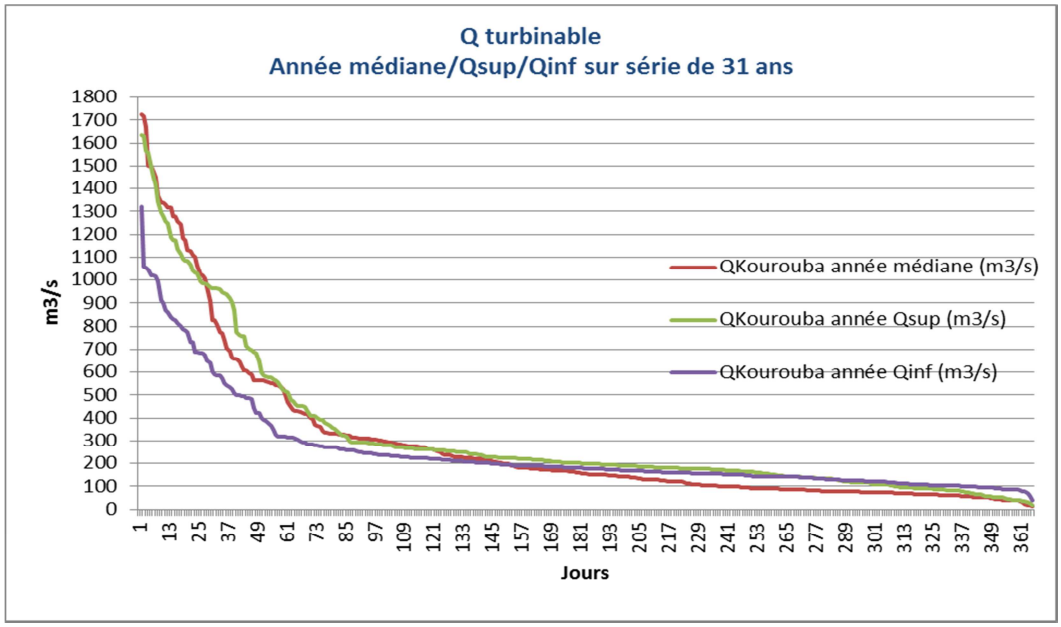
Les données d'entrée :

- Courbes des débits disponibles en année moyenne, en année sèche, en année humide :

Légende des graphiques :
- Courbe jaune : débit journalier de l'année en cours
- Courbe verte : débit médian des années antérieures
- Courbe rouge : débit minimal de fréquence quinquennale des années antérieures (valeurs sèches)
- Courbe bleue : débit maximal de fréquence quinquennale des années antérieures (valeurs humides)

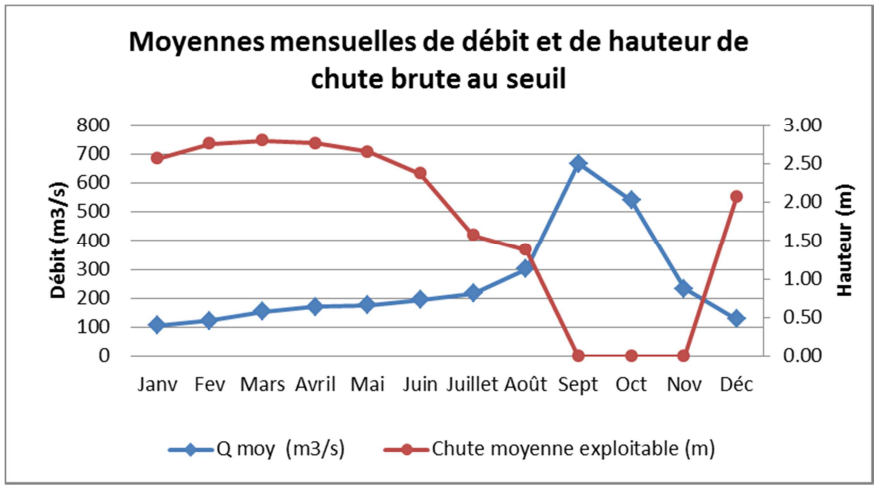
Figure 23 : courbes des débits en année moyenne, année sèche et année humide (source DREAL PACA)

- Courbe des débits classés (CDC) disponibles (débits dérivables) en année moyenne, en année sèche, en année humide :

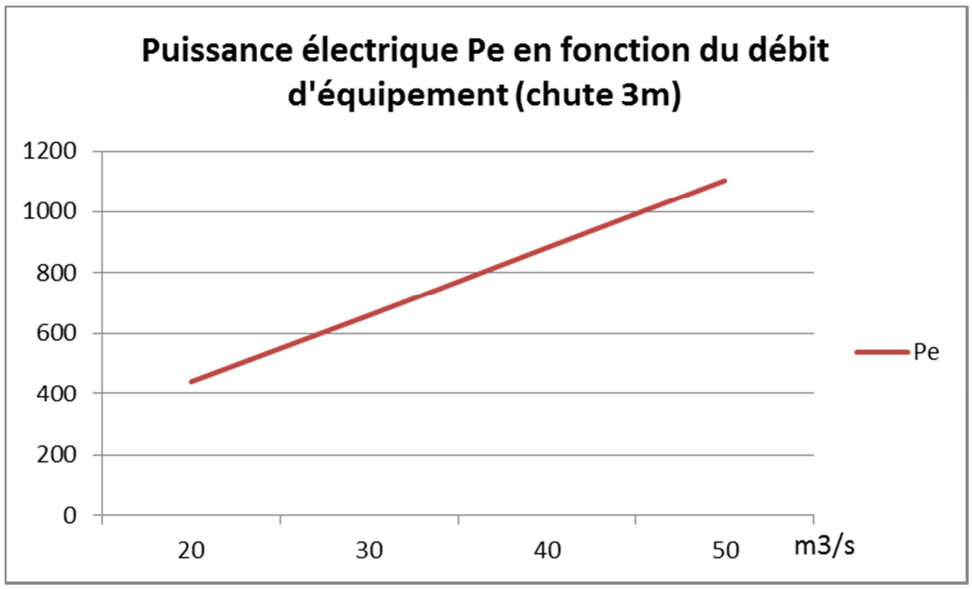


La CDC permet de déterminer la durée de fonctionnement de la centrale sur l'année en fonction du débit d'équipement : par exemple sur la courbe ci-dessus, un débit d'équipement de 200 m3/s permettra théoriquement en année médiane (rouge) de produire à pleine puissance 150 jours soit 41% du temps. Un débit d'équipement de 100 m3/s permettra de produire deux fois moins de puissance mais sur 240 jours soit 66% du temps. Mais il faut aussi tenir compte du fait que la production n'est pas possible ou bien réduite lors des crues (effacement de la chute), il faut donc retrancher ces périodes de non production à l'aide de la courbe suivante.

- Courbes de hauteurs de chute en fonction du débit :



- Courbe débit d'équipement/puissance :



En fonction des besoins du site en énergie, le débit d'équipement souhaité peut ainsi être déterminé, et analysé au regard des débits disponibles et du temps de disponibilité donné par la courbe des débits classés.

Pour différents débits d'équipement, le potentiel hydroélectrique peut alors être établi pour chaque mois de l'année à partir des valeurs mensuelles de chute et de débit réel mensuel. Par exemple pour un débit d'équipement de 30 m/s sous 3m de chute, et avec un rendement nominal de production de 75% et un fonctionnement 20h/24h:

Turbine flow (m3/s)	**30**
Max gross head (m)	**3**
Nominal power kW	**662**

	Available flow m3/s	**Turbine flow** m3/s	**Tot. Eff.** %	**Net head** m	**Power** kW	**Duration** h/d	**Generation** MWh
January	18.00	18.00	70%	3.0	370.8	20.0	230
February	25.00	25.00	75%	3.0	551.8	20.0	309
March	33.00	30.00	75%	3.0	662.2	20.0	411
April	34.00	30.00	75%	2.9	640.1	20.0	384
May	37.00	30.00	75%	2.8	618.0	20.0	383
June	29.00	29.00	75%	3.0	640.1	20.0	384
July	21.00	21.00	75%	3.0	463.5	20.0	287
August	15.00	15.00	70%	3.0	309.0	20.0	192
September	13.00	13.00	60%	3.0	229.6	20.0	138
October	27.00	27.00	75%	3.0	596.0	20.0	369
November	35.00	30.00	75%	2.9	640.1	20.0	384
December	41.00	30.00	75%	2.7	596.0	20.0	369
					Total MWh		**3 841**

Figure 24 : calcul de la puissance moyenne mensuelle et du productible mensuel et annuel

Ces éléments seront établis pour les 3 années types (moyenne, année sèche, année humide).

Comparaison du potentiel et des besoins

Chaque valeur mensuelle de puissance potentielle doit être comparée à la puissance appelée moyenne et en pointe au niveau de la consommation prévisionnelle. Le but est de pouvoir apprécier le taux de couverture des besoins par la production, en particulier sur une année « sèche ».

Le taux de couverture va largement conditionner l'approche du projet, aussi bien sur le plan technique que sur le plan économique : besoin de complémentarité avec d'autres énergies (diesel,…), stockage.

Ce point est abordé en fiche 5.C

Fiche 5.C Potentiel hydro : Adéquation entre besoin et potentiel de production, optimisation par système hybrides

La demande en énergie peut être plus ou moins complexe et évolutive (courbes de charge journalière, annuelle, pointes, etc.) et les contraintes de production hydroélectrique fortes. L'objectif d'un projet est de rechercher une solution *optimisée* pour répondre à la fois à la demande et aux contraintes (dont la contrainte économique). Dans certains cas la recherche de complémentarités à l'hydroélectricité sera une obligation, le projet n'étant pas viable sans cette solution. La limite sera celle d'une capacité trop faible de l'hydroélectricité par rapport au besoin : les contraintes fortes de développement d'un site isolé doivent correspondre à un enjeu suffisant, qui devra être apprécié au cas par cas en fonction des difficultés de développement de chaque site.

Sur un grand réseau l'optimisation est en permanence réalisée en jouant sur diverses sources d'énergies complémentaires, intégrant aussi du stockage (stations de turbinage/pompage) pour répondre aux pointes. Sur un mini réseau isolé, cette optimisation est en général beaucoup plus contrainte, surtout s'il n'existe qu'une seule source d'énergie, qui peut être intermittente et donc nécessiter du stockage. C'est le cas du solaire et de l'éolien, mais aussi de l'hydroélectricité : il faut dimensionner pour assurer les pointes de consommation, parfois pour quelques heures seulement dans l'année, ce qui implique un surdimensionnement par rapport aux besoins de la majeure partie du temps. La ressource pouvant elle-même être variable dans l'année (débit, hauteur de chute), satisfaire le besoin dans toutes les conditions peut s'avérer très difficile. D'où l'intérêt de chercher des optima au niveau technique ou impliquant un mix de production : par exemple limiter la puissance de pointe au niveau des usagers, ou bien prévoir un groupe diesel, qui est peu onéreux à l'achat et cher en fonctionnement, et qui peut donc grandement réduire l'investissement en hydroélectricité car il va assurer la demande de pointe, sans trop accroitre les coûts de production s'il fonctionne peu dans l'année.

L'adaptation de l'offre à la demande, à la hausse comme à la baisse, doit être effective à chaque instant, et les solutions à mettre en œuvre pour une petite production hydroélectrique vont correspondre aux différents pas de temps de cette adaptation :

- Adaptation instantanée : marge de fonctionnement du réseau (tension +/-10% ; fréquence +/-1%) ; inertie du système de production ; charge dissipatrice (à la baisse) ; stockage/déstockage .
- Adaptation à pas de temps court (minute) : marge de fonctionnement du réseau ; adaptation de la production (réglage du débit) ; charge dissipatrice ; stockage/déstockage.
- Adaptation horaire (pointe journalière par exemple) :
    - adaptation de la production : nombre d'unités en fonctionnement (si deux turbines par exemple) ; réglage du débit turbiné ; démarrage/arrêt d'un autre moyen de production (groupe diesel par exemple) ; etc.
    - gestion de la demande.
- Adaptation saisonnière : pour les effacements de production (crues) ou pour les baisses de production (étiages, et parfois crues), il peut être nécessaire de prévoir une ou des productions complémentaires, dont le choix va dépendre des paramètres économiques propres à chaque solution : certains moyens sont chers en investissement mais bon marché en exploitation (hydroélectricité, solaire), d'autres sont peu onéreux en investissement mais chers à exploiter (diesel).

1) Possibilités et limites d'une production hydroélectrique autonome

La production doit s'adapter à la demande à tout moment, selon les différents pas de temps vus ci-dessus. L'installation doit intégrer cette contrainte dès la conception, car les turbines ont une plage de fonctionnement plus ou moins étendue mais qui a ses limites : il ne sera pas possible de faire fonctionner une turbine de puissance 1 MW pour fournir seulement 100 kW. Si la courbe de charge est très variable, il sera ainsi nécessaire de prévoir une ou des solutions combinées d'adaptation, par exemple :

a) Le choix de turbines à large spectre de puissance, ou avec une régulation plus performante (pales variables, etc.)
b) une dissipation d'énergie (dans des résistances permettant de chauffer par exemple de l'eau pour tout usage potentiel, ou même sans usage) permettant de continuer à faire fonctionner la turbine même en cas de faibles charges au niveau de la demande,
c) l'installation de 2 ou plusieurs petites turbines au lieu d'une seule plus puissante, ce qui permet de diviser d'autant le seuil de fonctionnement effectif du site, et par ailleurs de gagner en fiabilité et durée de vie en ne faisant fonctionner que la ou les turbines nécessaires,
d) Un stockage de l'eau : le stockage de l'eau implique un réservoir suffisant (à minima pour passer les pointes journalières), donc un seuil approprié. Si un seuil est possible, la solution devra être étudiée,
e) Un stockage de l'électricité : si un réservoir d'eau est impossible à réaliser (pas de seuil possible), seul un stockage électrique pourra être envisagé, permettant d'assurer les faibles appels de puissance (turbine arrêtée), ou permettant de sous-dimensionner légèrement la turbine en complétant la production par le stockage en période de pointe.

La problématique du stockage électrique

Faire coïncider une production intermittente avec une charge variable est toujours une difficulté. Le stockage est une des solutions permettant d'adapter la production à la consommation en évitant le surdimensionnement des installations.

Cependant les systèmes de stockage de l'électricité sont toujours couteux et engendrent des pertes. Les systèmes utilisés actuellement sont essentiellement les stations de pompage-turbinage et les batteries. Les premières sont destinées aux grandes capacités de stockage et de puissance (centaines de MW ou plus), même si quelques installations plus petites existent ou commencent à voir le jour. Leur rentabilité est liée aux caractéristiques des sites, dont la hauteur de chute exploitable (typiquement plus de cent mètres), ainsi qu'au différentiel de prix de l'électricité entre période creuse (pompage de l'eau) et période de pointe (turbinage). Du point de vue de la hauteur de chute il apparait difficile d'exploiter cette solution en Guyane dans des conditions intéressantes, mais si le différentiel de prix de l'électricité est très important selon les heures de production, un cas pourrait être étudié pour appréhender la pertinence de la solution.

La solution la plus évidente utilisable en site isolé guyanais est donc la batterie électrochimique. C'est une solution onéreuse en investissement mais également en exploitation, car la durée de vie des batteries est limitée. De plus les batteries sont fragiles et facilement détruites en cas de mauvaise exploitation. Beaucoup de moyens sont mis actuellement dans la recherche et développement sur cette solution, en particulier dans l'optique de permettre de meilleures performances dans la motorisation électrique des véhicules. De nouvelles batteries sont régulièrement testées, mais aujourd'hui il est encore nécessaire de diminuer autant que possible le recours aux batteries dans les systèmes d'électrification, et de prendre des précautions, y compris financières (remplacement nécessaire) quand elles sont inévitables. Notons enfin que les parcs de batteries actuels peuvent assurer une puissance de production jusqu'à des dizaines, voire des centaines de kW, mais très limitée dans le temps (quelques heures). Au-delà, les couts et les difficultés de mise en œuvre sont encore mal maitrisés.

Au vu de ces contraintes, il apparait nécessaire de rechercher une optimisation fine des solutions de production d'électricité –mais aussi de maitrise de la demande-, à la fois pour éviter les surdimensionnements d'équipements et pour éviter au maximum le recours aux batteries, tout en s'insérant au mieux dans les autres contraintes locales.

2) Cas d'une production hybride

Avec un système hybride il ne sera pas demandé à la production hydraulique d'assurer la totalité des besoins du site en toutes saisons et à toute heure –bien que cela soit possible-, et son dimensionnement sera moins contraint, si ce n'est par les problématiques d'équilibre avec la production complémentaire (mais qui trouvent en général des solutions techniques) et avec l'évolution des besoins. Notons que ce cas est souvent favorable à une bonne performance économique des projets, tout au moins en investissement, grâce à la complémentarité entre hydraulique et autre énergie (diesel en général).

Dans ce cas le dimensionnement s'appuiera donc plutôt sur les capacités hydrauliques exploitables, sur le rôle attendu de l'hybridation (gestion de l'équilibre offre–demande aux différents pas de temps vus plus haut) et sur l'équilibre économique du projet.

On notera que l'on se trouvera nécessairement dans ce cas si l'implantation hydroélectrique a lieu sur un site déjà électrifié, en diesel en général.

Les combinaisons possibles

En site isolé en Guyane, les sources d'énergie qui apparaissent pertinentes aujourd'hui en exploitation commerciale sont :

- Le thermique diesel (historique)
- Le solaire
- La petite hydroélectricité

En effet la ressource éolienne est faible et la filière inexistante, et la production électrique à partir de la biomasse, qui est très abondante, est complexe et peu adaptée aux petites installations en sites isolés.

Par rapport à la demande et aux contraintes, les combinaisons de solutions peuvent présenter les principaux avantages et inconvénients suivants par rapport à une solution uniquement hydroélectrique:

Solution		Avantages	Inconvénient
Petite hydroélectricité (en base) + Diesel (en appoint)		- Pas de surdimensionnement hydroélectrique (ou de batteries) donc investissement réduit - Meilleure garantie de production (secours Diesel) - Installation facilitée (équipements hydro moins volumineux)	- Exploitation plus complexe - exploitation un peu plus couteuse
Petite hydroélectricité + solaire collectif (en base) + Diesel (en appoint)		- grande flexibilité (multi-énergie) - intérêt si ressource hydro trop faible et stockage hydro possible (production solaire diurne et hydro nocturne) - Pas de surdimensionnement hydroélectrique ou solaire donc investissement réduit - Problèmes d'accès réduits (solaire plus facile)	- Exploitation plus complexe (3 systèmes différents) et plus couteuse

L'intérêt économique

Du point de vue économique, il y aura en général intérêt à dimensionner la turbine hydraulique pour couvrir les besoins moyens du site, et de compléter par du diesel pour la pointe de consommation. En effet cela diminue l'investissement (l'hydroélectricité est plus chère en investissement que le diesel) tout en augmentant peu le cout d'exploitation car le diesel, plus cher en exploitation, sera peu utilisé, uniquement pour la pointe.

3) Outils pour le dimensionnement des systèmes isolés

Au niveau des études d'identification/préfaisabilité, des modèles simplifiés ont été développés, selon les sources d'énergie, allant du modèle de simple première estimation (type PV-GIS en solaire) aux modèles plus élaborés (type Peach en hydroélectricité, ou Archélios en solaire). Par contre si le cas des sites isolés (et du stockage batterie) est couramment traité en solaire, c'est moins le cas en hydroélectricité.

Il n'est pas prévu ici de faire un recensement des outils existants pour les sites isolés et pouvant traiter des systèmes hybrides de manière simplifiée, mais plutôt de proposer un cahier des charges sommaire pour un tel outil.

Les besoins sont, dans les grandes lignes, les suivants :

- Modélisation site/réseau isolé
- Courbes de charge mensuelles ou plus précises / courbe charge classée
- Pointes de demande journalière/annuelle
- Production hydaulique fil de l'eau ou avec réservoir
- Production secours (diesel) ou hybride (diesel et/ou solaire)
- Module hydrologie (courbe débits classés,…)
- Module mono/multi turbine hydro (avec rendements) pour basses chutes
- Calcul puissance équipement / puissances classées / productibles mensuels/annuels

Et si possible :

- Intégration de stockage batteries
- pré-évaluation des coûts, avec paramétrage souple pour tenir compte des spécificités locales (réseau MT, accès,…)

Les logiciels commercialisés répondent à la plupart de ces critères, mais pas nécessairement aux paramètres « hybridation » et « stockage batteries » qui sont propres aux sites isolés.

Des outils simplifiés mais adaptés au niveau identification/préfaisabilité pour des petits sites isolés, peuvent intégrer ces critères. C'est le cas par exemple de RetScrenn, qui peut travailler en multi-énergie et hors réseau.

Fiche 5.D Potentiel hydro : Cas types de petites installations hydroélectriques isolées en Guyane

Avant d'aborder les contraintes liées à l'hydroélectricité, il est utile d'avoir à l'esprit les types d'installation les plus probables qui pourront être mises en œuvre pour utiliser le potentiel estimé.

Dans le contexte guyanais les paramètres qui déterminent ces cas types sont principalement les suivants :

- La hauteur de chute : dans pratiquement tous les cas l'installation sera en basse chute, même en ajoutant un barrage, qui restera de faible hauteur.
- La puissance (P hydraulique ou P électrique), qui détermine la taille de l'installation, mais aussi le type de raccordement électrique (basse tension (BT), haute tension A (HTA)) en fonction de la distance aux usagers (voir paragraphe « Raccordement électrique »)
- L'accès : dans pratiquement tous les cas il sera difficile
- La possibilité d'établir un seuil artificiel ou barrage (impossible sur les fleuves frontaliers, parfois possible sur les rivières intérieures)
- L'ennoiement des berges (lié à la possibilité de barrage, le cas échéant)
- La possibilité de dériver l'eau vers un canal, une conduite.
- Le type de production : autonome ou hybride

Les différents cas-types qui apparaissent présentent les caractéristiques suivantes :

Maroni et Oyapock	Autres rivières
Basse chute Accès difficile, Raccordement : o BT (si Pe < 250 kW, D < 2-3 km) o HTA (si Pe > 250 kW, D > 2-3 km)	
Pas de barrage ni ennoiement Installation sur dérivation Production généralement hybride	Avec ou sans barrage et ennoiement Avec ou sans dérivation Production généralement hybride (sauf si seuil & réservoir possible)

Les caractéristiques d'installation qui découlent de ces cas-types peuvent être grandement variables, en particulier en fonction de la puissance. On notera toutefois les constantes suivantes :

- La basse chute signifie, à puissance égale, de plus gros débits donc des installations plus volumineuses et plus onéreuses. Avec des accès difficiles les difficultés et les coûts augmentent d'autant plus. A cet égard il est utile de donner quelques caractéristiques et ordres de grandeur :

  - La turbine sera de type Kaplan (hélice)

  - Le groupe (turbine + génératrice) sera en général installée dans un bâtiment soit en latéral au barrage, soit sur la dérivation (canal + conduite forcée puis restitution à l'aval de la centrale). Taille de bâtiment : pour une centrale de 100 à 1000 kW (selon technologie) : bâtiment de 10m x 10m sur 2 niveaux.

Figure 25 - (Photo Andritz)

Chute 4.20 mètres, Puissance 300 + 80 kW, France

  - Dans certains cas, le groupe pourra être posé en extérieur, ou même immergé, et nécessiter moins de génie civil : peu ou pas de déviation, peu de bâtiment.

Figure 26 – groupes extérieurs (photo Andritz)

  - Poids des équipements :
    - Un groupe de 800 kW dépasse un poids de 30t, avec des éléments unitaires de 1t à plus de 12t.
    - Un groupe de 500 kW dépasse un poids de 20t, avec des éléments unitaires de 1t à 10t,
    - Un groupe de 300 kW peut atteindre 13t avec des éléments jusqu'à 5t.
    - Un groupe de 200 kW peut atteindre 10 t, dont des éléments de 3t.
    - Au groupe il faut ajouter des équipements lourds : conduite, vanne, grilles, transformateur, etc.
    - Les matériaux de construction (ciment, sable, gravier,…) peuvent être beaucoup plus lourds que les équipements, mais certains peuvent être trouvés sur place.

  Il est nécessaire de mobiliser les équipements de levage en conséquence (grue,…), qui ont eux-mêmes un poids important.

- Le génie civil, qui mobilise du matériel lourd et des matériaux, dépendra surtout de l'existence ou non d'un barrage et d'une dérivation. Le cas le plus favorable sera celui sans barrage et avec une courte déviation. Dans tous les cas, compte tenu des difficultés d'accès, il sera nécessaire d'optimiser le génie civil, au pris parfois d'une limitation de la capacité de production.

- Dans un relief peu accentué, l'ennoiement est une conséquence presque certaine de la réalisation d'un barrage, même de faible hauteur.

6. Contraintes à prendre en compte pour les projets de PCH en sites isolés

Fiche 6.A Contraintes : Contraintes techniques à prendre en compte pour les projets de PCH en sites isolés

Le potentiel technique de production doit être mis à l'épreuve des contraintes techniques, sociales ou administratives des sites.

L'électrification de sites isolés implique un certain nombre de contraintes propres à ce type de projet, généralement liées à leur isolement du réseau national et des réseaux en général (accès,…), d'où certaines difficultés d'exploitation des ressources disponibles. En raison de plusieurs facteurs, dont notamment son contexte tropical humide et sa forêt dense, et son faible peuplement en dehors de la côte, la Guyane compte des contraintes spécifiques importantes. Si certaines de ces contraintes sont rédhibitoires, il est nécessaire de les identifier rapidement, pour éviter de perdre du temps sur un projet non viable.

1) Liste des contraintes

Les contraintes à prendre en compte n'auront pas toutes le même poids selon le contexte technique, géographique ou même administratif du site. Les principales contraintes techniques doivent néanmoins être évaluées, même sommairement, dès l'identification des sites. La liste est la suivante :

- Contraintes techniques et environnementales:
  - Morphologie et géologie du site, matériaux locaux
  - Accès au site (local et lointain)
  - Distance aux usagers ou au réseau local existant
  - Facilités locales : réseaux de communication

2) Contraintes liées à la topographie et à la géomorphologie du site

Profil en long de la chute

Une chute présentant une pente insuffisante peut rendre impossible l'exploitation hydroélectrique sans création de barrage (et cette création n'est pas possible partout) : si l'amenée d'eau doit être longue

pour tenter d'accroitre la chute exploitable, il y a rapidement non viabilité de l'exploitation. En effet, la longueur d'amenée crée des pertes de charges (frottements de l'eau) qui viennent annuler la hauteur de chute d'eau, sauf à sur-dimensionner les canaux et conduites, ce qui coute rapidement très cher et rend le projet non viable.

Il est ainsi possible, pour un site de (très) basse chute, de définir une limite pour les longueurs/dimensions des conduites, au travers des pertes de charge admissibles : pour limiter le surdimensionnement des équipements « amont » (puissance brute) par rapport à la puissance nette, on considère en général qu'il faut limiter la dégradation de puissance due à ces pertes à 10%, voire 5% pour les basses chutes. On retiendra ici 10% de pertes maximum dans les conduites (puissance nette/ puissance brute > 90%). Cela conduit à limiter la longueur des conduites forcées en fonction de la puissance (débit) et de la chute (les différentes courbes), tel que sur le schéma suivant, établi pour une conduite acier et une vitesse d'eau fixée à 5m/s :

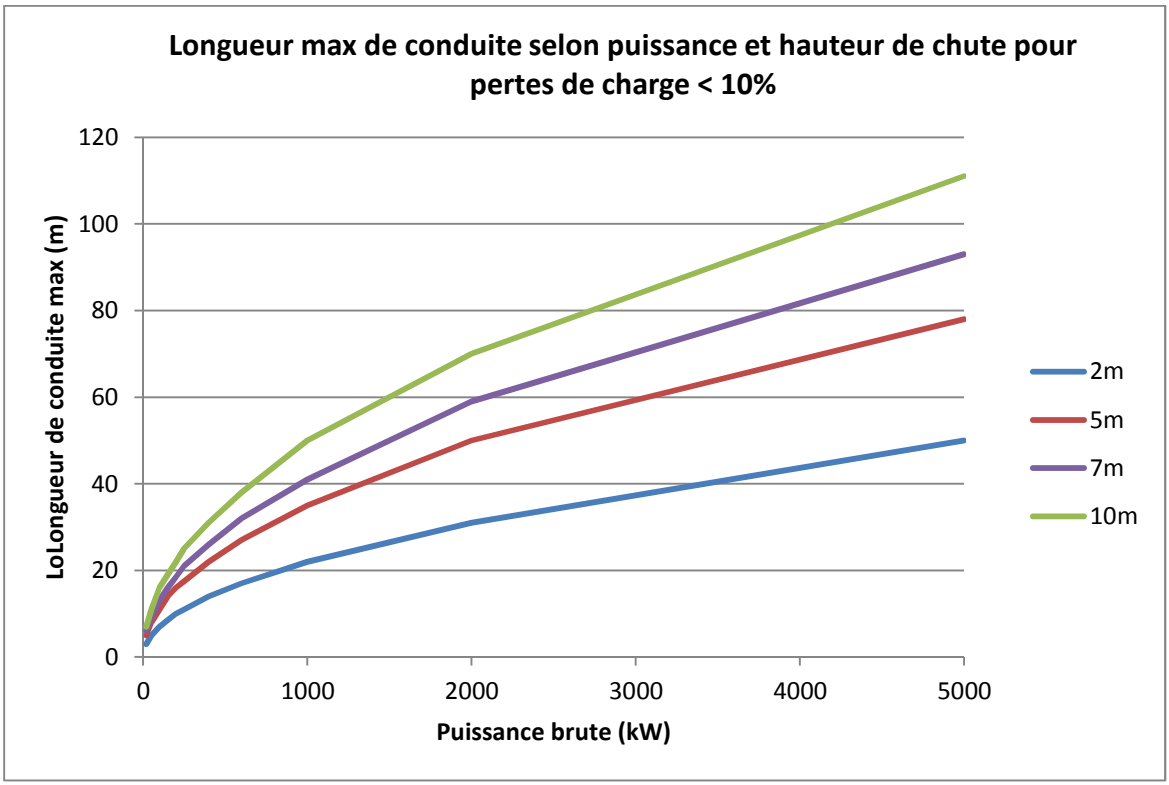


Figure 27 : Longueur de dérivation (conduite) maximale selon la puissance brute et la hauteur de chute

Pour une très basse chute (2m) et une puissance de 200 kW, la longueur de conduite ne devra pas dépasser 10m. Dans ce cas le canal d'amenée ne devra lui-même générer quasiment aucune perte de charge, et donc être très court. Dans ce cas la chute doit donc avoir une longueur courte (dizaines de mètres) et la centrale devrait se situer très près de la rivière. D'où risque possible d'ennoiement en cas de crue, etc.

Ce type de limitation peut conduire soit à l'abandon du site, soit à changer d'implantation, voire de technologie, si le site s'y prête : renoncer par exemple à une dérivation au profit d'une turbine immergée au niveau même du seuil.

Caractéristiques du lit et des berges

La largeur, la profondeur et la constitution du lit, la pente et la constitution des berges, conditionnent le fait de pouvoir réaliser des aménagements, et en particulier de rehausser la chute naturelle par un seuil. D'où des contraintes possibles sur le type d'installation : installation dans le lit de la rivière ou en dérivation lorsqu'un seuil est permis, mais installation seulement en dérivation s'il est impossible de construire un seuil.

L'installation en dérivation requiert une facilité d'utilisation d'une des berges pour le creusement d'un canal d'amenée et de restitution, la pose d'une conduite (aérienne ou enterrée), la réalisation de la centrale.

L'observation des berges, notamment l'absence de végétation, leur aménagement (anthropisation) et l'existence d'activités humaines (habitation, embarquement, déboisement, agriculture, biefs…) permettra d'estimer un critère de stabilité et la possibilité de l'implantation d'une prise d'eau ou de restitution sans effondrement des berges.

L'étude de la réalisation d'une retenue et de son dimensionnement (étendue d'ennoiement, échelle de stockage de quelques heures ou journalière, etc…) nécessite des données topographiques en général non disponibles en Guyane à ce stade d'étude. L'appréciation devra donc être visuelle : les berges doivent présenter un dénivelé suffisamment important pour proposer un compromis entre la surface d'ennoiement et le volume d'eau stocké. A l'image des barrages dans les vallées encaissée, plus la pente des berges sera forte, plus ce rapport sera intéressant et permettra un seuil artificiel assez haut.

L'installation sur seuil dans le lit requiert également une bonne stabilité des berges (appuis du seuil et de la centrale, passes, accès). Dans ce cas avec une retenue, la stabilité des berges et l'influence du marnage sur les berges est à évaluer. Les berges doivent être aptes à supporter l'élévation du niveau de l'eau en amont, et l'absence d'habitation sur les zones ennoyées doit être vérifiée.

Paramètres de stabilité du lit

Les principaux paramètres de stabilité du lit sont le contexte géomorphologique et le régime hydraulique (vitesse de l'eau, transport solide).
Dans le contexte guyanais ces paramètres apparaissent généralement favorables à une bonne stabilité des lits de rivières. En effet les lits sont régulièrement coupés de seuils/barres rocheuses, ce qui limite grandement l'érosion. Les vitesses d'eau sont par ailleurs limitées, même en crue car la plupart du temps il existe une bonne dissipation due à l'accroissement des largeurs de lits (peu d'élévation des berges)

Paramètres de stabilité des berges

La stabilité des berges dépend de paramètres tels que : géométrie (pente, linéaire, forme,…), géotechnique, couvert végétal, …, ainsi que de la force érosive du cours d'eau.

La géotechnique ou les profils en long et en travers sont des éléments difficiles à établir trop couteux aux premiers stades d'étude.

De façon générale, le contexte guyanais apparait plutôt favorable à une bonne stabilité des berges : celles-ci sont basses, très végétalisées, avec adaptation de la végétation aux crues et bonne dissipation de celles-ci, d'où des vitesses d'eau relativement faibles. A contrario, le retrait de la végétation peut mettre en péril cet équilibre, d'où les précautions d'aménagements à prendre : limiter l'impact sur les berges, etc. Ces caractères généraux doivent être validés dans la suite des études de sites.

Conséquences sur les ouvrages

De manière générale, la stabilité du lit et des berges dans le contexte guyanais est naturellement bonne, et généralement favorable à la réalisation d'aménagements (nonobstant les autres paramètres).

Toutefois concernant les berges, cette stabilité est liée certes à leur géométrie qui favorise la dissipation de la puissance de l'eau, mais aussi à leur important couvert végétal. La modification de ces paramètres par des aménagements doit se faire avec précaution, avec des études au cas par cas pour évaluer les impacts potentiels des travaux et installations.

A priori ces paramètres de stabilité ne sont donc pas déterminants pour les choix de types d'aménagements, en tous cas pas de manière générale à l'échelle de la Guyane. Des aménagements en dérivation sans seuil paraitront certainement au premier abord moins impactant sur le lit et les berges, mais cela ne doit pas empêcher de rechercher un optimum d'aménagement au regard de tous les autres critères en jeux.

Disponibilité de matériaux locaux

La construction d'une centrale et éventuellement d'un seuil requiert l'approvisionnement de matériaux externes (ciment,…) mais également de matériaux locaux tels que sable, gravier, roche, bois…. Ces matériaux doivent être disponibles en quantité suffisante à proximité, avec des conditions raisonnables d'extraction et de transport jusqu'au site.

Or il n'existe pas de site autorisé sur les communes des fleuves pour l'emprunt de matériaux locaux. Des libertés sont prises localement pour extraire les graviers et les sables directement dans les fleuves, néanmoins cette pratique demeure légalement interdite.

Des zones d'emprunt de latérite pour d'éventuels apports en remblais peuvent être autorisées via un dossier de demande d'autorisation provisoire de carrière. Cependant la création d'une zone d'emprunt impose la réalisation d'accès supplémentaires, d'une autorisation de déforestation, la réhabilitation des lieux après extraction et une signalisation appropriée.

Un droit d'usage demeure pour les habitants des écarts pour l'utilisation du bois et il existe quelques chantiers via scierie mobile. On constate cependant qu'une grande partie du bois utilisé en

construction est transporté sur le fleuve depuis les communes littorales, au même titre que le ciment, les adjuvants, les armatures métalliques…

3) Contraintes d'accès et de travail sur site (chantier et exploitation)

L'accès aux sites de peuplements aux équipes de chantiers ou d'exploitation, l'acheminement du matériel (engins, machines), des matériaux (ciment, …), des équipements sur les sites est une contrainte importante pour la construction et l'exploitation de centrales hydroélectriques dans le contexte guyanais. En effet, l'éloignement et l'absence de desserte sur de vastes zones compliquent très souvent l'accès aux sites et peuvent rendre rédhibitoire le développement d'un projet, que ce soit techniquement ou économiquement (le cout de réalisation d'une piste, par exemple, peut être très élevé).

Trois modes de transport principaux sont envisageables :

- Transport fluvial (pirogue),
- Transport aérien (avion ou hélicoptère),
- Transport terrestre (pistes).

Sur des volumes importants (et c'est le cas pour l'orpaillage légal par exemple) les engins lourds de TP peuvent être acheminés par piste créée depuis le littoral. Pour de petites installations la création d'une piste peut être difficile à justifier financièrement, en particulier à l'exploitation, une piste étant toujours couteuse à maintenir.

Transports fluviaux

Une pirogue ou un ensemble de pirogues peut transporter des charges allant jusqu'à 10 tonnes. La combinaison de plusieurs embarcations permet en effet d'augmenter la charge, cependant, le passage de certains sauts en devient critique et dangereux, et cette capacité varie grandement avec la saison:

- en période d'étiage, les charges transportables diminuent en même temps que la profondeur d'eau.
- en hautes eaux, la navigation est plus facile mais certains sauts restent difficilement franchissables.

Lorsque la charge ne peut passer le saut, la solution du déchargement/passage à pied/rechargement existe, mais elle est également limitée en termes de poids.

Le Maroni

De Saint-Laurent-du-Maroni à Apatou le fleuve ne présente pas de difficultés de navigation particulières. La navigation fluviale est possible toute l'année. La route dessert également Apatou.

En amont d'Apatou et à partir du saut Hermina, le fleuve Maroni se transforme en une chaussée rocheuse continue jusqu'à Maripasoula. Le terme de navigation, au sens propre, est inadapté sur cette zone, compte-tenu des contraintes qui s'y appliquent. Il convient plutôt de parler de franchissement de sauts, qui, à certains endroits et certaines périodes, ne peuvent se faire qu'après déchargement et transbordement des marchandises à l'amont du seuil et halage de la pirogue à bras d'hommes.
La capacité de navigation fluviale dépend fortement de la saison : en étiage, les pirogues porteuses de tonnage important ne peuvent passer, compte-tenu des limitations dues au tirant d'eau disponible et aux largeurs de chenal navigable. En hautes eaux, la navigation ne pose généralement pas de problèmes majeurs et de forts tonnages peuvent être envisagés (10 t).

Figure 28 : Temps de parcours du trafic de passagers et de marchandises sur le Maroni

Liaisons	Temps
Saint-Laurent du Maroni → Apatou	2 heures
Saint-Laurent du Maroni → Grand Santi	1 à 2 jours
Saint-Laurent du Maroni → Papaïchton	2 à 3 jours
Saint-Laurent du Maroni → Maripasoula	2 à 4 jours

Source : Egis 2009

Les tarifs pratiqués sur le fleuve Maroni sont variables en fonction du nombre de personnes transportées par pirogue, de la distance et de la dangerosité des parcours et de la saisonnalité. De même, les prix à la descente du fleuve sont moins élevés que les prix de transport à la remontée. Quelques prix relevés (2014) peuvent être données :

Figure 29 : Estimations des coûts de transport sur le fleuve Maroni

Trajet simple	Tarifs personnes (€)	Tarifs marchandises en €/t
Saint-Laurent du Maroni → Apatou	8 - 15	Transport par route
Saint-Laurent du Maroni → Grand Santi	70 - 80	750
Saint-Laurent du Maroni → Maripasoula	100 - 150	900
Grand Santi → Maripasoula	50 - 60	
Papaïchton → Maripasoula	15 - 20	
Grand Santi → Saint-Laurent du Maroni	60 - 80	Tonnage limité à la descente
Maripasoula → Grand Santi	40	Tonnage limité à la descente
Maripasoula → Saint-Laurent du Maroni	70 - 80	Tonnage limité à la descente
Maripasoula → Apatou	40 - 50	Tonnage limité à la descente

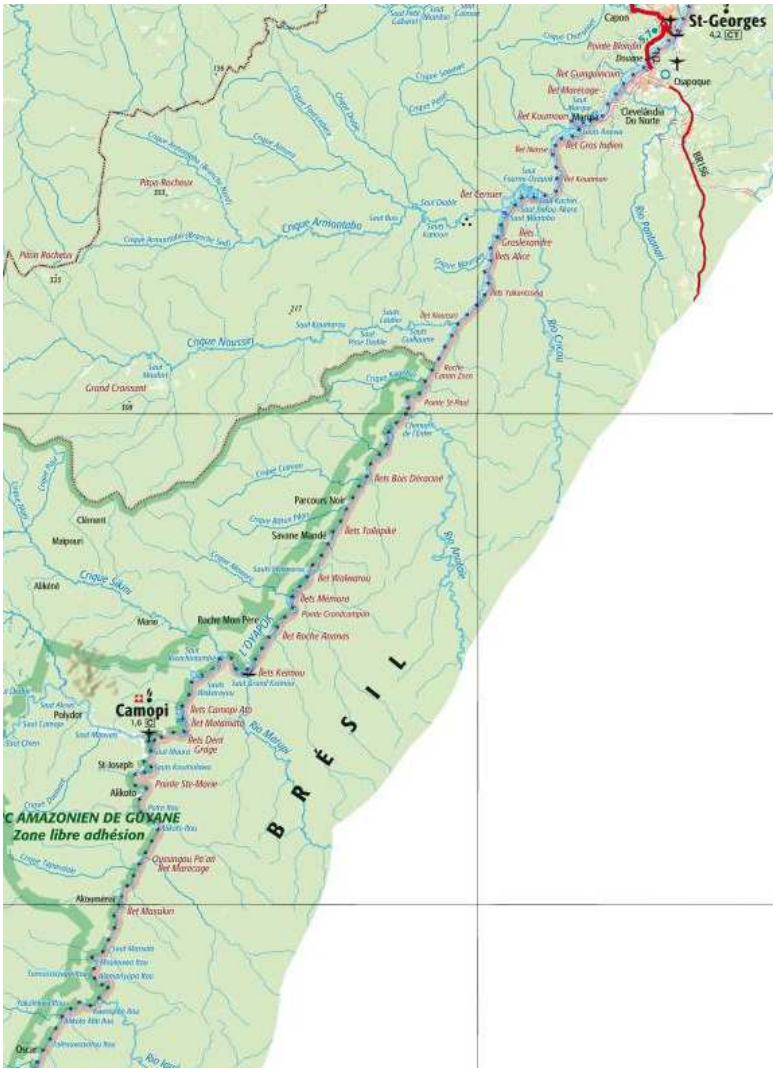
Sources :OREDD 2009 et EGIS

L'Oyapock

L'Oyapock connait les mêmes difficultés que le Maroni sur les périodes d'étiage. Le cours de l'Oyapock est reconnu comme très difficile, avec des sauts nombreux et importants.

Les temps de parcours au km sur l'Oyapock sont majorés de 25% par rapport à ceux du Maroni car les conditions de navigation sont plus complexes.

Les coûts de transport de l'ensemble des marchandises débarquées dans les communes du fleuve sont également plus élevés que sur le Maroni, la population et les villages étant moins nombreux (effet d'échelle inverse) et la dangerosité des sauts plus importante.



Transport aériens

Avion

Il existe en 2014 six liaisons aériennes intérieures pour le transport de passagers. Toutes sont exploitées par la compagnie française CAIRE, Compagnie Aérienne Inter Régionale Express, sous sa marque Air Guyane.

Des compagnies privées peuvent affréter des vols pour transports de passagers ou de marchandises à destinations des différents aérodromes guyanais. Toutefois, le transport de marchandises est très limité en poids et volume, et il n'est pas envisageable d'approvisionner des objets lourds. L'avion est plus approprié à une intervention rapide pour du personnel d'exploitation (maintenance par exemple) s'il existe un aérodrome à proximité des sites.

Hélicoptère

Hélicoptères de France est actuellement la seule compagnie d'hélicoptères agréée (CTA) pour effectuer du transport public de personnes, au travail aérien, transports de matériel ou fret en Guyane.

Les hélicoptères disposent de plateformes plus ou moins aménagées au plus près des clients : hôpitaux, zones des orpailleurs, etc.

Coûts à l'heure de vol :

- transport de passagers : environ 3 000 € l'heure de vol pour un hélicoptère type « Dauphin » (seul appareil pour l'instant agréé pour effectuer des transports de passagers)
- transport marchandises : 2200 € l'heure de vol pour les LET de CAIRE, aux capacités d'emport de matériels supérieures. Les hélicoptères peuvent transporter environ 1 tonne de charge, voire 1,8 tonnes s'il y a moyen de mobiliser un PUMA militaire. Un hélicoptère pourra également servir d'engin de levage dans des zones isolées sans possibilité d'acheminer des grues ou des treuils.

Transport terrestre

A partir du réseau routier littoral Apatou - St-Laurent-du-Maroni – Kourou – Cayenne - St-Georges-de-l'Oyapock, il existe quelques voies de pénétration vers l'intérieur du territoire : route de Petit Saut, piste Belizon – Saül…

Pour la région du Maroni, certains accès par le Surinam peuvent exister, à vérifier au cas par cas.

Coût du transport routier de marchandises:

- entre 1 € et 3 €/t/km, en fonction des tonnages, des distances et de la qualité des voieries (route, piste)

Mais de manière générale, il n'existera pas de piste pour rejoindre un site isolé à équiper, et il ne sera pas envisageable de créer d'infrastructure depuis les voies existantes. Seuls les accès locaux, pour

joindre le peuplement au site de production, pourront le cas échéant faire l'objet d'une création de piste.

Cout de création de pistes
Hors ouvrages de franchissement, le cout de réalisation d'une piste est proche du cout du m3 de remblais en place. En moyenne 20 €/m3 en déblais/remblais, à nuancer suivant la distance à la zone d'emprunt.

Un exemple : la piste réalisée entre Maripasoula et Papaïchton en 2010 : 34 km de piste en latérite, avec 4 ouvrages de franchissement de crique en bois et un traitement restreint des accotements : budget total de 4 M€.

Synthèse des possibilités de transport

Charges / personnes à transporter (site isolé)	**Fluvial**	**Aérien**	**Terrestre**
Charges > 10t (P>250-500 kW)	Non	non	Non existant (sauf partie préacheminement)
Charges > 1t	Oui (selon rivière)	non	
Charges < 1t	Oui (selon rivière)	Oui (selon heliport)	
Personnes	oui	Oui (selon piste/heliport)	

Les possibilités d'accès aux sites isolés contraignent donc la puissance installable à moins de 300-500 kW par turbine. Une solution existe pour des sites plus importants : multiplier les turbines de plus petite taille. Mais le coût est plus important.

Implantation de chantier

Les caractéristiques de site ou d'accès, en particulier l'absence d'accès routier ou un accès difficile par la rivière, peuvent conduire à de grosses difficultés de réalisation du chantier, qui doivent être appréhendées dès l'identification/la faisabilité : difficulté d'installation de base vie, sécurité de celle-ci (crues,…), difficulté de ravitaillement, de rotation des équipes, etc. Ces contraintes peuvent avoir pour conséquence d'importants surcoûts.

4) Le raccordement électrique

Le site de production hydroélectrique peut être situé à plusieurs kilomètres des zones d'habitation, impliquant un raccordement électrique et un réseau de distribution en basse ou en moyenne tension, en fonction de la puissance et des distances concernées.

Les exploitants de réseau en Guyane privilégient les techniques en aérien au regard des conditions d'exploitation et d'intervention en cas de défaut. En effet, même si l'aérien implique la création de corridors dans la forêt et l'élagage 2 fois par an, qui est onéreux, les réseaux souterrain génèrent des contraintes beaucoup plus importantes : ils sont soumis aux mouvements de terrain, aux racines, aux termites, etc., ils vieillissent et toute intervention sur du souterrain est beaucoup plus lourde et complexe : recherche défaut par équipe spécifique et matériel lourd, réparation compliquée en site isolé (accès machines). De plus les réseaux HTA souterrains génèrent des pertes de l'ordre de 3 A au km.

En pratique le réseau basse tension est limité à des puissances faibles (de l'ordre de 250 kW) et la distance limite va dépendre de la chute de tension, elle-même liée à la charge et au positionnement des usagers. Cette distance est typiquement de quelques kms (2-3 km pour une charge importante), pour éviter les chutes de tension trop importantes. Des solutions existent pour allonger ces distances, mais elles conduisent en général à sortir du domaine normalisé français.

Le réseau moyenne tension est nécessaire pour des puissances et distances plus importantes, mais son coût est beaucoup plus élevé. Ce coût apparait comme une contrainte forte –et probablement rédhibitoire dans certains cas- pour les sites de petite puissance qui nécessiteraient de la moyenne tension pour cause de distance.

De façon générale il convient d'éviter ces cas et de rester dans les plages d'utilisation habituelles des niveaux de tension, ce conduit à limiter les distances envisageables entre site de production et site de consommation :

- Puissance < 250 kW : BT avec distance de moins de 2 à 3 km
- Puissance > 250 kW : MT avec distance admissible dépendant de la puissance (calcul économique)

EDF ne transmet aucune donnée de coût de mise en place ou d'exploitation de réseaux (classement ICS-informations commercialement sensibles).

A noter que pour toute ligne en moyenne tension des frais d'exploitation important existent dans le contexte guyanais des sites isolés. Ces frais doivent intégrer le calcul économique. Pour la basse tension, les équipements sont plus robustes (protections, cables) et moins onéreux, limitant les frais d'exploitation.

5) Contraintes liées aux réseaux de communication

L'exploitation d'une centrale hydroélectrique requière un suivi à distance régulier du fonctionnement, avec la détection et si possible la résolution des pannes. Ce suivi nécessite un réseau de télécommunications approprié, pas toujours présent en site isolé ; La création éventuelle d'un réseau (satellitaire si nécessaire) est à prendre en compte lors de la conception de l'installation.

La situation des réseaux en Guyane est la suivante :

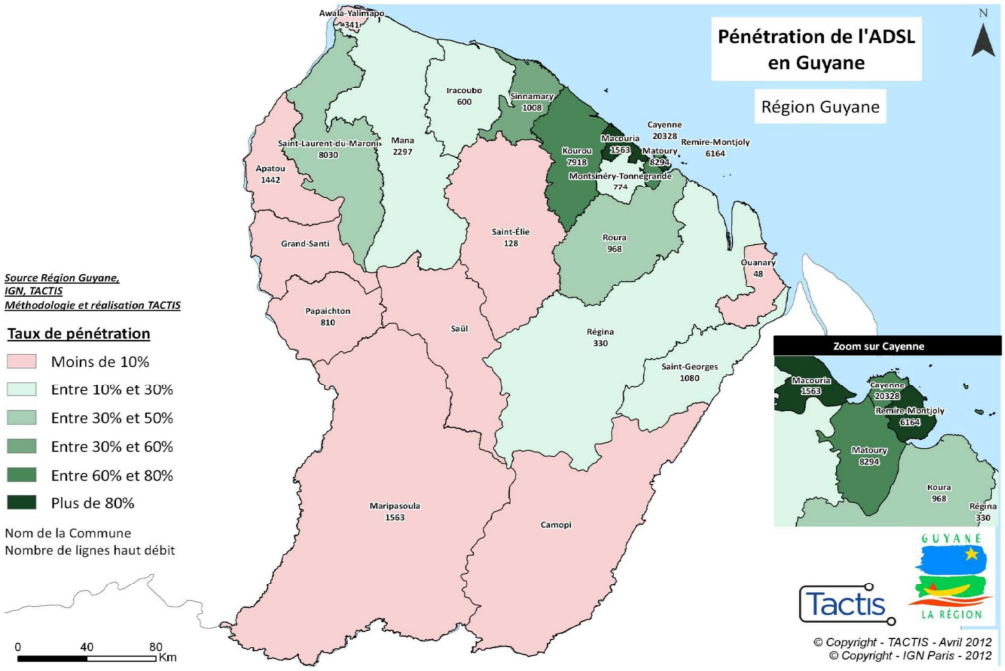
Lignes téléphoniques

Les sites isolés ne disposent pas de réseau filaire raccordé au réseau côtier guyanais. Par contre le territoire de la Guyane dispose actuellement de l'ordre de 50 à 100 Mbit/s de capacités téléphoniques satellitaires qui permettent de desservir 17 sites isolés du réseau. De l'ordre de 150 antennes VSAT permettent de relayer le signal au sein des communes.

Accès ADSL/internet

Il y a peu d'accès ADSL sur les zones isolées du territoire de la Guyane (voir carte suivante). Cependant, l'accès à internet par satellite offre une alternative intéressante aux services par ADSL. Ses performances sont réduites, mais cette solution peut être installée sans délai et surtout sans coûts de génie civil. Elle est de plus disponible sur tout le territoire de la Guyane, sans contrainte géographique.

Les débits permis sont de l'ordre de un à quelques Mbit/s, et le volume de données échangées est généralement limité à quelques Go. Pour avoir accès à ce type de service, il est nécessaire de s'équiper d'un kit satellite, dont le coût moyen est de 600 €.



Fiche 6.B Contraintes : Contraintes socio-environnementales et administratives à prendre en compte pour les projets de PCH en sites isolés

1) Liste des contraintes

Les principales contraintes et enjeux au niveau social, environnemental et administratif doivent être évaluées, même sommairement, dès l'identification des sites. La liste est la suivante :

- Contraintes administratives, foncières, environnementales
  - Foncier
  - Règlementation (environnement,..)
  - Urbanisme
  - Zones frontalières

- Enjeux sociaux
  - Perturbation des activités existantes
  - ennoiement
  - Capacité locale d'exploitation

2) Le foncier

L'implantation d'une centrale hydroélectrique requiert l'utilisation de terrains, soit pour bâtir, soit pour passer (servitudes). Pendant longtemps le foncier rural a été propriété de l'Etat en Guyane, et il n'y avait pas de cadastre. Le cadastre est actuellement en cours d'élaboration, et n'est pas encore disponible sur la totalité des communes situées le long de l'Oyapock et du Maroni.

Dans l'attente, ces territoires restent donc propriété de l'Etat, et l'occupation est liée à l'obtention de baux adaptés.

3) Contraintes réglementaires et environnementales

L'installation d'une centrale hydroélectrique est soumise à plusieurs contraintes réglementaires et environnementales.

Procédure réglementaires liées à l'hydroélectricité

Procédures d'autorisation

Le décret n° 2014-750, publié au Journal officiel du 3 juillet, procède à un alignement de la procédure d'autorisation des installations hydroélectriques sur celle prévue pour les installations, ouvrages,

travaux et activités (dits "Iota") soumis à autorisation au titre de la loi sur l'eau et les milieux aquatiques. L'ensemble des dispositions de la section du Code de l'environnement spécifique aux installations hydroélectriques (art. R.214-71 à R214-85) est supprimé en conséquence. Le modèle de règlement d'eau - fixé en annexe du R214-85 - est remplacé par un arrêté de prescriptions techniques générales applicable à tous les ouvrages faisant obstacle à la continuité écologique, qui fixera, notamment, les modalités d'exécution des ouvrages.

Pour les rubriques de la nomenclature loi sur l'eau (cf. article 2), l'entrée ne s'effectuera plus par « type d'ouvrage » (actuellement 5.2.2.0 Installations hydrauliques de la loi de 1919), mais par « type d'impact » de ce type d'installation notamment sur le milieu aquatique. Par exemple, il pourra s'agir :

- de l'impact sur le profil en long ou en travers du cours d'eau (rubrique 3.1.2.0.),
- de l'impact sur le lit mineur sur les frayères (rubrique 3. 1. 5. 0.),
- de l'impact des installations, ouvrages, remblais dans le lit majeur d'un cours d'eau (rubrique 3. 2. 2. 0.).

Obstacle au franchissement

Dans les cas où la continuité écologique est perturbée, l'étude des conséquences sur la faune et flore aquatique sera nécessaire, conduisant en général à devoir prévoir des dispositifs de montaison ou dévalaison pour le poisson.

Débit réservé

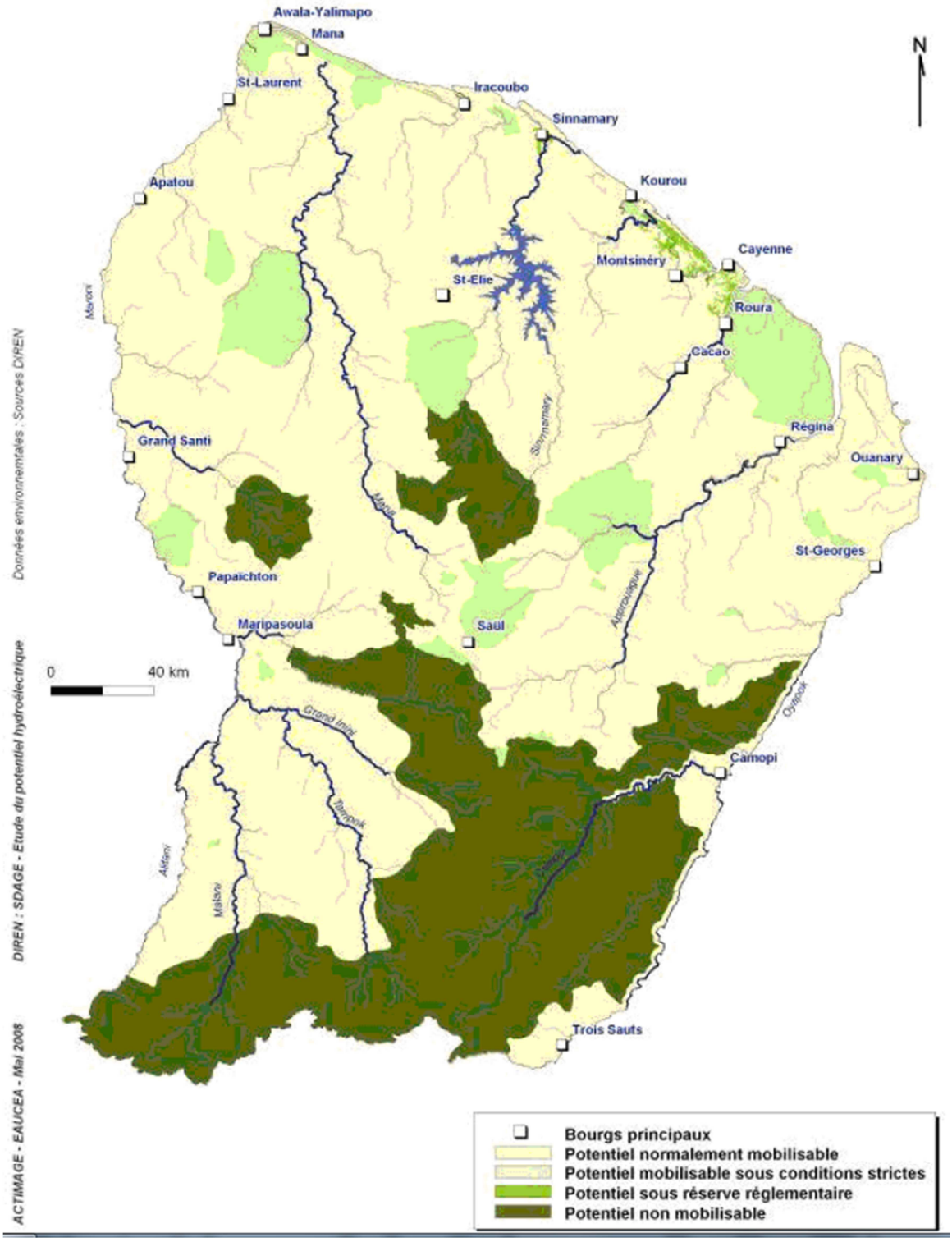
Le débit réservé (Article L214-18 du code de l'environnement) a pour objectif la préservation de l'écosystème ou l'alimentation de passes à poisson (montée ou dévalaison). Ce débit est un paramètre important de tout projet hydroélectrique car il est généralement non turbiné et constitue donc une perte de potentiel énergétique.

Tout ouvrage à construire dans le lit d'un cours d'eau doit comporter des dispositifs maintenant dans ce lit un débit minimal garantissant en permanence la vie, la circulation et la reproduction des espèces vivant dans les eaux au moment de l'installation de l'ouvrage ainsi que, le cas échéant, des dispositifs empêchant la pénétration du poisson dans les canaux d'amenée et de fuite.

Zones protégées

Le SDAGE de la Guyane a d'ores et déjà procédé à une prospective de potentiel sur le territoire en fonction des différentes types de zones protégées connues. Le tableau et la carte recensant les niveaux de contraintes par zone présentés ci-après sont à ce jour toujours en cours de validation, ils ont cependant été proposés dans le SDAGE 2010-2015 :

Potentiel Type	non mobilisable	Mobilisable sous réserve réglementaire	mobilisable sous conditions strictes	Mobili-sable	Remarque
Parc Amazonien de Guyane (3,4 M ha) - Zone Coeur	X				
Plans de Prévention des risques d'inondation		X			
Réserve Naturelle Nationale		X			
Sites classés		X			
Arrêtés protection de Biotope / Forêt Sables blancs de Mana			X		
Zone RAMSAR (Marais de Kaw / Mana)			X		
Réserve Biologique Domaniale			X		zonage ONF
Réserve Naturelle Régionale			X		
Sites Inscrits			X		Aucun site inscrit
ZNIEFF1			X		
ZNIEFF2				X	
Parc Amazonien de Guyane - zone de libre adhésion				X	
Parc Naturel Régional de Guyane				X	Zonage PNRG
Zones Droits d'usage				X	zonage ONF
Zones inondables / Zone marécageuse côtière					Pas de potentiel
Conservatoire du Littoral - Propriétés (mangroves, …)					Pas de potentiel



Les différentes zones protégées et les cartes correspondantes sont explicitées en annexe.

Prélèvement de matériaux

La construction d'une centrale hydroélectrique, selon le type d'installation (seuil à construire ou non, canal d'amenée, …), peut nécessiter le prélèvement de quantités importantes de matériaux. Si le bois de construction ne posera en général pas de problème en dehors des zones protégées, par contre comme on l'a vu plus haut, des contraintes réglementaires fortes existent pour le prélèvement de matériaux minéraux qui est généralement interdit et il doit en être tenu compte, au cas par cas selon la zone d'implantation, en prévoyant des demandes d'autorisation provisoires.

4) Autres contraintes réglementaires

Zones frontalières

La Guyane partage 730 kilomètres de frontières fluviale et terrestre avec le Brésil le long de l'Oyapock et 510 kilomètres de frontière fluviale avec le Surinam le long du Maroni.

Les délimitations exactes de frontières sur les fleuves ne sont pas toujours clairement établies par des Accords internationaux. En matière d'aménagement des fleuves, les institutions de chaque pays ne travaillent pas ensemble, il n'existe pas de réglementation commune ou partagée et il n'est donc pas envisageable à ce stade de développer un projet de petite hydroélectricité au-delà des frontières. Sur le Maroni comme sur l'Oyapock, l'édification de seuils parait donc infaisable actuellement.

Éléments d'urbanisme

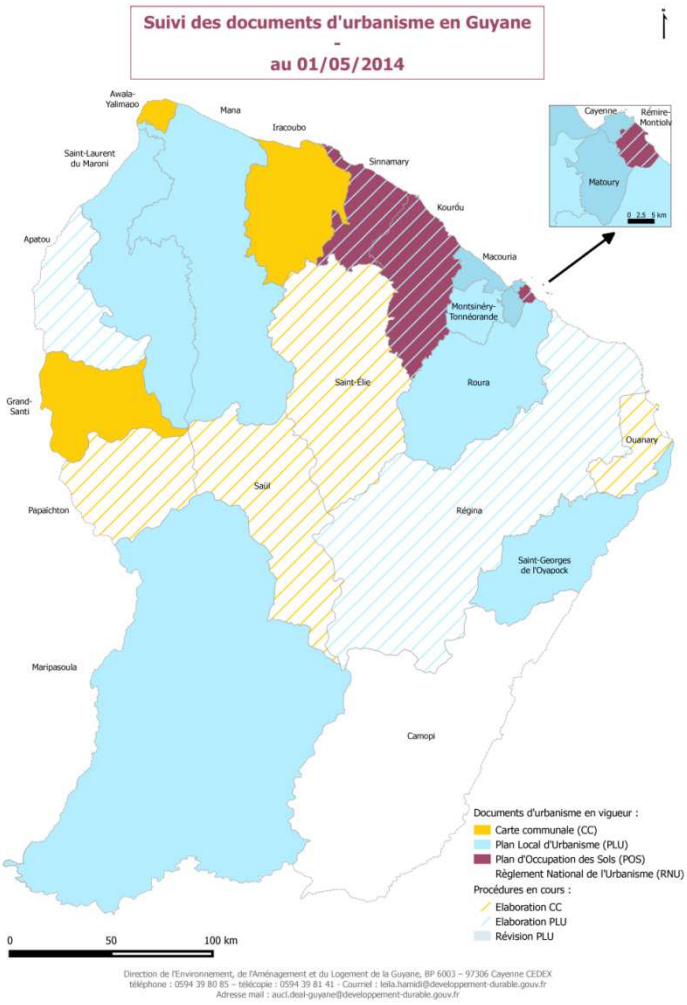
L'aménagement d'une centrale hydroélectrique doit être compatible avec les orientations des différents plans d'aménagement du territoire.

Au 1er mai 2014, la Guyane compte :

- 3 cartes communales (CC) : Awala-Yalimapo, Grand-Santi et Iracoubo
- 3 plans d'occupation des sols (POS) : Kourou, Rémire-Montjoly, et Sinnamary
- 9 plans locaux d'urbanisme (PLU) : Cayenne, Macouria, Mana, Matoury, Montsinéry-Tonnégrande, Maripasoula, Roura, Saint-Georges de l'Oyapock et Saint-Laurent du Maroni

Les autres communes sont soumises au Règlement National de l'Urbanisme (RNU).

Il convient donc pour chaque projet de respecter les dispositions et zonages de ces plans d'aménagement, qui peuvent évoluer dans le temps.



5) Enjeux sociaux

La petite hydroélectricité présente des enjeux sociaux beaucoup moins forts que les grands projets, mais ces enjeux, qui peuvent générer des contraintes fortes, ne doivent pas être occultés. Il n'est pas prévu de détailler ces contraintes potentielles ici mais plutôt de rappeler les principales d'entre elles.

Anthropisation du site et ennoiement

La Guyane est généralement peu peuplée, mais des implantations d'habitats peuvent exister sur les sites : sur les berges, sur les iles éventuelles. Ces implantations peuvent contraindre le positionnement des équipements (prise d'eau, amenée d'eau, centrale, restitution,…), et dans certains cas conditionner le choix de solutions techniques (pas de relèvement de niveau d'eau par exemple) ou conduire à abandonner un site. Il est en effet rarement envisageable de pouvoir procéder à des déplacements de population pour de petits sites hydroélectriques.

Interférences avec les activités humaines

Les rivières sont le lieu de beaucoup d'activités humaines : transport (pirogues), pèche, lavage, loisirs (baignade,…), etc.

En matière d'hydroélectricité, les principaux risques sont liés aux lâchers d'eau à l'aval des centrales. En petite hydroélectricité ces risques sont toutefois très limités, et seront même absents dans de nombreuses zones en Guyane puisqu'ils sont liés à la présence de retenues, qui sont inenvisageables sur le Maroni ou sur l'Oyapock. Les contraintes liées à ces risques seront donc en général faibles.

En dehors des risques, l'implantation d'une centrale hydroélectrique peut perturber des activités pré-existantes. Il est nécessaire de prendre celle-ci en compte pour atténuer les perturbations : re-création de zones de débarquement de pirogues, passes à pirogues, etc.

Ainsi lors de la construction de Saut Mama Valentin, des travaux importants ont été réalisés pour permettre la libre-circulation des pirogues.

S'il y a création d'une retenue, le milieu aquatique peut être modifié, des espèces de poissons pêchées peuvent être amenées à disparaître ou au contraire à proliférer.

Les conséquences sur les activités d'orpaillage sont à évaluer au cas par cas en fonction des lieux d'implantation de la centrale hydroélectrique et les sites d'exploitation autorisés.

6) Capacités locales d'exploitation

Selon sa taille, une petite centrale hydroélectrique peut nécessiter une présence locale durant l'exploitation : technicien, gardien, etc.

La plupart des sites hydroélectriques sont situés dans des zones plutôt isolées, et tous les exploitants connaissent des difficultés de mise en place de personnel d'exploitation sur les sites à cause de cet isolement. En Guyane cette contrainte est certainement renforcée par un isolement encore plus important.

Les sites de petite capacité, tels que ceux traités ici, ne requièrent toutefois pas de personnel très qualifié en permanence à proximité, dans la mesure où il existe un minimum de possibilité de suivi à distance des paramètres d'exploitation, ou bien de suivi local avec transmission d'alerte. Par contre, les conditions d'isolement des sites peuvent conduire à des temps d'accès trop longs pour le personnel de maintenance, rendant nécessaire un personnel local de maintenance à même d'effectuer des manipulations en relation avec un technicien à distance, et d'effectuer l'entretien courant (graissage,…).

Pour cela, la présence en local de capacités techniques basiques est indispensable. Une formation spécifique sera généralement nécessaire. Dans les cas où aucune compétence locale ne pourra être identifiée, un personnel devra être prévu –et formé- pour être positionné sur les sites.

7. Fiche 7 : Aspects économiques et financiers

a) Aspects économiques

Au stade de l'identification / préfaisabilité, l'analyse économique n'est pas approfondie. Il s'agit principalement d'évaluer des ordres de grandeur. Toutefois, pour ne pas risquer l'abandon prématuré d'un projet par une mauvaise appréciation des enjeux économiques, il est utile de rappeler quelques points clés.

Raisonner en cout global

Le développement d'une production électrique va se faire en comparant plusieurs possibilités : diesel, solaire, hydroélectricité…

L'objectif est de produire des MWh dans des conditions économiques viables. Le paramètre clé du point de vue économique est donc le prix de revient du MWh, et de préférence du MWh vendu plutôt que du MWh produit, de manière à intégrer les pertes techniques ou commerciales.

Ce prix de revient peut être très différent selon les sources d'énergie utilisées, et il ne reflète que très partiellement le cout d'investissement. En effet le cout d'exploitation est extrêmement variable selon les sources d'énergie, et de manière générale il vient largement contrebalancer les différences de cout d'investissement : si l'on en reste aux sources d'énergie potentielles en site isolé (hydroélectricité, diesel, solaire), les couts d'investissement en hydroélectricité ou en solaire seront assez élevés comparés au diesel, par contre les couts d'exploitation seront beaucoup plus faibles. Au final le prix de revient sera généralement inférieur en hydroélectricité comparé au diesel.

Le raisonnement économique doit donc impérativement être fait en cout global (investissement + exploitation), sur une durée suffisante : en général 20 à 40 ans lorsque l'on parle d'hydroélectricité, puisque les équipements (en particulier le génie civil) ont une durée de vie très longue. Cette durée est toutefois limitée à la durée des autorisations administratives d'exploitation.

Les chiffres cibles

Une production électrique est en général d'autant plus chère que le site est isolé. La Guyane dans son ensemble apparait elle-même comme un réseau isolé, et les prix de revient de l'électricité du territoire (réseau guyanais) sont élevés. Ils dépassent 200 euro/MWh en base, et sans doute beaucoup plus en pointe. Toutefois le prix de revient de la production hydroélectrique seule (Petit-Saut) est très inférieur, de l'ordre de 100 euro/MWh.

La différence entre le prix de production très élevé (plus de 200 €/MWh) sur le réseau et le prix de vente aux usagers, qui est la même qu'en Métropole et donc beaucoup plus bas, est financée par la

Contribution au Service Public de l'Electricité (CSPE), qui coute en Guyane environ 100 Millions d'euros en 2014.

Pour établir la viabilité d'un projet de production électrique en Guyane, le chiffre de référence est donc non pas le prix de vente de l'électricité, mais bien le prix de revient actuel, beaucoup plus élevé. Pour un nouveau projet sur réseau, un prix de revient inférieur au prix de revient actuel est la valeur à cibler.

Pour un site isolé à l'intérieur du territoire, le principe est le même puisque l'électricité est toujours vendue au même prix qu'en Métropole, mais avec des ordres de grandeur totalement différents pour la production. En effet le prix de revient en site isolé est extrêmement élevé, compte tenu des coûts d'investissement et d'exploitation plus hauts que pour la zone desservie par le réseau. Dans ces conditions le cout cible auquel comparer le prix de revient en hydroélectricité est ce prix de revient très élevé du MWh sur les réseaux isolés existants, tel Maripasoula par exemple. Ce coût serait supérieur à 1200 euro/MWh, dont 2/3 de couts variables (essentiellement carburant).

Au stade des études préliminaires : calcul rapide d'un prix de revient

Ce calcul est fondé sur des ratios standards d'investissement et d'exploitation.

Pour l'investissement, des valeurs sont données par la littérature, correspondant à des investissements classiques en Métropole par exemple :

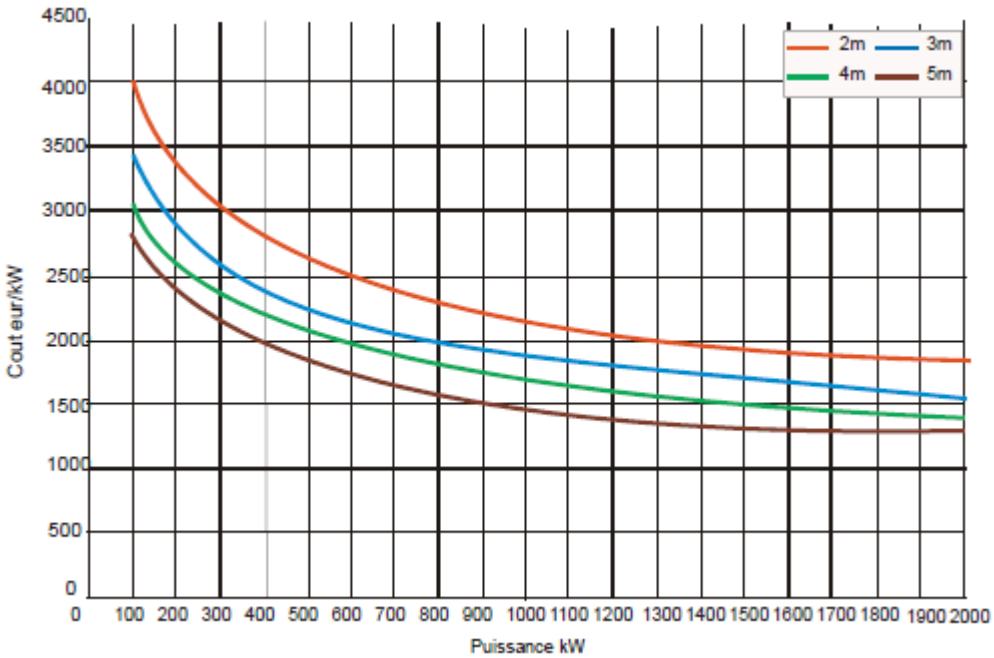


Figure 30 : Cout d'investissement standards (Métropole) selon la puissance installée et la hauteur de chute (source : ESHA 2005)

Pour les installations inférieures à 1000 kW, le graphique suivant donne également des ratios :

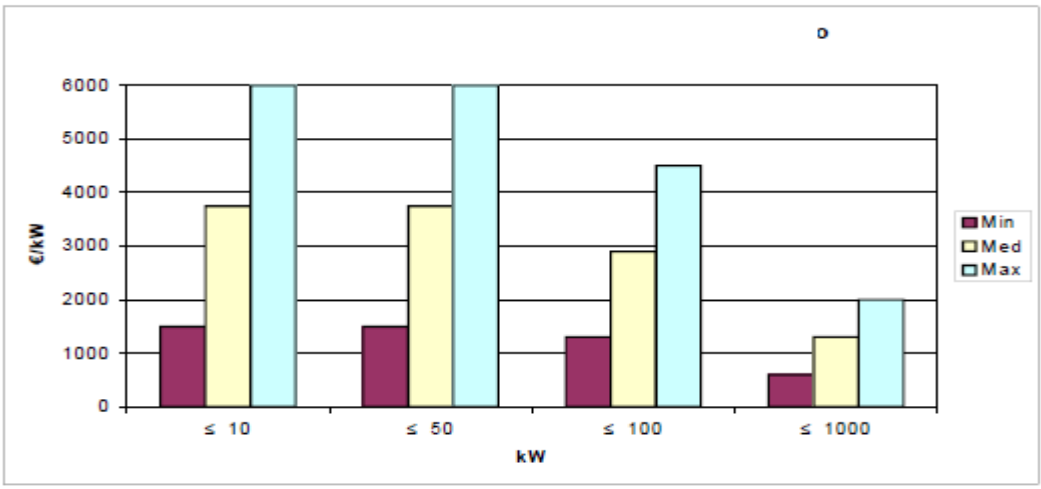


Figure 31 : Couts d'investissement clé en main (source: ESTIR)

Pour la Guyane en raccordé réseau, ces ratios peuvent être au minimum doublés.

Pour les sites isolés, ces ratios s'envolent. Il n'y a plus de standard mais du cas par cas, en particulier en fonction des difficultés d'accès. En général, le cout maximum du graphique ci-dessus sera à multiplier par 3 à 5 fois, parfois plus.

Pour l'exploitation, la valeur suivante peut être retenue pour les frais annuels d'exploitation et maintenance : 5% de l'investissement.

Le calcul rapide peut être illustré par l'exemple suivant (sans lien avec la réalité d'un site spécifique, pour lequel les difficultés d'accès ou la plus faible quantité d'électricité vendue pourront renchérir les couts d'investissement et de revient du MWh) :

Hypothèses :	
Chute nette	5 m
Puissance installée	1000 kW
Production annuelle vendue	3 000 MWh
Paramètres économiques :	
Ratio d'investissement standard pour 1000 kW sous 3m de chute	2000 euro/kW
Ratio d'investissement retenu pour un site isolé en Guyane	environ 10 000 euro/kW
Soit au total	environ 10 000 000 euro

Durée amortissement	20 à 40 ans selon les biens
Cout amortissement par an	400 000 euro/an
Frais exploitation-maintenance	5% investissement soit 500 000 euro/an
Total dépenses annuelles	900 000 euro/an
Cout revient MWh :	850 000 / 3 000 = **300 euro/MWh**

Malgré un investissement élevé, le cout de revient de cet exemple apparait bien inférieur au coût de revient du diesel en site isolé, ce qui permet de positionner la production hydroélectrique comme solution potentielle à étudier au moins au niveau d'une faisabilité.

Les paramètres variables dont dépend ce cout de revient sont essentiellement l'investissement et la production vendue : les hypothèses retenues pour ces paramètres doivent donc être réalistes et s'appuyer si possible sur des expériences existantes. Il faudra éviter trop de distorsion entre la puissance installée et le nombre de MWh vendus : c'est le cas des installations surdimensionnées ou les MWh vendus sont faibles par rapport à la production potentielle (calculée sur une production continue sur l'année, soit proche de de 8760h), qui a été calée trop haut et coute donc trop cher en investissement. En effet le cout d'investissement est fortement corrélé à la puissance installée. Il apparait donc important, pour maitriser ce cout, d'éviter les surdimensionnements en puissance, par exemple en ne cherchant pas nécessairement à couvrir la totalité de la pointe de demande électrique.

Dans le cas des sites isolés en Guyane, cette limite est toutefois très élevée : c'est celle du cout de production diesel, qui est tellement onéreux qu'une production hydroélectrique même peu valorisée (2000 HEPP par exemple, voir ci-après) pourra encore de faire à un cout concurrentiel par rapport au diesel, par exemple 800 euros/MWh au lieu de 1200 euros/MWh.

En résumé, il apparait que la production diesel en sites isolés est aujourd'hui tellement chère qu'elle laisse une marge économique considérable aux autres énergies, en particulier aux énergies renouvelables qui sont locales et ne requièrent pas d'approvisionnement en carburant, comme l'hydroélectricité.

Adéquation économique entre puissance installée et production vendue : ratio HEPP

Un ratio facile à interpréter est couramment utilisé pour apprécier l'adéquation de la production vendue avec la puissance installée : il suffit de diviser la production (en kWh) par la capacité installée (en kW), ce qui donne le nombre d' « Heures de fonctionnement Equivalent Pleine Puissance » (HEPP).

Pour l'exemple précédent : HEPP = 3 500 000 kWh / 1000 kW = 3500 h.

Couramment les installations hydroélectriques au fil de l'eau et raccordées au réseau (toute la production est vendue) ont des HEPP de plus de 6 000 h. Pour un site isolé le ratio HEPP est logiquement plus faible, car en plus des périodes de non fonctionnement (crues, maintenance), l'installation fonctionne souvent à puissance partielle, et d'autant plus que son dimensionnement est proche de la pointe de demande.

b) Aspects financiers

Les aspects financiers sont fortement liés au montage du projet et au portage des investissements : portage public, portage privé, mise en concession ou exploitation en régie, etc.

Ces aspects ne sont pas à aborder en détail au stade d'études préliminaires. Toutefois il est bon de connaitre à ce stade les paramètres classiques que rencontrera tout porteur de projet.

Financement du projet

Investissement

Un projet hydroélectrique est un investissement lourd et de long terme : il est habituellement financé majoritairement par de la dette long terme. Le ratio d'endettement typique est de 80% de l'investissement, sur une durée de 10 à 30 ans selon la durée de vie du projet ou des droits d'exploitation (qui pourront être renouvelés, mais l'installation doit être amortie et la dette remboursée avant).

Un projet génère donc une forte dette, qui doit être supportable par le porteur, qui peut lui-même être soumis à des contraintes de ratio d'endettement. Des montages juridiques permettent de contourner certaines de ces difficultés.

Un projet demande donc également un solide partenariat bancaire. Des facilités peuvent être apportées selon les projets (financement partiel BPI, etc).

Financement global

Les projets de production électrique en Guyane présentent des spécificités en matière de financement, comme toutes les Zones Non Interconnectées (ZNI) au réseau de la Métropole et présentant des surcouts de production. En effet, le prix de vente de l'électricité ne couvre pas son prix de revient et, on l'a vu plus haut, le complément de financement est assuré dans le temps par la Contribution au Service Public de l'Electricité (CSPE). La CSPE est versée chaque trimestre aux opérateurs qui supportent des charges de service public de l'électricité (cas des producteurs en Guyane), après accord intervenu avec la Commission de Régulation de l'Electricité (CRE) en année N-1 pour les charges remboursées en année N.

Tout porteur de projet doit donc dès le début des études projets se rapprocher des institutions (et d'abord de la CRE) pour connaitre les modalités d'application de la CSPE pour chaque projet identifié.

8. Synthèse des points d'attention sur le développement de projet en site isolé

Point d'attention	Conditionnalités	Faisa-bilité	Commentaires
Adéquation besoins / potentiel			
Potentiel < 30% des besoins actuels ou futurs			
Forte pointe de demande	Réservoir journalier possible		
	Réservoir journalier impossible		Cas Oyapock, Maroni, autres cas possibles. Prévoir MDE + complément diesel ou batteries
Potentiel			
H < 2m ou proche de 2m à l'étiage	Rehausse seuil impossible		Cas Oyapock, Maroni, autres cas possibles
	Rehausse seuil possible		Attention coût et ennoiement
Profil de chute : pente trop faible	Rehausse seuil impossible		Cas Oyapock, Maroni, autres cas possibles
	Rehausse seuil possible		Attention coût et ennoiement
Contraintes			
Distance site-usagers > 2-3 km	Puissance site < 250 kW		
	Puissance site 250 kW à 2 MW		
	Puissance site > 2 MW		
Puissance turbine>500 kW (ou charges unitaires>10 t)	Pas d'accès terrestre		Solution possible : démultiplier les turbines
Puissance turbine <500 kW : charges unitaires entre 1t et 10 t	Pas d'acces terrestre ni fluvial		
	Accès fluvial		Selon capacité rivière ; Turbines de 200-500 kW possibles
Zones protégées	rédhibitoires (PN-ZC, PPRI)		
	enjeux forts (RNN, SC, AB, RB, RAMSAR, SI,ZNIEFF1)		
Rehausse seuil avec ennoiement	Zones d'habitat concernées		
Economique & Financier			
HEPP < 3 000 h			Surdimensionnement projet probable ; cout trop élevé
CSPE non mobilisable pour le projet			Pas de rentabilité possible