

21 EME CONGRES INTERNATIONAL DES GRANDS BARRAGES**MONTREAL, 2003****QUESTION 80 - FINANCEMENT DES PROJETS HYDRAULIQUES
COMPRENANT DES BARRAGES****Projet de contribution****présenté par****Jean Biquet(1), Daniel Develay(2) et Bernard Tardieu(3)**

*

RESUME SUCCINCT**Titre :****Typologie et Spécificités de quelques Projets Hydroélectriques
développés en BOT**

Au cours des dernières années, les auteurs ont accompagné et conseillé les Propriétaires, Concessionnaires et Développeurs dans le montage et la réalisation de plusieurs grands projets hydroélectriques et à buts multiples sous la forme de BOT ou BOOT représentant au total une capacité installée de plus de 5.000 MW.

Ils ont, dans l'exercice de ces missions de Consultant, participé aux discussions et préparations des principaux contrats (concession, vente de l'énergie, construction, conventions de financement, opération, ingénierie du propriétaire, droits d'eau, etc.) ayant permis à ces projets, situés dans diverses

-
- 1/ *Directeur, Unité Projets Hydrauliques et Secteur Privé, Coyne et Bellier, Bureau d'Ingénieurs-Conseils, France*
 - 2/ *Directeur Adjoint, Direction des Opérations, Coyne et Bellier, Bureau d'Ingénieurs-Conseils, France*
 - 3/ *Président Directeur Général, Coyne et Bellier, Bureau d'Ingénieurs-Conseils, France*

parties du monde (Amérique Latine, Afrique, Europe, Asie), de démarrer et, pour certains d'entre eux, d'être réalisés et maintenant en service.

Ils ont tiré de cette expérience une connaissance des cadres légaux, institutionnels et organisationnels dans lesquels ces développements ont été réalisés ainsi que des types et caractéristiques des financements auxquels on a recouru et enfin, des approches utilisées dans la détection, l'allocation et la gestion des risques, la mise en place des garanties et la répartition des responsabilités entre les différents acteurs impliqués dans ces développements.

Cette connaissance leur permet aujourd'hui d'élaborer une typologie de ces développements, de réfléchir aux spécificités de chacun d'entre eux et aux résultats obtenus et, enfin de tirer de ces réflexions un certain nombre d'enseignements pouvant servir, dans le futur, à proposer des schémas de développement pouvant convenir à tous les acteurs impliqués dans ces projets faute de quoi de tels projets ne verraient pas le jour.

L'article proposé par les auteurs présentera cette typologie, les spécificités des projets étudiés ainsi que les réflexions et enseignements qui ont été tirés des missions de consultant auxquelles les auteurs ont participé.

*

TEXTE

1. PREAMBULE

Les auteurs ont eu l'opportunité de participer comme Consultant au développement de certains grands projets hydroélectriques promus par le Secteur Privé (Réf. 1 à 8) comme les projets de Birecik et Lamas en Turquie, Ita, Machadinho, Cana Brava et Sao Salvador au Brésil, Potrerillos en Argentine, Cahabon au Guatemala, Adjarala au Togo-Benin, Bui au Ghana, etc., représentant, au total, une puissance installée de plus de 5.000 MW.

La participation à ces projets leur a permis d'identifier les éléments clés principaux des contrats de concession, de les analyser et de les rapprocher de manière à faire la liaison entre les spécificités des projets et celles des contrats en vue de conseiller efficacement les acteurs impliqués dans des développements futurs comme les Autorités Concédantes, les Concessionnaires, les Banques, les Assurances et les Groupements d'entreprises.

Les auteurs tenteront dans cet article de faire part de cette expérience et des enseignements qu'ils ont tirés pour de futurs projets. Après un rappel des aspects généraux du développement de projets hydroélectriques par des investisseurs privés (§.2), ils présenteront les structures de développement de plusieurs projets, leurs conditions de financement, les principales caractéristiques des contrats de concession et enfin la mission de l'ingénieur-consultant dans ces projets privés (§.3). La comparaison de ces projets en terme d'allocation des risques permettra d'élaborer quelques recommandations pour la mise au point des contrats de concession (§.4).

Enfin, la conclusion de l'article mettra l'accent plus particulièrement sur l'importance de l'Ingénieur à toutes les phases de développement du projet, pour assurer la gestion optimale des risques dans l'intérêt de tous les acteurs du développement (§.5).

2. ASPECTS GENERAUX DU DEVELOPPEMENT DE PROJETS HYDROELECTRIQUES PAR DES INVESTISSEURS PRIVES

2.1. LES PRINCIPALES TENDANCES DANS LE MONDE MODERNE DE L'ELECTRICITE

2.1.1. Généralités

Dans de nombreux pays les autorités politiques ont pris la décision de remettre en cause la situation de monopole des opérateurs historiques produisant, transportant et distribuant de l'énergie électrique en créant puis en ouvrant des marchés de l'électricité.

La création de ces marchés de l'électricité implique, comme dans d'autres domaines des services publics, non seulement de modifier les législations pour autoriser des opérateurs privés à générer, transporter, distribuer et commercialiser l'énergie électrique mais aussi de créer et mettre en place une Autorité de Régulation ayant pour mission d'établir des règles devant être suivies par les opérateurs puis de vérifier que ces règles sont ensuite bien respectées ainsi qu'une Agence de Gestion du Réseau de manière à bien assurer que la qualité de la fourniture est conforme aux attentes de l'économie nationale. Cette Autorité et cette Agence sont des entités publiques rapportant au pouvoir exécutif.

La création de ces marchés implique également la cession par les opérateurs historiques de certains de leurs actifs de génération, transport et distribution ou, encore, de leurs droits à la commercialisation ainsi que l'attribution de Concession ou droits d'exploitation voire même pleine propriété à des investisseurs privés afin de produire, transporter et distribuer de l'électricité. Il s'agit d'opérations appelées BOT (acronyme de « Build, Operate and Transfer »), BOOT (« Build, Own, Operate and Transfer »), BOO (« Build, Own and Operate »), ROT (« Rehabilitate, Operate and Transfer »), TOR (« Transfer Of Rights ») etc.

Cette tendance est mondiale mais la maturité du développement des marchés de l'électricité est très hétérogène d'un pays à l'autre ou d'une région à l'autre du globe.

On trouve ainsi des zones à maturité élevée comme l'Amérique du Nord, l'Europe, le cône sud de l'Amérique Latine, etc. Dans ces zones, il existe des marchés nationaux et régionaux (dépassant les frontières nationales) dans lesquels des opérateurs de droit privé (distributeurs, transporteurs, producteurs) sont libres de conclure des contrats commerciaux d'échange et de vente d'électricité soit à long terme soit à travers d'un marché « Spot ». Ainsi dans le cône sud de l'Amérique Latine, les interconnexions (électricité et gaz) permettent aux opérateurs de réduire les prix de revient de l'énergie en

recherchant le compromis optimal entre les coûts de production et les coûts de transport.

On trouve également des zones à maturité moyenne comme, par exemple, l'Amérique Centrale, où il existe des marchés nationaux mais pas encore de marchés régionaux, des zones à maturité intermédiaire comme par exemple la Turquie, l'Inde, les Philippines où il n'existe pas encore de vrais marchés (même si les législations le permettent) mais où on trouve des opérateurs privés, généralement des producteurs ou des auto-producteurs, cédant leur production à une société de distribution nationale.

On trouve enfin des pays à maturité faible notamment en Afrique où la question de la création d'un marché est posée et où on commence à entamer le processus d'attribution de concession de producteur à des investisseurs privés.

2.1.2. *L'hydroélectricité*

Il existe encore de nombreuses régions dans le monde où les conditions physiques naturelles, sociales, environnementales et économiques sont propices au développement de projets hydroélectriques.

Il s'ajoute à ces facteurs naturels, sociaux et économiques favorables, le souci des pouvoirs publics, non seulement, de réduire les émissions de gaz à effet de serre afin de respecter les accords internationaux et préparer le marché d'échange de permis d'émission mais aussi de veiller à diversifier les sources de génération de manière à réduire leur dépendance des combustibles fossiles, surtout quand ils sont importés.

Cela a comme conséquence qu'un nombre croissant de projets hydroélectriques sont développés par des investisseurs privés à travers le monde sous la forme de BOT, BOOT, BOO, etc.

2.2. QU'EST-CE QU'UN PROJET HYDROELECTRIQUE PRIVE ?

C'est avant tout une entreprise privée créée pour apporter à ses propriétaires un retour sur leur investissement. Comme toute entreprise privée, il s'agit donc d'une unité de production qui, comme n'importe quelle autre société commerciale, a des dépenses et des revenus et doit établir périodiquement des états financiers attestant de ses résultats, de ses cash flows et de son bilan.

Cette entreprise est caractérisée par les aspects spécifiques suivants :

- un faible coût d'exploitation durant sa vie utile,

- une longue durée de vie, au moins 50 ans pour les ouvrages de génie civil et environ 25 ans pour les équipements hydromécaniques et électriques,
- un besoin très élevé de capitaux et ceci plusieurs années avant le début de la production et l'arrivée de revenus,
- un besoin de crédits longs de manière à ce que les revenus tirés de l'entreprise permettent de rembourser la dette sans requérir de nouveaux emprunts,
- des revenus variables soumis à des aléas naturels (climatologie, hydrologie, sédimentologie, etc.) et concurrentiels (1),
- un Coût Total d'Investissement (coûts de développement, coûts de construction, intérêts durant construction, réserve pour le service de la dette, cash flow pour l'exploitation, provisions, etc.) difficile à anticiper avec précision et qui est soumis, lui aussi, à d'autres aléas naturels (géologie, géotechnique, séismes, crues, etc.).

Les travaux en souterrain sont une source particulière d'incertitudes naturelles très élevée notamment dans des régions où les conditions sismotectoniques sont particulièrement difficiles, les couvertures rocheuses importantes et lorsqu'il n'est pas possible de creuser des fenêtres d'accès intermédiaires pour de longs tunnels. Ce risque peut naturellement être atténué par des investigations appropriées à réaliser durant la période de développement ce qui est rarement le cas par manque de fonds durant cette période,

- la difficulté de traiter et résoudre les impacts environnementaux, dans un délai et pour un coût prévisibles, en particulier en matière de déplacement de population quand le nombre de personnes à déplacer est élevé mais aussi à l'occasion de la découverte de vestiges archéologiques et paléontologiques dans le réservoir,
- les risques habituels de construction et d'exploitation de grandes infrastructures dans des pays à économie émergente (risques politiques, risques commerciaux, etc.),

(1) *Tout comme les revenus agricoles qui baissent en période de surproduction, un excédent de réserve hydraulique fait chuter le prix de vente de l'électricité. A l'inverse un réservoir plein en période sèche vaut de l'or...*

2.3. LES PRINCIPAUX ACTEURS IMPLIQUES DANS LES PROJETS PRIVES HYDROELECTRIQUES

2.3.1. Généralités

Le cœur du système est bien entendu constitué par les Investisseurs ou Développeurs qui formeront la société Concessionnaire à laquelle sera attribuée le Contrat de Concession.

On trouve à la périphérie :

- Les gouvernements et autres entités nationales en charge du service de l'électricité,
- Les banques et autres bailleurs de fonds,
- Les compagnies d'assurance,
- Les groupements de construction EPC,
- Les exploitants,
- Les conseillers.

2.3.2. Les Investisseurs et Développeurs

Ces producteurs indépendants (IPPs) sont soit des sociétés dont la vocation est non seulement de gérer et exploiter un parc d'unités de production d'électricité mais aussi souvent d'en assurer le transport, la distribution ainsi que la commercialisation, soit des industriels gros consommateurs d'électricité (producteur d'aluminium, de ciment,.) qui développent leurs propres moyens énergétiques, soit des groupements d'entreprises de construction et de fourniture d'équipements électriques à la recherche de contrats de travaux, soit des investisseurs cherchant des retours sur investissements élevés et durables.

Ces investisseurs et développeurs ont pour objectif de se voir attribuer le droit exclusif de développer le projet (au moyen d'un accord avec l'autorité concédante) avec l'objectif de parvenir au « bouclage financier (Financial Closing) » dans un délai et dans des conditions donnés.

Durant cette période de développement, ils recherchent le financement couvrant le Coût Total d'Investissement, le Groupement de construction EPC

(Engineering Procurement and Construction) ainsi que l'Exploitant et concluent des contrats avec chacun d'eux.

Il n'est pas rare que le bouclage financier et la conclusion des contrats de construction et d'exploitation de l'usine interviennent après l'attribution de la concession.

Lorsque les conditions suffisantes pour le développement du projet sont réunies (au minimum le contrat de concession), les investisseurs et développeurs créent la Société Spéciale de Projet (SSP) qui sera le propriétaire du Projet ou le Concessionnaire et dotent cette SSP du capital requis.

Ils réalisent ensuite le Projet et le font exploiter durant la période de concession.

2.3.3. *Le gouvernement et autres autorités publiques*

Ils définissent les règles de la génération de l'électricité par le secteur privé et, dans certains cas, les règles de la vente de cette énergie à des acheteurs désignés.

Ils ont le pouvoir, suivant la législation, d'attribuer des droits à des investisseurs en vue de développer, réaliser et exploiter une unité de production puis de vendre l'énergie produite.

Ils apportent dans certains cas des garanties couvrant certains risques comme les risques commerciaux, les risques hydrologiques voire même les risques géologiques.

Toutes ces règles et garanties sont spécifiées dans le Contrat de Concession ou de Réalisation conclu entre l'Autorité Concédante et la SSP et définissant l'architecture de ce partenariat Public - Privé.

2.3.4. *Les banques et autres agences de financement*

Ce sont les guichets privés des banques de développement (comme la SFI de la Banque Mondiale, la BID, la BafD, la BasD, etc.) ou d'agences bilatérales (comme l'AFD, la Proparco en France), les banques nationales de développement (la BNDES par exemple au Brésil), les banques commerciales attribuant des crédits-acheteurs garantis ou non par des agences de crédit export ou des crédits commerciaux classiques, etc.

Ces banques apportent à la SSP une partie ou la totalité de la dette senior avec le souci d'un ratio maximum dette sur fonds propres n'excédant pas généralement la valeur de 3.

Les banques sont rémunérées par une prime de risque (Spread) qui est la différence entre le taux d'intérêt applicable au crédit proposé et le taux interbancaire de refinancement (Libor, Pibor, Euribor, etc. suivant les monnaies) ainsi que par des commissions (Fees).

Elles ne sont généralement garanties que par les Cash Flow du Projet financé. La part du cash flow qui rémunère les banques est déposée au fur et à mesure dans des comptes séquestres offshore.

Les contrats de crédit imposent généralement que le service de la dette soit une priorité dans les dépenses des comptes séquestres après naturellement les paiements des frais d'exploitation.

Les banques peuvent aussi accorder des crédits subordonnés (Subordinated Credits) qui complètent le capital souscrit par les actionnaires et peuvent être convertis en capital dans des conditions prédéterminées. Ces crédits portent des taux d'intérêt généralement plus élevés que ceux de la dette senior.

Les banques sont très sensibles à la détection des aléas, à l'évaluation de leurs conséquences économiques et à la caractérisation du risque encouru. Il n'est pas vraiment courant mais il est très souhaitable que les risques décelés soient alloués aux acteurs qui sont les plus capables de déceler les aléas et d'en minimiser les conséquences par leur action professionnelle. Ainsi l'ensemble du groupe bénéficie de l'expertise, de l'action corrective et de l'assurance professionnelle de chacun.

2.3.5. *Les compagnies d'assurance*

Certaines compagnies d'assurance (agences de crédit export, MIGA et PRG de la Banque Mondiale) couvrent les risques politiques.

Lorsque l'acheteur de l'énergie est une société nationale, le Garantie Souveraine de l'Etat peut être requise pour couvrir le risque commercial. L'attribution de cette garantie souveraine n'est pas sans implication sur les finances publiques puisqu'elle crée une responsabilité financière supplémentaire de l'Etat et est intégrée dans ses comptes (« Contingent Liability »).

D'autres assurances couvrent les risques classiques liés aux travaux et à l'exploitation.

L'ensemble de ces polices contribue à faire baisser les risques et, par conséquent, les primes exigées par les prêteurs et à allonger la durée des crédits.

2.3.6. *Les groupements de construction EPC*

Le groupement de construction EPC (acronyme de « Engineering, Procurement and Construction ») a pour mission d'étudier, construire et mettre en service le projet hydroélectrique en vertu d'un contrat « clés en mains » en respectant les performances et la durée de construction requises et, généralement, pour un prix fixe forfaitaire.

Ce type de contrat à performance, durée et prix « certains » est requis par les prêteurs à cause des garanties apportées solidairement par les membres du groupement associant généralement une entreprise de génie civil, un fournisseur d'équipement et un concepteur qui prennent en charge non seulement leur propre fourniture mais aussi la tâche de coordination entre les différents métiers. Il arrive néanmoins que le concepteur dont la capacité à assumer des responsabilités financières élevées est faible, soit un sous-traitant du groupement plutôt qu'un partenaire solidaire des autres membres.

Responsable de la conception, de l'exécution et de la mise en service de l'aménagement, le groupement de construction EPC est un véritable partenaire de l'investisseur, plus que ne l'est l'entrepreneur pour le Maître d'Ouvrage dans un schéma classique. Le groupement EPC est amené à prendre plus de risques. En contrepartie, comme partenaire de l'investisseur, il peut bénéficier du succès de l'opération. Ainsi dans le cas des aménagements hydroélectriques de Cana Brava et Machadinho pour lesquels la mise en service des turbines a été anticipée par rapport au programme contractuel, les groupements EPC ont reçu une part de l'énergie supplémentaire produite.

2.3.7. Les exploitants

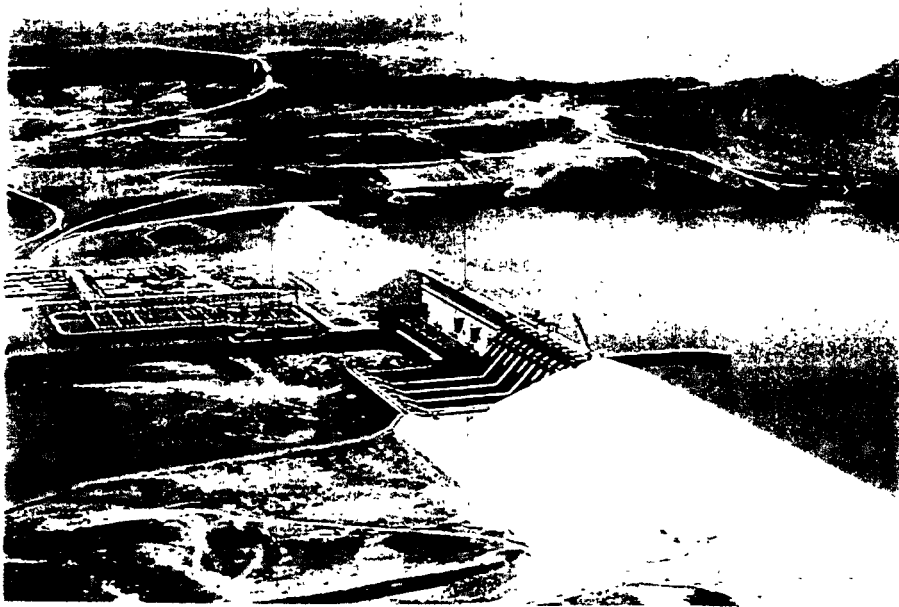
Leur obligation est d'exploiter l'usine qui leur est confiée de manière à maximiser la rentabilité en tenant compte des contraintes des contrats de vente de l'énergie et de concession entre la date de la mise en service commerciale et la fin de la période de concession.

3. CONDITIONS DE DEVELOPPEMENT DE QUELQUES GRANDS PROJETS HYDROELECTRIQUES PRIVES

3.1. STRUCTURES DE DEVELOPPEMENT

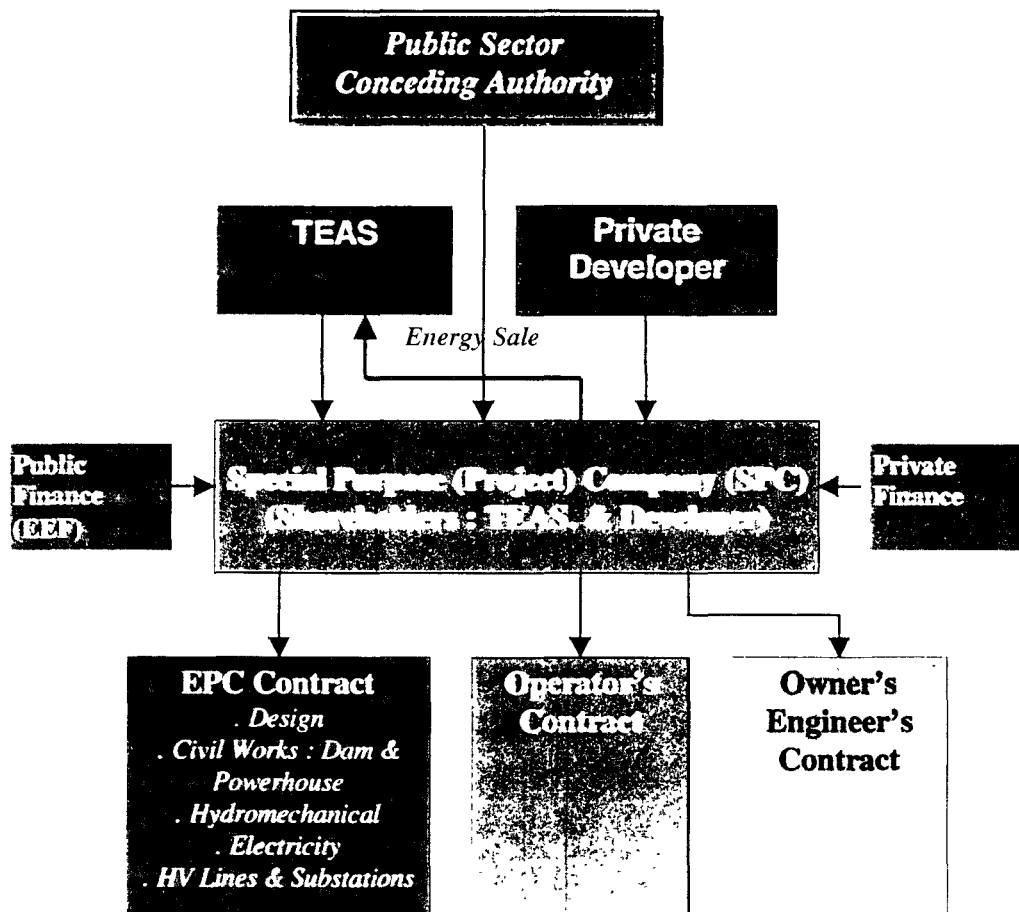
Le barrage et l'usine hydroélectrique de Birecik en Turquie (672 MW)

Ce projet, situé en Turquie sur la rivière Euphrate entre les aménagements d'Ataturk (à l'amont) et Karkamis (à l'aval) est l'une des grandes usines hydroélectriques qui a été développée par des investisseurs privés sous la forme d'un B.O.T. (Réf. 1, 2, 4, 5 et 6).



La compagnie concessionnaire de droit turc est la propriété de sociétés privées étrangères et nationales (à hauteur de 70% du capital) ainsi que de la compagnie nationale turque de distribution d'électricité, TEAS (à hauteur de 30%). Les sociétés privées comprennent Philipp Holzmann d'Allemagne, Strabag d'Autriche, Gama de Turquie, Alstom de France, Cegelec-Acec de Belgique, Sulzer d'Allemagne et Verbundplan d'Autriche.

La Compagnie concessionnaire (« Birecik Company ») a attribué un contrat de construction à un groupement d'entreprises comprenant toutes les firmes privées actionnaires de la compagnie concessionnaire et un contrat d'exploitation à Verbundplan. Le contrat de Consultant Indépendant ou d'Ingénieur du Propriétaire a été confié à Coyne et Bellier.



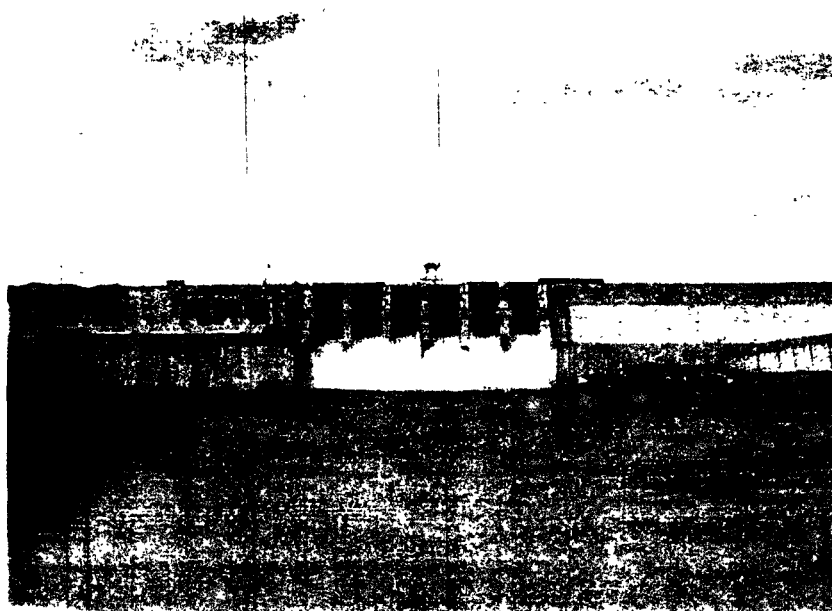
La construction de ce projet dont le Coût Total d'Investissement se monte à près de 1,3 milliards de dollars US a démarré en avril 1996 et sa mise en service Commercial a eu lieu, comme prévu en octobre 2001. Le projet comprend un barrage de 65 m de hauteur, une usine hydroélectrique au pied du barrage comprenant 6 unités de 112 MW de puissance installée chacune et un poste de départ. Le barrage comprend une section en remblais de 10 millions de m³, un barrage poids en béton conventionnel, une prise d'eau, un évacuateur de crues capable d'évacuer 16.500 m³/s, ce qui représente au total près de 2 millions de m³ de béton. L'usine produira environ 3.000 GWh par an d'électricité.

La compagnie concessionnaire exploitera l'usine durant 15 ans à compter de la mise en service Commercial. A l'issue de cette période de concession, les actionnaires de la Birecik Compagnie remettront les actions qu'ils détiennent à l'Autorité Concédante (le Ministère de l'Energie et des Ressources Naturelles).

Le barrage et l'usine hydroélectrique de Cana Brava au Brésil (450MW)

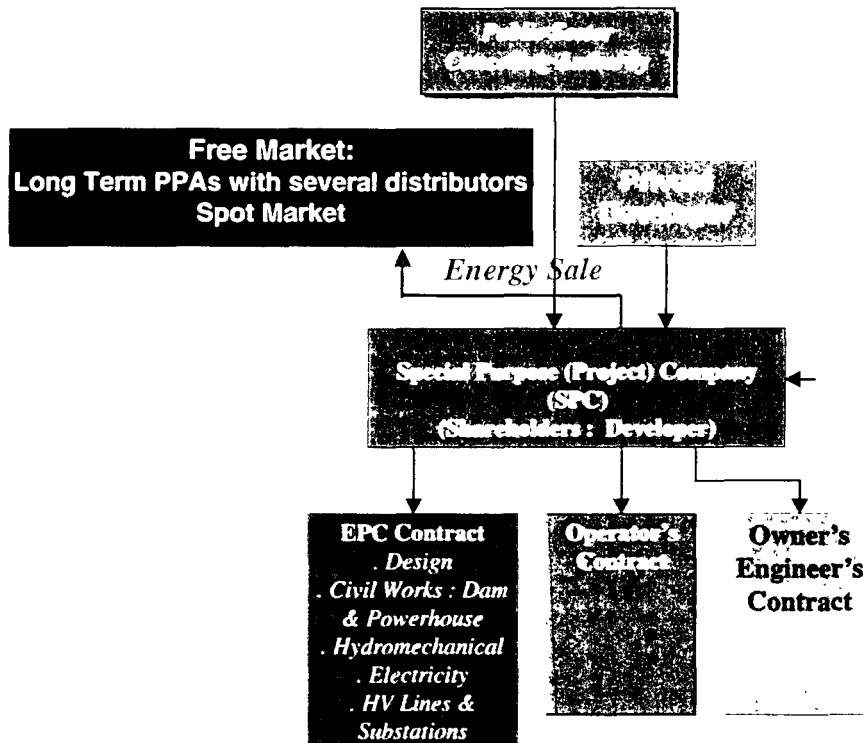
L'aménagement hydroélectrique de Cana Brava est situé sur la rivière Tocantins, dans l'état de Goiás au Brésil, à environ 250 km au nord de Brasilia. L'usine d'une puissance installée de 450MW (3 turbines Francis fonctionnant sous une charge de 44 mètres) fournira une énergie garantie de 2396 GWh/an au réseau interconnecté national (Réf. 7 et 8). L'exploitation commerciale de la première unité de production a commencé en mai 2002, avec six mois d'avance sur le programme contractuel.

La concession a été remportée en mars 1998 par Tractebel, le pôle énergie de Suez, ayant offert la proposition financière la plus-disante pour la location de la concession d'une durée de 35 ans.



La C.E.M (Companhia Energética Meridional), filiale de Tractebel Energia (Brésil) a par la suite assuré le développement du projet, en tant que Société Spéciale de Projet.

L'aménagement de Cana Brava a été réalisé en « clé-en-main » par le groupement d'entreprises Construtora Norberto Odebrecht, Andrade Gutierrez, Voith Siemens Hydro Power et Intertechne. L'ingénierie du propriétaire a été confiée au bureau d'Ingénieurs Conseils Coyne et Bellier et à sa filiale brésilienne Coyne e Bellier Engenharia (aujourd'hui incorporée à Leme Engenharia).



Le barrage et l'usine hydroélectrique de Machadinho au Brésil (1140 MW)

L'aménagement hydroélectrique de Machadinho est situé sur la rivière Pelotas, affluent de l'Uruguay, à la frontière des états de Santa Catarina et Rio Grande do Sul. L'usine d'une puissance installée de 1140 MW fournira une énergie garantie de 4140 GWh/an au réseau interconnecté national. L'exploitation commerciale de la première unité de production a commencé en février 2002 avec 8 mois d'avance sur le programme contractuel (Réf. 7 et 8). La structure de développement du projet est née, en 1997, d'un partenariat appelé « Consorcio Machadinho » entre des entreprises publiques de production, transmission et distribution de l'électricité de la région Sud du Brésil (dont Eletrosul le pilote du groupement), et des entreprises du secteur privé comprenant des industriels gros consommateurs d'électricité (producteurs d'aluminium et de ciment) et un entrepreneur de Travaux Publics.



Le pilote du consortium est aujourd'hui Tractebel Energia, héritier des droits et obligations de Eletrosul, suite à la privatisation de l'activité de production d'énergie.

Tractebel Energia possède 16,9% de l'énergie produite, en échange des services suivants :

- Les études d'avant-projet de l'aménagement (de juin 1996 à mars 1997)
- Le contrôle de qualité des études d'exécution, de la fabrication des équipements et de la construction de l'aménagement (de mars 1998, date du début de construction à fin 2002)
- Le contrôle des études d'environnement et de la réalisation des mesures d'accompagnement
- L'opération de la centrale pendant toute la durée de la concession (35 ans).

Les autres partenaires du « Consorcio Machadinho » (au total 7 entreprises du secteur privé et 4 entreprises du secteur public) sont réunis dans un consortium appelé MAESA, chargé de la construction de l'aménagement et recevant en échange 83,1% de l'énergie.

L'aménagement a été réalisé entre mars 1998 et octobre 2002 en « clé-en-mains » par un groupe EPC comprenant le constructeur Camargo Correa, Voith Siemens, ABB (aujourd'hui Alstom) et CNEC, l'ingénierie du groupe.

Coyne et Bellier et sa filiale brésilienne, Coyne e Bellier Engenharia (aujourd'hui incorporée à Leme) ont été chargés du contrôle de qualité de la réalisation de l'aménagement.

Il faut noter que la structure de développement a été imaginée et organisée au tout début du processus de privatisation du secteur électrique brésilien. Elle a conduit avec succès la réalisation de l'aménagement dans un délai réduit par rapport au programme d'origine. Elle présente par contre quelques inconvénients, mis en évidence par quatre années de fonctionnement. Les points critiques à relever sont les suivants :

- i) un risque de conflit d'intérêt quand l'entrepreneur constructeur est également investisseur,
- ii) les intérêts divergents entre d'une part l'opérateur futur (Tractebel Energia) qui privilégie la sécurité et le confort et d'autre part le consortium en charge de la construction (MAESA) qui se soucie du respect des coûts et délais de réalisation.
- iii) le nombre élevé de partenaires investisseurs qui dilue la responsabilité, portant préjudice aux prises de décision impliquant la sécurité de l'ouvrage. En d'autres termes il est facile pour un groupe d'investisseurs de s'entendre sur une économie, mais moins facile d'agir solidairement pour contrôler les risques et en accepter le surcoût.
- iv) Le contrôle de qualité des prestations du groupe EPC et la gestion financière du contrat EPC doivent être de la responsabilité d'une même entité.

Ces quatre points faibles de la structure de développement du projet de Machadinho ne se retrouvent pas dans la structure de développement de Cana Brava, plus simple et plus robuste par le nombre limité d'acteurs, leur indépendance et le partage clair des responsabilités.

Le barrage et l'usine de Potrerillos en Argentine (105 MW)

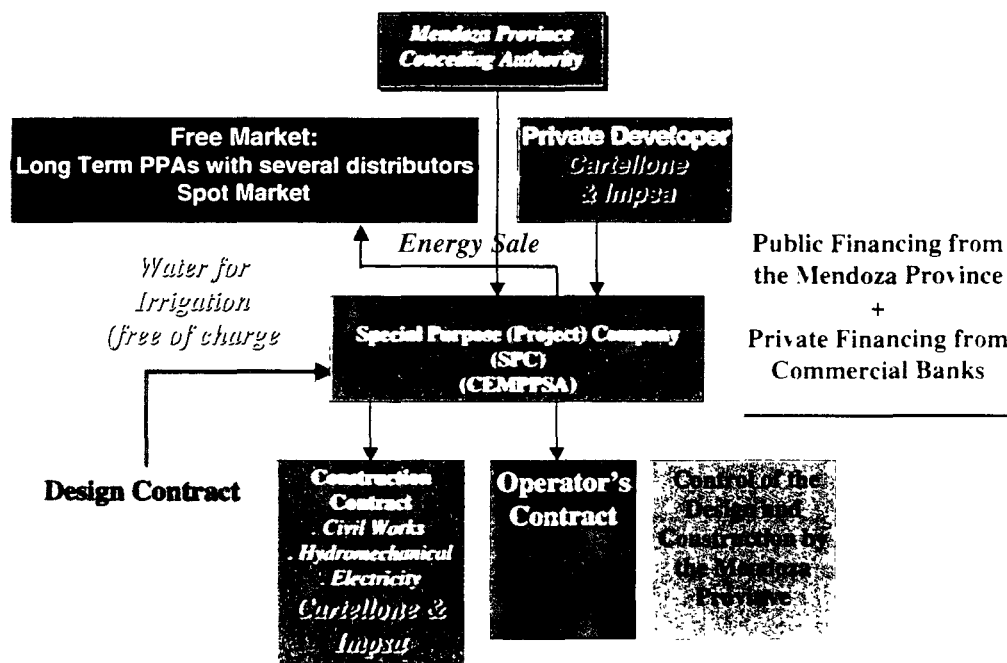
Ce projet, situé en Argentine dans la Province de Mendoza est un des grands aménagements à buts multiples (irrigation et hydroélectricité) développé par des investisseurs privés sous la forme d'un B.O.T. (Réf. 7 et 8).



La compagnie concessionnaire de droit argentin, CEMPPSA est la propriété des sociétés privées José Cartellone Construcciones Civiles (JCCC) et Industrias Metalurgicas Pescarmona S.A. (IMPISA), toutes deux impliquées dans la réalisation de grandes infrastructures de génie civil et de construction mécanique et électrique et de la Province de Mendoza.

La Compagnie concessionnaire, CEMPPSA a attribué un contrat de construction à un groupement d'entreprises comprenant les deux actionnaires de la compagnie concessionnaire, un contrat d'exploitation, et le contrat de conception du projet à Coyne et Bellier.

La construction de ce projet dont le Coût Total d'Investissement se monte à près de 255 millions de dollars US a démarré en octobre 1996 et sa mise en service commercial est prévue prochainement. Le projet comprend un barrage de 115 m de hauteur, un tunnel d'amenée de 5 km de longueur et une usine hydroélectrique comprenant 4 unités et une puissance installée de 105 MW et un poste de départ. Le barrage est un ouvrage en remblais à masque amont en béton de 6 millions de m³, une prise d'eau, un évacuateur de crues capable d'évacuer 2.200 m³/s. L'usine produira environ 750 GWh par an d'électricité.



La compagnie concessionnaire exploitera l'usine durant 25 ans à compter de la mise en service commercial.

3.2. CONDITIONS DE FINANCEMENT

i) Le barrage et l'usine hydroélectrique de Birecik, Turquie

Le Coût Total d'Investissement est couvert à hauteur de 14,5% par le capital apporté par les actionnaires de la Compagnie Concessionnaire, à hauteur de 82% par une dette senior comprenant des crédits acheteurs et des crédits commerciaux et à hauteur de 3,5% par les produits d'exploitation obtenus entre la mise en service commercial de la première unité et la mise en service commercial de l'ensemble de l'aménagement.

Les crédits acheteurs, garantis par des agences de crédit export, qui représentent près de 75% de la dette senior ont une maturité de 10 années et une période de grâce de 6 mois. Ils sont rémunérés par une prime comprise entre 0,5 et 1,0% s'ajoutant aux taux interbancaires à 6 mois en vigueur. Les crédits commerciaux qui représentent le complément de la dette senior ont une maturité de 12 ans et une période de grâce de 6 mois également. Dans ce cas la prime s'ajoutant aux taux interbancaires à 6 mois est comprise entre 2 et 3%. S'ajoutent aux taux d'intérêts des commissions et honoraires divers (commissions d'engagement, « front-end fee », etc.)

Il faut noter ici que les dépenses non incluses dans le Coût Total d'Investissement comme les taxes, droits de douane, impôts et la couverture de certains risques supportés par l'Autorité Concédante sont couvertes par une dette subordonnée apportée par un « Electrical Energy Fund » mis en place par les pouvoirs publics turcs pour aider l'investissement privé dans le développement de projets de génération électrique par le secteur privé dans ce pays.

ii) Le barrage et l'usine de Cana Brava, Brésil

Le financement de l'aménagement d'un coût total de 450 millions de USD a fait appel aux fonds propres de Tractebel Energia (30%), à la BNDES (« Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social ») et à la BID (Banque Inter-américaine de Développement), chacun à hauteur de 35% environ de l'investissement.

Les crédits de la dette senior ont une maturité de 10 années. Les crédits de la BNDES sont rémunérés par une prime comprise entre 1,0 et 2,0% s'ajoutant aux taux interbancaires à long terme en vigueur (TJLP) tandis que les crédits de la BID sont rémunérés par une prime comprise entre 3,0 et 4,0% s'ajoutant au taux interbancaire à 6 mois en vigueur. Les crédits commerciaux qui représentent la dette subordonnée ont une maturité de 12 ans et une rémunération plus élevée. S'ajoutent aux taux d'intérêts des commissions et honoraires divers (commissions d'engagement, « front-end fee », etc.)

iii) *Le barrage et l'usine de Potrerillos, Argentine*

Le Coût Total d'Investissement est couvert à hauteur de 63,5% par des apports en capital de la Province de Mendoza et à hauteur du complément nécessaire pour achever et mettre en service l'aménagement par les deux autres actionnaires privés (soit 36,5%).

3.3. PRINCIPALES CARACTERISTIQUES DES CONTRATS DE CONCESSION

i) *Le barrage et l'usine de Birecik, Turquie*

Le contrat de concession conclu entre la Compagnie Concessionnaire et le Ministère de l'Energie et des Ressources Naturelles a une durée de 15 ans à compter de la date de mise en service commercial de l'aménagement.

Les principales clauses et obligations des parties peuvent être résumées de la manière suivante :

- Il est fait référence à un Coût Total de Base de l'Investissement couvrant toutes les dépenses de construction et de gestion de la Société Concessionnaire jusqu'à la mise en service commercial de l'aménagement et incluant une provision dont l'utilisation est soumise à l'agrément de l'Autorité Concédante.
- Toutes les expropriations foncières sont à la charge de l'Autorité Concédante
- Le contrat n'inclut aucun travaux ni fourniture de services dans la zone du réservoir qui pourraient s'avérer nécessaires pour des raisons d'impacts environnementaux liés à la construction et l'exploitation de l'aménagement. Ces travaux et services restent à la charge de l'Autorité Concédante qui pourra, éventuellement, en demander la réalisation à la société concessionnaire.
- L'Autorité Concédante s'engage, sans en prendre la responsabilité, à assister la société concessionnaire dans l'obtention de toutes les autorisations administratives nécessaires pour construire et exploiter l'aménagement.
- Toutes les taxes et impôts pouvant frapper les sociétés ou leur personnel impliqués dans la construction et l'exploitation de l'aménagement sont soit annulés soit pris en charge et financés par l'Autorité Concédante.

- La société concessionnaire assume la totale responsabilité de l'ensemble des données physiques de base du projet : sismiques, topographiques, géologiques, géotechniques, hydrologiques, etc. et s'engage à construire le projet tel que défini dans l'avant-projet détaillé en appliquant les normes turques ou celles applicables dans les pays des entreprises de construction et de fourniture d'équipements dans la mesure où ces normes ne sont pas inférieures aux normes turques.
- Tous les impacts (coûts, délais, etc.) résultant de changements de conception proposés par l'Autorité Concédante ou la société concessionnaire sont intégrés dans le Coût Total de Base du projet dans la mesure où ils ne résultent pas d'une erreur de la société concessionnaire et ont été acceptés par les deux parties.
- Tous les impacts (coûts, délais, pertes de revenus, etc.) résultant soit de l'application d'un événement de force majeure, soit d'une faute de l'Autorité Concédante soit enfin d'un défaut de paiement de l'acheteur de l'énergie produite par le projet, sont supportés et financés par l'Autorité Concédante. Lorsque ces impacts résultent d'une faute de la société concessionnaire, ils sont absorbés par la société concessionnaire.
- Les changements imprévisibles des conditions géologiques rencontrées durant la réalisation du projet par rapport aux conditions connues au moment de la conclusion du contrat de concession ainsi que toute découverte archéologique constituent des événements de force majeure.
- Tous les risques qui résultent d'événements qui ne peuvent être classés comme une faute de l'Autorité Concédante, une faute de la société concessionnaire, un cas de force majeure, un changement accepté de la conception ou un défaut de paiement sont considérés comme un événement de force majeure.
- La compagnie nationale turque de distribution de l'énergie électrique, TEAS, est dans l'obligation d'acheter l'ensemble de l'énergie générée par l'aménagement et de la payer même dans le cas où elle ne pourrait l'absorber.
- Le tarif de l'électricité est calculé de manière à assurer un retour minimum sur l'investissement de la société concessionnaire. Ceci est applicable même dans le cas d'une réduction des apports en eau mais suppose une disponibilité minimum de l'usine.
- Le respect des obligations de TEAS est garanti par une garantie souveraine du Trésor de l'Etat turc.

ii) *Le barrage et l'usine de Cana Brava*

Le contrat de concession conclu avec l'ANEEL (Agencia Nacional da Energia Electrica) a une durée de 35 ans (incluant la durée de construction), éventuellement renouvelable.

Selon les termes du contrat de concession, les obligations du Concessionnaire sont les suivantes :

- Réaliser les études complémentaires d'impact sur l'environnement (« Plano Basico Ambiental ») , condition nécessaire à l'obtention de la Licence d'Installation
- Mettre en place le financement pour la réalisation du projet
- Acquérir les terrains nécessaires pour la réalisation de l'aménagement,
- Exécuter l'aménagement dans le délai fixé par l'ANEEL,
- Exploiter l'usine et la ligne de transmission (jusqu'au réseau interconnecté) selon les règles fixées par l'Opérateur National (« Operador Nacional do Sistema Elétrico »), en garantissant un facteur de disponibilité minimum de 89,58% et en maintenant un débit minimum pour les besoins publics à l'aval,
- Commercialiser l'énergie selon les règles établies par l'Autorité de régulation (« Mercado Atacadista de Energia » jusqu'en 2001).
- Rembourser les coûts de développement avancés par les premiers développeurs du projet (en l'occurrence FURNAS Centrais Elétricas), comprenant les coûts des études d'inventaire et de faisabilité, ainsi que les coûts des premières expropriations,
- S'acquitter entre la 7ème et la 35ème année des loyers annuels de la concession, valeurs fixées par le Concessionnaire dans la proposition financière.

En contrepartie les obligations de l'Autorité Concédante sont les suivantes :

- Etablir les règles d'opération du système interconnecté et s'assurer du respect de ces règles par l'ensemble des producteurs ;
- Etablir les déclarations d'utilité publique nécessaires aux expropriations,

- Assumer le risque archéologique.

La particularité du système interconnecté brésilien réside dans le partage du risque hydrologique entre l'ensemble des producteurs indépendants. La gestion de ce risque obéit aux règles principales suivantes:

- i) Le contrat de concession de chaque usine fixe la puissance et l'énergie garanties par le système (« Potência et Energia Assegurada ») que le producteur est en droit de commercialiser sans risque. Dans le cas de Cana Brava, puissance et énergie garanties sont respectivement de 350,4 MW et 2396 GWh/an. Il faut noter que la puissance garantie de Cana Brava est remarquablement élevée par rapport à la puissance installée, grâce à l'effet bénéfique de la régularisation amont apportée par le réservoir de Serra da Mesa.
- ii) Tout excès ou déficit par rapport aux valeurs garanties de l'usine, du fait de la variabilité des apports hydrologiques (apports excédentaires ou déficitaires dans le bassin versant de l'usine), est pris ou fourni par le système dans son ensemble, au coût d'échange interne de l'énergie (environ 2 USD/MWh en 2001).
- iii) Enfin, l'énergie secondaire produite en excès de l'énergie garantie peut être commercialisée au prix de vente « spot ». Lors de la crise énergétique de 2001 dans la région sud-est du Brésil, le prix de vente « spot » a atteint le niveau record d'environ 300 USD/MWh.

iii) Le barrage et l'usine de Potrerillos en Argentine.

Le contrat de concession conclu entre la Compagnie Concessionnaire et la Province de Mendoza a une durée de 25 ans à compter de la date de mise en service commercial de l'aménagement.

Les principales clauses et obligations des parties peuvent être résumées de la manière suivante :

- Il est fait référence à un Montant Total du Projet couvrant toutes les dépenses de construction et de gestion de la Société Concessionnaire jusqu'à la mise en service Commercial de l'aménagement. Le contrat prévoit néanmoins qu'à l'issue d'une première étape d'étude, ce Montant Total sera révisé pour tenir compte de modifications et d'ajustements de la conception. L'Autorité Concédante prend à sa charge tout dépassement inférieur à 5%. Si ce dépassement est plus élevé, les parties peuvent mettre fin au contrat sans indemnisation.

- Toutes les expropriations foncières sont à la charge de l'Autorité Concédante
- Le contrat n'inclut aucun travaux ni fourniture de services dans la zone du réservoir qui pourraient s'avérer nécessaires pour des raisons d'impacts environnementaux liés à la construction et l'exploitation de l'aménagement. Ces travaux et services restent à la charge de l'Autorité Concédante qui pourra, éventuellement, en demander la réalisation à la société concessionnaire.
- L'Autorité Concédante s'engage, sans en prendre la responsabilité, à assister la société concessionnaire dans l'obtention de toutes les autorisations administratives nécessaires pour construire et exploiter l'aménagement.
- La société concessionnaire assume la totale responsabilité de l'ensemble des données physiques de base du projet : sismiques, topographiques, géologiques, géotechniques, hydrologiques, etc. et s'engage à construire le projet tel que défini dans l'avant-projet détaillé résultant des études de première étape.
- Tous les impacts (coûts, délais, etc.) résultant de changements de conception approuvés par l'Autorité Concédante ou des conditions géologiques réellement rencontrées sont intégrés dans le Montant Total du Projet et financés par l'Autorité Concédante par une augmentation de capital ne pouvant excéder une somme fixe maximum de 10 millions de USD
- Tous les impacts (coûts, délais, pertes de revenus, etc.) résultant de modifications légales ou administratives sont supportés et financés par l'Autorité Concédante par une augmentation de capital de la société concessionnaire. Lorsque ces impacts ne sont pas directement imputables à l'Autorité Concédante ou dépassent la somme fixe précitée de 10 millions de USD, ils sont supportés par les actionnaires privés qui sont tenus d'augmenter le capital de la société concessionnaire.
- L'objectif principal de l'aménagement étant la fourniture d'eau pour l'irrigation, la production d'énergie que la société Concessionnaire est libre de commercialiser sur le marché de l'électricité est soumise aux contraintes des lachures d'eau pour l'irrigation.
- Dans le cas où les recettes actualisées de l'aménagement correspondant à la vente de l'énergie durant la période de concession avec un taux de 14% seraient inférieures à 120 millions de USD, la société Concessionnaire est en droit d'obtenir une prorogation de 5

années de la durée de la Concession jusqu'à une durée maximum de 40 ans.

- Seule la vente d'électricité constitue une recette pour la SPC. L'eau destinée à l'irrigation n'est pas rémunérée.

3.4. LES MISSIONS DE L'INGENIEUR-CONSULTANT DANS CES PROJETS PRIVES

- *L'assistance à l'autorité concédante dans l'attribution des concessions – Exemples des projets de Bui et Adjarala en Afrique de l'Ouest.*

Dans ces deux cas des barrages et usines hydroélectriques de Bui au Ghana (400 MW) et Adjarala au Togo-Bénin (90 MW), Coyne et Bellier a conseillé les Autorités Concédantes sur les schémas pouvant être envisagés pour le développement de ces projets par des investisseurs privés (Réf. 7 et 8). Coyne et Bellier a ainsi participé, aux cotés du « Bui Development Committee » à la préparation et négociation d'un accord de développement du projet hydroélectrique de Bui avec un investisseur privé. Dans le cas d'Adjarala, Coyne et Bellier a assisté la Communauté Electrique du Bénin dans la recherche des formules permettant le développement du projet hydroélectrique d'Adjarala par un investisseur privé.

- *L'assistance à la Société de Projet pour la gestion des contrats de construction – Exemples de Cana Brava, Birecik, et Machadinho*

Coyne et Bellier en association avec sa filiale brésilienne, Coyne e Bellier Engenharia (aujourd'hui incorporée à Leme) a assisté Tractebel Energia pour la gestion des contrats de construction de Machadinho et Cana Brava.

Dans le cas de Machadinho, il s'agissait d'assurer le contrôle de qualité des études d'exécution, de la fabrication des équipements électriques et hydromécaniques et de la construction du barrage et de la centrale hydroélectrique.

Dans le cas de Cana Brava, la mission était élargie à la gestion complète du contrat de construction (contrôle de qualité, vérification et certification des paiements, analyse des réclamations, « reporting » au propriétaire et aux bailleurs de fonds).

Le rôle technique de l'Ingénieur du Propriétaire est fondamental pour contrôler le respect du contrat (critères de conception, spécifications techniques) et pour analyser les variantes et adaptations du projet en cours de construction.

Dans le cas de Machadinho par exemple, des innovations ont été apportées au projet d'origine telles que l'utilisation du Masterseal (caoutchouc projeté) en étanchéité des tunnels d'aménée ainsi que le recours à des murs gravité d'une hauteur exceptionnelle pour la fondation de la plinthe du barrage à masque. Le rôle de l'Ingénieur du Propriétaire a été d'analyser les risques encourus par les parties, de juger de leur acceptabilité et d'identifier formellement l'allocation de ces risques entre les parties.

Dans le cas de Birecik (Réf. 1, 2, 4, 5 et 6), Coyne et Bellier a assisté la Compagnie Concessionnaire dans la gestion du contrat de construction, attribué comme cela a été indiqué ci-dessus au paragraphe 3.1 à un groupement de construction dont les membres sont aussi les actionnaires de la Compagnie Concessionnaire aux cotés d'une autre société nationale turque. Cette assistance a consisté à veiller aux intérêts de la Compagnie Concessionnaire lors de la préparation du contrat de construction puis, lors de l'exécution, à contrôler le projet d'exécution produit par le groupement d'entreprises, à veiller à la bonne application des systèmes qualités des membres du groupement d'entreprises tant pour ce qui est des fournitures et montages d'équipements hydromécaniques et électriques que de la construction des ouvrages de génie civil, à certifier les paiements devant être faits par la Compagnie Concessionnaire au groupement d'entreprises et, in fine, à conseiller la Compagnie Concessionnaire sur le traitement des réclamations du groupement d'entreprises. Dans sa tâche, Coyne et Bellier rapportait non seulement à la Compagnie Concessionnaire mais aussi à l'Autorité Concédante et aux banques assurant la dette senior du projet.

- *L'assistance à la Société de Projet pour la gestion des contrats de l'opérateur – Exemples de Birecik et Houay Ho.*

Dans les deux cas de Birecik et Houay Ho (barrage et usine hydroélectrique de 150 MW de puissance installée situés au Laos et destinés à la génération d'électricité vendue à la société EGAT de Thaïlande), Coyne et Bellier assiste la Compagnie Concessionnaire dans le contrôle et la gestion de l'exploitation des usines durant la période de concession (pour Birecik) et la durée de remboursement de la dette senior (pour Houay Ho).

- *La conception du projet au sein du groupement de construction – Exemples de Dul Hasti, Potrerillos, Chicoasen.*

Dans ces trois cas (barrage et usine de Dul Hasti en Inde, Potrerillos en Argentine, Chicoasen au Mexique), Coyne et Bellier a réalisé, au sein de groupements de construction, la conception d'avant-projet puis de projet d'exécution de ces ouvrages. Ces tâches doivent combiner la satisfaction de critères de conception généralement admis et reconnus avec la défense des intérêts des partenaires du groupement et en particulier le respect de la durée de construction, la performance des projets et la maîtrise des coûts de construction.

4. ALLOCATIONS DES RISQUES ET ESSAI DE TYPOLOGIE DES CONTRATS DE CONCESSION

Comme cela a été montré ci-dessus, les structures de développement des projets hydroélectriques ainsi que les caractéristiques des contrats de concession sont fort différentes d'une région à l'autre du monde et sont dépendantes de nombreux paramètres touchant à la politique économique des pays ou régions où les projets sont situés, à leur niveau de développement, aux ressources locales en matière de financement, en matière de construction de grandes infrastructures et de construction de gros équipements mécaniques et électriques, aux caractéristiques physiques, sociales et environnementales des milieux dans lesquels sont insérés les projets, etc.

Dans tous les cas les projets ne voient le jour que lorsque tous les risques ont bien été identifiés, évalués et alloués à des acteurs suffisamment solides pour les supporter puis lorsque les prêteurs qui ont été sollicités pour contribuer à la dette senior sont bien convaincus que cette démarche de détection et d'allocation des risques est correctement reflétée dans les contrats (Réf. 3).

Si, généralement, la nature des risques est assez semblable d'un projet à l'autre ou d'une région à l'autre du monde, leur magnitude, leur traitement et, in fine, leur allocation est très différente d'un projet à l'autre. Les prêteurs, tout comme les investisseurs doivent donc utiliser dans chaque cas une grille d'analyse bien adaptée à la situation.

Pour illustrer cette nécessité d'adaptation à chaque situation, il a paru opportun de rassembler dans un tableau, pour chaque nature de risque, l'allocation de ces risques telle qu'elle se dégage des contrats de concession des trois grands projets hydroélectriques Birecik, Cana Brava et Potrerillos dont les principales caractéristiques ont été exposées ci-dessus.

<i>Nature des risques</i>	<i>Birecik, Turquie</i>	<i>Cana Brava, Brésil</i>	<i>Potrerillos, Argentine</i>
<i>Hydrologie – Apports courants</i>	AC	AC & CO	AC&CO (1)
<i>Topographie</i>	CO	CO	AC&CO (2)
<i>Géologie – Qualité des fondations</i>	AC	CO	AC&CO (2)
<i>Risque de conception</i>	CO	CO	CO
<i>Risque d'exécution</i>	CO	CO	CO
<i>Défauts de performance</i>	CO	CO	AC&CO (1)
<i>Impacts sur l'environnement</i>	AC	AC&CO	AC
<i>Découvertes archéologiques</i>	AC	AC	AC
<i>Risques découlant des cas de Force Majeure</i>	AC	CO	AC&CO
<i>Risques commerciaux</i>	AC	CO	AC&CO (1)
<i>Risque d'exploitation – disponibilité usine</i>	CO	CO	AC&CO (1)
<i>Risques politiques et économiques</i>	AC	CO	CO
<i>Risques sur taxes et impôts</i>	AC	CO	CO
<i>Risque de change</i>	AC	CO	CO

Notes : AC : Autorité Concédante – CO : Concessionnaire

(1) : couverture partielle du risque par AC (allongement durée concession)

(2) : couverture partielle du risque par AC (augmentation du capital)

Certains des risques cités dans ce tableau comme étant supportés par le Concessionnaire sont transférés au groupement d'entreprises chargé de la construction et mise en service du projet. C'est le cas notamment des risques liés aux conditions physiques naturelles des sites où sont implantés les projets (hydrologie des apports exceptionnels, séismologie, géologie, etc.).

Ce tableau montre que dans le cas de Birecik (Turquie) où le marché de l'électricité n'est pas encore arrivé à maturité, l'Autorité Concédante a admis de supporter les risques majeurs tandis qu'à l'inverse, dans le cas de Cana Brava (Brésil) où le marché est arrivé à un haut niveau de développement, c'est le Concessionnaire qui a accepté de supporter ces risques majeurs.

Le cas de Potrerillos (Argentine) est intermédiaire, l'Autorité Concédante et le Concessionnaire partageant un grand nombre de risques. Ceci est vraisemblablement dû au fait que l'objectif principal de l'aménagement est la fourniture d'eau pour l'irrigation et qu'il convenait de trouver des protections suffisantes pour inciter l'investisseur privé à entreprendre ce projet.

5. CONCLUSIONS

L'analyse des exemples de projets hydroélectriques privés, présentée dans les paragraphes précédents, est riche d'enseignement car même s'il n'existe pas de contrat type de concession, l'analyse met en lumière des principes généraux qui doivent être respectés pour la maîtrise des risques et le développement du projet.

Il n'existe pas en effet de contrat type de concession : chaque projet est unique et doit être étudié dans le contexte national de la régulation du marché de l'énergie et des autres destinations de l'eau du réservoir, et dans le contexte local du site à développer.

En revanche, il existe une constante dans tous les contrats de concession. Dans tous les cas, le contrat de concession doit clairement définir les droits et obligations de chaque partie pour tous les risques identifiés. Sans une juste allocation des risques aux acteurs les plus capables à les maîtriser par leur action professionnelle, le projet ne se réalisera pas ou fera l'objet de réclamations et litiges. C'est la condition d'un Partenariat Public-Privé équitable et équilibré. C'est aussi la condition nécessaire pour que les prêteurs se mobilisent pour fournir la dette senior qui, associée aux capitaux apportés par l'investisseur privé, permettra de couvrir le Coût Total de l'Investissement. Notre analyse a montré que, pour les projets présentés, les risques majeurs sont pris par l'Autorité Concedante ou tout au moins répartis entre celle-ci et le Concessionnaire. Cette répartition dépend des spécificités de chaque projet, pays, région et marché.

En particulier la gestion de la zone de la future retenue (déplacement de populations, réinstallation des populations, accompagnement des populations concernées non déplacées, déboisement, mitigation des impacts sur la faune et la flore) est un point très sensible et très important. Ce n'est que si ce volet de l'aménagement est correctement traité que le projet pourra s'intégrer au développement durable de la région. Si les risques encourus sont élevés, ils devraient être partagés entre l'Autorité Concedante et le Concessionnaire, au moins jusqu'à la mise en eau. Pendant la phase d'exploitation les risques peuvent généralement être supportés par le Concessionnaire.

De la même façon, le risque hydrologique peut rarement être reporté sur le seul Concessionnaire. L'originalité du système brésilien qui permet le partage du risque entre l'ensemble des producteurs indépendants devrait être un exemple pour les grands marchés interconnectés avec un nombre suffisant de producteurs.

Enfin, c'est dès le démarrage du projet qu'il faut évaluer les aléas et définir l'affectation des risques entre les différents acteurs du développement. En dépend la mobilisation des banques de développement et autres agences de financement. Le rôle de l'Ingénieur Consultant est là essentiel. Son expérience gagnée en participant à des projets développés dans des contextes très variés enrichira la recherche des solutions les mieux adaptées aux conditions locales.

REFERENCES

- . Jean Binquet, Bernard Tardieu et Ascensio Lara, « *Bénéfices de la gestion des risques - Philosophie et exemples récents* », Question 72, compte-rendu du 19ème Congrès des Grands Barrages, Florence, 1997.
- . Jean Binquet et Bernard Tardieu, « *Benefits of Risk Management - Underlying Thinkings and Recent Examples* », Workshop on Financing and Private Sector Participation et Water Resources Projects, organised by INCOLD, CBI & P, during the 66th ICOLD annual meeting, New Dehli, 4 novembre 1998.
- . Jean Binquet et Bernard Tardieu, « *Les Grandes Infrastructures en Financement Privé* », Séminaire sur le Management de Risques, Ecole Centrale de Paris, Paris, Nov. 25, 1998.
- . E. Tekirdaglioglu, J. Binquet, R. Naderer et G. Zenz, « *Concrete Dam Foundation Conditions at the Birecik Dam Project – Technical and Contractual Aspects* », International Symposium on Dam Foundations Problems and Solutions, organised by the TRCOLD, during the 67th ICOLD annual meeting, Antalya, Sept. 23, 1999.
- . E. Tekirdaglioglu et J. Binquet, « *L'aménagement hydroélectrique de Birecik en Turquie* », Travaux magazine no. 65 issued for the 20th ICOLD Congress (2000, Beijing), n°765, June 2000.
- . J. Binquet et Bernard Tardieu, « *Développements Privés Internationaux dans la Production d'Energie Electrique* », Oral Contribution, Question 76, 20th ICOLD Congress (Beijing, 2000), 10-22 Sept. 2000
- . J. Binquet, « *Le Financement de Projets Privés de Production d'Energie Hydroélectrique* », 2èmes Rencontres de l'Ingénierie, Atelier 13 – Le Financement des Projets Privés à l'International: partenariat public-privé, Paris, June 19, 2001.
- . J. Binquet, « *Hydropower Projects Development by Private Investors* », a Seminar organized by Coyne et Bellier, Howard Humphreys and PB Power for the Ethiopian Electric Power Corporation, Addis Ababa, June 26-28, 2001.

MOTS CLES

Analyse de risque

Assurance

Financement

Production d'énergie

LISTE DES BARRAGES CITES DANS LE RAPPORT

Barrage de Birecik (Turquie)

Barrage de Cana Brava (Brésil)

Barrage de Machadinho (Brésil)

Barrage de Potrerillos (Argentine)

14983

52332



XXXX

HAUT COMMISSARIAT

PROJET DE GESTION INTEGREE DES
RESSOURCES EN EAU ET DE DEVELOPPEMENT
DES USAGES A BUTS MULTIPLES DU BASSIN DU
FLEUVE SENEGAL



ETUDE D'IMPACT ENVIRONNEMENTAL ET
SOCIAL COMPLEMENTAIRE RELATIVE AU
PROJET HYDROELECTRIQUE DE GOUINA

Annexes du Rapport Final

Avril 2013

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES

- ANNEXE 1.** Termes de Références du présent marché
- ANNEXE 2.** Plans du barrage et infrastructures associées
- ANNEXE 3.** Coordonnées GPS (système UTM) des bornes de délimitation de la Forêt classée de Bagouko
- ANNEXE 4.** Les questionnaires utilisés sur le terrain
- ANNEXE 5.** Rapport des impacts sur la Forêt Classée de Bagouko
- ANNEXE 6.** Séances de consultation et d'information réalisées pour l'EIES de 2006
- ANNEXE 7.** Liste des personnes rencontrées et CR des réunions réalisées pour l'EIES de 2006
- ANNEXE 8.** CR des ateliers de 2012 et tableaux de questions-réponses

ANNEXE 1. TERMES DE RÉFÉRENCES DU PRÉSENT MARCHÉ



OMVS
ORGANISATION POUR
LA MISE EN VALEUR
DU FLEUVE SENÉGAL

HAUT COMMISSARIAT

**PROJET DE GESTION DE GESTION INTEGREE DES RESSOURCES EN EAU ET
DE DEVELOPPEMENT DES USAGES MULTIPLES DANS LE BASSIN DU FLEUVE
SENEGAL (PGIRE)**

CONTRAT DE PRESTATIONS N° _____/2011/OMVS-AFD-C

**Objet du marché : ETUDE D'IMPACT ENVIRONNEMENTAL ET
SOCIAL COMPLEMENTAIRE RELATIVE AU
PROJET HYDROELECTRIQUE DE GOUINA
- ACTIVITES DU PGIRE/FINANCEMENT AFD**

**Titulaire du marché : OREADE BRECHE
4, Rue de la Gendarmerie 17220 LA JARRIE
Tel : 33 (0) 5 46 35 91 86
Fax : 33 (0) 5 46 35 87 94
Email : oreade-breche@oreade-breche.fr
jp.grandjean@oreade-breche.fr
France**

**Montant du marché : Deux cent six mille huit cent quarante (206 840)
EUROS HT/HD**

Durée de la mission : Quatre mois (80 jours)

Financement : 100 % Convention AFD N° CZZ 1370-1610

JUILLET 2010

1. Les documents suivants ci-joints sont considérés partis intégrante du présent Contrat:

- (a) les Conditions générales du Contrat
- (b) les Conditions particulières du Contrat
- (c) les Annexes suivantes:

Annexe A : Description des services (TDR, méthodologie et planning)

Annexe B : Obligations en matière de rapports

Annexe C : Personnel clé

Annexe D : Estimation du coût

Annexe E : Obligations du Client

Annexe F : Formulaire de garantie d'avance de démarrage

Annexe G : PV de négociation

Annexe H : Avis de non objection de l'AFD

2. Les droits et obligations réciproques du Client et du Consultant sont ceux figurant au Contrat; en particulier:

- (a) le Consultant fournira les Prestations conformément aux dispositions du Contrat; et
- (b) le Client effectuera les paiements au Consultant conformément aux dispositions du Contrat.

EN FOI DE QUOI, les Parties du présent Contrat ont signé le présent Contrat en leurs noms respectifs les jours et an ci-dessus.

Fait à Dakar, le _____

**Pour le Consultant
Le Directeur Adjoint,**

**Pour l'Organisation pour la Mise en
Valeur du Fleuve Sénégal
Le Haut Commissaire,**

Jean-Paul GRANDJEAN

Mohamed Salem OULD MERZOUG

Visa du Contrôleur Financier,

Papa SENGHOR.

II. Conditions Générales du Contrat

1. DISPOSITIONS GENERALES

- 1.1 Définitions** A moins que le contexte ne le requière différemment, chaque fois qu'ils sont utilisés dans le présent Contrat, les termes ci-après ont les significations suivantes:
- (a) Droit applicable désigne les lois et autres textes ayant force de loi dans le pays du Gouvernement, ou dans tout autre pays qui peut être indiqué dans les Conditions particulières (C8) du Contrat, au fur et à mesure de leur publication et de leur mise en vigueur;
 - (b) Agence: l'Agence Française de Développement, Paris, France
 - (c) Consultant désigne toute entité publique ou privée qui fournit les Prestations au Client en vertu du Contrat.
 - (d) Contrat: le présent Contrat passé entre le Client et le Consultant auquel sont jointes les présentes Conditions générales (CG) du Contrat, les Conditions particulières (CP) et les Annexes, ainsi que tous les documents énumérés à la Clause 1 du Contrat signé;
 - (e) Montant du Contrat: prix qui doit être payé pour l'exécution des Prestations, conformément à la Clause 6;
 - (f) Date d'entrée en vigueur: signifie la date à laquelle le Contrat entre en vigueur conformément aux dispositions de la Clause CG 2.1
 - (g) Devises: toute monnaie autre que celle du pays du Gouvernement;
 - (h) CG: Conditions générales du Contrat;
 - (i) Gouvernement: le Gouvernement du pays du Client;
 - (j) Monnaie nationale: la monnaie du pays du Gouvernement;
 - (k) Membre : si le Consultant est constitués par plusieurs entités juridiques, notamment coentreprise/consortium/association, l'une quelconque de ces entités juridiques et Membres : toutes ces entités juridiques;
 - (l) Partie: le Client ou le Consultant, selon le cas; Parties: signifie

-
- 1.6 Autorité du mandataire du Groupement** Si le Consultant est constitué par une coentreprise/consortium/association de plusieurs entités juridiques, les membres autorisent par la présente l'entité juridique indiquée dans les CP à exercer de leur part tous les droits, et remplir toutes les obligations du Consultant envers le Client en vertu du présent Contrat et, entre autres, à recevoir les instructions et percevoir les paiements effectués par le Client.
- 1.7 Représentants Habilités** Toute action qui peut ou qui doit être effectuée, et tout document qui peut ou qui doit être établi au titre du présent Contrat par le Client ou par le Consultant, sera effectuée ou établie par les représentants indiqués dans les CP.
- 1.8 Impôts et Taxes** Le Consultant, les Sous-traitants et le Personnel paieront les impôts, droits, taxes, redevances et autres charges imposés en vertu du Droit applicable et indiqués dans les CP et dont le montant est réputé être inclus dans le Prix du Contrat.
- 1.9 Fraude et Corruption**
- Le consultant déclare :
- Qu'il n'a commis aucun acte susceptible d'influencer le processus de réalisation du projet au détriment du Maître de l'ouvrage et notamment qu'aucune Entente n'est intervenue et n'interviendra ;
 - Que la négociation, la passation et l'exécution du contrat n'ont pas donné, ne donnent pas et ne donneront pas lieu à un acte de corruption tel que défini par la Convention des Nations Unies contre la corruption en date du 31 octobre 2003.
- 1.10 Normes environnementales et sociales** « Afin de promouvoir le respect des normes environnementales et sociales le Consultant s'engage » :
- à respecter les normes nationales et internationales en matière de protection de l'environnement et de droit du travail applicables dans le pays de réalisation du Projet dont les conventions fondamentales de l'Organisation Internationale du travail (OIT) et les conventions internationales en matière d'environnement ;
- à mettre en œuvre ces normes dans le cadre du Projet en se