

ネパール連邦民主共和国
エネルギー・水資源・灌漑省

ネパール国
水力発電セクターにおける PPP モデル
に係る情報収集・確認調査
ファイナルレポート

2020 年 5 月

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

株式会社ニュージェック
関西電力株式会社

ネパ事
JR
20-002

ネパール国水力発電セクターにおける PPP モデルに係る情報収集・確認調査
ファイナルレポート

目 次

報告書要約	1
第 1 章 業務の背景・目的・範囲	11
1.1 背 景.....	11
1.2 目的・範囲.....	12
1.3 業務実施方針.....	13
第 2 章 ネパール国電力セクターおよび投資環境	17
2.1 ネパール電力セクターの現状と課題.....	17
2.1.1 電力政策.....	17
2.1.2 電力セクター改革政策.....	20
2.1.3 ネパールの電力事情.....	21
2.1.4 水力発電への民間投資.....	23
2.1.5 電力セクター改革の民間投資への影響.....	24
2.1.6 IPP 開発の承認プロセス	25
2.2 ネパールにおける水力開発に関する既存の検討.....	29
2.2.1 貯水池式水力マスタープランの概要.....	30
2.2.2 水力発電セクター確認調査の概要.....	33
第 3 章 他国における水力 IPP/PPP 事例調査と分析.....	41
3.1 フィリピンにおける水力 IPP 開発の仕組み	41
3.2 ラオスにおける水力 IPP 開発の仕組み	42
3.3 インドネシアにおける IPP 開発の仕組み	44
3.4 ミャンマーにおける水力 IPP	45
3.5 上下分離方式によるインフラ整備の事例.....	46
3.6 近隣諸国のタリフ構造.....	51
第 4 章 IPP による貯水池式水力発電所の開発	53
4.1 現行の PPA の貯水池式水力発電所への適用.....	53

4.1.1	タリフ構造.....	53
4.1.2	買電料金の外貨払い.....	55
4.1.3	為替リスクヘッジ.....	55
4.2	貯水池運用を考慮した PPA の仕組み.....	57
4.2.1	貯水池式水力発電所の基本運用.....	57
4.2.2	発電のための貯水池運用.....	58
4.2.3	標準 PPA タリフの適用検討.....	60
4.2.4	新たなタリフ構造の提案.....	61
第 5 章	上下分離方式の提案.....	63
5.1	上下分離方式の概念.....	63
5.2	上下分離 PPP 方式の法的な位置づけ.....	64
5.3	事業者間での責任分担.....	65
5.4	上下分離 PPP 方式の契約構造.....	67
5.4.1	PDA における責任分担.....	67
5.4.2	PPA における責任分担.....	70
5.4.3	ダムリース契約における責任分担と骨子案.....	71
5.5	リスク分担表およびリスク・マトリックス.....	77
第 6 章	キャッシュフローモデルによる分析.....	80
6.1	モデル地点の確認.....	80
6.2	キャッシュフローモデルの前提条件.....	82
6.2.1	建設事業費.....	82
6.2.2	融資条件.....	83
6.2.3	売電料金.....	84
6.2.4	ダムリース料金.....	85
6.2.5	為替リスク.....	85
6.2.6	その他の前提条件.....	85
6.3	キャッシュフローモデルの構造.....	86
6.4	キャッシュフローモデルによる試算結果.....	88
6.4.1	上下分離 PPP 方式の効果.....	88
6.4.2	固定買電単価適用ケース.....	89
6.4.3	変動買電単価適用ケース.....	90
6.5	プロジェクト規模の影響.....	95

6.6	上下分離 PPP 方式の適用プロジェクト	97
6.7	為替変動の影響.....	98
6.7.1	為替変動の想定.....	98
6.7.2	為替変動を考慮したプロジェクトコスト	99
6.7.3	為替リスクのヘッジ.....	100
6.7.4	為替変動・為替リスクヘッジコストを考慮したキャッシュフロー	102
6.7.5	為替ヘッジの課題と対応.....	104
第 7 章 海外投資の課題		107
7.1	海外投資環境.....	107
7.2	貯水池式水力発電所の開発.....	109
7.3	上下分離 PPP 方式.....	110
第 8 章 結 論.....		112
 添付資料		
1. ダムリース契約の骨子案		
2. リスク分担構造案		
3. 簡易リスク・マトリックス		

図リスト

図 1.3-1	各段階における主要調査項目及び調査時期	14
図 1.3-2	調査全体のフローチャート（実績）	16
図 2.1-1	ネパールの電力利用量（kWh）とピーク需要（MW）	21
図 2.1-2	日負荷曲線	22
図 2.1-3	電力需要予測（WECS）	22
図 2.2-1	Locations of Promising Hydropower Projects selected in MP2014 and GoN in 2017 (JICA 2019)	34
図 2.2-2	Operational Zone for NEA Power System (JICA 2019).....	38
図 2.2-3	Power Flow at Peak Time in Dry Season (2024) (JICA 2019).....	38
図 3.5-1	サンロケ水力発電所	47
図 3.5-2	サンロケ多目的ダム事業スキーム図	48
図 3.5-3	フーミーI発電所.....	49
図 3.5-4	フーミー発電所群	49
図 3.5-5	Photo of Paiton Complex in 2007.....	51
図 4.1-1	為替ヘッジの仕組み概要比較	56
図 4.1-2	為替ヘッジの仕組み比較説明図	57
図 4.2-1	貯水池式発電所の基本的な運用方法	58
図 4.2-2	貯水池シミュレーションから見積もった発電事業会社の収入フロー.....	60
図 5.1-1	上下分離 PPP 方式の概念図	64
図 5.5-1	PDA における各者の責任分担記載項目	78
図 5.5-2	PPA における各者の責任分担記載項目	78
図 5.5-3	ダムリース契約における各者の責任分担記載項目	79
図 6.1-1	モデル地点の候補プロジェクトの建設事業費	80
図 6.1-2	モデル地点の建設事業費の推移	82
図 6.2-1	融資スキーム	83
図 6.3-1	キャッシュフローモデルの構造	87
図 6.4-1	上下分離方式の適用効果	88
図 6.4-2	固定買電単価を適用した場合の発電事業会社キャッシュフロー	89
図 6.4-3	変動買電単価を適用した場合の発電事業会社キャッシュフロー （融資返済期間 10 年）	91
図 6.4-4	上下分離 PPP 方式を適用した場合の事業性評価.....	95
図 6.7-1	過去 10 年の米ドル-NPR の為替レート推移.....	98
図 6.7-2	10 年国債利回りの推移.....	100
図 6.7-3	為替影響を考慮した場合の事業性評価（参考）	106

表リスト

表 1.3-1	業務実施実績	15
表 2.1-1	ネパールの発電設備容量と電源構成の変化	17
表 2.1-2	水力開発方針およびアクションプラン 2016 の行動目標.....	18
表 2.1-3	ホワイトペーパーの貯水池式プロジェクト	19
表 2.1-4	標準タリフ比較	25
表 2.2-1	Selected Storage-type Projects (MP2014).....	32
表 2.2-2	Storage-type Projects to be Implemented (MP2014).....	33
表 2.2-3	Summary of Present Status of Promising Projects (JICA 2019).....	34
表 2.2-4	Current Conditions of Hydropower Projects in MP2014 and GoN Proposal (JICA 2019)	36
表 4.1-1	貯水池式発電方式のタリフ条件（ERC 細則別添 5）	54
表 6.1-1	貯水池式水力の収入・融資返済比率試算結果	81
表 6.2-1	建設事業費	83
表 6.2-2	融資返済スケジュール	84
表 6.2-3	キャッシュフローモデルの前提条件	86
表 6.4-1	従来方式および上下分離 PPP 方式によるプロジェクトコスト	88
表 6.4-2	変動買電単価を適用した場合の計算結果	92
表 6.4-3	試算条件の変更とその効果	93
表 6.5-1	マスタープランと Updated F/S の発電電力量比較	96
表 6.5-2	マスタープランと Updated F/S のプロジェクトコスト比較	96
表 6.5-3	マスタープランを基に算出した経済性指標値の比較	96
表 6.7-1	為替変動の有無によるプロジェクトコストの違い	100
表 6.7-2	為替リスクのヘッジの有無によるキャッシュフローモデル上の為替レートの違い	101
表 6.7-3	為替変動の影響と為替ヘッジの効果	103
表 6.7-4	仮定した為替ヘッジ商品の適用効果	105

略語表

略語	英語	日本語
ADB	Asian Development Bank	アジア開発銀行
BOO	Build Own and Operate	建設・所有・運営
BOOT	Build Own Operate and Transfer	建設・所有・運営・譲渡
CA	Concession Agreement	開発許可
COD	Commercial Operation Date	商業運転開始日
DSCR	Debt Service Coverage Ratio	元利返済カバー率
DoED	Department of Electricity Development	電力開発局
DoI	Department of Industry	産業局
EDL	<i>Electricité Du Laos</i>	ラオス電力公社
EGAT	Electricity Generating Authority of Thailand	タイ発電公社
EIA	Environmental Impact Assessment	環境影響評価
EIRR	Equity Internal Rate of Return	資本内部収益率
ESIA	Environmental and Social Impact Assessment	環境社会影響評価
F/S	Feasibility Study	事業化調査
FSL	Full Spillway Level	満水位
GLOF	Glacial Lake Outburst Flood	氷河湖決壊による洪水
GoN	Government of Nepal	ネパール政府
IAEA	International Atomic Energy Agency	国際原子力機関
IBN	Investment Board of Nepal	ネパール投資庁
IDA	International Development Association	世界銀行グループ国際開発委員会
IEE	Initial Environmental Examination	初期環境評価
IPP	Independent Power Producer	独立系発電事業者
IUCN	International Union for Conservation of Nature	国際自然保護連合
LARAP	Land Acquisition and Resettlement Action Plan	用地買収・住民移転計画
LD	Liquidated Damages	予定損害賠償額
LED	Light Emitting Diode	電力効率の高い照明
LOL	Lowest Operation Level	運用最低水位
MAED	Model for Analysis of Energy Demand	エネルギー需要分析モデル
MOA	Memorandum of Agreement	協定書
MoEWRI	Ministry of Energy, Water Resources and Irrigation	エネルギー水資源灌漑省
MOU	Memorandum of Understanding	合意書
NEA	Nepal Electricity Authority	ネパール電力公社
NERC	Nepal Electricity Regulatory Commission	電力規制委員会
NPC	National Power Corporation	フィリピン電力公社
NRB	Nepal Rastra Bank	ネパール中央銀行
NTP	Notice to Proceed	着工命令
PDA	Project Development Agreement	プロジェクト開発合意書
PPA	Power Purchase Agreement	電力売電契約
PLN	<i>Perusahaan Listrik Nagara</i>	インドネシア電力公社

略語	英語	日本語
PPP	Public Private Partnership	官民連携
PROR	Peaking Run of River	ピーク対応流れ込み式水力
ROE	Return on Equity	自己資本利益率
ROR	Run of River	流れ込み式水力
RPGCL	Rastriya Prasaran Grid Company Limited; National Transmission and Grid Company	国営送電会社
SDR	Special Drawing Rights	特別引出権
SPC	Special Purpose Company	特別目的会社
SVC	Static Var Compensator	無効電力補償器
UNDP	United Nations Development Programme	国際連合開発計画
USAID	United States Agency for International Development	米国国際開発庁
VAT	Value Added Tax	付加価値税
WASP	Wien Automatic System Planning	ワस्प・プログラム
WB	World Bank	世界銀行
WESG	Water and Energy Commission Secretariat	水エネルギー委員会事務局

単 位

cm	centimeter
GW	Gigawatt (=1,000 MW = 1,000,000 kW)
GWh	Gigawatt – hour (=1,000 MWh = 1,000,000 kWh)
km	Kilometer
km ²	square kilometer
kV	Kilo Volt
kW	kilowatt
kWh	Kilowatt - hour
m	meter
m/s	meter per second
m ³	cubic meter
m ³ /s	Cubic meter per second
mm	millimeter
MNPR	Million Nepalese Rupee
MUSD	Million United States Dollar
MW	Megawatt (= 1,000 kW)
MWh	Megawatt – hour (= 1,000 kWh)
NPR	Nepalese Rupee
USD	United States Dollar
t	ton
THB	Thai Bhat

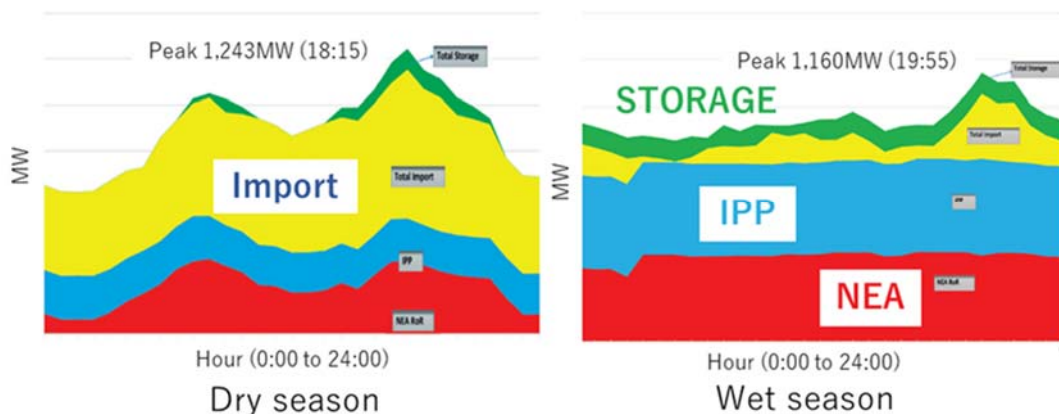
報告書要約

1. 背景およびネパール電力セクター概要

ネパールは豊富な水資源を有し、包蔵水力は 83GW、うち経済的に開発可能な設備容量は 42GW と推定されている。このうち、2019 年 7 月時点では約 1.2GW の水力発電所が開発されているが、Kulekhani I、II 発電所（合計発電容量 92MW）を除き、流れ込み式発電所であるため、河川流量が雨期の約 1 割以下に低下する乾期には大幅に出力が低下する。

2018/19 年度のピーク需要、1,320MW は供給能力を超過しており、不足分はインドからの電力輸入で賄っている。2018/19 年度の電力輸入量は 2,813 GWh であり、自国供給量の 59%に相当しており、乾期の供給力が低下する時期に増大する。

ネパール政府は電力開発政策として、i) Hydropower Development Policy を 2001 年に、ii) Action Plan on National Energy Crisis Mitigation and Electricity Development Decade を 2016 年に、iii) Energy, Water Resources and Irrigation's Sector's Status and Roadmap for the Future（ホワイトペーパーと呼ばれる）を 2018 年に策定した。これら政策に共通して、電力需要の増加に対応し、エネルギーセキュリティを高めるための貯水池式水力の開発が推奨されている。ホワイトペーパーでは、電力セクターへの海外民間投資の活用が取り上げられている。



日負荷曲線 (NEA Annual Report 2018/19)

ネパール政府は 1992 年に制定した Hydropower Policy の時点から、電力セクターへの民間投資促進政策をとっている。2019 年時点では、独立系発電事業者（IPP：Independent Power Producer）の発電設備容量は全設備容量の約 50%を占めているが、このうち海外民間投資は、4 プロジェクト、180MW に過ぎない。

海外からの IPP に対する民間投資を促進するため、ネパール電力公社（NEA : Nepal Electricity Authority）は 2017 年に IPP からの電力買取単価を発電タイプごとに定める¹とともに、外貨建て PPA 標準（Foreign Currency Denominated PPA Template : 以下、「PPA 標準」）を制定した。PPA 標準は 100MW 以上の流れ込み式水力発電所を対象とし、標準的な契約条件を示したものである。

一方、ネパール政府は電力セクターの水平分割政策を進めている。2017 年に制定された電力規制委員会法（Electricity Regulatory Commission Act : ERC 法）により、ネパール電力規制委員会（NERC : Nepal Electricity Regulatory Commission）が組織された。ERC 法では、NEA の水平分割方針、発電会社と配電会社が参加する電力卸売市場の創設が定められている。NERC は 2019 年 10 月に、ERC 法の細則を定め、100MW 以下の水力発電所に対する電力買取単価等（以下、「標準単価」）を定めた²。また、それ以上の発電所に対しては標準単価を参考として提示しているものの、算定手法を変更し、発電事業会社の自己資本利益率（ROE : Return on Equity）が 17%（NPR 建て）を超えない範囲で、発電コストを基本に算定する方法としている。

これら電力関連政策の中で、為替リスクのヘッジ政策については 2019 年 12 月時点で未だ議論中であり、定められたものはない。PPA 標準では、NEA の支払う電力料金の一部は運転開始後 10 年間、外貨（例えば米ドル）により支払われ、同支払いに伴い NEA が負担する為替変動リスクを吸収するために「ヘッジファンド」が設立され、ヘッジに伴うコストは政府、NEA、発電事業会社が分担して負担することとされていた。NEA および NERC によると、ERC 細則の制定後は、NEA の電力料金支払いは全て現地通貨によることに変更された。ネパール政府は 2019 年に「Hedging Regulation 2019」を定め、海外からのインフラ投資（一定規模以上の発電事業、送電事業を含む）に対して為替リスクを軽減する仕組みを法制化した。が、詳細な手続きは決まっていない。

2. 上下分離 PPP 方式の提案

貯水池式水力の開発には莫大な初期投資が必要であり、1 事業者のみの出資や融資だけではその規模を賄うことは難しい。国際協力機構（JICA）は、そういった大規模開発を支援し、民間投資を促進するため、上下分離 PPP 方式を提案し、その適用性の検討と詳細な仕組みを提案するため、(株)ニュージェックと関西電力(株)からなる調査団に検討を委託した。

上下分離 PPP 方式では、ダム建設と運用は民間事業から分離され、他の事業者（ダム事業

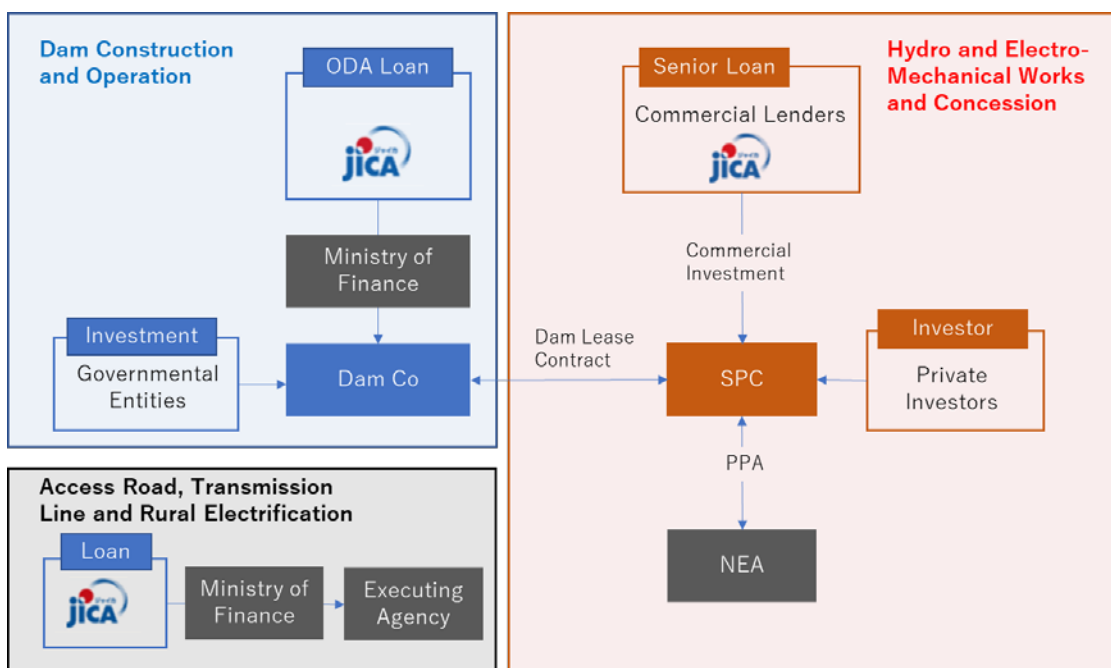
1 NEA Board Decisions on the Power Purchase Rates and Associated Rules for PPA of ROR/PROR/STORAGE Projects Effective from 2074/01/14 (April 27, 2017)

2 ERC 細則別添 5 に示されている電力買取単価は脚注 1 の NEA Board Decisions に記載のものと同じである。

会社)が、譲許的融資を活用して実施する。ダム事業会社は政府系機関を想定しているが、ネパール国内の民間事業者の参画も可能とする。一方、発電関連設備は民間投資を活用して設立される特別目的会社 (SPC、または「発電事業会社」)により、BOOT 契約を前提として建設、運営される。発電事業会社はダム貯水池を利用して発電事業を行い、NEA (オフテイカー)に売電することで収入を得るとともに、ダム事業会社に対しダムリース料を支払う。

ダム建設の発電事業からの分離および譲許的融資の活用により、発電事業者の初期投資は大幅に減少する。また、譲許的融資の長期返済期間は、発電事業会社の毎年のコスト負担を減少させる効果がある。

上下分離 PPP 方式は、政府系機関とはいえ、独立した事業会社がダムの建設、運用に責任を持つ仕組みであるため、契約体系の中で責任分担のメカニズムを明確に義務づける必要がある。事業開発合意書 (PDA : Project Development Agreement) は政府、ダム事業会社、発電事業会社により締結され、ダム事業会社と発電事業会社の間では、用地買収、許認可、環境保全、設備設計、融資調整、建設、試験運転および運用について詳細な責任分担を定めたダムリース契約が必要となる。また、電力買電契約 (PPA : Power Purchase Agreement) は NEA と発電事業会社が締結する形ではあるが、PPA の中で NEA はダム事業会社が責任を持つダムと貯水池が発電事業に必須のものであることを認識する必要がある。



上下分離 PPP 方式の概念図

3. 上下分離方式の効果

上下分離方式の効果について、モデル地点に適用することにより確認した。モデル地点は、ネパール国全国貯水池式水力発電所マスタープラン（2014）で選定された貯水池式発電候補地点から選定された。同モデル地点については、NEA が実施した事業性調査 (Feasibility Study) を基本として、現地調査の実施、設計解析、コスト・スケジュール検討により事業性を見直した Updated F/S が 2019 年 6 月に報告されており、環境影響調査書案も 2019 年 8 月に一般公開されている。

このモデル地点を対象に、簡易キャッシュフローモデルを適用することにより、上下分離 PPP 方式の効果を検討した、

モデル地点のプロジェクトコストはダム事業、発電事業に分割され、それぞれをダム事業会社 (Dam Co)、発電事業会社 (Gen Co) に配分した。ネパール政府への譲許的融資は、財務省を通じてダム事業会社が借入するものとし、その条件として円借款の条件を適用した。また、発電事業会社はプロジェクトファイナンスの条件で市中銀行から融資を調達するものとした。

上下分離 PPP 方式による建設事業費の分割

単位：MUSD

Item	Conventional IPP	VSPPPM		
	Gen Co	Total	Dam Co	Gen Co
1 Preliminary Works and Access Roads	126	126	83	42
2 Civil Works	487	487	389	97
3 Hydro-mechanical	57	57	16	41
4 Electro-mechanical	116	116	0	116
5 Transmission Line and Substation	3	3	0	3
6 Allowance	79	79	49	30
7 Markups	105	105	65	40
8 Project Administration & Management	172	172	107	66
9 Advisory Fee for Legal and Financing on Project Finance (2% of the total items 1 to 8)	23	9	0	9
Total	1,167	1,153	709	444

譲許的融資の融資条件は円借款を想定し、償還期間 40 年、返済猶予期間 10 年、年利率 0.01% とし、500MUSD を融資額の上限として不足分はダム事業会社への出資者が資本金として支

出する。ダム事業会社の負担する金利は財務省を通じることにより政府からの貸し出し金利分が上乘せされ、3.01%となるものと想定した。発電事業会社は市中銀行からの融資を想定し、融資返済期間を発電所の商業運転開始日から10年もしくは14年、金利は7.0%とした。融資契約に伴う契約関連経費は無視している。融資・出資比率はダム事業会社、発電事業会社とも70:30とし、ダム事業会社への出資者は政府関係機関および一般国内企業を想定している。これら条件から、物価上昇と建中金利を含めたプロジェクトコストは、以下表のように想定した。

従来方式および上下分離方式でのプロジェクトコスト

Item		Cost (MUSD)			
		Conventional IPP	VSPPPM		
		SPC	Total	Dam CO	Gen.CO
1	Construction Cost	1,167	1,153	709	444
2	Interest During Construction	231	145	59	86
3	Escalation	35	35	29	6
Project Cost		1,434	1,332	796	536
Debt (70% of Project Cost)		1,004	934	559	375
Equity (30% of Project Cost)		430	398	237	161

その他の分析条件は以下の表によった。

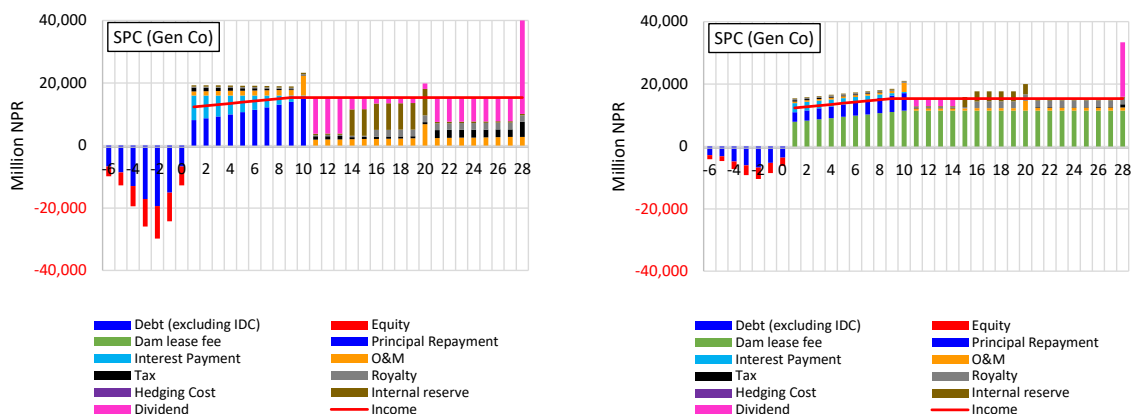
キャッシュフロー分析の前提条件

発電所出力	417 MW	
年間発電電力量	682.5 GWh (乾期)、549.5 GWh (雨期)	
減価償却率、期間	均等 5%、20年の定額償却 (ネパール会計規則)	
O&M 費用	建設事業費 (表 6.2-1 の Total のうち Item 9 を除く) の 1% 6.4%の物価上昇を想定	
修繕引当金	10年ごとの大規模修繕を想定し、ダム設備、発電設備それぞれ に対して毎年 2MUSD を引当	
税率		
法人税	COD から 10年間	0%
	11年目から 15年目	10%
	16年目以降	20%
利息税	15%	
配当税	5%	
ロイヤリティ	COD から 15年間	容量 kW × 200NPR/kW + 収入 × 2%
	16年目以降	容量 kW × 1,500NPR/kW + 収入 × 10%

分析は、固定単価の場合、変動単価の場合について実施した。なお政府の為替変動リスクのヘッジ方針が定まっていないことから、基本ケースに対しては為替変動や為替リスクヘッジコストの影響についてモデルの中では考慮していない。為替影響については参考ケースとして、一定の想定のもとに同じくキャッシュフローモデルを用いて試算した。

固定単価ケース

標準単価を適用した。貯水池式水力に対しては、運転開始年で乾期 12.4 NPR/kWh、雨期 7.1 NPR/kWh の固定電力買取単価とし、以降 8 年間は毎年 3% 上昇、その後は 8 年目の単価が適用される。比較のため、従来方式の IPP（民間資金による特別目的会社がダム、発電所を建設・運営するケース）についても分析している。分析の結果、従来方式、上下分離 PPP 方式とも、融資返済期間の支出が収入を上回る結果となったが、上下分離 PPP 方式を適用することで、その超過額は大きく減少する。バンカビリティの指標である融資償還余裕率（DSCR : Debt Service Coverage Ratio）に着目すると、従来方式の IPP では平均 DSCR が 0.5、上下分離方式では 0.7 となり、この点でも上限分離 PPP 方式の効果は認められるものの、両ケースともバンカブルとは言えない結果となった。



従来方式

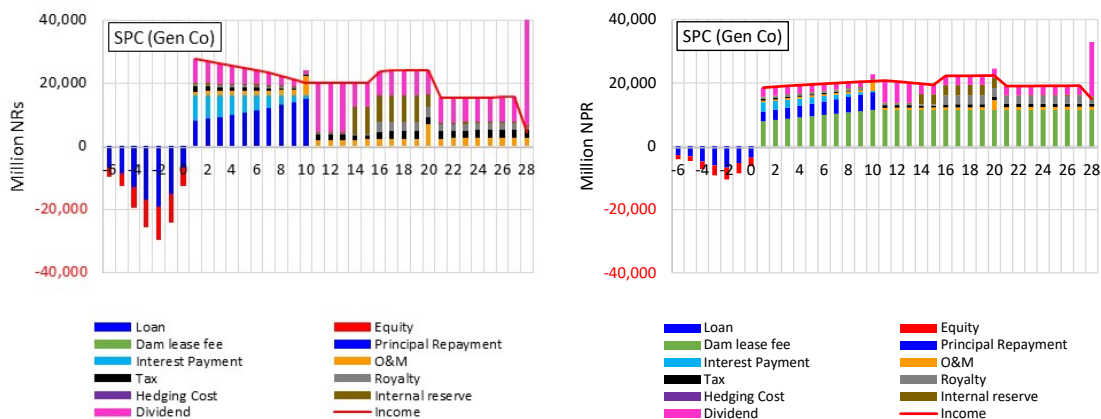
上下分離 PPP 方式

固定単価適用ケース: 発電事業会社のキャッシュフロー

変動単価ケース

ERC 細則では、100MW 以上の水力発電からの電力買取単価は、発電事業会社の ROE が 17% を超えない範囲で発電コストを基本にして定められることとされている。この買電単価の決定方法を採用すれば、年によって固定単価よりも高い買電単価が設定される可能性がある。この条項を適用した買電単価は ROE 17% を超えない範囲で毎年の発電コストにより変動するため、変動単価ケースとして取り扱った。

分析の結果を DSCR、資本 IRR (EIRR : Equity Internal Rate of Return)、資本回収期間および時点換算均等化単価 (Levelized Tariff ; 運営期間中の買電単価を 10% の割引率で時点換算したもの) で比較したところ、上下分離 PPP 方式を採用することにより、発電事業会社の ROE 17% を確保するための時点換算均等化単価は 5.2 NPR/kWh となり、従来方式の場合 (6.2 NPR/kWh) より低減することができるが、それでもなお標準単価を適用した場合 (3.8 NPR/kWh) より 40% 程度上回る結果となった。



Conventional IPP Scheme

VSPPPM

変動単価適用ケース: 発電事業会社のキャッシュフロー

キャッシュフロー分析結果 (変動単価適用ケース)

Case	Case 00	Case 01	Standard Tariff (Reference)
Scheme	Conventional IPP	Vertical Separation PPP	—
Minimum DSCR	1.1	1.1	—
Average DSCR	1.3	1.4	—
EIRR (NPR base)	10.7%	10.9%	—
EIRR (USD base)	10.7%	10.9%	—
Equity Recovery Period	11 years	11 years	—
Initial Tariff	22.5 NPR/kWh	15.0 NPR/kWh	10.0 NPR/kWh
Levelized Tariff	6.2 NPR/kWh	5.2 NPR/kWh	3.8 NPR/kWh
Maximum Tariff	22.5 NPR/kWh	18.0 NPR/kWh	12.4 NPR/kWh

これら結果に対し、モデルの前提条件を変更して時点換算均等化単価を低減するケースを試算した。変更した前提条件は、i) 市中銀行融資の返済期間、ii) ダムの減価償却期間、および iii) ダム事業への出資者の期待利回りを変更、の 3 点である。減価償却期間の変更とダム出資者の期待利回り (EIRR) の変更は、ダムリース料金の低減を意図したものである。

発電事業会社が借り入れる市中銀行融資の返済期間を 10 年から 14 年に延長し、ダムの減価

償却期間を 20 年（ネパール会計法上の償却期間）から 50 年、ダム出資者の期待利回りを 8% から 3% にすることで、時点換算均等化単価は 4.3 NPR/kWh となり、標準単価を適用した場合から 10% 程度の上昇にとどまることがわかる。

このケースでは、発電事業出資者の EIRR が 11.8%、最低 DSCR が 1.3 との結果になった。10% 程度の買電単価の上昇はエネルギーセキュリティの向上に供する貯水池式水力の開発促進のメリットを考慮すると、ネパール政府として受け入れられる可能性があると考えられる。また、事業者の投資利回りや DSCR レベルの向上にもつながり、民間投資や融資銀行の参画を促進する効果がある。

キャッシュフロー分析結果（変動単価適用、前提条件変更ケース）

Case	Case 01	Case 02	Case 03	Case 04
Repayment Period	10 years	14 years	14 years	14 years
Depreciation Period on Dam Facility	20 years	20 years	50 years	50 years
EIRR of Dam Co	8%	8%	8%	3%
Minimum DSCR	1.1	1.3	1.3	1.3
Average DSCR	1.3	1.6	1.6	1.6
EIRR (NPR base)	10.9%	11.8%	11.8%	11.8%
EIRR (USD base)	10.9%	11.8%	11.8%	11.8%
Equity Recovery Period	11 years	7 years	7 years	7 years
Initial Tariff	15.0 NPR/kWh	15.0 NPR/kWh	13.6 NPR/kWh	12.6 NPR/kWh
Levelized Tariff	5.2 NPR/kWh	5.3 NPR/kWh	4.7 NPR/kWh	4.3 NPR/kWh
Maximum Tariff	18.0 NPR/kWh	18.1 NPR/kWh	15.8 NPR/kWh	14.2 NPR/kWh

前述のとおり、参考として Case 02 に概略の仮定を適用し為替変動の影響を評価した結果、投資者の外貨（米ドル）ベースでの投資利回り（EIRR）と DSCR は、海外民間事業者が投資を検討するレベルに達しないことがわかった。一例をあげると、現地通貨の米ドルに対する減価が毎年 4.4 NPR/USD（4.7%/年相当）減価すると仮定し、為替ヘッジに必要な発電事業会社のコストを 5.35% とした場合、米ドル建ての投資利回りは 2.2% となり、最低 DSCR は 0.9 となる。このことから、ネパールの電力セクターに外資を導入するためには、政府が為替変動リスクをヘッジする政策を採用することが必須であると考えられる。

4. 結論と提言

モデル地点については、NEA が実施した事業性調査の結果を、現地調査を踏まえた設計により 2019 年 6 月に見直しており（Updated F/S）、工事費、年間発生電力量の想定が変更された。本調査では、Updated F/S の結果を用いてキャッシュフロー分析を実施し、上下分離方式の効果

を検証したところ、以下の結果が得られた。なお、後述するように、ネパール政府の海外からの投資に対する為替政策は確定していないため、為替の影響は考慮していない。

上下分離方式を適用することにより、プロジェクトをバンカブルとする必要買電単価を 30% 程度低減することができ、大きな効果が認められたが、モデル地点については、貯水池式水力に対する標準単価（NERC, 2019）よりなお 50% 程度買電単価を引き上げる必要がある。融資返済期間を 14 年（従来は 10 年）、ダム設備の減価償却期間を 50 年（法定償却期間は 20 年）、ダム事業への投資者の期待 EIRR を 3% とすることにより、必要買電単価の引き上げを 10% 程度に抑えることができる。

ネパール政府は電力規制委員会を組織し、電力セクターの改革途上にある。2019 年 10 月に公表された電力規制法細則では、100MW 以上の水力発電所に対し、ROE 17%（NPR 建て）を上限として発電コストをベースとして電力買取単価を定めることが規定されており、政策の関与する部分も大きいと思われるので、プロジェクトによっては標準単価より高い単価が認められる可能性があることから、上記の結果はネパール政府に受け入れられる可能性がある。

一方、インフラ事業への海外からの投資に関係する政府の為替政策は貯水池式水力に限らず、電力事業への海外投資に大きく影響する。2019 年 12 月時点の情報では、政府や NEA は為替リスクをとらず、ネパール国内へ持ち込まれた融資元本に対して、為替市場を通じてヘッジすることを表明しているが、事業者の負担等、その具体的方法は定まっていない。海外投資者または融資者は、PPA 締結時点、融資契約時点でリスクを確定する必要があるため、海外民間投資を活性化するためには、政府が為替リスクをとる政策を明確に示すことが必要である。なお、参考として為替の影響を考慮してキャッシュフロー分析を実施したところ、海外投資者の外貨建て EIRR は 1 桁代程度にとどまる結果となり、投資を検討するレベルには達しないことがわかった。

上下分離方式を適用するためには、PDA、PPA、ダムリース契約において政府、ダム事業会社、発電事業会社、NEA のそれぞれの責任を明確に規定する必要がある。本報告では基本的な契約構造として、PDA は政府、ダム事業会社、発電事業会社の 3 者による合意とすべきことを提案したうえで、それぞれの契約の基本構造、ダム事業会社と発電事業会社間で締結するダムリース契約の骨子を提案した。

貯水池式水力の運用に関し提言を行った。貯水池式水力の特性を効率的に活用するためには、発電運転を伴う貯水池運用はシステムオペレータである NEA が電力需給バランスを考慮して決定し、発電事業会社に指示すること、発電された電力は NEA がすべて買電する仕組み

が望ましい。発電運用は NEA の指示によることを前提とする場合、発電事業会社の経営安定のため、買電単価構成は発電能力 (kW) に応じた固定価格である **Capacity Payment** と、発電量 (kWh) に応じた **Energy Payment** の構成とすることが推奨される。この構成を採用することにより、ダム事業会社の ODA 融資返済の安定化にもつながる。また、**Capacity Payment** は、貯水池式水力発電所が有するアンシラリーサービス機能の対価払いを行う仕組みとすることもできる。これらの条件を考慮して貯水池式水力発電所の PPA における買電構造を見直すことを提案した。

また、貯水池式水力に関しては、緊急時のダム操作に注意を払う必要がある。貯水池式水力は一般的に大規模なダムを伴うため、ダムゲート操作の不具合やダムの損傷により環境・社会に与える影響が大きいことから、下流の安全確保は第一の課題となる。ダムの安全 (**Dam Safety**) を確保することで下流災害の防止を図るため、中央政府、地方政府、下流住民、ダム事業会社、発電事業会社、NEA を含めた仕組み作りが必要であり、PDA、PPA およびダムリース契約にその仕組みを反映する必要がある。

第1章 業務の背景・目的・範囲

1.1 背景

ネパール連邦民主共和国（以下「ネパール」）の発電設備は、2019年7月時点で1,182MW、発電電力量は4,738GWhに留まっている。これに対し、当該国の電力需要は1,320MW、電力量ベースでは7,584GWh（送配電ロスを含む）と供給力を大きく上回る状況である。不足分は隣国インドからの電力輸入に頼っており、2018/19年の輸入量2,813GWhは自国供給力の59%に相当する。

この電力需給ギャップは乾期に特に深刻な問題となっている。ネパールは豊富な水資源を有し、包蔵水力は83GW、経済的に有効活用可能な容量は42GWと推定されている。現状の設備容量および発電電力量の9割以上を水力発電が占めている。しかし、既設の水力発電所のほとんどは流れ込み式発電であるため、流量が雨期の1割以下に減少する乾期には大幅に出力が低下し、需給ギャップの問題が顕在化する。一方で、乾期でも安定した電力供給が可能な貯水池式水力発電所は、我国の援助により開発されたKulekhani I発電所（1976及び78年度円借款承諾、60MW）、Kulekhani II発電所（1982及び83年度円借款承諾、32MW）のみである。

このような現状を鑑み、ネパール政府（GoN：Government of Nepal）は貯水池式水力発電開発推進を喫緊の課題と位置づけている。ネパール政府の同方針を踏まえ、国際協力機構（JICA：Japan International Cooperation Agency）は「ネパール国全国貯水池式水力発電所マスタープラン調査（MP2014）」を実施した。同MP2014においては、NEAより提供された貯水池式水力発電所ロングリストの中から技術、経済、環境社会配慮等の観点で優先10案件を選定した。この調査結果を踏まえ、アジア開発銀行（ADB：Asian Development Bank）によるDudh Koshi発電事業の詳細設計支援やネパール政府によるNalsyau Gad発電事業の詳細設計など、案件化に向けた動きがある。また、ネパール政府はTamor発電事業、Utter Ganga発電事業等の貯水池式水力発電事業も有望事業候補として挙げている。しかしながら、いずれの事業も事業費が1,000億円規模を超えることが予想されており、ネパール国家開発予算を踏まえると政府開発援助（ODA：Official Development Assistance）といった公的資金源や、外国直接投資のみによる事業化は困難な状況にある。

このような背景から、ネパール政府は、民間の資金とノウハウを活用するPPP（Public Private Partnership）方式、特にダム部分を官が、取水施設以下発電所建設を民間が施工するような官民が連携して開発する方式（ここではこのような方式を「上下分離方式」と呼ぶ。）による開発に期待を寄せている。

以上の状況のもと、JICAは、ネパールにおける貯水池式水力発電所の開発を支援するため、本邦の政府開発援助の仕組みと民間投資を活かした上下分離方式による PPP の仕組みを提案することを目的として、ニュージェック・関西電力共同企業体に標記業務を発注した。

1.2 目的・範囲

本調査の目的は、ネパールにおいて水力発電分野の上下分離方式による官民連携投資を実施・促進する為の具体的な制度について検討することにある。「上下分離方式」は通常、主に鉄道事業に関し、インフラ設備である鉄道の敷設を官が実施し、その運営権を得て民間が鉄道の運営を実施、運営収入により運営権料の支払いと投資回収にあてる PPP の一手法を指す場合が多いが、本調査ではダム建設・管理を官が実施、発電設備の建設・運営を民間が実施して売電電力量収入によりダムリース料と投資回収にあてる方式を指すものとする。

当該目的を達成するため、以下の調査・検討を実施する。

- (1) 既存資料（ネパール政府との協議経緯を含む）のレビューの実施。
- (2) 上下分離方式に係る他国の事例を収集・整理する。
- (3) ネパール水力発電分野における民間投資の課題のレビュー。特にプロジェクト開発合意書（PDA：Project Development Agreement）及び電力買電契約（PPA：Power Purchase Agreement）の事例を踏まえた法務面及び商務面におけるネパールにおける投資環境及びその課題の整理。上下分離方式に伴い必要となると考えられるその他の文書（上部工及び下部工実施者間の合意文書等、以下「ダムリース契約」）の骨子作成。上下分離方式の有効性を判断するためのモデル地点の選定。
- (4) 以上に基づくインテリムレポートの作成、JICA 関係機関・ネパール政府関係機関との調整。
- (5) 選定したモデル地点の現地踏査、先行調査の技術的妥当性に係るレビュー。
- (6) モデル地点を対象とした上下分離方式を適用する場合のファイナンシャルモデルの構築。
- (7) ファイナンシャルモデルを踏まえた PDA 及び PPA にかかる課題と改善案の提案、ネパール政府との協議。ダムリース契約に係る論点整理、リスク分担案等の提案、ネパール政府との協議。
- (8) モデル地点での検討結果を踏まえた本邦事業者のネパールへの投資参画に向けた課題分析。

- (9) 以上を含めたインテリムレポート作成、JICA 関係機関と協議。インテリムレポートの協議結果を踏まえたドラフトファイナルレポートの作成、JICA 関係機関、ネパール政府関係機関との協議、最終化。
- (10) ネパール側関係機関・民間事業者等の関係者を対象とした現地セミナーを開催、提案するスキームに対する各機関の意見徴収。
- (11) ネパール関係機関代表者を本邦に招へいし、関連する水力発電技術を視察いただき、理解を得る。

1.3 業務実施方針

本調査の内容は大別して、「第 1 段階：発電分野における投資環境の精査、PPP 方式の実現可能性検討に必要な基礎情報の収集」「第 2 段階：モデル地点に対する PPP 方式の策定、ファイナンシャルモデルによる事業性評価」「第 3 段階：PPP 方式に基づく事業実施時の課題提起」の 3 つに区分される。それぞれの段階は、シリーズで行えるものではなく、ある程度並行して実施し、また、必要に応じて見直しを行いながら進めて行く必要がある。各段階における主要な調査項目を図 1.3-1 に示す。

上記の計画に対し、今回調査の実施期間中、2019 年 10 月に、電力規制委員会 (NERC: Nepal Electricity Regulatory Commission) が ERC Act 2017 (電力規制委員会法) の細則を発表した。同細則の中で、これまでの IPP (Independent Power Producer) 事業参画の目安とされてきた NEA が 2017 年に発表した PPA 標準 (第 2.1.4 章参照) が抜本的に見直されることとなったことから、業務実施スケジュールを見直した。また、予定されていた現地セミナーについては、新型コロナウイルス感染症 (COVID-19) の世界的流行により、中止された。細分化した業務内容と検討実績を表 1.3-1、図 1.3-2 に示す。



図 1.3-1 各段階における主要調査項目及び調査時期

表 1.3-1 業務実施実績

業務内容	特記事項・実施実績
第1次国内作業 (2019年2月下旬)	ネパールの電力セクターに関する基本的な情報は第1次国内作業、第1～2次現地調査において JICA 提供資料および関係者のインタビューにより実施した。
A1: 事業背景・基本情報、関係資料・情報の収集・分析	
A1-1 JICA 提供資料のレビュー	
A1-2 上下分離方式に係る他国事例の収集	
A1-3 ネパール水力分野の民間投資の課題抽出 (PDA, PPA を踏まえた投資環境およびその課題の整理)	
A2: 現地調査の方針策定	
A3: 上下分離方式検討のモデル地点選定	キックオフミーティングではモデル地点の現地調査結果についても説明した。
A4: インセプションレポートの作成	
A5: キックオフミーティング開催・インセプションレポートの説明	
A6: モデル地点に対する技術面の精査と技術的課題の抽出	
A6-1 モデル地点にかかる既往報告書の技術的レビューと現地調査	第1次・第2次現地調査において、モデル地点の現地調査を実施した。JICA よりモデル地点の Updated F/S レポート、ドラフト EIA レポートを入手し、レビューを実施した。その結果、技術的にリスク要因は残るが、Updated F/S レポートの技術諸元をファイナンシャルモデルの入力条件とすることとした。
A6-2 モデル地点の選定・協議	
A7: ファイナンシャルモデルに必要な技術諸元の入力および諸元の妥当性評価	
第2次国内作業から 第3次現地調査 (2019年3月下旬～10月下旬)	第1次・第2次現地調査において、ネパールの法制度、税制、為替、外貨送金等に関する情報収集を実施したが、2019年10月に民間 IPP の標準 PPA が大きく変更となり、リスク分担も見直されたことから、第4次現地調査で検討方針を変更することとした。
B1: PPP 事業に係るリスク情報の収集と分析	
B2: 上下分離方式を活用した PPP 事業化モデルの策定	
B3: リスク分担、援助機関によるリスクテイクの方策検討	
B4: 資金調達方法の検討	
B5: インテリムレポート作成(2019年10月11日提出)	
B6: ファイナンシャルモデルの構築と事業性評価	
B6-1 ファイナンシャルモデルの構築	
B6-2 ファイナンシャルモデルを踏まえた PDA および PPA に係る課題および改善案についてネパール政府と協議	
B6-3 ダムリース契約に係る論点の整理	
B6-4 上下分離方式における適切なリスク分担等の協議	
国内作業 (第1次現地調査から 次回現地調査 までの間、随時)	2019年9月22～27日。JICA の主催によるネパール投資セミナーを東京で開催した。
C1: 本邦事業者のネパールへの投資参画に係る課題分析	
C2: ダムリース契約の骨子案作成	
C3: PPP 方式に基づく事業実施時の課題提案	
C4: JICA 支援方策の提案	
C5: ドラフトファイナルレポート作成	
D 本邦招聘	世界的な新型コロナウイルス感染症の流行により中止
最終現地作業 (2020年2月)	
C6: ドラフトファイナルレポートの説明	
C7: ワークショップの開催	

第2章 ネパール国電力セクターおよび投資環境

2.1 ネパール電力セクターの現状と課題

2.1.1 電力政策

NEA の年次報告（2018/19）によると、ネパールの発電設備容量は約 1,182MW であり、そのうち水力発電所の設備容量が約 1,128MW と全体の約 96% を占めている。しかし、水力発電所の約 90% は年間の流量調整ができない流れ込み式発電所であり、貯水池式発電所はわずか 92MW である。NEA は貯水池式水力の開発を進めており、Tanahu 発電所（140MW）が JICA と ADB の融資により着工し、Kulekhani III 発電所（14MW）が運転開始を控えているものの、そのほかの現在工事中の発電所はすべて流れ込み式水力発電所である。

表 2.1-1 ネパールの発電設備容量と電源構成の変化

Items	Owner/ Developer	Total Installed capacity (kW)				Remarks
		2012/2013		2018/2019		
Hydro Power	NEA	477,930	(62.35%)	567,930	(48.04%)	内、貯水池式は 92,000kW
Hydro Power	IPP*	230,589	(30.08%)	560,775	(47.43%)	全て流れ込み式
Isolated Small Hydro	NEA	4,536	(0.59%)	4,536	(0.38%)	
Thermal Power	NEA	53,410	(6.97%)	53,410	(4.52%)	
Solar	NEA	100	(0.01%)	100	(0.01%)	
Total		766,565	(100.00%)	1,182,215	(100.00%)	

出典：NEA Annual Report Fiscal Year 2012/13, 2018/2019

ネパールにおける主な電力政策は、2001 年制定の水力開発方針および 2016 年制定の国家エネルギー危機回避・水力開発 10 ヶ年に関するアクションプラン（「アクションプラン 2016」）である。また、2018 年 5 月にはエネルギー水資源灌漑省（MoEWRI: Ministry of Energy, Water Resources and Irrigation）が「エネルギー・水資源・灌漑セクターの現状と将来像」（Energy, Water Resources and Irrigation's Sector's Status and Roadmap for the Future: 「ホワイトペーパー」と呼ばれる）を発表し、今後 10 年間の開発方針を示した。アクションプラン 2016 は、2015/2016 年にインドとの国境封鎖にまで発展したエネルギー危機を教訓に、2016 年 2 月にネパール政府が発表した計画であり、2016 年から 2026 年までの 10 年間でエネルギー危機克服の期間とし、水力発電プロジェクトを促進し、エネルギーセキュリティを向上させるための法整備を大きな目標として掲げている。

アクションプラン 2016 では、表 2.1-2 に示すとおり、安定的な電力供給が期待できる貯水池式水力発電所の開発を志向していると同時に、民間投資への大きな期待を寄せていることを示している。

表 2.1-2 水力開発方針およびアクションプラン 2016 の行動目標

政策	水力開発方針(2001年)	アクションプラン 2016
内容	<ol style="list-style-type: none"> 1) <u>国内の水力ポテンシャルは、国内の電力需要を満たすために最大限活用</u> 2) 貯水池式プロジェクトと同様に国内向けプロジェクトも競争原理に基づき開発 3) <u>BOO^{*1}方式あるいはBOT^{*2}方式のプロジェクト開発を推進</u> 4) <u>適切なインセンティブと手続きの透明性による水力開発への投資の活発化</u> 5) <u>大規模な貯水池式プロジェクトおよび多目的プロジェクトの推進</u> 6) <u>バイオマスや火力の代替として水力開発を行うことによる環境保全への貢献</u> 7) 移転住民への配慮 8) 電力セクターへの投資拡大による国内市場の活性化 9) 農村電化の推進 10) 盗電の規制強化 11) オフピーク時間帯の電力需要拡大 12) 電力輸出の促進 13) 公共セクター改革による合理的な価格での電力供給サービスの向上 14) 品質の良い電力の安定供給による消費者満足度の向上 15) <u>水力開発プロジェクトの実施による自国の労働力とスキルの活用</u> 16) <u>水力開発のための人材育成を目的とした施設の設定</u> 17) デマンド・サイド・マネジメントによる省エネルギー促進 	<ol style="list-style-type: none"> 1) 法改革 <ol style="list-style-type: none"> a) 新電力法の制定 b) エネルギー危機回避法の承認 c) エネルギー規制委員会法の制定 d) <u>付加価値税の還付措置に関する法整備</u> e) <u>所得税の減税措置に関する法整備</u> f) 盗電防止法の改正 2) 電力政策の決定 <ol style="list-style-type: none"> a) 国家エネルギーセキュリティ方針の実施 b) <u>水力発電プロジェクトへの地方銀行の投資促進</u> c) <u>電源構成目標(貯水池式: 40-50%、調整池流れ込み式: 15-20%、流れ込み式: 23-30%、その他: 5-10%)</u> d) 土地取得・使用に対する年間補償の追加 e) 土地取得の評価見直し f) コミュニティサポートの整備(プロジェクトコストの 0.75-0.5%) g) <u>ネパール全土への電力供給</u> h) 太陽光発電・風力発電の開発(系統電力の 10%) i) 省エネプログラムの実施 j) 大口需要への技術診断の実施 3) 事業運営および許認可手続きに関する改革 <ol style="list-style-type: none"> a) 就労ビザ・就労許可手続きの簡略化 b) プロジェクトの安全確保 c) <u>外貨建て PPA の実施</u> d) <u>送電線の拡張</u> e) 環境許可手続きの簡略化 4) 組織改革 <ol style="list-style-type: none"> a) 中央・地方レベル調整委員会の設置 b) 国家発電会社の設立 c) 国家電力取引会社の設立 d) 監視機構の整備

*1 BOO : 建設・所有・運営 (Build Own and Operate)

*2 BOT : 建設・運営・譲渡 (Build Operate and Transfer)

ホワイトペーパーでは以下の項目が注目される³。

【現状認識】

- ・ エネルギー分野に必要な投資は国内資本だけでは充足できないため、海外投資の促進が必要であり、そのためには為替リスクを明確に示す必要がある。
- ・ 海外投資を水力発電部門に呼び込むため、プロジェクトへの投資環境を整える必要がある。

【ロードマップ】

- ・ 電力自給、電力開発による他のエネルギー源の貿易赤字解消、国内市場・海外電力市場の拡大、持続的かつ信頼できる高い品質のクリーンエネルギーを国民に届けるためにロードマップを策定する。
- ・ 水力開発・送電線建設を促進するため、PPP、Built and Transfer (BT)、Built, Own, Operation and Transfer (BOOT)、Engineering, Procurement, Construction and Financing (EPCF) 等の新たな仕組みの導入が必要
- ・ 政府、NEA、民間 IPP により、3年以内に 3,000MW、5年以内に 5,000MW、10年以内に 15,000MW（うち国内向け 10,000MW）の開発を進める。
- ・ 各州でフラッグシップとなる水力開発、または太陽光発電開発を進める。

表 2.1-3 ホワイトペーパーの貯水池式プロジェクト

Province	Project Name	Output (MW)	Note
1	Tamor	762	
1	Dodh Koshi	800	
3	Sun Koshi 2	1,100	Export
3	San Koshi 3	536	Export
3	Khimti Shivalaya	500	
3	Kokhajor	111	
4	Budhi Gandaki	1,200	Export
4	Upper Seti	140	
4	Uttar Ganga	828	
4	Andhi Khola	180	
5	Naumure	245	
5	Kali Gandaki 2	870	
5	Madi	253	
5	Upper Jhimruk	100	
6	Nalgad	410	
7	West Seti	750	
Total Output		8,785	

³ World Bank による暫定訳による。

上記ホワイトペーパーで開発を目されている貯水池式水力開発地点としては、Budhi Gandaki (1,200MW) をはじめとして、16 プロジェクト、総容量 8,785MW におよぶ。

以上から、ネパールにおいて水力発電分野の上下分離方式による官民連携投資を実施・促進する為の具体的な制度を検討するという本業務の目的は、ネパール政府の政策と整合している。

2.1.2 電力セクター改革政策

ネパール政府は 2017 年 9 月 4 日に電力規制委員会法 (Electricity Regulation Commission Act, 2074、以下「ERC 法」) を官報で発表し、関連した電力規制委員会ルール (Electricity Regulatory Commission Rules, 2018、以下「ERC ルール」) を 2018 年に、電力取引細則 (Bylaws Relating to Purchase/Sale of Electricity and Conditions to be fulfilled by the Licensees, 2076 : 以下「ERC 細則」) を 2019 年 10 月に発表した。ERC 法、ERC ルールで規定されている電力セクター改革の政策は以下のとおり。

- 1) 電力規制委員会はグリッド接続技術標準、配電技術標準を策定する。
- 2) 卸売電力市場が創設される。
- 3) 電力規制委員会は、発電・送電・配電・電力取引ライセンスを付与する。
- 4) 電力規制委員会は売電料金、電力託送料金、配電料金、電力取引マージンを決定し、承認する。
- 5) 複数の配電会社が創設され、卸売り電力市場から電力を調達する (注 : 現状は NEA のみが全国規模の配電会社)。
- 6) 卸売電力市場が設立されるまで、電力規制委員会の承認を条件として、発電会社と NEA 間の売電契約が認められる。
- 7) 電力規制委員会は電力市場の競争性を維持する。
- 8) 電力規制委員会は最小費用電力開発計画を策定する。

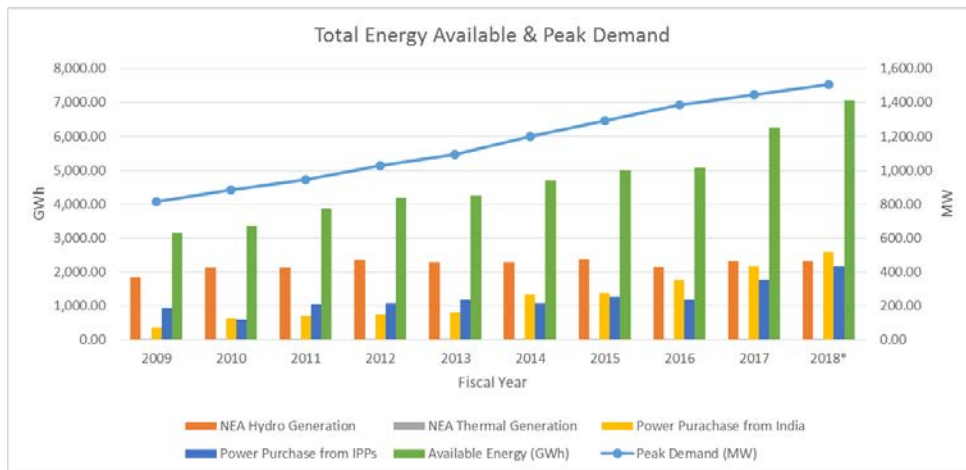
ERC 法と ERC ルールによると、電力セクター改革政策は NEA を発電会社、送電会社および配電会社に分割する水平分割を意図している。ただし電力規制委員会によると、NEA の水平分割と電力卸売市場の創設には最低 5 年が必要であるとしている。

電力セクター改革の政策立案に関しては、世界銀行と米国国際開発庁 (USAID : United States Agency for International Development) が支援している。世界銀行グループである国際開発委員会 (IDA : International Development Association) は 2016 年 2 月に電力セクター改革・水力開発プロジェクトに 20 百万 USD 相当の特別引出権 (SDR : Special Drawing Rights)、2018

年 10 月にエネルギーセクター開発政策プログラムに 1 億 USD 相当の SDR、USAID は 2015 年にネパール水力開発プログラムとして 9.9 百万 USD を支援している。

2.1.3 ネパールの電力事情

ネパールの電力需要は、ピーク時で約 1,500MW とネパール国内の供給力を大きく上回っている。この電力需給ギャップは、インドからの電力購入により補っている。2018/19 の電力量ベースで見ると電力供給量が 7,584GWh であり、そのうち国内発生電力量が 4,605GWh、インドからの輸入電力量が 2,813GWh となっており、水力発電ポテンシャルが高いにもかかわらず、その資源が有効に活用されていない。



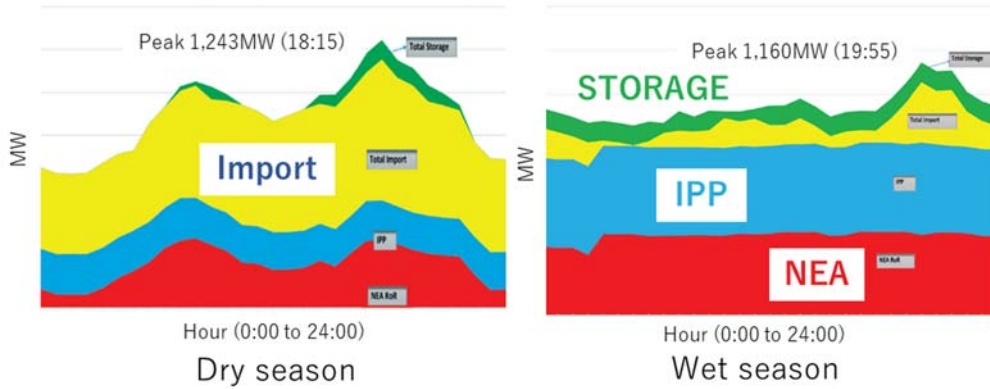
出典：NEA Annual Report Fiscal Year 2017/2018

図 2.1-1 ネパールの電力利用量(kWh)とピーク需要(MW)

表 2.1-1 に示すとおり、ネパールの水力発電所は大部分が年間調整のできない流れ込み式水力発電であり、乾期と雨期の水量差が非常に大きいというネパールの自然条件から、乾期の発電量は小さくなる。乾期と雨期の代表的な日の日負荷曲線を図 2.1-2 に示す。

この負荷曲線によると、乾期における水力発電の総出力は NEA、IPP あわせて 200MW から 400MW 程度であり、これは雨期の発電可能出力の 50%以下である。乾期の夜間のオフピーク時もインドからの輸入電力に依存しており自給力は不足している。

以上のことから、供給力の増強、特に年間を通じた出力調整機能を備え、乾期の供給力不足に対応できる貯水池式水力発電所の開発は必須である。



出典：NEA Annual Report 2018/19

図 2.1-2 日負荷曲線

図 2.1-3 は、水エネルギー委員会事務局（WECS：Water and Commission Secretariat）によって推定された将来の電力需要を示している。ピーク需要は、2020 年に 3,600MW、2025 年に 6,600~7,000MW に増加すると予想できる。

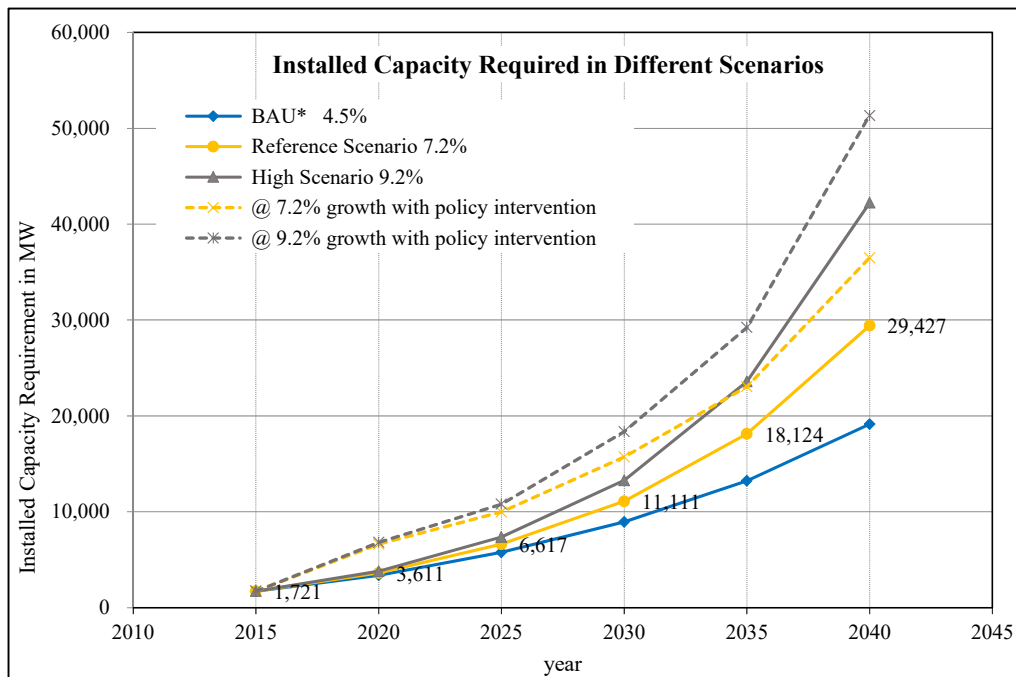


図 2.1-3 電力需要予測(WECS)

前述のホワイトペーパーによる開発目標は、右表に示すように WECS の需要予測に適合している。

	White Paper	WECS
2018		
2020		3,600MW
2021	3,000MW	
2023	5,000MW	
2025		6,600-7,000MW
2028	Domestic 10,000MW	

オフピーク時間とピーク時間でエネルギー消費が同じ割合で増加すると仮定すると、1 時間ごとの負荷需要には、2025 年にピーク時のエネルギーが約 7,000MW、オフピーク時のエネルギーが約 3,500MW 必要である。2019 年 5 月現在の PPA に関する NEA の詳細レポートによると、総容量 2,500MW の流れ込み式水力（ROR：Run of River）およびピーク対応流れ込み式水力（PROR：Peaking Run of River）プラントが建設中であり、5 年後に稼働する予定とされている。2025 年の 3,500MW のオフピーク需要に対応するためには、融資調達以前の段階にあるプロジェクト（総容量 2,910MW）の建設を早期に進める必要がある。

現在進行中の貯水池式発電所の建設は、2019 年 8 月時点で、Kulekhani III（14MW）および Tanahu（140MW）である。建設中の PROR は、Upper Tamakoshi（456MW）、Raghugang（40MW）、Upper Sanjen（14.8MW）、Sanjen（42.5MW）、Upper Trishuli 3A（60MW）である。合計容量が 613MW の PROR は、毎日のピーク需要に対応でき、すべてのプロジェクトを合計すると、757MW のピーク需要をこれらのプロジェクトで満たすことができる。建設を準備している他の貯水池式発電プロジェクトとして、Dodh Koshi（800MW）、Nalsyau Gad（417MW）、および Andhi Khola（180MW）があげられているが、これらのプロジェクトのリードタイムは、それぞれの地点のフィージビリティスタディまたは詳細設計で 12 年以上と推定されている。これらのプラントが稼働していても、総ピーク供給能力は約 2,000MW であり、ピーク需要とオフピーク需要（3,500MW）に対応するには不足している。

ROR および PROR プロジェクトも予定どおりに開発されとしても、ホワイトペーパーで計画される 2028 年段階でのシステム需要を満たすには、ベースロードエネルギーとピークエネルギーを供給する貯水池式発電所の開発が不可欠である。

2.1.4 水力発電への民間投資

ネパールは 1992 年の水力開発方針により発電事業を民間に開放して以来、官による開発と民間開発のバランスをとりながら電源開発を進めてきた。国内売り電力としては 1996 年に外資による IPP である Khimti 1（60MW）、Upper Botekoshi（45MW）が完成以降、電力危機を克服するための政策の整備を経て 2016 年の Upper Marshyangdi（50MW）、Upper Madi（25MW）が中国企業により運転を開始しており、同年 12 月には Lower Solu（82MW）がインド資本により開発され、融資契約を締結して工事を進めている。

一方、ネパール政府は先行 2 地点での買電通貨が米ドル (USD) 100%であったことから、現地通貨の下落により損失を被ったとして前出のアクションプラン 2016 に付随するコンセプトペーパーでは外資建て PPA の条件を標準化した。これを受け、NEA は 2017 年 4 月に IPP からの買電単価上限を発電タイプ別に決定⁴するとともに、同年 10 月に外資による 100MW 以上の流れ込み式水力開発を対象に PPA の標準条件 (Foreign Currency Denominated PPA Template、以下「PPA 標準」) を発表した。

PPA 標準に基づく外資 IPP として Rasuwa-Botekoshi (120MW)、Upper Trishuli-1 (216MW) の PPA が 2017 年 11 月から 2018 年 1 月に締結された。これら発電事業の買電単価は、NEA が 2017 年 4 月に発表した発電タイプ別の買電単価に基づくものとされている。

ただし、Upper Trishuli-1 は PPA の中で、為替リスクのヘッジ手段は別途協議して定めるものとされていた⁵。2019 年 4 月 2 日付の新聞情報によると、政府、NEA、事業会社間で為替リスクヘッジ手法が合意され、ヘッジに関する費用を政府、NEA、事業会社がそれぞれ分担することが合意された。同情報では、政府 (ネパール中央銀行にあたる Nepal Rastra Bank : NRB)、NEA、事業会社が為替ヘッジコストのそれぞれ 1/3 を負担し、事業会社は約 36 百万 USD のヘッジコストを運開時点の支払い、運開後の分割払い、運開後 14 年目から 26 年目までの無償電力供給により負担するものと報道されている。

これらを含め他の国内向け IPP 事業はいずれも流れ込み式発電所であり、現時点では、民間による国内向けの貯水池式発電所計画に関し、政府が協議に入ったという情報はない。

2.1.5 電力セクター改革の民間投資への影響

ERC 法及び ERC ルールでは、卸売電力市場が設立され、発電事業者と配電事業者 (または電力取引事業者) は、相対取引を除いて市場を通じて電力を売買することが定められている。卸売電力市場が設立されるまでは、電力規制委員会の承認を条件として、NEA と IPP 発電事業者間の PPA が認められている。

この政策変更により、民間発電事業者の長期の財務見通しが不透明となることから、水力事業開発への民間投資に影響を与え、また融資資金調達も困難となることが予想される。

卸売電力市場が設立されるまでの間の PPA における契約条件も 2019 年 10 月に発表された ERC 細則により変更された。電力規制委員会および NEA によると、PPA 標準は無効と

4 NEA Board Decisions on the Power Purchase Rates and Associated Rules for PPA of ROR/PROR/STORAGE Projects Effective from 2074/01/14 (April 27, 2017)

5 IFC からの聞き取り情報

なった。

PPA 標準と ERC 細則に記載の PPA の条件の主要な相違点を表 2.1-4 に挙げる。

表 2.1-4 標準タリフ比較

	NEA PPA 標準 (2017)	ERC 細則
買電料金	流込み、ピーク流込み、貯水池式それぞれに固定単価。 EIRR が 17% を超える場合、調整 ¹⁾ 。	100MW 以下： 固定単価 100MW 超： コストベース ROE が 17% を超える場合、調整
支払い通貨	COD から 10 年間は外貨および現地貨。 11 年目以降は現地貨。	現地通貨 ²⁾
為替 リスクヘッジ	別途設立されるヘッジファンドにより、 ヘッジコストは政府、NEA、発電事業者 で分担 ³⁾ 。	ヘッジ規則 2019 による ³⁾

上記表中の注釈については以下のとおり。

- 1) PPA 標準には「自己資本利益率 (ROE : Return on Equity) が 17% を超える場合はタリフを見直す」と記載があるが、IPP 事業者によると、資本内部収益率 (EIRR : Equity Internal Rate of Return) により計算する、との解釈であった。
- 2) ERC 細則には支払い通貨の規定はないが、NERC、NEA によるとすべて現地通貨により支払われる。
- 3) PPA 標準によると、為替リスクヘッジのメカニズムは、i) NEA の電力料金支払いの外貨建て部分をヘッジの対象とする、ii) 外貨建て支払い分は商業運転開始日 (COD : Commercial Operation Date) 時点の融資/資本金比率により決定する、iii) PPA 締結時点の為替レートで固定する、iv) ヘッジコストは政府、NEA、発電事業者で分担する、ことが定められていた。これに対し、ERC 細則では触れられていないものの、政府関係者 (財務省、NRB) によると、100MW 以上の水力事業者は政府が定める Hedging Regulation 2019 を活用することができる。Hedging Regulation 2019 はその具体的手法が確定していないが、基本的な考え方として、外貨融資が NRB に預金された時点の為替レートが固定され、預金時点から 10 年間有効であるとしている。また、ヘッジコストの分担方法も確定していない。

2.1.6 IPP 開発の承認プロセス

IPP 事業者が事業を行うためには、法令上必要となる権利を取得しなければならない。現行法令から、IPP による水力開発を実施するために必要となる主な承認プロセスを時系列で以下に示す。

【開発準備段階】

a) 調査ライセンス

有望地点について経済性を確認するための事業性調査 (F/S : Feasibility Study) を実施するためには、調査ライセンスが必要となる。調査ライセンス (Survey License)

は MoEWRI の一機関である電力開発局 (Department of Electricity Development : DoED) に申請する。DoED がこれを審査した後、MoEWRI がライセンスを発行する。調査ライセンスにより、事業者は排他的に対象の地点を調査する権利を得る。申請からライセンス発行までの期間は標準 30 日であり、ライセンス発行後、事業者は 3 ヶ月以内に調査を開始しなければならない。調査ライセンスの有効期間は最大 5 年である。また、Electricity Licensing Directive 2016 によると、発電調査ライセンスを保持する事業者はそれを他者に譲渡しない限り、発電ライセンスを付与される。これは、発電調査ライセンスを取得すれば独占開発権を付与されたことと同じである。

b) 海外投資（出資）・・・その 1

Foreign Investment and Technology Transfer Act 1992 に代わり Foreign Investment and Technology Transfer Act 2019 (FITTA) が 2019 年 3 月 27 日に大統領の承認を得た。FITTA によると、60 億 NPR 未満の外国投資は産業局 (Department of Industry : DoI) が、60 億 NPR を超えるものはネパール投資委員会 (Investment Board of Nepal : IBN) の承認が必要となる。

c) 会社、事業分野の登記

海外投資（出資）に対する承認を得た後は、Office of Company Register に対して登記申請を行う。登記後は DoI に対して事業分野を申請しなければならない。この申請は、海外投資の承認を得てから 35 日以内に行う必要がある。

d) 海外投資（出資）・・・その 2

会社、事業分野の登記が終了した後、NRB から海外投資（出資）に対する承認を得なければならない。

e) PDA

事業開発者 (Survey License 保持者かつ登記発電事業会社) は 200MW 以上⁶の水力開発については 2019 年 3 月に施行された PPP 投資法 (Public Private Partnership and Investment Act 2018) に基づき、IBN に PDA の交渉を申請する。200MW 未満の水力開発については MoEWRI に申請する。

以下の記述については 200MW 以上の水力発電所開発について記載する。

IBN は以下のいずれかに該当すると判断される場合、事業開発者と直接 PDA を交渉することができる。

6 従来の IBN の管轄は 500MW 以上

- a. プロジェクトの特性、ファイナンス構造もしくは技術的な必要性から、競争入札が適用できない場合
- b. プロジェクトが他にみられない特有の開発コンセプトや特有の技術を用いている場合
- c. 国が決定した優先開発プロジェクト
- d. PPP 投資法に記載された他の方法によることが適切でないと判断される場合

IBN が競争入札の適用が国家利益にかなうと判断する場合、「スイスチャレンジ」⁷のルールが適用される。提案元の事業開発者がプロジェクトの開発権を得られなかった場合、スイスチャレンジにより選定された他の事業者は提案元の事業開発者に対し、開発費用を補償する。

IBN との直接交渉またはスイスチャレンジのプロセスを経て、IBN は PPP 事業として承認し、事業開発者との間で合意書 (Minutes of Understanding : MOU) を締結し、PPP 投資法上の事業開発検討権を付与する。

MOU に基づく交渉の後、PDA がネパール政府と事業者の間で締結される。PDA の締結により、事業者の事業開発権が認められる一方、事業者側は一定の条件のもとで資金調達および建設に入る義務を負う。ただし、発電ライセンス等の必要な許認可は事業者が各法律にしたがって取得しなければならない。

2016 年 12 月 29 日に締結された Upper Trisuli 1 の PDA を例にすると、以下の権利・義務が PDA により契約されている⁸。

- 1) 政府は発電ライセンス取得から 35 年間にわたり、事業者に対して建設、発電、送電等の権利を与える。
- 2) 事業者は発電ライセンスを PDA 締結日から 90 日以内に申請、政府は 120 日以内に許可する。また、送電調査ライセンスを 30 日以内に申請、政府は 30 日以内に許可する。
- 3) 発電事業会社は発電ライセンス発行から 24 ヶ月以内に融資契約を締結する。(12 ヶ月延長可能)
- 4) PDA 締結日から 35 日以内に Performance Security Agreement を締結し、発電事業会社は融資契約から 30 日以内に Performance Security を提出する。

7 PPP 投資法に定義の記載はないが、一般にスイスチャレンジとはインフラプロジェクトに対する以下の入札手続きを指す i) 開発事業者が政府に対しある事業開発を一定の条件で政府から受注することを提案する ii) 政府は事業の詳細を一般に公表し、他の事業者の提案を募集する (一般的に受注額の提案) iii) 当初提案した開発事業者は、第一位の他者提案の条件で政府から受注する権利を有する。

8 ここで挙げた各種期限は Upper Trishuli 1 発電事業に関して設定された期限であり、標準の期限 (次項参照) とは異なる。

5) 発電事業会社は融資契約から 1 ヶ月以内に建設工事に着工する。

6) PDA 締結日から 6 ヶ月以内に PPA を締結する。

以上から、PDA 締結以降の主なイベントのフローは下記の通りである。

- ・ 発電ライセンス申請 (PDA 締結日から 3 ヶ月以内)
- ・ PPA 締結 (PDA 締結から 6 ヶ月以内)
- ・ 発電ライセンス取得 (PDA 締結から 7 ヶ月以内)
- ・ 融資契約締結 (PDA 締結から 31 ヶ月以内)
- ・ 建設開始 (PDA 締結から 32 ヶ月以内)

【開発段階】

a) 発電・送電ライセンス

発電・送電ライセンスは DoED に申請する。DoED がこれを審査した後、MoEWRI がライセンスを発行する。申請からライセンス発行までの期間は 120 日である。ライセンス発行後、事業者は 1 年月以内に建設を開始しなければならない。ライセンスの有効期間は 35 年 (COD までの建設期間 5 年+30 年) であるが、50 年まで延長が認められる。また、発電・送電ライセンスの申請は調査ライセンスの有効期間内に行う必要がある。

b) 系統連系に対する合意

事業者は発電設備を NEA の電力系統に連系することにつき、NEA から MOU にて合意を得る必要がある。これは PPA にも反映される。

c) PPA

PPA はオフテイカーである NEA と事業者が締結するものである。PPA には有効期間や買電単価、買電電力量、買電料金の支払い方法、支払い通貨等が規定されている。

d) 融資契約に関する書類の承認

融資契約が合意に至ると、事業者は DoI や産業投資促進委員会 (Industry and Investment Promotion Board)、IBN から融資契約に関する文書の承認を受ける必要がある。また、融資実行前には NRB の承認も必要となる。

e) 用地取得、借地

土地法によると、事業会社が所有できる用地面積には上限がある。しかし、プロジ

エクトによってはその上限を超えた用地が必要となる場合がある。この場合、土地改革環境省（Ministry of Land Reform and Environment）から上限緩和の許可を得て用地を取得することになる。また、政府は事業者に代わって私有地を取得する権限があると同時に、政府が所有する土地を事業者にリースすることができる。

なお、PPP 法によると、PPP プロジェクトとして認められた場合は、用地取得及び補償は事業者の申請により政府が実施する場合がある。

f) その他建設、運転に必要な許認可

発電事業会社は主として以下の許認可を各管轄機関から得る必要がある。

- ・ 無線機および通信システムの輸入ライセンス、所有、使用許可
- ・ 森林の使用、伐採許可
- ・ 保護区域における建設許可、区域内の水資源使用許可
- ・ 大型車両の移動および重量機器の輸送許可（10 トン以上）
- ・ 爆発物の輸入、輸送、保管のライセンス、および関連するセキュリティ措置の承認
- ・ 海外口座の開設に対する承認
- ・ 海外送金（配当、海外融資の返済（利息、元本）、株式の売却による収入）に対する承認

2.2 ネパールにおける水力開発に関する既存の検討

ネパールにおける貯水池式水力地点の開発に関し、以下の検討が実施されている。

- 1) Master Plan of Hydroelectric Development in Nepal, 1974, JICA
- 2) Gandaki River Basin Power Study, Basin Study, Basin Master Plan, 1979, UNDP (United Nations Development Programme)
- 3) Master Plan Study for Water Resource Development of the Upper Karnali River and Mahakali River Basin, 1993, JICA
- 4) Medium Hydropower Study Project, Power Sector Efficiency Project, 1997, World Bank and CIWEC
- 5) Identification and Feasibility Study of Storage Project, 2000-2004, NEA

これら検討結果と個別地点の既往の検討結果を総括して各地点を再評価し、電源開発計画を策定したのが JICA によるネパール国全国貯水池式水力発電所マスタープラン（2012～2014：以下、「MP2014」）であり、そのアップデートとして実施された水力発電セクター確認調査（2016～2017）である。本節では、その 2 件の検討の概要を以下に述べる。

2.2.1 貯水池式水カマスタープランの概要

MP2014 は JICA により検討され、2012 年 2 月より調査を開始、2014 年 2 月に最終レポートがネパール政府に提出された。最終レポートの中で、10 ケ所の地点が有望地点として報告されている。以下に同 MP2014 で選定された有望な貯水池水力発電所の候補地点について概説する。

(1) 調査の範囲

2013 年からの 20 年間の電力需要予測を含めた電源開発計画を策定することで貯水池式水力の電源開発における位置づけを確認したうえで、NEA から提出された貯水池式水力候補地点ロングリスト（65 地点）を技術面、環境面、経済面、資金面等から評価し、有望プロジェクトを選定している。選定された有望プロジェクトに対し、開発順位、開発規模・時期、資金調達方法等を検討することで優先順位を評価し、2013 年からの 20 年間を対象にした貯水池式水力発電所マスタープランとしてとりまとめた。

(2) 電力需要予測

1991 年から 2011 年までの民生・産業・商業／サービス・その他・灌漑それぞれの需要推移実績から、それぞれのセクターにおける GDP 成長率予測をもとに電力需要を予測している。ベースケースにおける電力需要（kWh）及びピーク電力（kW）の伸び率の平均は前半 10 年で 5.8%、後半 10 年で 7.7%、全期間平均で 6.8%と予測している。

実績の伸び率は NEA の Annual Report 2017 によると、2012 年から 2017 年の電力需要が 8.7%、ピーク電力が 7.1%と、いずれも予測より高い伸び率を示している。

(3) 優先プロジェクトの選定

NEA が検討した貯水池式水力候補地点 67 プロジェクトに対し、以下の 3 段階の選定を実施している。

第一段階

開発段階が進んでいる地点、他計画と重複している地点、技術的もしくは環境影響から実現のハードルが高いと思われるプロジェクトを除外し、31 プロジェクトを選定している。選定の基準は以下のとおり。

- 詳細設計段階にある等、開発段階が進んでいるプロジェクト
Tanahu (140MW)、Budhi Gandaki (600MW)、Tamor (380MW)、Kaligandaki-2 (660MW)、
Bagmati Multipurpose (140MW)、Nisti-Panah (90.4MW)
- 実現のハードルが高いプロジェクトの選定基準は、設備出力>1,000MW、ダム高
>300m、事業費>20 億 USD、調整率<5%、水没世帯>5000 戸、国立公園・自然
保護区内

第二段階

第一段階で選定した 31 プロジェクトに対し、以下の項目を多基準分析法により評価し、各プロジェクトの優位性をスコアにより比較している。評価項目は以下のとおり。

- 水文：データ信頼性、氷河湖決壊洪水（GLOF：Glacial Lake Outburst Flood）、堆砂
- 地質：地質状況、地震
- プロジェクト実施に至るリードタイム
- プロジェクトの効用
- 自然環境影響：森林、自然保護区、魚類、自然保護区、希少生物
- 社会環境影響：送電線建設影響、移転家屋、農地、少数民族、観光

第三段階

第二段階で評価された優位性を示すスコアが上位のプロジェクトから 10 プロジェクトを選定している。選定にあたっては以下の条件を考慮している。

- 2031/32 までに必要な貯水池式水力を 2,900MW と想定し、開発が決定している
Tanahu、Budhi Gandaki 以降に必要な 2,600MW（20%余裕）を選定。
- 優位性を示すスコアでは多数の西部地域のプロジェクトが上位にランクする結果
となったため、需要地や送電線建設のリードタイムを考慮し、各流域での有望プロ
ジェクト数を最大 5 プロジェクトとした。
- IPP 事業者に対して既に発行ライセンスとの競合を確認、以下の 4 プロジェクトは
流れ込み式水力としてライセンスが発行されていたため除外した。
Tila-1 (617.2MW)、Bhanakot (810MW)、Tamakoshi 3 (287MW)、Dodh Koshi 2 (156.6MW)

以上の結果、以下に示す 10 プロジェクトが有望プロジェクトとして選定された。

ただし、このうち、Kokhajor-1 地点は現地踏査を含むより詳細な調査の結果、経済性の観点から実施が困難であることが判明し、候補プロジェクトから除外している。また、Lower Jhimruk 地点は Naumure 地点の湛水池内に位置するため、競合することから Naumure 地点

を代表地点として採用している。なお、Naumure 地点は灌漑省の灌漑プロジェクト構想があるため、多目的ダムとしての開発の可能性はある。

表 2.2-1 Selected Storage-type Projects (MP2014)

	Unit	Installed Capacity	Total Energy	Dry Energy	Project Cost	Unit Cost	EIRR	FIRR
		MW	GWh	GWh	MUSD	USD/kWh	%	%
1	Dudh Koshi	30.0	1,909.6	523.3	1,144.0	6.0	17.6	30.0
2	Sun Koshi 3	536.0	1,883.6	335.9	1,690.5	9.0	13.1	19.4
3	Lower Badigad	380.3	1,366.0	354.7	1,209.8	8.9	13.2	19.8
4	Andhi Khola	180.0	648.7	137.1	665.8	10.3	13.0	19.1
5	Chera-1	148.7	563.2	120.6	576.9	10.2	12.6	17.8
6	Madi	199.8	621.1	170.7	637.3	10.3	12.3	16.8
7	Nalsyau Gad	410.0	1,406.1	581.8	966.9	6.9	15.6	25.8
8	Naumure (W.Rapti)	245.0	1,157.5	309.9	954.5	8.2	15.2	25.3
9	(Kokhajor-1)	111.5	278.9	94.1	476.5	17.1	7.6	n.a.
10	(Lower Jhimruk)	142.5	454.7	94.4	520.9	11.5	10.9	11.5

注) EIRR: Economic Internal Rate of Return
FIRR: Financial Internal Rate of Return

(4) 選定プロジェクトの開発計画

選定された 10 プロジェクトの検討レベルは、F/S レベル、Pre-F/S レベル、机上検討レベル、とまちまちであったため、開発優先順位の策定にあたって開発計画を見直している。

技術検討として、氷河湖決壊リスクの評価、堆砂評価、現地踏査による地質状況の把握、既調査レポートのレビュー、年間可能発生電力量の再検討、簡易環境影響調査が実施されている。

プロジェクトコストの評価は各プロジェクトの検討レベルを同等とするため、既調査資料から再評価を実施し、必要な予備費等を見込んでいる。建設工事期間には送電線建設、アクセス道路の建設を個別に評価して算定している。

以上で検討された貯水池式水力候補地点に対し、国際原子力機関(IAEA: International Atomic Energy Agency)が開発した電源開発最適化プログラムである WASP IV (Wien Automatic System Planning) を用い、(2) で分析した将来需要予測をもとにシステムの全体費用を最適化する設備投入時期を求めている。経済分析に用いた前提・諸元を以下に示す。

- すでに計画が進捗している貯水池式水力計画である Kulekhani No.3、Tanahu、Budhi Gandaki は計画どおりに運転を開始するものとする。

- インドからの輸入電力は NEA との協議に基づき、2014/15 まで最大 12MW、2015/16 以降は 162MW とする。
- 流れ込み式水力は建設準備中の Tamakoshi V (87MW、COD 2021/22)、Upper Arun (335MW、COD 2024/25) のほか、継続的に毎年 100MW 程度が開発されるものとする。
- 割引率は 10% とする。
- プロジェクト費用の 90% を償却するものとする。
- プロジェクトコストの内訳として、内貨 20%、外貨 80% とする。
- 供給信頼度 (Loss of Load Probability) として年間 5 日間の供給不足に相当する 1.375% を許容値とする。
- 計画停電による損失コスト (ENS コスト) を 0.76USD/kWh とする。

以上より算定された最も経済的（グリッドの発電費用を最小化する）な開発計画を以下に示す。

表 2.2-2 Storage-type Projects to be Implemented (MP2014)

Project	Capacity (MW)	Commissioning Year (FY)			Remarks
		Base Case	High Case	Lower Case	
Kulekhani No.3	14	2015/16	2015/16	2015/16	Under construction
Tanahu	140	2020/21	2020/21	2020/21	LA has been concluded
Budhi Gandaki	600	2022/23	2022/23	2022/23	DD is ongoing
Dudh Koshi	300	2026/27	2026/27	2027/28	
Nalsyau Gad	410	2028/29	2027/28	2029/30	
Andhi Khola	180	2029/30	2029/30	2031/32	
Chera-1	149	2031/32	2029/30	---	
Madi	200	2031/32	2030/31	---	
Naumure	245	---	2030/31	---	
Sun Koshi No.3	536	---	2031/32	---	
Lower Badigad	380	---	2031/32	---	
Total Capacity	---	1,993MW	3,154MW	1,644 MW	

2.2.2 水力発電セクター確認調査の概要

MP2014 で特定された 10 優先案件の進捗を確認するとともに、MP2014 で検討対象とされていなかった事業のうちネパール政府において実施優先度の高い 5 案件を検討対象に加え（「調査対象水力発電計画」と呼ぶ）、各案件の状況の整理、実現可能性及び今後の事業の実現の見通しを確認することを目的として 2018 年 8 月から 2019 年 3 月に実施された。本調査で特に有望と考えられた Nalsyau Gad 地点及び今後の事業の進捗が最も早いと期待される Lower Seti 地点に関連して、今後の効果的な事業遂行に寄与するための技術協力及び資金協力に関する提言を行っている。

(1) 対象貯水池式水力プロジェクトの進捗状況

検討対象プロジェクトは、MP2014 で選定された 10 地点とネパール側より提示された 3 地点である。Khimiti、Shivalaya Bubung の 2 地点は情報がほとんどないことから検討対象から除かれている。

表 2.2-3 Summary of Present Status of Promising Projects (JICA 2019)

No.	Project Name	Present study level	on-going study level	Present Status	remarks	note
1	Nalsyau Gad	F/S (NEA)	F/S-Update (SMEC, MWH, Udaya)		GoN fund SPC has been established	JICA MP
2	Dudh Koshi	F/S (FC)	F/S-Update and D/D (ELC and NEWJEC)	Survey license	ADB fund	JICA MP
3	Chara-1	desk study	No progress	Survey license		JICA MP
4	Andhi Khola	F/S (NEA)	F/S-Update (NEA)	Survey license		JICA MP
5	Madi	desk study	No progress			JICA MP
6	Lower Jhimruk	desk study	No progress			JICA MP
7	Kokhajor-1	desk study	No progress			JICA MP
8	Naumure	F/S (NEA)	F/S (DoED)		Multi-purpose project	JICA MP
9	Sun Koshi No.3	F/S (NEA)	F/S (DoED)			JICA MP
10	Lower Badigad	desk study	No progress			JICA MP
11	Uttar Ganga	desk study	F/S (NEA)	Survey license	SPC has been established	GoN
12	Tamor	F/S (NEA)	F/S (NEA)	Survey license		GoN
13	Lower Seti	desk study	F/S (THL)	Survey license		GoN

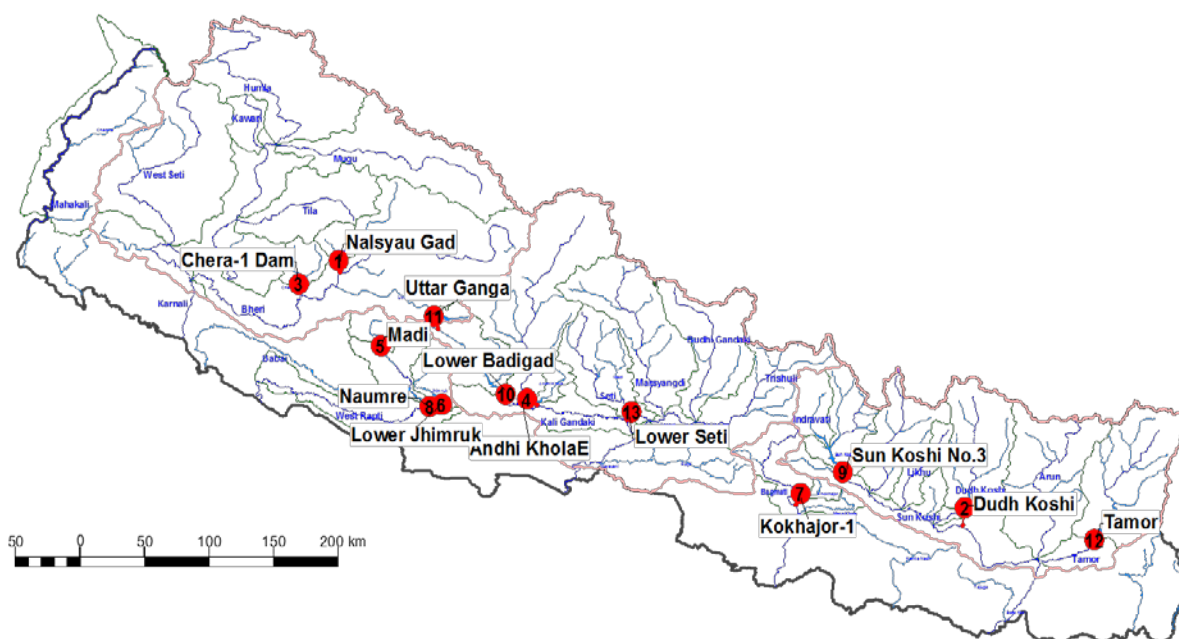


図 2.2-1 Locations of Promising Hydropower Projects selected in MP2014 and GoN in 2017 (JICA 2019)

(2) 対象貯水池式水力プロジェクトの課題及びリスクの抽出

検討対象 13 案件に対する以下のリスクに対して整理している。

- 1) 水文リスク
- 2) 地質リスク
- 3) 自然・社会環境に関するリスク
- 4) プロジェクトコスト、工事期間及びリードタイム
- 5) プロジェクトの経済性

(3) 貯水池式水力優先プロジェクトの選定

対象検討 13 案件から優先貯水池式水力プロジェクトを選定するに当たり、以下の点を考慮し評価が実施された。

- 1) 事業の進捗
- 2) プロジェクトに係るリスク
- 3) 本邦技術の適用可能性

上記選定基準に基づいてプロジェクトの評価を行った結果を次表に示す。この結果、Nalsyau Gad、Andhi Khola および Lower Seti の 3 プロジェクトが選定された。

優先プロジェクトとして選定された 3 地点について現地踏査を実施、位置／アクセス、地形／地質及び自然社会環境等を確認している。更に、水文／堆砂、発電計画、地質、土木施設、送電線、環境社会影響に関する初期検討及び既往資料のレビュー結果に基づいて、課題とリスクを抽出している。

表 2.2-4 Current Conditions of Hydropower Projects in MP2014 and GoN Proposal (JICA 2019)

No.	Project Name	Installed Capacity (MW)	Progress ^{*1}	Risk Consideration ^{*2}	Remarks	Priority ^{*3}
1	Nalsyau Gad	410	A	B	- Studies ongoing by international consultant by GoN fund - Infrastructure improvement (road construction) is planned by GoN - Transmission lines are planned until relatively near the project site - Project contributes to the local society - Cascade development can be considered for effective and efficient hydropower development	V
2	Dudh Koshi	300	A	B	- Studies ongoing by international consultant by ADB fund - Survey license is to be resubmitted because of the Project upgrading	
3	Chera-1	148.7	C	C	- Project is to be reconsidered because of other downstream project	
4	Andhi Khola	180	A	B	- Studies ongoing by NEA	V
5	Madi	199.8	C	C		
6	Lower Jhimruk	142.5	C	C	- To be affected by Naumre (No.8) located downstream of the river	
7	Kokhajor- 1	111.5	C	C		
8	Naumure (W. Rapti)	245	B	C		
9	Sun Koshi No.3	536	B	C		
10	Lower Badigad	380.3	C	C		
11	Uttar Ganga	821.0	B	C	- Trans-basin project	
12	Tamor	762.0	B	C	- Survey license is to be resubmitted because of the Project upgrading	
13	Lower Seti	104.0	B	B	- Studies ongoing by THL - Countermeasures for sediment will be cooperated with Tanahu HPP - Japan technologies such as coordination flushing can be applicable	V

*1 : Progress
A: FS completed. Update studies have been conducted after MP2014
B: Desk study level. Studies have been currently conducted after MP2014
C: No progress after MP2014

*2 : Risk Consideration
A: Relatively lower risk
B: Although risks exist, surveys and studies for countermeasures have been conducted
C: Risks exist. No/less further studies have been conducted.

*3 : Priority
V: Selected as priority projects for further studies

(4) 貯水池式水力プロジェクト実施のために推奨される対応策

貯水池式水力プロジェクト実施のために適応が考えられる本邦技術として、以下が提案されている。

1) 水系一貫開発

水系一貫開発は、最上流に貯水池を設け、河川の年間流況を改善（平滑化）し、河川の落差および流量を余すことなく利用して、水系全体で同時に大きなピーク水力を得ることが可能となる。特に、乾期における発電量が増強される。

2) 堆砂対策（排砂技術、排砂バイパス、連携堆砂）

適応が推奨される堆砂対策について、フラッシング／スルーシング排砂、及び排砂バイパス等がある。ダムが上下流に連続する場合、両ダムが連携した運用を行う連携排砂が効果的である。

(5) 電力需給ギャップ

1) 現状の需給ギャップ

ネパールにおける 2016 年度のピーク電力需要は 1,385 MW で、電力設備容量は 856 MW であった。この需給ギャップ 529MW により、1 月から 4 月までの乾期には最大 11 時間の輪番停電が実施されていた。その後 2017 年度の乾期では、NEA によるピーク時に産業用の電力を制限する電力供給側のマネジメント、及び電力効率の高い照明 LED の使用を推奨する等の電力需要側のマネジメントにより、輪番停電は実施されることが無かった。ネパールの電力需要の傾向は、水力発電所からの発電量が最も少なくなる乾期（冬季）に最大ピーク需要が発生する。一方、需要が少ない雨期（夏季）に発電量が最も多くなる。

2) 電力需要想定及び電力供給予測

2016 年以前は、国営電力会社である NEA が策定した需要想定が使用されていた。これらの予測は、過去の需要記録を参考に算出したものであり、需要の増加は、送電線グリッド拡張、グリッド接続領域内の人口増加、及び経済成長に基づいている。近年は政府のエネルギー計画の全体的な責任のうちの需要予測を WECS が責任機関として実施している。エネルギー需要分析モデル（MAED : Model for Analysis of Energy Demand）を用いており、国全体または地域毎における中長期的な社会経済成長、技術開発および人口統計的發展に関する前提に基づいて、将来の電力需要を評価している。経済成長の 3

つのシナリオ（GDP 成長率 4.5%、7.2%、9.2%）及び電力へのエネルギー形態の転換により電力需要を高めるための政策介入を伴うシナリオに対する 2040 年までの需要予測を行っている。両者の予測にはかなりの違いが見られる。

3) 電力需給予測と系統システムの課題

NEA の電力系統システムは、西から東へ 6 つのグリッドゾーンに区分されており、現在、グリッドの安定および、潮流制御のために全体を 3 つの分割グリッドに分けて運用制御している。したがって、電力需給バランスは各分割グリッドで検討する必要がある。

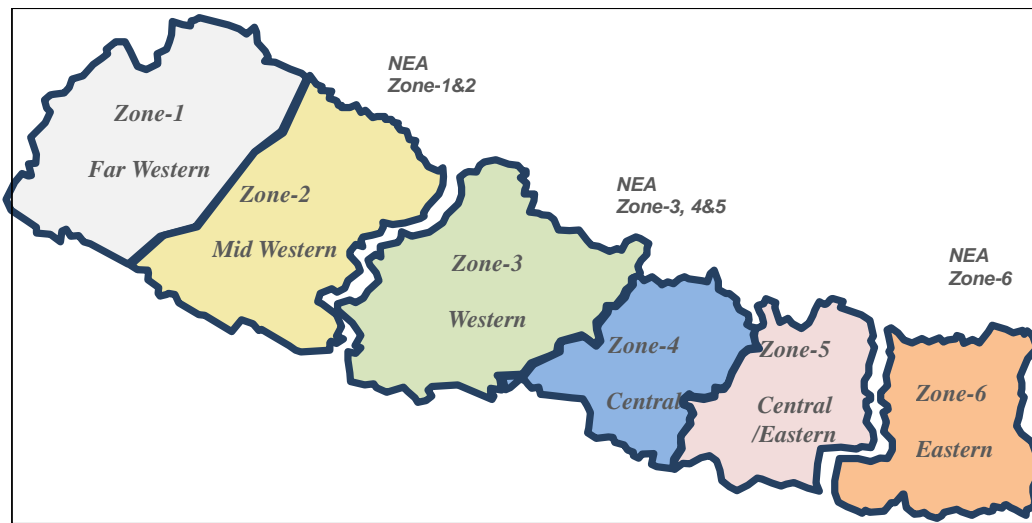


図 2.2-2 Operational Zone for NEA Power System (JICA 2019)

1 例として、2024 年時点の乾期のピーク時における電力フローを下図に示す。（2024 年の WECS 需要想定 GDP 成長率 7.2%のシナリオ） Zone-5 はピーク時の供給電力が需要を上回っているが、他の 5 つの Zone は電力需要が大きく、供給電力が不足しておりインドから約 3,500MW の電力輸入が必要である。

Power Flow at Peak Time in Dry Season (2024)

	Zone-1	Zone-2	Zone-3	Zone-4	Zone-5	Zone-6	Total
Available	23 MW	18 MW	879 MW	400 MW	897 MW	168 MW	2385 MW
Peak	228 MW	370 MW	1186 MW	2758 MW	461 MW	918 MW	5921 MW
Balance	-205 MW	-352 MW	-307 MW	-2358 MW	436 MW	-750 MW	-3536 MW

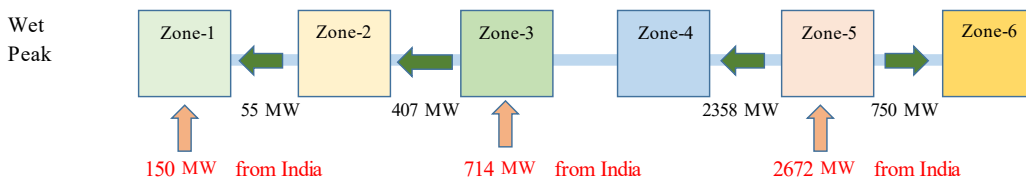


図 2.2-3 Power Flow at Peak Time in Dry Season (2024) (JICA 2019)

系統システムに関する課題として、以下があげられている。

- 発電の自由化以降、NEA は長期的な電力開発計画を策定しておらず、また、国家の電力開発計画を策定すべき中央組織も存在しない。このため、水力発電開発を効率的な形式構成にする長期的な水力発電、基幹送電線開発計画が存在しない。
- インドは、石炭やディーゼルなどで電力需要に応じて発電量をコントロールできる火力発電所を使用しているが、ネパールでの電力供給は、水力発電であり、各季節の河川流量に依存する。したがって、需要と供給の電力バランスを保つためには、インドとの系統相互接続を利用する必要があり、長期的な問題点を検討なされなければならない。
- ネパールの電力系統システムは西から東に約 850km の長い距離に広がっているため、送電線の長さが 400km を超え、送電線から発生する無効電力を制御する補償器や無効電力補償器（SVC：Static Var Compensator）の設置が必要となる。
- 各々のゾーンがインドの異なる系統に接続することになるので、NEA のシステム内に系統連系用直流連系所の設置を考慮する必要がある。
- インドへの電力輸出が可能となれば、ネパールはインドとの電力取引を通じて利益を得ることが期待される。したがって、国際連系送電線の早期開発が必要となる。電力取引が可能となるように、関係する法律の整備や決定を早急に行う必要がある。

(6) 提言

JICA 技術協力に関する提言として、本調査で特に有望と考えられた Nalsyau Gad 地点及び今後の事業の進捗が最も早いと期待される Lower Seti 地点に対して、これまでの日本における経験・知見を活かし、当該流域に適切な計画立案に寄与することができると期待される水系一貫開発、総合土砂管理および連携排砂等のノウハウを適用することが提言されている。

また、JICA 資金協力に関する提言として以下が挙げられている。

1) 民間投資環境の整備に係る調査

一般に、貯水式水力はハイダムと大規模貯水池の建設を伴うため規模が大きくなり、自然環境の緩和策・住民移転等の社会問題、高圧送電線建設等による工期の遅延リスク、不十分なピーク時買電単価、現地貨 PPA による為替リスク等があり、民間投資による IPP 事業としての開発は困難と考えられることから、民間投資環境に関する調査の実施

が提言されている

2) Nalsyau Gad 地点に対する資金協力についての検討

本調査対象の貯水池式水力案件の中で Nalsyau Gad 地点は、住民移転数も少なく、比較的项目収益性も良く、魅力的なプロジェクトといえる。しかし、アクセス道路と送電線が長く、これらの建設費がプロジェクトの経済性に悪影響を与えるとともに、工期遅延リスクも高く、IPP 事業としての開発は困難である。

Nalsyau Gad 地点を民間投資で進めるため、以下のような JICA 資金協力が考えられる。

- アクセス道路、送電線の調査を行うとともに円借款事業で進める。
- 上下分離方式として、政府がダムの実施し、民間資本による特別目的会社（SPC : Special Purpose Company）が発電設備の建設と運営を行い、売電収入をダムリース料と投資回収に充てる。JICA の資金協力としては、ダム建設費用に対する円借款の投入、SPC に対する投融資が考えられる。

第3章 他国における水力 IPP/PPP 事例調査と分析

ネパールにおける水力開発への支援を検討するための参考として、他国における水力 IPP 事業開発の仕組み、PPP 事例の調査と分析を実施する。

3.1 フィリピンにおける水力 IPP 開発の仕組み

フィリピン共和国では、垂直統合型の国営電力公社（NPC：National Power Corporation）により電源開発が進められていたが、1980年代の電力危機から、1987年に発電事業を民間に開放する政策を決定、1990年にBOT法が成立し、1991年には最初のIPPであるNabotas石油火力発電所が建設、運用を開始した。この時期のIPP事業は全て建設・運転を民間事業者が実施し、NPCが電力を全量買い取るPPAをIPP事業者と締結、一定期間後に発電設備をNPCに移管するBOT事業として開発が進められた。

1997年のアジア通貨危機を契機として、電力需要の低迷とともに、固定化されたPPA契約によりNPCの経営状況が悪化したことから、政府は電力セクターの構造改革を検討、2001年にNPCの分割・民営化、電力市場の自由化を柱とした電力産業改革法（Electric Power Industry Reform Act：EPIRA）が成立、NPC資産の売却を含めた段階的な民営化・自由化が進められ、現在では小規模な農村電化等の発電設備以外、すべての発電所が民間事業により運営されている。すなわち、発電事業会社の売電先は電力卸売市場（または相対契約による売電）であり、事業者は自ら市場リスクを取ることを要請されている。

EPIRA成立以前の貯水池式水力IPPの枠組み、特徴について、サンロケ発電所（436MW）のケースを以下に述べる。

◆ PPA上の買電料金は、以下の項目の合計として計算される。

① Capital Recovery Fee：Capacity FeeとEnergy Feeの合計

Capacity Fee：一定の発電力（kW）を常に確保することを条件とし、一定額が支払われる。USDと日本円による。

Energy Fee：発電量（kWh）に対して支払われる。USDによる。

② Operating Fee：固定運転および保守（O&M：Operation and Maintenance）費用に対して支払われる。現地通貨により、物価変動に応じて調整される。

◆ 流水の発電目的での排他的利用を含む事業権は、政府による確認書（Government Undertaking）により認められており、事業者は無償で事業を遂行することができる。

- ◆ NPC の義務履行をフィリピン政府が保証。
- ◆ 用地買収はオフテイカー（NPC）の責任で実施。
- ◆ 自然環境保全、社会環境保全は環境法の定めるところにより、環境天然資源省（DNER）が事業許可時に発行する環境適合証（Environmental Compliance Certificate）の指示事項に基づき、NPC と SPC が分担する。なお、被影響住民移転と生活再建は NPC 責任。
- ◆ 開閉所から至近の変電所までの送電線建設は NPC の責任で実施。

3.2 ラオスにおける水力 IPP 開発の仕組み

ラオス人民民主共和国はメコン川とその支川を中心に水力資源が豊富で、理論包蔵水力は 25,000 MW 以上、うち経済的に開発が可能な包蔵水力は 18,000 MW と推定されている。ラオスで最初の大規模水力は日本政府、世界銀行（WB : World Bank）の援助等で開発された Nam Ngum I（155MW, 1984）であり、首都ビエンチャンの電力需要に応えるとともに、タイへの電力輸出により外貨獲得に貢献している。

Nam Ngum I を参考に、民間投資による IPP 事業は、近隣国への電力輸出による外貨獲得をモチベーションとして開発がすすめられてきた。ラオスが政治的に安定してきた 1990 年代より、電力輸出を主たる目的とした水力発電所が海外の民間資本により IPP 事業として開発されている。海外投資による IPP 事業はタイ国向け IPP として開発された Theun-Hinboun 水力（210MW、1998）、Huay Ho 水力（150MW、1998）を始めとし、現在 45 ケ所、8,300MW（2017 時点。15MW 以上、工事中を含む、水力発電設備全体の 89%）に及び、輸出先もベトナム、中国と拡大してきた。

ラオス政府は電力輸出用水力 IPP に対し、10%程度の国内供給を義務付けている。そのため、IPP 事業者は、輸出電力のための PPA、国内電力販売のための PPA の 2 つの PPA を締結する必要がある。

ラオスにおいて水力 IPP を開発しようとする事業者は、以下の段階で開発を進めることが定められている。なお、これら手続きは国内向け、輸出用とも共通である。15MW 未満の発電所の許可権者は発電所が所在する県知事であるが、ここでは 15MW を以上の発電所を対象とした手続きを述べる。

- 1) ラオス政府との間で MOU を締結し、F/S を進める。許可権者は 15MW 以上の発電所はエネルギー鉱業省（Ministry of Energy and Mines : MEM）であり、それ未満は発電所が位置する県知事である。
- 2) F/S レポートを許可権者に報告し、PDA を締結する。PDA では建設開始時期、運転開始時期が定められる。PDA の有効期限は 18 ヶ月で、延長は国内売りの場合 6 ヶ月、輸出用の場合 6 ヶ月が 2 回認められる。事業者は PDA の有効期間中に、建設工事の準備を進め、並行して PPA 交渉、融資交渉を実施し、ラオス政府との間で開発許可（CA : Concession Agreement）を締結する必要がある。
- 3) CA には、開発に必要な許認可がすべて網羅される。特に重要な許認可として、事業者は建設準備期間中に、環境天然資源省（Ministry of Natural Resource and Environment）から法に定められた環境社会影響評価（Environmental and Social Impact Assessment）または初期環境調査（Initial Environmental Examination）（一定規模以下の送電線や工事用道路が対象）の許可を取得する必要がある。事業者が実施する環境・社会影響軽減策、モニタリング計画等は、事業者責任として CA の中で約定する。
- 4) CA の交渉と並行してタイ発電公社（EGAT : Electricity Generating Authority of Thailand）、ラオス電力公社（EDL : Electricité Du Laos）との間で PPA 交渉を進めるとともに、融資契約交渉を進める。
- 5) 両 PPA、CA の締結、建設契約、融資契約を経て建設工事が開始される。

IPP 事業者による発電設備の事業権はラオス国政府との間で締結する CA により確保されており、その中で政府と事業者間の責任分担、リスク分担が明示されている。CA で定められる主要項目を以下に示す。

- ✓ ラオス政府はコンセッション期間中の事業権を発電事業会社に付与する。
- ✓ 発電事業に必要な用地はラオス政府が無償でリースする。
- ✓ コンセッション期間：30 年
- ✓ 税率：優遇税制が考慮される
- ✓ ロイヤリティ：総運営収入に対しロイヤリティの率が定められる。
- ✓ 事業者が実施する自然環境・社会環境保全策。なお、被影響住民移転は事業者責任で実施する。
- ✓ リスク分担：ラオス国とともに電力輸出先の国に対して政治的不可抗力（Political Force Majeure）が規定されている。

なお、CA で定める税率、ロイヤリティの率はプロジェクト毎に異なる。これは、水力発電

所は、それぞれの水文・地形条件により経済性が異なることに配慮したもので、それらの率は開発者側が提示するプロジェクトのキャッシュフローをもとに、ラオス政府・民間事業者それぞれの収益がバランスのとれたものとなるように定められる。

貯水池式水力発電所のタイ電力公社との買電契約（PPA）は以下の特徴がある。

- ✓ 発電量は全て EGAT が買い取る。
- ✓ テイクオアペイ（Take or Pay）が原則
- ✓ 平日のうち、一定時間（8 時間～16 時間）をピーク時間帯とし、主エネルギー（Primary Energy）として受電量（kWh）の単価を定める。Primary Energy の支払い通貨はタイバーツ（THB）と USD。
- ✓ ピーク時間帯以外の発電量は従エネルギー（Secondary Energy）として比較的安価な単価で買電する。Secondary Energy の支払い通貨は THB。

3.3 インドネシアにおける IPP 開発の仕組み

1985 年の電力法では、垂直統合の国家機関である国営電力公社（PLN : Perusahaan Listrik Nagara）が電力事業を担当してきたが、1992 年の大統領令により、民間投資による IPP が認められた。2002 年の電力法では、PLN の民営化、電力市場の創設、電力の水平分割（アンバンドリング）が定められたが、最高裁判所により憲法違反であると結論づけられ、分割・民営化は実現しなかった。その結果、発電設備は PLN（またはその子会社）と IPP により構成され、IPP 事業者は PLN に電力を販売する構造となった。電力法はその後 2009 年 5 月に改訂され、PLN が電力供給者として明確に位置付けられた。

IPP による発電所建設は 1990 年代の始め、PLN の財政状況より、電力不足の解消のため導入され、大規模火力発電所を中心に適用されてきた。

民間資本による水力 IPP の事業開発は、過去には 10MW 以上の水力については民間事業者による提案を受けて PLN がその内容の妥当性と PLN の電力需給計画との整合性を検討、両者の交渉により買電条件が決められていたが、PLN は 2018 年より新たな仕組みを導入し、基本的にプロジェクトが位置する地域における PLN の発電原価より安価なプロジェクトを IPP 事業として認定するとし、当該地域の IPP 募集規模（kW 及び kWh）を公示し、応募が募集規模より大きくなった場合は PLN が選定する方式としている。また、IPP 事業者は事前に PLN の資格審査（Prequalification）を受け、事業開発・運営能力が PLN により認められること（DPT プロセス）が同じく 2018 年より開始された。

インドネシアにおける一般的な水力 IPP の手続きは以下のとおり。

- ✓ MOU：民間事業者と地方政府の間で締結される。MOU により、対象未開発地点を独占的に調査することが認められる。
- ✓ F/S：民間事業者は MOU で決められた期限内に実施する。
- ✓ 環境社会影響評価：F/S と並行して実施する。
- ✓ 用地買収・住民移転計画（LARAP：Land Acquisition and Resettlement Action Plan）：F/S と並行して LARAP を実施する。
- ✓ 事業者は上記調査の実施後、調査レポートを地方政府とともに PLN に提出する。PLN は電源開発計画（RUPTL）との整合性を確認し、PPA の条件を協議する。
- ✓ 用地買収は民間事業者の責任で実施する。なお、政府が定める PPP 事業として認められた場合には、PLN が用地買収を実施する場合がある。
- ✓ 被影響住民移転責任は事業者の責任で実施する。
- ✓ 送電線建設は基本的に事業者の責任で実施する。
- ✓ 電力料金の支払いは PLN との交渉により決められる。近年は多数の水力 IPP がインドネシア資本の民間事業者と国内銀行の融資により実施されており、その場合はインドネシア・ルピア（IDR）となる。外資・海外の銀行の場合は USD が認められる。

3.4 ミャンマーにおける水力 IPP

ミャンマーは急峻な山岳地帯とイラワジ川、タルウイン川、チンドイン川、シッタウン川等の大河川に恵まれ、約 100,000 MW 以上の理論包蔵水力および 40,000 MW 以上の経済的に開発可能な包蔵水力を有すると言われている。包蔵水力はアジア諸国の中では中国、ネパールに次ぐ規模である。

戦後最初に建設された大規模水力は、日本政府資金による Baluchaung II（168MW, 1974）であった。その後 2000 年までに政府により 5 発電所（合計出力 147MW）が開発されたが、2000 年以降に加速度的に開発が進められ、2017 時点での水力発電の設備容量は 3,331MW となった。最大容量の水力発電所は政府により開発された Yeywa（790 MW, 2010）である。

中国国境に近いイラワジ川上流では、中国への電力輸出のための開発が進められ、Shweli I（600 MW, 2009）、Dapein I（240 MW, 2010）が建設された。また、2016 年の政権交代後に中止が決定した Mitsone 発電所（計画 6,000MW）のための工事用電力として、Chipwi Nge（99MW, 2013）が運転を開始している。

これらの電力輸出用発電所は BOT の IPP であるが、ミャンマー北方に位置しており国内の主要送電系統と連系されていないこともあり、ほとんどの電力を中国に輸出している。Shweli I は基幹系統に連系されているが、中国企業である Yunnan United Power Development Corporation（持分比率 80%）とミャンマー政府（Hydropower Implementation Bureau of First Power Department of Myanmar、持分比率 20%）との合弁会社により開発され、BOT 期間 40 年の間、ミャンマー政府は 15%の電力を Free Share として受電する権利を持つ。

近年、国内需要の増や送電線系統の整備により、国内向けの民間資本による中国への電力輸出用発電所以外の IPP 事業が開発されてきた。Mali（10.5 MW, 2006）、Baluchaung 3（52 MW, 2014）、Thauk Ye Khat II（120 MW, 2014）が初期の民間 IPP 事業であるが、ミャンマー資本と国内銀行融資によるものであった。

2018年8月、ミャンマー、オーストリア、日本の民間企業で構成された共同企業体が Deedoke（予定 56MW）の開発権をミャンマー政府より取得した。これはミャンマーでは最初の国際金融機関のプロジェクトファイナンスを利用した民間 IPP による水力開発事業であり、次いで同年9月には、他の民間事業者（ミャンマー、フランス、日本）が Shweli 3（予定 671MW）の開発権を取得している。

ミャンマーでは一般的な IPP 事業による水力開発は始まったばかりであるが、現在の IPP 開発の仕組みは以下のとおりである。

- ✓ 政府との MOU の調印により独占開発交渉権を得る。
- ✓ MOU の有効期間中に F/S 及び法に基づく環境社会影響調査を実施する。
- ✓ 政府より協定書（MOA : Memorandum of Agreement）もしくは着工命令（NTP : Notice to Proceed）を取得。NTP は政府が民間企業に独占開発権を付与するもので、電力買電価格を含めた PPA の概要を規定したもの。その後ミャンマー政府との間で PPA、Joint Venture Agreement、Land Lease Agreement、CA の交渉を進める。

なお、現在進行中の Deedoke、Shweli 3 とも、ミャンマーと他国政府の交渉により MOU が締結されたものである。

3.5 上下分離方式によるインフラ整備の事例

上下分離方式は鉄道事業において用地確保・敷地整備・鉄道敷設等のインフラ整備部分と鉄道事業運営のオペレーション部分を分離し、インフラ整備部分を公共事業体が、オペレーション部分をコンセッション方式により民間が実施する PPP 事業の形態のひとつであり、

米国、英国等西欧諸国から始まった。本調査では、事業全体の基礎となるインフラ設備の開発を官が担い、当該インフラ設備を利用して実施される事業の構築・事業運営を民間が担うプロジェクトを広い意味での上下分離方式と称するものとする。

上下分離方式によるインフラ整備の代表例を以下に紹介する。

(1) サンロケ発電所の開発

サンロケ水力発電所は 436MW のダム式水力発電所であり、サンロケ多目的ダム事業の一環として、IPP 事業者により建設、運転され、発電された電力は全て NPC が買い取り、25 年間のコンセッション期間終了後にフィリピン政府に移管する BOT 事業として、1997 年 10 月に PPA を締結、2003 年 5 月に全ユニットが運転を開始、25 年間の運転期間に入った。運転開始以降に制定された EPIRA により、NPC と SPC 間の PPA 契約は競争入札により民間電力事業者に移管され、現在も SPC と民間電力事業者との間で有効に機能している。



図 3.5-1 サンロケ水力発電所

サンロケ多目的ダム事業は政府が実施する事業であり、ダムが位置するルソン島アグノ川流域において灌漑用水の供給、洪水被害の軽減、水質の改善と発電という 4 つの目的を持つダム建設事業である。ダムは発電事業者（民間による SPC）の責任によって建設、完成後 NPC に移管されるが、その費用はフィリピン政府が負担すること、発電事業者は BOT 期間中ダムを無償で利用できることが PPA により定められている。SPC への出資者は当初 Sithe Energy（米）、丸紅（日）、関西電力（日）であったが、運転を開始して以降、Sithe Energy はその株式を日本側株主に売却、現在では丸紅と関西電力の JV となっている。

サンロケ多目的ダムの建設費用（400 MUSD）は日本輸出入銀行（現国際協力銀行）のアンタイド・ローンにより調達された。一方 IPP 事業者は同じく日本輸出入銀行の投資金融の仕組みを利用した融資団からのプロジェクトファイナンスにより、建設資金を調達した。すなわち、ダム建設を含めた発電事業としては民間事業としての採算が確保できない（もしくは非常に高額な買電単価が必要）事業に対し、公共目的を持つダムの建設費を官が負担し、発電事業は民間投資により実現した PPP 事業であり、それぞれの資金調達に本邦政府系金融機関が協力した例でもある。

多目的ダム建設は NPC が SPC に委託する形で実施され、SPC の請負業者がダム・発電所の建設を一括して受託している。これにより、ダム・発電所間の建設工程の調整、共用設備（骨材製造、土捨場等）や仮設用地の効率化を図ることができた。ダムの管理・ゲート操作についても NPC が SPC に委託している。これらの役割分担は PPA の中で定められている。事業のスキームを以下に示す。

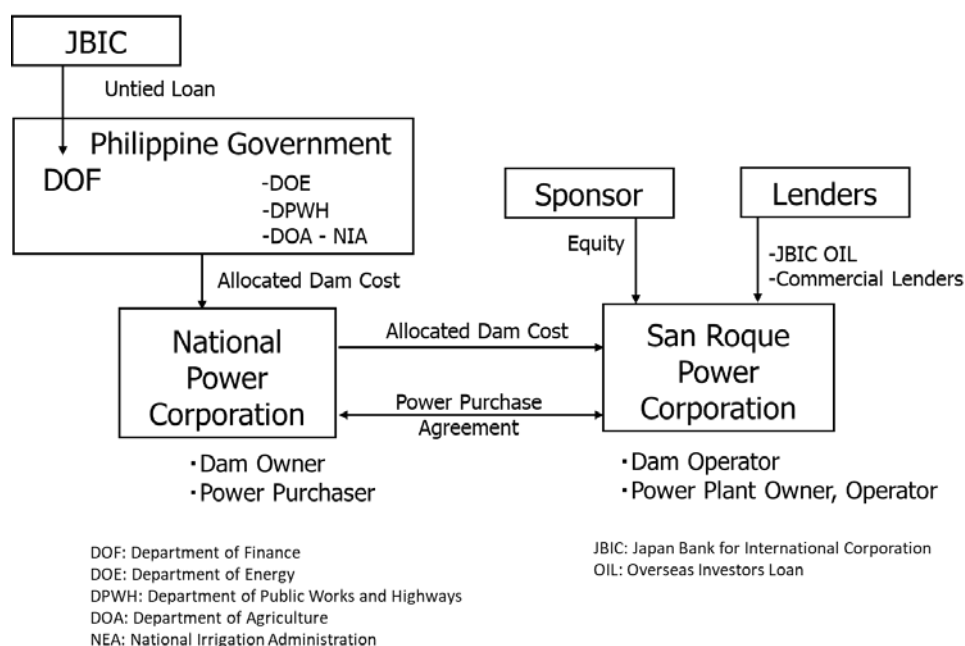


図 3.5-2 サンロケ多目的ダム事業スキーム図

(2) ベトナム・フーミー発電所群の開発

1994年1月、ベトナム国ホーチミン市近郊のバリア・ブンタウ省フーミー地区における「フーミー I ガスコンバインドサイクル火力発電所および関連送変電設備」（フーミー I 発電所）の建設事業への円借款が調印された。フーミー I 発電所は EVN（ベトナム電力公社）により運営される発電所であり、円借款はベトナム南部地域の電力需要の増加への対処および電力の安定供給、同地域の経済活性化への貢献を目的としたものであるが、同時に敷地内への将来の増設を意図した設備が円借款により建設された。

フーミー I 発電所の建設後、同発電所の共有設備を利用することで、フーミー2-1 発電所、フーミー2-1 拡張、フーミー3 発電所、フーミー4 発電所が次々と建設され、同地域はフーミー発電コンプレックスを形成することとなった。



図 3.5-3 フーミー I 発電所



図 3.5-4 フーミー発電所群

フーミー I プロジェクトで建設された共有設備は、以下の通りである。

- ◆ Cooling Water Intake/Discharge Channel
- ◆ Water Treatment Plant/Sewage Water Treatment Plant
- ◆ 110kV/220kV Switchyard
- ◆ Heavy Fuel Oil Tanks
- ◆ Diesel Oil Tank
- ◆ Raw Water Storage Tank
- ◆ Administration Building
- ◆ Canteen Building
- ◆ Warehouse
- ◆ Workshop
- ◆ Causeway and jetty

各発電所の諸元は以下のとおりである。なお、すべてガスコンバインドサイクル方式の発電所であり、フーミー2-2、フーミー3は20年間のBOT事業である。

Power Plant	Owner	Capacity(MW)	COD	Finance
Phu My 1	EVN	1,090	2000	OEFC
Phu My 2-1	EVN	900	1997	World Bank
Phu My 2-2	IPP(1)	715	2005	Syndicate(1)
Phu My 3	IPP(2)	715	2004	Syndicate(2)
Phu My 4	EVN	450	2004	-

IPP(1) : EDF (仏)、住友商事、東京電力

IPP(2) : BP (英)、Sembcorp (シンガポール)、日商岩井、九州電力

Syndicate(1) : ADB, JBIC, World Bank (guarantee), commercial lenders

Syndicate(2) : JBIC, ADB, MIGA (guarantee), commercial lenders

(3) インドネシア・パイトン発電所群の開発

インドネシア政府の電力公社である PLN は、1994 年に 800MW (2 ユニット×400MW) の石炭火力発電所を建設した。Paiton PLN または Paiton Unit #1&2 と呼ばれ、現在は PLN 子会社の PT.PJB により運営されている。発電所用地は将来の増設を見越して整備された。

Paiton PLN の敷地内に、Paiton 1 石炭火力発電所(または Paiton Unit #7&8、それぞれ 615MW) が 1999 年 5 月に、Paiton 2 石炭火力発電所(または Paiton Unit#5&6、それぞれ 610MW) が 2000 年 11 月に運転を開始した。また、アジア通貨危機後に Paiton 3 (または Paiton Unit#3) が 2012 年に完成している。同年、PLN は Paiton Unit #9 を同敷地内に建設している。

Paiton 1、Paiton 2、Paiton 3 は民間企業による IPP 事業であり、Paiton1 は Mission Energy (米)、三井商事(日)と地元企業の合弁会社(SPC)が 1995 年に開発権を取得した。SPC はプロジェクトファイナンスの融資を国際協力銀行(当時は日本輸出入銀行)、US EXIM (米)、OPIC (米)から調達、NEXI(当時は通産省保険課)から保険を調達した。Paiton2 は Siemens Power Venture (独)、PowerGen (英)と地元企業の合弁会社が開発権を取得、商業銀行から融資を調達している。また、Paiton 3 は International Power (英)と三井商事が出資する IPM Eagle 社、三井商事、東京電力が地元企業と合弁会社を設立し、国際協力銀行を中心とする融資団から融資を調達している。

Paiton 1 が運開した 1999 年には、1997 年のアジア通貨危機によりインドネシア・ルピア価値が大きく下落しており、PPA がドル建てであったことから PLN は大きな損失を被ることとなった。PLN はインドネシア政府(PLN の義務履行保証者)とともに融資団と調整し、PPA を変更することに合意、2003 年に PPA Amendment が調印された。変更 PPA では、i) 資本費タリフの減額、ii) 返済期間の延長、iii) BOT 期間の 30 年から 40 年への延長、iv) 燃料調達契約の改訂、v) 融資返済、運営費確保を目的とした SPC による債権の発行、が合意されている。

Paiton1、Paiton 2 の改訂 PPA における主な契約条件は以下のとおり。

- ◆ 買電単価は以下の 4 つのコンポーネントで構成されている:
 - ① Component A : 資本改修費
 - ② Component B : 固定 O&M 費
 - ③ Component C : 燃料費
 - ④ Component D : 変動 O&M 費
- ◆ 資本改修費は固定であり、アベイラビリティを確保することで、USD により支払われる。

- ◆ 固定 O&M 費は固定で、USD、インドネシア・ルピアにより支払われ、米国、日本、インドネシアの物価指標に連動して変動する。
- ◆ 変動 O&M 費用は消費材、保守費用をカバーするもので、発電量により変動する。
- ◆ 土地取得、送電線の建設は PLN 責任。
- ◆ 運営期間は Paiton 1 で 40 年、Paiton 2 で 30 年。運営期間後、SPC は PLN への売電のほか、大口消費者に個別に売電する権利を持つ (BOO 方式)。
- ◆ PPA 上の PLN の義務履行はインドネシア政府の「サポートレター」により担保される。

図 3.5-5 にパイトン発電コンプレックスの写真を示す。



図 3.5-5 Photo of Paiton Complex in 2007

3.6 近隣諸国のタリフ構造

近隣諸国の IPP 事業に対する電力買取タリフ構造は概ね 3 つの構成要素からなる。

1 つ目は資本回収に相当するタリフである。このタリフは kW ベースもしくは kWh ベースで定められる。kWh ベースの場合はオフテイカーの買取義務電力量ベースも合わせて定められている。融資返済期間が終了した後は、このタリフは減額される。支払いは基軸通貨建てが主流であるが、現地通貨建てによる支払いであっても基軸通貨相当額の現地通貨での支払いとし、時々々の為替を反映できる仕組みとなっている。この仕組みは資本回収に与える為替変動の影響を軽減するものといえるため、海外投資家が投資判断を行う上で重要

なポイントである。

2つめの構成要素は O&M 費のような事業運営費に相当するタリフである。このタリフは基本的に kWh ベースであり、時々の物価指数により調整される。支払いは現地通貨と基軸通貨の混合により行われる場合が多いが、現地通貨による支払いのみの場合でも、時々の為替を反映できる仕組みとなっている。

最後は水利用料や燃料費である。これらは基本的にパススルーとなっている。

第4章 IPP による貯水池式水力発電所の開発

貯水池式水力発電所の開発には 10 億 USD 以上の巨額な投資が必要となる。また、ダムの下流域だけでなく、地震や地滑り、堆砂、氷河湖決壊洪水など地点固有の自然条件に配慮し、これらの課題に対応できる技術が求められる。

貯水池式発電所は開発費が高額だけでなく高い技術力や運用知見が求められる点で、ネパール国政府もしくは単一機関のみによる事業化はハードルが高い。従い、貯水池式発電方式を実現するためには民間の資金や技術、知見を導入することが望ましい。ネパール国政府は外資の活用をその方針としている（例えばホワイトペーパー。第 2.1.2 章参照）。

次章では民間投資を活用する上下分離方式を提案しているが、本章では、貯水池式水力開発への民間投資を促進する上での留意点を記す。これらは上下分離方式を適用する際にも考慮されるべき内容である。

貯水池式水力開発への民間投資の促進における留意点として、大きく 2 つの課題がある。

1. 現行の PPA を適用する場合の課題
2. 貯水池運用を考慮した PPA の仕組み

4.1 現行の PPA の貯水池式水力発電所への適用

4.1.1 タリフ構造

電力規制委員会が 2019 年 10 月に発表した ERC 細則によると、100MW 以上の水力発電所の買電単価は発電コストをベースとして算定される。その単価は、ERC 細則の別添 5（以下表）が参考にされる（以下「標準単価」）。

表 4.1-1 貯水池式発電方式のタリフ条件(ERC 細則別添 5)

3. The power purchase rate for the Reservoir Project fulfilling the conditions set out below shall be as state below. 3% simple escalation shall be adjusted annually for a maximum 8 times.
- a. Active Storage Volume of Reservoir Project shall not be less than the Volume corresponding to the design discharge of 15 days and dead Storage Volume shall be designed in a way that it does not get filled by the sediments, at lease for 50 years.
 - b. The minimum energy of six months shall be 35% during the period of Mangsir 16 to Jestha 15.

Period	Purchase rate per unit (NPR/kWh)
Jestha 16- Mangsir 15 [May 29 or 30 – Nov 30 or Dec 1]	7.10 (If the electricity production during the wet season is increased by 50%, in comparison to the total annual production then, the wet season power purchase rate shall be deducted equivalent to the excess %)
(Mangsir 16- Jestha 15) [Dec 1 or 2 – May 28 or 29]	12.40

ERC 細則 8.5 条、8.6 条では、買電単価を決定する仕組みが以下のとおり記載されている。

- 8-5. Commission shall determine the power purchase rate for hydroelectricity projects above 100 megawatt pursuant to schedule 5 such that Return on Equity (ROE) shall not be more than 17%. However, it shall amend the power purchase rate by decreasing the power purchase rate if ROE seems to grow more than 17% pursuant to schedule 6.
- 8-6. For the determination of power purchase rate pursuant to sub-section 5, Electricity Seller shall make an application through Electricity Buyer to the Commission. Commission shall grant approval for power purchase rate on following basis:
- a. Estimated cost of project,
 - b. Source of Loan and interest on loan,
 - c. Process of payment of principal and interest on loan,
 - d. Grants to be received on construction and operation,
 - e. Depreciation or advance depreciation,
 - f. Return on equity,
 - g. General expenses,
 - h. Operating expenses,
 - i. Repair and maintenance expenses,
 - j. Working expenses,
 - k. Revenue, tax and service charges
 - l. Additional Capitalization,
 - m. Loan and equity ratio,
 - n. Policy and regulations of Government of Nepal,
 - o. Any other basis as found reasonable by the Commission.

発電事業会社の ROE が 17% (NPR 建て) を超えるような場合、買電単価の見直しが行われる。なお、100MW 未満の発電所を対象とした細則別添 5 記載の標準単価では、COD から 8 年間、年 3% の単純エスカレーションが考慮されるが、以降については考慮されない構造となっており、基本的には、インフレーション等の影響を考慮しないタリフ設計方針であることが推定される。

NERC によると、標準単価は 100MW 以上の水力に直接適用するものではなく、参考として位置づけられている（100MW 以下の水力では別添 5 を適用する）。ただし、別添 5 にあるように、貯水池式発電所の買電単価は発電電力量あたりの単価が決定・適用されることが示唆されている。貯水池式水力発電所はシステムオペレータである NEA が管理すべきこと、年間の水文変動を考えると、固定支払い方式を適用することが望ましい（第 4.2.4 章参照）。

4.1.2 買電料金の外貨払い

PPA 標準（100MW 以上の流込み式水力対象）では COD から 10 年間、外貨により買電料金が支払われるものとされていた。NERC および NEA によると、ERC 細則の制定により PPA 標準の規定は無効となり、ERC 細則に明確に記載はないものの、買電料金は全て現地貨で支払われることとなった。

4.1.3 為替リスクヘッジ

NERC、NEA、NRB によると、PPA 標準で設立を予定されていた「ヘッジファンド（Hedge Fund）」は取りやめとなった。このことと買電料金の現地貨払いにより、発電事業者が為替リスクを全て負担することになったが、政府が用意する「Hedging Regulation 2019」の仕組みを利用することができるとの情報を得ている。

為替リスクは周辺各国では、電力購入側（オフテーカー）が負担する仕組みが提供されている（第 3 章参照）。為替リスクの発電事業者への転嫁は、海外民間投資意欲をそぐこととなる。

Hedging Regulation 2019 に記載されている為替リスクヘッジの仕組みは以下のとおり要約される。

- 1) 為替ヘッジの仕組みはインフラプロジェクトに対するネパールへの外貨融資に対し適用される。対象は、100MW 以上の水力発電所開発、延長 30km 以上、220KVA 以上の送電線開発、鉄道事業、50 km 以上の高速道路および政府が指定するプロジェクト。
- 2) 外貨融資が支払われた際、事業者は NRB に預金する。
- 3) NRB は外貨を現地貨に換金し、ネパール国内の銀行に送金する。
- 4) NRB は外貨融資預金の日付、預金額を記載したレシートを発行する。
- 5) これにより、外貨融資預金時点での為替レートが固定される。
- 6) 事業者は預金の日から 10 年間（延長可能）、預金額を限度に固定された為替レートで現地貨を外貨に換金することができる。

NERC によると、為替ヘッジコストの負担方法、為替ヘッジの対象額は財務省、NRB、NERC 等政府関係者内で議論されている状況である（2019 年 12 月時点）。

上記の Hedging Regulation 2019 により、PPA 標準で予定されていたヘッジファンドの考え方も、事業者の為替リスクの負担は増大する。すなわち Hedging Regulation 2019 では、i) 為替ヘッジは融資元本のみを対象とし、建設中利子を対象としていない、ii) PPA 標準で定められていたように PPA 締結時点で為替レートを固定することがないため、事業者は融資が実行されるまでの間の現地貨減価リスクを負う必要がある、iii) 為替リスクヘッジは融資実行から 10 年間のみ有効である。なお、PPA 標準でも同様であるが、為替リスクヘッジの期間が 10 年とされていることから、融資返済期間が実質的に 10 年以内に制限され、毎年の融資元本返済額が大きくなり、結果して投資利回りを低下させる要因となりえる。融資返済期間が投資利回りに与える影響については、キャッシュフローモデルにより評価しており、その結果は第 6.4.3 章(2)項に記載している。図 4.1-1 にヘッジファンドと Hedging Regulation 2019 の比較概要図を、図 4.1-2 に両方式の為替ヘッジの仕組みの説明図を示す。

なお、Hedging Regulation 2019 では、外貨を NRB の外貨口座に預金することが求められており、通常プロジェクトファイナンスで採用される、海外融資借入口座から海外支払口座（例えば工事代金の支払口座）への国内口座を経由しない支払い手続きがその対象とならない可能性があるため、そういったケースを同様に扱うルール作りが必要であると考えられる。


	Hedge Fund in PPA Template (2017)	Hedging Regulation 2019 (2019)
	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Exchange rate is locked at PPA signing. ✓ Foreign currency payment is made for maximum 10 years after COD. ✓ Foreign currency payment portion (%) is determined by Debt/Equity Ratio at COD*. ✓ Hedge cost is shared by GON, NEA and Project Company. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Applied to infrastructure projects including hydropower project more than 100MW. ✓ Upon approval by GON, exchange rate of foreign currency loan deposited in NRB is locked for 10 years (5 years extension may be approved)
		
	Hedge Fund in PPA Template	Hedging Regulation
Fx Rate Fix timing:	PPA signing	Each disbursement of loan
Hedge Amount:	Principal + IDC + α^*	Principal
Term:	COD+10 years	Each disbursement + 10 years
Hedge Cost	Shared by GON, NEA, SPC	[Not determined]

図 4.1-1 為替ヘッジの仕組み概要比較

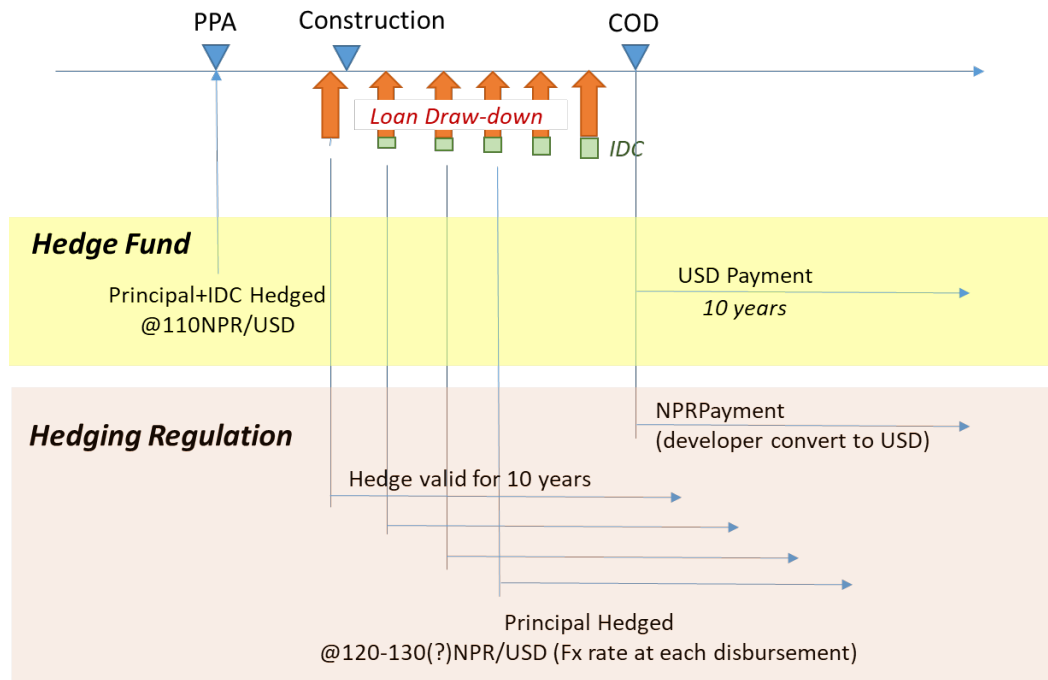


図 4.1-2 為替ヘッジの仕組み比較説明図

4.2 貯水池運用を考慮した PPA の仕組み

4.2.1 貯水池式水力発電所の基本運用

河川流量の変化と電力需給の変動は年間を通じてそれぞれ独立している。ネパールでは一般的に乾期の12月から5月にかけて河川は渇水し、雨期の6月から11月にかけて豊水となる。したがって、河川流量に合わせ発電する場合、時期により発生電力量が変動する。モデル地点の発電方式は貯水池式発電である。貯水池式発電は年間または季節的な調整ができるよう大容量の貯水池を持つ。基本的な運用方法を下記に記載し、モデルを図 4.2-1 に示す。

- 雨期は河川流量が多いため、貯水池の水位を満水位（FSL：Full Supply Level）に達するよう貯水を行う。河川流量が少なく FSL に達しないと想定される場合は発電使用水量を減少させ、貯水を優先させる。もし、発電使用水量を最大まで使用しても FSL に達する場合は流入量を洪水吐き等により下流へ放流する。
- 乾期は河川流量が少ないため、雨期に貯水した水を運用最低水位（LOL：Lowest Operation Level）まで発電に使用する。

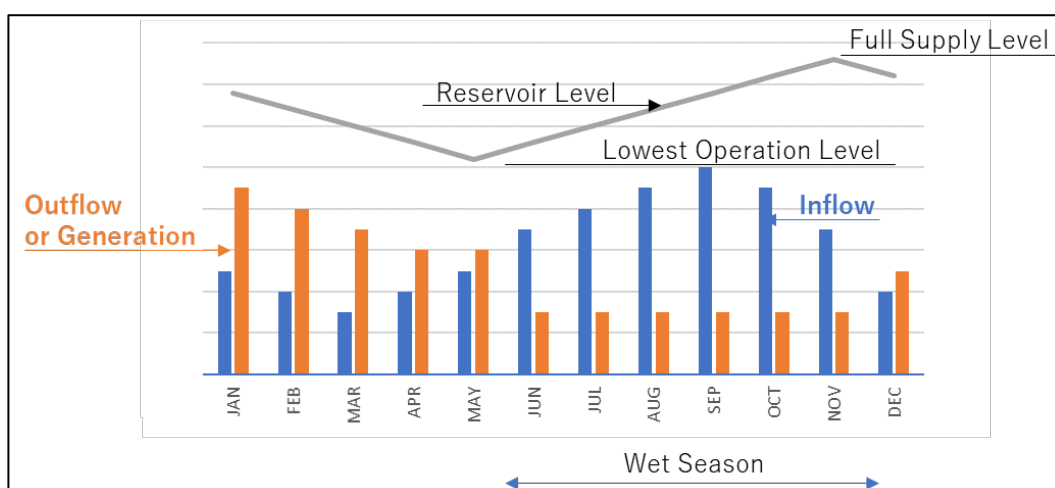


図 4.2-1 貯水池式発電所の基本的な運用方法

貯水池式発電所の運用は、発電だけでなく、乾期に下流の河川流量を増やせるため、一定の河川流量が確保できる。

年間流入量を貯留できる比率の高い、より大きな貯水池を有する発電所は、乾期に使用できる水の量が多いため多くの電気（エネルギー）を生成できる。ただし、貯水池の容量を大きくするには高いダムが必要となり、建設コストが高くなる。また、ダム上流の浸水範囲が広がることから、社会・環境面での影響が大きくなる。

NEA が定めた発電タイプ別の買電料金単価（単価は ERC 細則別添 5 での標準単価と同じ：表 4.1-1 参照）では、乾期に年間発生電力量の 35%以上を発電できる発電所に対し、貯水池式水力発電所としての買電単価を適用できるとしている。

貯水した水は、需要に応じて発電量を調整できるため、流入量の変動に影響されない。よって、貯水池式発電所はネパール全体の電力システムに柔軟に対応でき、ベースロード電源・ピーク電力として活用できる。雨期の間でも、急激な需要増加があった場合等、分単位でピーク発電を行い対応することができる。また、太陽光発電や風力発電などの再生可能エネルギーが大量に導入された場合、それらは発電量を制御できないため、貯水池式発電所の調整機能が電力システムの安定により寄与することとなる。

4.2.2 発電のための貯水池運用

貯水池の運用は、i) 水力タービンを通じた放流（発電）、ii) 環境保護を目的とした放水（環境流量放流）および、iii) 洪水や地震、堆砂対策としてダムと貯水池の安全性や機能を維持

するための放流、の 3 つに大別できる。1 番目の運用はバルブまたはゲート（通常 wicket gate）によって制御され、2 番目と 3 番目の運用は他のゲートやバルブを操作することで実行される。例えば、ダムに設置される洪水吐ゲート（洪水吐が備えられている場合）や堆砂フラッシングゲート、リリースバルブやリリースゲート（Low level outlet や Bottom outlet と呼ばれる）である。

ここでは、水力タービンを通じた発電放流に該当する貯水池運用について述べる。

貯水池式の利点を最大限に活用するためには、システムオペレータが貯水池および発電所の運用を完全に掌握する必要がある。ここでは、発電事業者がシステムオペレータとは異なる場合、すなわち民間 IPP 事業者が貯水池発電事業を行うケースを想定し、発電所の運用手順の概念を述べる。

- 1) 発電所の試運転までに次の観測機器・システムを設置する。これら機器の設置と運用に関し、IPP とシステムオペレータ（NEA）の責任分担を PPA に明記する必要がある。例として、以下が考えられる。
 - ・ 気象監視システム（貯水池の上流での降雨量計測）
 - ・ 貯水池レベル監視システム
 - ・ データ送信システム
 - ・ 貯水池の水位監視システム（上流端を含む）
- 2) IPP 事業者は試験運転前までに NEA に対して年間を通じて目標とする貯水レベル（各月の貯水池水位）を記したルールカーブを提案し、NEA と協議のうえ、合意する。このルールカーブは過去の水文を考慮して年間の発電電力量が最大となるように作成される。なお、多目的ダムの場合は、ダムには発電用途以外に洪水制御や灌漑等の機能を有することになるため、これらの実施に責任をもつ政府機関が貯水池の運用に関与することになる。
- 3) NEA は上記のルールカーブを参考にして、毎年年初に、年間の気象予測、需要予測、他の発電所の運転（定期点検等）を考慮して、各月の目標貯水水位を記述した月間運用目標を設定し、これを IPP 事業者に通知する。この年間・月間運用目標は実態に応じて定期的に見直される。
- 4) NEA は各月および週の初めに、月次または週次の運用目標を設定してこれを IPP 事業者に通知する。月次・週次運用計画は、貯水池水位、詳細気象予測、需要予測、他の発電所の運転計画および送電線の混雑を勘案して策定される。
- 5) IPP 事業者は NEA が毎日/時間ごとの発電指令を決定するために必要なデータ（ダムへ

の流入量、発電および環境維持に要する流出量、貯水レベル等) を NEA に提出する。

6) NEA は、指定の期間 (日、時間、分など) ごとに、IPP に対して発電指令を行う。

上記の手順は平常時のものであり、洪水時のダムゲート操作等、緊急時の運用には適用されない。大ダムは河川環境、下流住民へ与える影響が大きいため、緊急時の運用ルールは中央政府、地方政府、NEA および発電事業者により、ダム安全確保を主目的として策定することが必要である。緊急時のダムゲート操作を伴うダム運用は政府関係機関の指導のもとダム管理者⁹が責任をもち、その詳細は PDA や PPA 等の関係する契約書の中で定める必要がある。

4.2.3 標準 PPA タリフの適用検討

第 4.1.1 章で述べた買電単価を適用した場合の年間の電力料金収入のばらつきを評価するため、モデル地点を対象に、22 年間の水文データを用いて貯水池運用をシミュレーションした。その結果として得られる年間発電電力量の結果にこの標準タリフ (ここでは簡略化のため、エスカレーションは考慮しない) を適用すると、発電事業者の収入は図 4.2-2 のように推定される。年間収入は 62MUSD から 158MUSD、月間収入は 3.4MUSD から 28.6MUSD まで大きく変化する。なお、平均年間収入は 114MUSD と見積もられる。

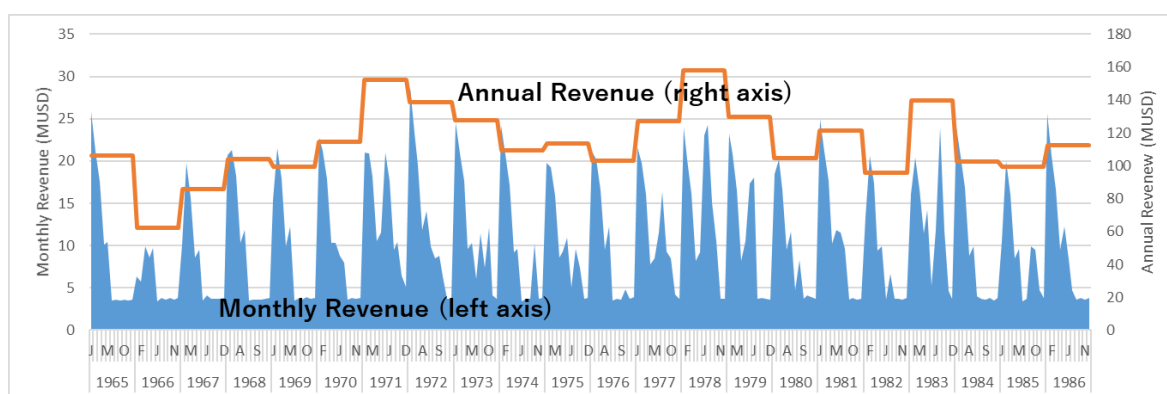


図 4.2-2 貯水池シミュレーションから見積もった発電事業者の収入フロー

貯水池式発電の機能を最大限に活かすためには、オフテイカーかつオペレータである NEA が、年間・月間・週間単位あるいは前日の降水量予測、需要予測、他の発電所の供給力予測 (予定) をもとに、最も効率的な貯水池運用を計画し、その計画に基づいた時間単位の発電指令を発電事業者に指示することが必要である。この場合、NEA による長期・短期の

⁹ 従来の IPP 方式の場合は発電事業者。上下分離 PPP 方式を採用する場合はダム事業者。第 5.3 章参照。

電力需給バランスを考慮した発電指令は、発電事業会社の収益計画に影響を及ぼす場合がある。例えば、豊水期であっても長期予報により将来の乾期で渇水が予想された際には、NEA が当面の発電を最低限に抑え、貯留量の増加あるいは維持を優先する計画（あるいは計画修正）を行うケースが予想される。また、何らかの原因で雨期に供給力不足が伴った場合は NEA が発電（水使用）を優先し、結果としてダム貯水量が計画を下回り、乾期における発電電力量が減少する場合も予想される。

貯水池式発電所の NEA による需給バランスや降雨予想をもとにした運用は、貯水池式水力の優位性を最大限に活かす方法であるものの、標準タリフが示すような発電電力量に応じた料金が支払われる仕組みは、発電事業会社の収益を不安定にする構造的な要因になり得る。民間 IPP による貯水池式水力の開発にあたっては、融資者の視点からも、安定した発電事業を阻害する要因と捉える可能性がある。

4.2.4 新たなタリフ構造の提案

ここで述べた通り、貯水池運用は貯水池式発電所の効果を最大限に発揮するため、発送電システムの運用者（システムオペレータ：NEA）が決定する必要がある。また水文条件の変動が発電事業会社の経営基盤を阻害する可能性がある。これらに対応するため、貯水池式水力の買電条件を見直すことを提案する。

NEA の定める標準買電単価は、実際の発電量（kWh）に応じた支払い（Energy Payment）を前提としている。発電量ベースの買電料金では、発電事業会社は時々の発電量を最大化するインセンティブが働き、需要・供給のバランスや年間貯水池運用計画を無視した発電運用を行うことが想定される。また、この方法は、IPP による発電事業にとっては安定した収益を阻害する要因となり、リスクファクターとして認識される。Energy Payment による PPA のもとで民間出資者、融資者が求める安定した電力料金収入を実現しようとするれば、貯水池式水力の特性を犠牲にして一定の発電を受給バランスに関わらず計画どおりに実施することを NEA が約束せざるを得ない。

この解決策として、発電量に関わらない一定額の電力料金の支払いを規定する Capacity Payment を導入することが、貯水池式水力の優位性を最大限に活かしつつ、発電事業会社の財務健全性を維持するための解決策となりうる。Capacity Payment はまた、kWh 値では取り扱いが困難な、貯水池式発電所の持つ、周波数調整、電圧調整、ブラックスタート等のアンシラリーサービス供給能力の評価にも対応した買電構造とすることができる。

貯水池式水力発電の Capacity Payment の基本的な構造は、当該発電所が年間を通じて平日

の一定時間（例えば 4 時間から 6 時間）発電が可能な出力を規定し、発電事業会社はその出力を保証する代わりに（すなわち、NEA は指定時間内であればいつでもその出力での発電を指令することができる）、発電電力量に関わりなくオフテイカーが発電事業会社に対して料金を支払う方式である。

発電事業を継続するために、IPP は少なくとも、月間、四半期等の期間において最低限の O&M 維持コスト（人件費等）などの支払いおよび融資返済に必要な収入を確保する必要がある。発電電力量がゼロであっても、このような必要最低限の収入を確保できるような額を下限として Capacity Payment は設定されることになる。

Capacity Payment と Energy Payment の比率をどの程度にするかは、各プロジェクトの特性を考慮しつつ NEA や IPP、融資者の中で議論の上決定されることが望ましい。

第5章 上下分離方式の提案

前章では民間による貯水池式水力発電事業の開発を促進するという観点から、PPA の構造を述べた。しかしながら、貯水池式水力発電事業は多くのケースで自流式と比較して大規模な初期投資が必要となるため、プロジェクトによっては経済性の点で融資者や出資者の投融資基準を満足できないケースも生じる。そこで JICA は、PPP 方式のひとつである上下分離方式の適用を提案し、本調査においてその具体的な仕組みを検討することとした。

本章では、上下分離方式の基本的な考え方を確認したうえで、それぞれの組織の責任分担を分析した。またそれら責任分担を明確にするため、ダム事業会社と発電事業会社の間で締結されることになるダムリース契約の骨子案を策定した。

5.1 上下分離方式の概念

PPP 方式は、公共性の高い事業において官民が連携することで低コストかつ高品位なサービスの提供を目指すものである。PPP 方式は官民によるリスク配分と共に、事業資金調達の観点からは、官が担う事業に ODA ローンを適用することによるプロジェクトコストの抑制が期待される。

本調査で検討する事業モデルでは、貯水池式水力発電事業に PPP の一種である上下分離 PPP 方式を適用すること、すなわち官がダム事業を、民が発電事業を担う方式を前提としており、ダム事業に ODA ローンを適用することが重要な要素のひとつとなる。そのためネパール国政府は実施にあたり ODA ローンの利用が可能となるようにダム所有者やダム事業者を選定する必要があり、場合によっては融資条件を踏まえて事業環境を整備する（必要に応じて所管官庁の調整、国内法の整備を行う）ことになる。

また、発電事業は BOOT 方式を前提としており、コンセッション期間終了時には政府機関へ移管される。ネパール国は電気事業制度の改革を推進していることから、将来の電気事業体制すなわち発電事業の後継主体も念頭に置きつつ、ダム所有者やダム事業者を選定することになる。

一方、発電事業会社は民間投資により設立される SPC であり、発電設備の建設に必要な資金はプロジェクトファイナンスで調達することを前提としている。

ダム事業会社の収入は発電事業会社から支払われるダムリース料金であり、これは ODA ローン返済原資となる。また発電事業会社の収入は、オフテイカーである NEA から支払わ

れる買電料金である。

図 5.1-1 に上下分離 PPP 方式の概念を示す。

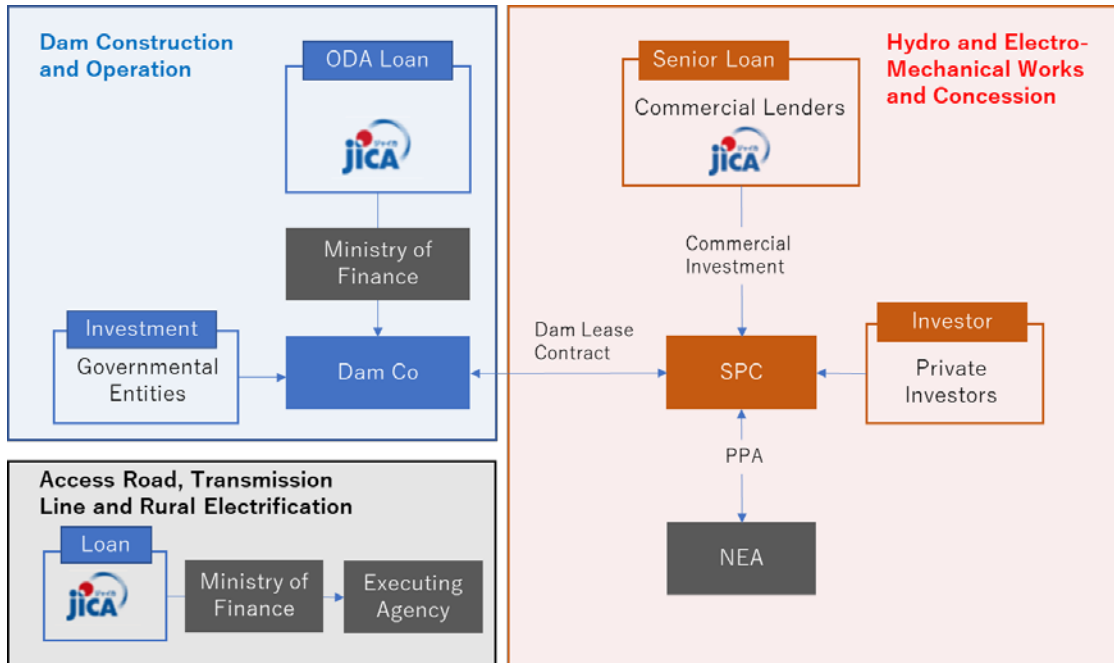


図 5.1-1 上下分離 PPP 方式の概念図

5.2 上下分離 PPP 方式の法的な位置づけ

従来の IPP 事業においては、発電事業会社が発電ライセンスを取得し、ダム（または取水堰）を含む発電関連設備を建設・運用してきた。上下分離 PPP 方式においては、発電ライセンスは発電事業会社に与えられるものと考えられるが、ダム事業会社の法的な位置づけが現行の電力法では明確ではない。電力法第 3 条では、発電・送電・配電を行う各事業者はそれぞれ個別に発電ライセンス、送電ライセンス、配電ライセンスを取得する必要があると規定しているが、1 ライセンスは 1 事業者に付与されてきた。NEA との PPA 上、発電事業会社が発電ライセンスを取得・保持することが望ましいと考えられるため、ダム事業会社がどのようなライセンスにより事業を実施するか、という問題が残る。水資源法第 8 条では、「水資源利用者は水利権を水資源委員会（Water Resources Committee）から取得する必要がある」とされているが、同法第 9 条では「水力発電に関わる水利権に関しては、関連する法律（すなわち電力法）により規制される」とされており、上下分離 PPP 方式のダムが発電を目的としたものであることから、水資源法による事業権も適用できない。

調査団が再委託により雇用した法律専門家によると、上下分離 PPP 方式を法的に可能とす

る方法として、電力法 35 条の適用が示唆されている。電力法 35 条では、「(電力法における) 他の条項に関らず、政府は、発電、送電、または配電事業を、法人または組織との有効な契約に基づき、開発すること、もしくは開発させることができる」と規定されている。よって発電事業会社は電力法第 3 条に基づく発電ライセンスを、ダム事業会社は電力法第 35 条に基づく特別ライセンスを取得することにより、事業を実施することが可能なる。

これら法的な位置づけについては、政府の判断によるものであるが、PDA において政府が確認しておくことが望ましい。

5.3 事業者間での責任分担

水力発電開発に関する関係機関の責任分担は、PDA 及び PPA の契約構造の中で定義されている。上下分離 PPP 方式を適用する場合、ダム事業会社の責任を契約構造の中で新たに定義する必要がある。上下分離 PPP 方式では、ダム事業会社と発電事業会社が協調して設備を形成し運用保全する必要があるため、発電事業会社が事業権を政府から与えられる段階、すなわち PDA 締結の段階で、ダム事業会社が明確化され、発電事業会社と同じレベルでのコミットメント（政府およびダム事業会社双方の）が約束される必要がある。よって従来の PDA の締結により発電事業会社が発電事業権を確保する仕組みに加え、PDA を政府、ダム事業会社、発電事業会社の 3 者で締結し、ダム事業権の確保とそれぞれの責任を明確化することが望ましい。

開発スケジュールに関する合意も PDA の中で各事業者の責任として記述される。ダム・発電所の建設責任はそれぞれの事業者がダムリース契約の中で負うことになるため、スケジュールの確保責任や遅延の際の扱いは上下分離 PPP 方式の適用にあたり詳細に契約に反映する必要がある。また、用地買収や許認可に関し、適切な時期に許認可を取得するには、事業者の努力と共に行政の協力が必須となる。そのことから、許認可官庁による協力（不当かつ過剰な要求の排除、監督官庁への指導）を政府の義務として PDA に記載することが望ましい。

貯水池式水力では乾期と雨期で差が生じる河川の流水を、年間を通じて調整するための大規模貯水池が必要となり、通常は大規模なダム建設を伴う。大規模ダムは河川環境への影響が大きく、異常気象時や自然災害時の下流域の安全を確保するため、ダムの安全確保方策が求められる。大規模ダムの安全確保方策は、世界銀行の OP4.37 に規定されているように、ダムの適切な設計や施工だけでなく、下流域への通知、通報、警報や避難計画を含む。基本的にダムの管理者であるダム事業会社がダム安全確保方策の責任を持つが、洪水時のダムゲート操作等のダム下流住民への通知や警報は、ダム下流の地方自治体や州政府の関与が必要となることから、ダムの安全確保に関する政府の役割について、PDA において責任分担を明確にする必要がある。

上下分離 PPP 方式では、ダム事業会社と発電事業会社が協力することで発電が可能となる。NEA（オフテイカー）と発電事業会社間で締結される PPA により、設備運営責任・発電責任を発電事業会社が、合意された価格での電力の買取りを NEA が約束するという方法を踏襲するとすれば、発電事業会社が第一義的にダムを含めた設備の建設・運営責任を負う形となる。発電事業会社とダム事業会社間の責任分担は、ダムリース契約により明確にされる。NEA に対して発電事業会社が負担するダムに関する責任は、ダムリース契約の中でダム事業会社に転嫁される。

PPA は発電事業会社と NEA の間で締結されるが、大規模貯水池に特有の契約条項を含む。第 4.2 章で述べた、NEA による貯水池運用（発電指令）はそのひとつであるが、上記に述べたダムの安全確保のための手続きについても、ダムゲート操作や発電運用に影響を与えるものであり、PPA で責任分担を明確にする必要がある。具体的には、PPA の中で NEA は、ダムの安全確保に影響があるような事態が生じた際は、緊急時の扱い（定義が必要）、として、貯水池運用の責任をダム事業会社に移管する。また、ダム下流の危害防止を目的としたダム操作により発電運用に影響が生じた場合は、NEA はこれを受容し、発電事業会社にその責任を求めないことを規定する。例えば、洪水時に下流危害防止のために洪水ピーク流量を低減するような貯水池運用が求められ、その結果として貯留量が予定より減少して年間発電量が減少するような場合がこれにあたる。仮にこの操作が発電事業会社の年間売電収入の減少に連動する契約構造である場合、発電事業会社の立場としては公益のために売上げを犠牲にした形であり、その補償を政府もしくは NEA に求めるような場合が考えられる。政府がその補償を負担する場合は、PDA の中で政府の責任として規定する必要がある。

ダムリース契約は発電事業会社とダム事業会社間の契約である。それぞれの事業者が建設、運営責任を持つダム設備、発電設備を定義するとともに、貯水池に貯留された流水は、ダムの安全確保に関する緊急時の操作を除き、発電事業会社が排他的に使用できること、発電事業会社はその代償としてダムリース料金を支払うことを規定する。

上下分離 PPP 方式は、ODA 融資、民間発電事業者のプロジェクトファイナンスを基本とした民間融資を前提としたものであるから、融資契約とのバランスにも注意を払う必要がある。例えば上記に挙げた異常気象時のダムの安全確保のための操作により発電事業会社の収入が減少した際には、発電事業会社の融資返済や、ODA 融資の返済原資となるダムリース料金の支払いにも影響を与える可能性がある。こういった自然条件による不可抗力は、融資契約にも反映されることが必要となる。

上記に挙げたように、上下分離 PPP 方式の適用にあたっては、政府、NEA、ダム事業会社、発電事業会社、ODA 融資者、民間融資者の契約体系の中での位置づけが重要となる。PDA

を NEA も含めた 4 者の合意とすることも考えられるが、発電事業会社は PDA により政府から与えられた事業権を基本として NEA との間の PPA 契約を締結する形であることから、この方法が困難であれば、PDA 締結以降、PPA 締結時に、少なくともダム事業会社・発電事業会社・NEA による 3 者合意、望ましくは政府も含めた 4 者合意により各者の責任を明確に規定することが必要である。また、従来方式では融資者の関与として直接契約 (Direct Contract) が規定されているが、ODA 融資者も含めて、どのように規定するかを議論する必要がある。

以上の契約は以下の時系列で締結される。

1. PDA
2. PPA およびダムリース契約
3. 政府の ODA 融資契約、政府とダム事業会社間の融資契約。同時期に発電事業会社の融資契約

事業開発に関わる一連の契約の内容や締結などは融資契約における要件とされることから、PDA 後に必要となる諸契約 (ダムリース契約、PPA、託送契約など) は同時に締結する、あるいは特定の期間までに締結が完了すると判断できる客観的な見込みを関連する契約が備える、もしくは関係するすべての契約が締結されている (有効である) ことをもって契約が有効となるといった仕組みとする、といった対処が必要になる。特に、ダム事業会社と発電事業会社の責任分担、役割、権利・義務を規定する「ダムリース契約」は、PDA で政府より付与される事業開発権 (上下分離 PPP 方式においてはダム事業の開発権を含む) と密接に関わるものであるため、PPA とともに PDA 締結までにその骨子が合意されていることが望ましい。

5.4 上下分離 PPP 方式の契約構造

前節で述べた主要責任分担をベースとした、上下分離 PPP 方式における責任分担の提案を添付資料 2 に示す。本節では、その基本的な考え方について議論する。

5.4.1 PDA における責任分担

PDA においては、以下の項目についての定義と責任分担を定める。

- ・ダム事業会社、発電事業会社の特定

ダム事業会社は ODA 融資を受けることを前提とするため、一定の制限を受けることが考えられる。

- ・ 政府による開発権の付与
ダム事業会社、発電事業会社それぞれへの政府による開発権の付与。
- ・ 政府による事業権の付与
ダム事業会社、発電事業会社それぞれによる一定期間の事業権の付与
- ・ 政府による水利使用权の付与
ダム事業会社、発電事業会社への独占的水利使用权の付与
- ・ 政府保証
政府による NEA およびダム事業会社の、それぞれ PPA 上、ダムリース契約上の義務履行保証
- ・ ODA 融資の適用
ダム事業会社への ODA 融資の適用
- ・ 役割分担の原則設定
ダム事業会社と発電事業会社は政府の合意のもと、ダムリース契約を締結し、ダム事業会社による発電事業会社へのダムリース（ダム機能の提供）、発電事業会社による当該サービスへの代価の支払いと共に、安全管理や上下分離に伴い生じる効率性の低下等を補うことを目的としたダム事業会社と発電事業会社との間の役割分担の原則を定めること。
- ・ PPA とダムリース契約の協調
発電事業会社がオフテイカーである NEA との間で締結する PPA はダムリース契約を前提としたものであること。
- ・ ダムの安全確保
ダム安全確保の仕組みと責任分担。
- ・ 許認可に関する規定
許認可官庁の判断によっては、ダム事業会社・発電事業会社それぞれにおいて許認可の取得が求められる可能性がある。不必要な重複を避けるための政府内での合意が必要（例：環境保全策の許可、道路建設許可）。

- ・ 税制、優遇措置

電源開発促進のため発電事業者に与えられる所得税・関税等に関する優遇措置はダム事業者にも同様に与えられること。また、ダムリース契約は付加価値税（VAT : Value Added Tax）や他の税金の対象とならないこと（ダム事業者がダムの建設を発電事業者に委託する場合や、発電事業者が発電所建設に係る環境対策工事をダム事業者に委託する場合、警報装置の共用、設備巡視の相互委託など、安全管理上の理由や効率性の観点からダム事業者と発電事業者間で締結される委託契約等についても同様とする）。

- ・ ロイヤリティに関する規定

発電事業会社が発電事業権の対価として政府に支払うロイヤリティはダム事業権の対価としての意味も有すること。すなわち、政府はダム事業権に対して別のロイヤリティを求めないこと。

契約者それぞれの責任分担を以下に記述する。

ネパール政府

以下の項目のうち、上下分離 PPP 方式に特有な項目については、下線を付記した。

- 合意されたスケジュールに基づく ODA 融資の調整
- 発電事業会社へのコンセッション期間中の発電事業権の付与
- ダム事業会社へのコンセッション期間中のダム事業権の付与（コンセッション期間は ODA ローン融資期間と協調）
- ダム事業会社に対する電力法第 35 条に基づく特別ライセンスの付与
- ダム安全確保に関する取り決めの承認、ダム事業会社の指導・監督（注：上下分離 PPP 方式を適用する事業に特有のものではないが、貯水式水力等、大ダムを伴う事業については必須の項目である）。
- 流水占用権の付与
- 政府による PPA 上の NEA、ダムリース契約上のダム事業会社の義務履行保証
- 政府用地の提供（リース契約）
- 民有地の用地買収への協力
- 税制、ロイヤリティに関する規定
- 非国有化、海外送金の保証
- ダム事業会社、発電事業会社が取得する許認可への協力（200MW 以上の発電事業については、IBN が一元的に関係省庁との調整の役割を担う責任がある）
不可抗力条項、責任不履行、契約停止にともなう政府の補償

ダム事業会社

- a. 合意されたスケジュールに基づく資金調達
- b. ダム建設・運用ライセンスの取得
- c. 必要許認可の取得
- d. 用地買収、用地リース契約
- e. ダム及び関連設備の設計、施工
- f. ダムの安全確保
- g. 環境流量の放流
- h. 不可抗力条項、責任不履行、契約停止にともなうダム事業会社の補償

発電事業会社

- a. 合意されたスケジュールに基づく資金調達
- b. 発電ライセンス、送電ライセンスの取得
- c. 必要許認可の取得
- d. 用地買収、用地リース契約
- e. NEA との PPA 締結
- f. 発電関連設備の設計、施工
- g. 不可効力条項、責任不履行、契約停止にともなう発電事業会社の補償

5.4.2 PPA における責任分担

以下の項目は PPA 標準を参考にしたが、貯水池式水力の特性に従った責任分担を以下で提案している。また、それぞれの義務不履行に対しての罰則条項も含まれる。

NEA

- a. ダム事業会社およびダムリース契約の認識
- b. 年間ダム運用計画の合意
- c. 緊急時を除く発電指令義務
- d. 発電された電力の規定された単価での全量買取り義務（注：電力買取単価については、固定単価を想定している。第 4.2.4 章参照。また、発電運用は NEA の指示に基づくものであるため、Take-or-pay 条項は不要）
- e. 合意されたスケジュールに基づく受電設備の建設・運営
- f. 有水試験運転時の電力の規定された単価での全量買取り義務
- g. ダム安全確保のための緊急時操作の手順及び緊急時操作の結果として生じる発電事業会社の責任免除

発電事業会社

- h. 合意されたスケジュールに基づく資金調達
- i. 合意されたスケジュールに基づく発電関連設備の設計、施工、試験運転、完成
- j. 出力・効率保証
- k. 合意された計画停電時を除く最低発電力確保義務（注：買電単価を発電能力に応じた固定単価（Capacity Payment）とした場合。第 4.2.4 章参照）

5.4.3 ダムリース契約における責任分担と骨子案

ダム事業会社と発電事業会社は建設着工前、建設中、運用の各フェーズで責任を分担し、その内容をダムリース契約に定めることになる。ただし、これまでに述べたように、項目によっては、政府、ダム事業会社、発電事業会社およびオフテイカー（NEA）間の責任分担を PDA または PPA で定めることが適切と考えられる場合もある。

本節においては、このような契約体系に応じた責任分担の明確化等がなされていることを前提に、ダム事業会社と発電事業会社間で締結するダムリース契約の必要事項を検討した。また、以下の各項目において政府や NEA の関わりが要求される場合は、その旨を記述することとした。

ダムリース契約の基本的な目的は、ダム事業会社がダムリース（ダム機能の提供）を行い、これに応じて発電事業会社が料金を支払うという一連の行為を安定的かつ合理的に行われるようにするところにある。これを具体化するために、ダムリース契約では、建設着工前、建設期間中、運用期間中に区分し、それぞれの期間での平常時および非常時におけるダム事業会社および発電事業会社の責任分担や協調・協力義務、期日、方式、手続き等を契約の中で予め明示的に規定することになる。こういった点は PPA における各規定の趣旨と同様と考えてよい。

一方、契約関係は契約当事者相互の信用に基づくが、SPC であるダム事業会社および発電事業会社本体は、通常、財務状態を含めてその信用に乏しい。そこで、ダム事業会社および発電事業会社は、事業に関する各種契約や許認可が得られている（あるいは得られることが確かである）といった事実（事業開発や事業運営の健全性が担保され得る事実）をもって信用に代えようとする（融資契約においても同様の観点が伴う）。こういった点も、ダムリース契約の規定事項には考慮されることになる。

ダムリース契約に必要とされる項目とその考え方を、「ダムリース契約の骨子案」としてとりまとめ、添付資料 1 として巻末に添付する。同骨子案では上記のような観点からダム事

業会社と発電事業会社が予め契約として取り決めておくことが必要と考えられる主だった事項を、建設着工前、建設期間中、運用期間中に分けてリストし、全体を鳥瞰する構成としている。以下は、その抜粋と概説である。

(1) ファイナンス対応

ダム事業、発電事業の双方において融資等により必要な資金を必要な時期に確保する必要がある。ダム事業側についてはネパール国政府と ODA ローン拠出国政府間における事業への融資契約、政府とダム事業会社者間での融資契約が合意された時期までに実施される必要がある（ネパール政府の責任は PDA で規定される）。また、ダム事業への出資金の確保に責任を持つ。同様に、発電事業においては出資者による出資金の確保および発電事業会社と金融機関の間で締結される融資契約が合意された時期までに実施される必要がある。

(2) 安全性の確保と維持

基本的にダム事業会社および発電事業会社は所有する設備（設備区分）ならびに運用所管に応じて、各々、安全性の確保・維持に責任を負う。また、双方の安全管理に関係した監視データやアラーム設備の相互利用等、両社による協調・協力が必要な事項については内容を明らかにし、役割と責任分担を定める。

例えば、ダム設備に関してはダム事業会社が責任を負う。ダム事業会社は、i) 予想される地震、洪水、氷河湖決壊洪水に対してダムの健全を確保するためのダム設計、ii) ダム建設中の品質保証、iii) 建設中および運用期間における監理とモニタリング、iv) 湛水手順、v) 緊急時行動計画に責任を負う。ダムの決壊は下流地域に甚大な被害を与えるため、別途、政府がダムの安全を管理監督するための制度や枠組みを確立し維持することが望ましい（ダムの安全確保方策に関する政府の責任は PDA で定義される）。

(3) 環境社会に対する責任

基本的にダム事業会社および発電事業会社は所有する設備（設備区分）に対して、各々、環境社会的影響評価（EIA : Environmental Impact Assessment）に規定する、環境社会対応の責任を負う。また、対策事業への共同出資等、両社による協調・協力が必要な事項については事前に内容を明らかにし、役割と責任分担を定める。

例えば、ダム設備および貯水池の建設・運用に伴う環境社会に対する責任はダム事業会社が負う。建設着工前、建設中、運用の各段階において各事業者は、EIA で定められた各設備

の環境社会マネジメントおよびモニタリングを行う責任を負う。

また、ダム事業・発電事業に重複する環境影響評価、マネジメント、モニタリングについては一元化することが望ましい。

なお、環境社会対策の実施責任が政府所管となる場合は PDA の記載事項となる。

(4) 用地取得等

一括申請が可能でない限り、基本的にダム事業会社および発電事業会社は所有する設備（設備区分）に応じて、各々、用地取得等（土地使用権設定を含む）を行う。また、共用用地の取得等、両社による協調・協力が必要な事項については事前に内容を明らかにし、役割と責任分担を定める。

政府所有地の政府による事業者への無償提供は PDA での記載事項となる。

ダム事業会社、発電事業会社による用地取得が困難な場合は、政府による土地収用手続きが適用され、これも PDA での記載事項となる。

(5) 設備の仕様および設計

基本的にダム事業会社および発電事業会社は所有する設備（設備区分）ならびに運用所管に応じて、各々、設備が具備すべき機能や機器の仕様の決定ならびに設備設計を行う。また、通信に関する設備の設置、インターフェース、データ形式など、両社による協調・協力が必要な事項については事前に内容を明らかにし、役割と責任分担を定める。

(6) 建設期間中の協調

基本的にダム事業会社および発電事業会社は所有する設備（設備区分）に応じて工程管理を行うが、アクセス道路を含む共通設備を安全かつ効率的に設置し利用するために、ダム事業会社と発電事業会社は緊密に連携して工程管理を行う必要がある。

また、法制や税制における特例措置（付加価値税の減免等）が PDA により認められる場合がある。それらが適用される場合にはダム事業者が発電事業者にダム建設を発注することも検討に値する。これにより、発電事業会社が単一発注者としてプロジェクト全体の建設をマネジメントすることが可能となる。

(7) 建設スケジュール

基本的にダム事業会社および発電事業会社は所有する設備（設備区分）に応じて工程管理を行う。

ダム事業会社が竣工期日までに完工できなかった場合は、ダム事業会社が発電事業会社へダムリース契約に基づき賠償金等を支払い、発電事業会社は PPA に基づきオフテイカーである NEA に対し賠償金等を支払うことになる。そのため、発電事業会社はダムリース契約と PPA との間で、契約内容の協調（予定損害賠償額（LD : Liquidated Damages）規定に関するパススルー構造の設定など）を図る必要がある。

一方、発電事業会社責任により発電設備建設が遅延した場合は、ダム使用料の責任義務が生じ、かつ発電事業会社は PPA 上のペナルティーの対象となる。

(8) 運用手順

運用フェーズにおける詳細な計画ならびに運用の調整・決定の時期、手続き等は、ダム事業会社と発電事業会社の間、ならびに発電事業会社とオフテイカーかつシステムオペレータである NEA の間で合意される必要があるが、ダム事業会社、発電事業会社、NEA の 3 社間の合意もしくは政府を含めた 4 者間の合意とすることがのぞましい。また、運用手順の制定にあたっては計画の見直し、計画外対応を含めて協調する必要がある。以下に考慮を要する主な項目の例を示す。

なお、送電設備の計画停電等に応じた、送電事業者と発電事業会社間の調整等（NEA 他 の事業者との間の調整を含む）も必要となるがここでは記載を省略する。

a. 年間ルールカーブ

（例）貯水池運用の基本となる年間ルールカーブは NEA が策定し、ダム事業会社および発電事業会社の間で調整を行い、NEA と協議し、決定する。

b. 運転計画

（例）発電事業会社およびダム事業会社との補修点検計画等の調整・協議を経た年／月／週単位の運転計画は、期日までにオフテイカー（システムオペレータ）である NEA が承認内容を発電事業会社およびダム事業会社に通達し、気象・地象による状況変化や計画外停止への対応等、特段の必要がなければその内容が決定される。また、管理値の上下限や期日等の基準を設け、これを超えて行った計画変更を計画外変更と区分する。

c. 観測・監視データの提供

(例) ダム事業会社は、集水域とダムサイトに気象、水文モニタリング装置や貯水レベル測定装置、遠隔通信システムを設置するとともに、予め定めた内容および期日、方式で発電事業会社にレポートおよびデータを提供する。発電事業会社は NEA に報告する。

d. 発電指令

(例) NEA は規定の時間単位の発電指令を規定の期日ならびに方式で発電事業会社に指示し、発電事業会社はこの指示に従い発電設備を運転する。発電事業会社はダム事業会社に事前に連絡する。

e. 緊急時の運用

(例) 洪水、地震、設備の故障などの緊急事態におけるダムの運用は、ダム事業会社の責任で行う。ダム事業会社は、下流地域の地方政府への情報伝達手順や洪水警報、対処計画を含む緊急時のダム運用マニュアルを整備し、初期湛水時までには政府機関、下流自治体や NEA、発電事業会社といった関係機関と合意を得るものとする。なお、発電事業会社を含む関係者による協調が必要な事項については事前に内容を明らかにし、合意書等において責任分担を定める。

f. 定期点検報告

(例) ダム事業会社は発電に影響を与えるダムのメンテナンス計画ならびに点検の内容、点検の結果などを予め定めた期日、方式で発電事業会社ならびに NEA など定められた箇所に報告する。

(9) 事業開発に関連する許認可等の完備

ダムの建設・運営事業、水力発電事業（関連する開閉所、送電線等の施設を含む）を行うためには許認可や用地の取得が必須である。許認可や用地の取得に係る遺漏、遅延は事業全体のスケジュールに多大な影響を与える。よって、事業実施を可能とするための前提条件を契約者双方で確認する必要がある。

(10) 契約者が双方に合意した設計書（提供機能、用品スペック）

事業者が提供すべき機能や、機を提供するために必要な機器の仕様を契約者双方で共有することにより、工事中や運用中における不具合の発生を防ぐことを目的とする。

(11) 契約者が双方に合意した工程表（工事、試験運用、本格運用）

貯水池式水力発電はダムおよび発電設備が揃うことでその機能を発揮できる。従い、工事が遅延し運用が遅れることになれば、両事業の実施・収益だけでなく、オフテイカーや融資者にも影響が及ぶこととなる。よって、本契約締結時に双方が合意した工程を明確にする必要がある。

(12) ダム事業会社と発電事業会社の所有設備の責任分界点

一方の設備の不具合が他方に波及した場合の補償について、損害補償の約束やあらかじめの資金余裕の保持等を契約によって担保するための検討が必要である。従い、ダム事業会社および発電事業会社の契約上の責任を定めると共に、各事業者が所管する設備の責任分界点を定める必要がある。この責任分界点は、建設時と運用時で異なる場合があることに注意が必要である。

(13) ダムリース料金算定方法等

ダム機能を提供する対価として、発電事業会社がダム事業会社に支払うダムリース料金に関する内容を規定する。規定すべき事項として、ダムリース料金の算定方法や対象期間、単価、支払い通貨、請求方法、支払方法、支払期日が挙げられる。これらに加え、各事業者の責任によりダムリース料金支払いの原資となる発電事業会社の売電料金が減少した場合の調整や補償について規定する。

(14) 損害賠償（LD）規定（竣工時期、機能保証、補償方法）

想定される不具合および、その不具合が発生した場合の損害賠償を明確に規定する。ダムリース契約における LD の内容は PPA の同項の内容に留意し整備されることがのぞましい。

(15) 不可効力（Force Majeure）対応

直接間接を問わず、影響を受ける当事者のコントロールを越える状況を対象とし、本契約書の履行義務外となるものを規定する。ダムリース契約における Force Majeure 対象は、PPA、両事業者の融資契約における Force Majeure 対象との整合を図ることがのぞましい。

(16) 試運転計画策定

ダム機能を確保するために行う試運転に関して、確認すべき項目や試験手順を規定する。

(17) 設備の適切な維持管理

両事業者が、定期点検計画や補修修繕計画を立案し実施するなど、所管する設備を適切に維持管理し、所定の設備機能を確保することを定める。

(18) ダム事業会社と発電事業会社の共用設備の使用等に係る協議事項

共用設備とその所有者（管理者）を明記するとともに、共用設備に不具合が発生した場合の対応方法や修繕に伴う費用分担を規定する。

(19) 貯水池運用計画策定（年間、月間、補修修繕計画）

発電計画案は発電事業会社が作成し、オフテーカー（システムオペレータ）である NEA に提出し、NEA の承認を得る。この発電計画を作成する上でベースとなるものが貯水池運用計画である。ダム事業会社と発電事業会社が協議の上で貯水池運用計画案を作成し、オフテーカー（システムオペレータ）である NEA に提出し NEA の同意を得る。この貯水池運用計画は、降雨量や電力需要予測をもとに、NEA、ダム事業会社、発電事業会社の協議により、一定の頻度で見直される。貯水池運用計画の作成・見直しにあたり、定期点検・補修工事等の必要となるデータや計画の作成手順を規定する。

5.5 リスク分担表およびリスク・マトリックス

以上で提案した責任分担の仕組みと、各契約での記載内容を以下に図示する。

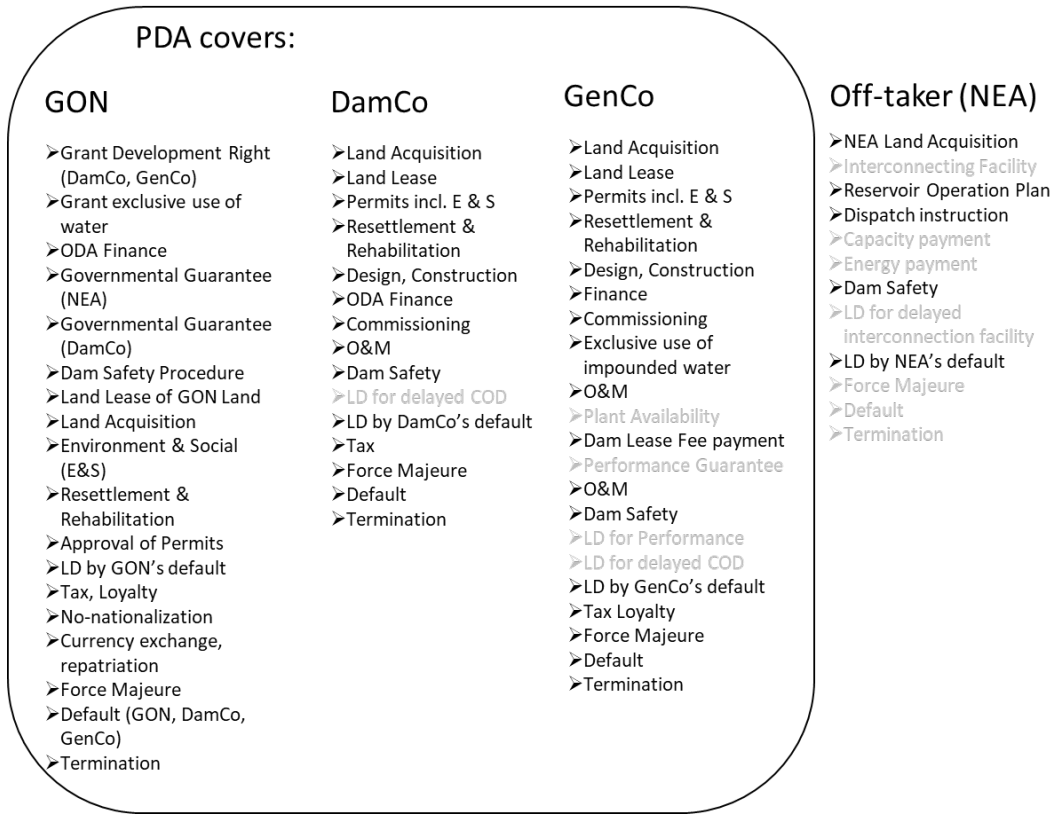


図 5.5-1 PDA における各者の責任分担記載項目

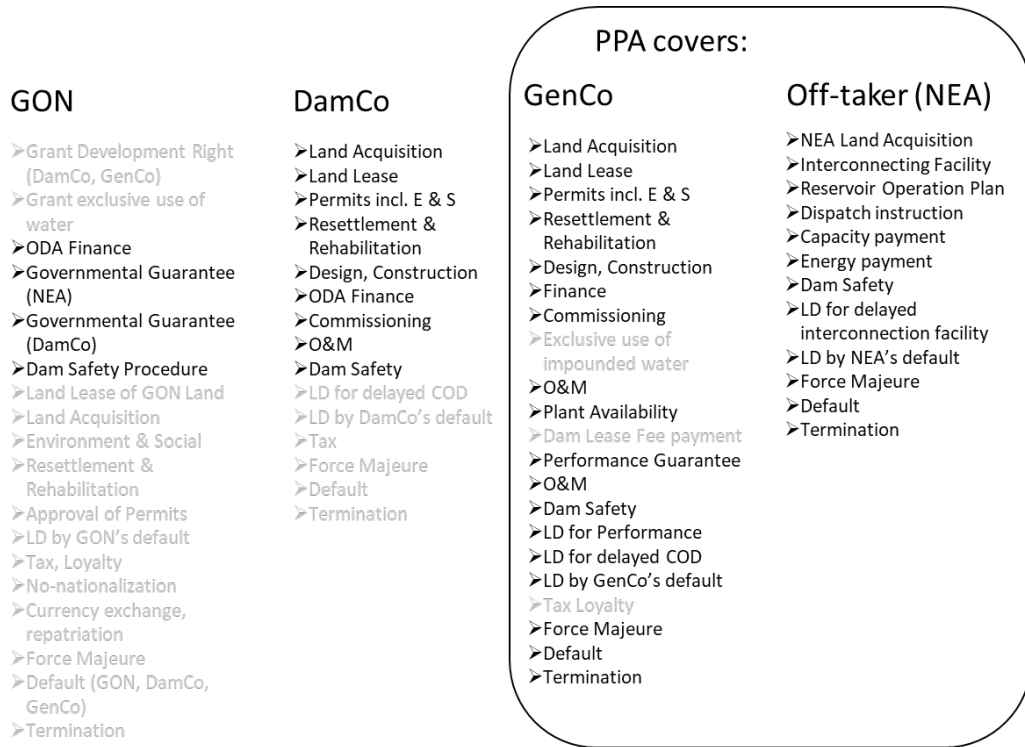


図 5.5-2 PPA における各者の責任分担記載項目

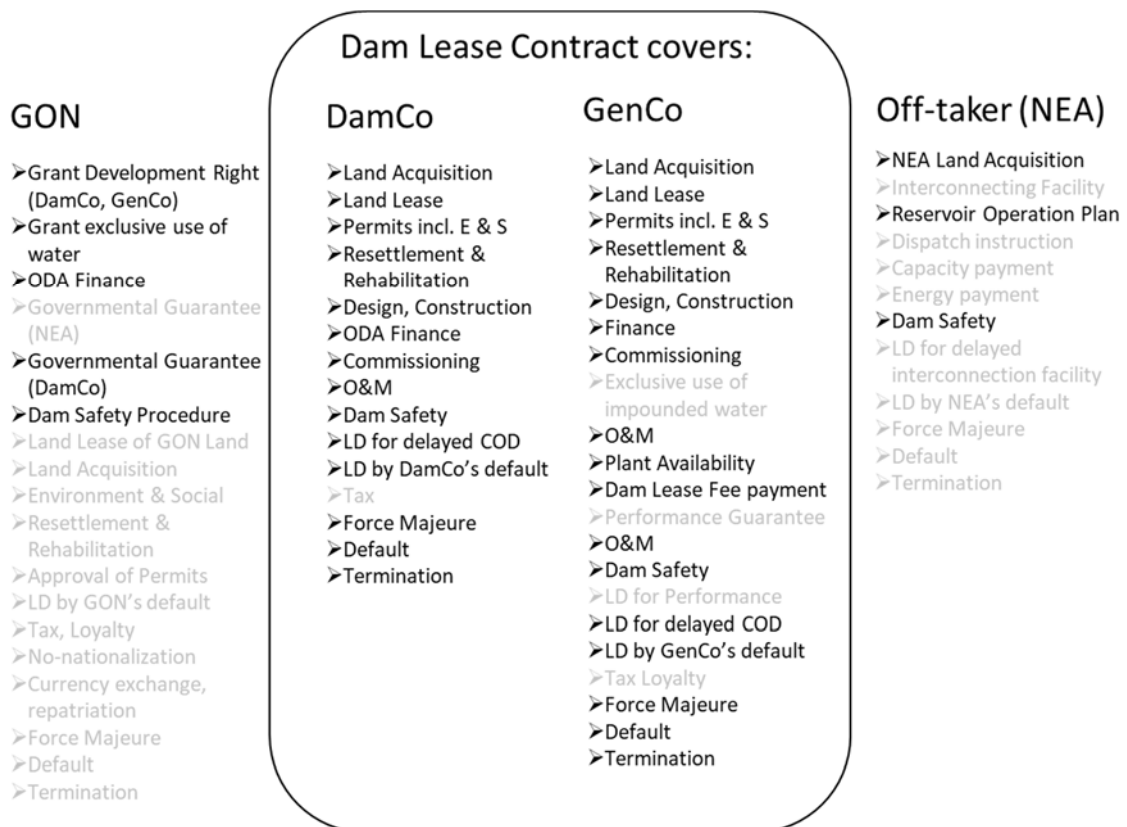


図 5.5-3 ダムリース契約における各者の責任分担記載項目

それぞれの責任分担の詳細は表形式でとりまとめ、リスク分担構造表および簡易リスク・マトリックスとして当報告書の添付資料に添付する。

リスク分担構造表には、既存の契約構造を参考に、上下分離 PPP 方式を適用する場合の契約構造を提案している。既存の契約構造としては、Upper Trisuli 1 の PDA 及び標準 PPA を参照した。

第6章 キャッシュフローモデルによる分析

本章では、上下分離 PPP 方式を貯水池式水力開発に適用した場合の効果について分析する。効果の分析にあたっては、貯水池式水力開発候補地点からモデル地点を選定し、モデル地点の建設工事費、建設工程を用いて簡易キャッシュフローモデルにより数量化し評価した。

6.1 モデル地点の確認

図 6.1-1 はネパールで計画されている 12 の貯水池式発電プロジェクト候補地点¹⁰の建設事業費と、出力および年間発電電力量の関係を図示したものである。いずれの地点も、事業性評価検討段階（F/S レベル）での調査結果を図示している。これらから、今回検討対象としたモデル地点は、12 の候補地点の平均的な特性にあることが確認された。

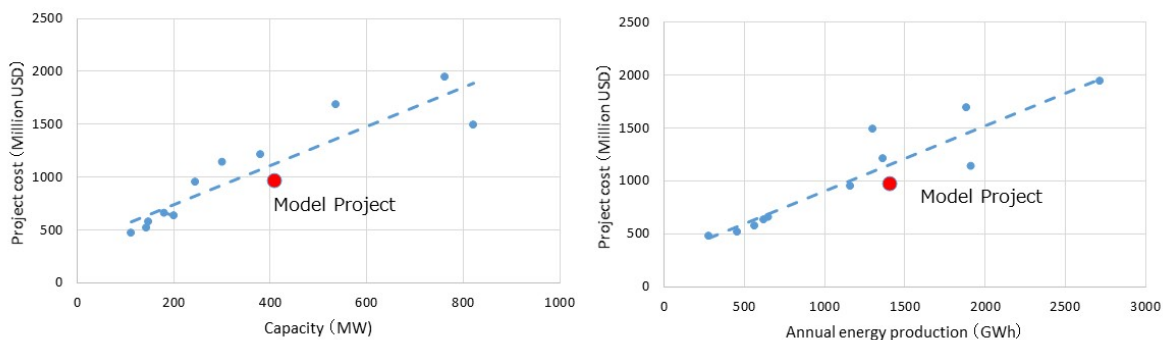


図 6.1-1 モデル地点の候補プロジェクトの建設事業費

これら貯水池式水力開発は、国際開発協力機関からの融資を活用することにより経済的内部収益率（Economic Internal Rate of Return）により経済効果が高いと判断されていることから、政府による開発（もしくは NEA による開発）として計画されている。

これらプロジェクトを民間による IPP としての開発を前提とする場合には、民間金融機関からの資金調達を考慮する必要がある。そこで、民間資金を利用してこれらプロジェクトを開発することを想定し、以下の条件により財務的指標を簡易に確認した。

- ✓ 年間発生電力量、プロジェクト開発コストは既往の検討結果を用いた。
- ✓ 融資・資本比率は 70 : 30 とした。
- ✓ 融資返済期間を COD から 10 年、融資条件として金利 7% を考慮した（他の融資関連

¹⁰ JICA ネパール国全国貯水池式水力発電所マスタープラン調査（2014）および JICA ネパール国水力発電セクターに係る情報収集・確認調査（2019）

経費は無視した)。

- ✓ ERC 細則別添 5 に記載の貯水池式水力を対象とした単価である、乾期 12.4NPR/kWh, 雨期 7.1NPR/kWh を用いた。これらの値は従来の NEA による標準タリフに同じであり、COD から 8 年間は 3% のエスカレーションが適用できる。

以上の条件のもと、毎年の収入と融資返済額の比率を試算した。1 年目の値および融資返済期間中の平均値を以下に記す。参考として、融資返済期間を 15 年および 20 年とした場合の平均値も記す。なお、ERC 細則別添 5 は 100 MW 未満のプロジェクトを対象としており、貯水池式の買電単価を適用するための条件として雨期の発電電力量が年間の 35% 以上であることが規定されているが、100 MW 以上のプロジェクトの扱いはプロジェクト毎に異なるものとなると予想されるため、ここでは標準単価を用いて試算を行った。

表 6.1-1 貯水池式水力の収入・融資返済比率試算結果

Project	Installed Capacity MW	Annual Energy GWh	Project Cost MUSD	Principal including IDC MUSD	(a) Annual Repayment		Energy in Dry Season %	1st year		Average during repayment period		
					MUSD	MNPR		(b) Revenue MUSD	(b)/(a)	Repayment Preiod (years)		
										10	15	20
Nalsyau Gad	410	1,406	967	677	96	10,794	41	13,069	1.2	1.3	1.7	2.0
Dudh Koshi	300	1,910	1,144	801	114	12,770	27	16,331	1.3	1.4	1.8	2.1
Chara-1	149	563	577	404	58	6,441	21	4,638	0.7	0.8	1.0	1.2
Andhi Khola	180	649	666	466	66	7,434	21	5,331	0.7	0.8	1.0	1.2
Madi	200	621	637	446	63	7,110	28	5,315	0.7	0.8	1.0	1.2
Lower Jhimruk	143	455	521	365	52	5,816	21	3,730	0.6	0.7	0.9	1.0
Kokhajor-1	112	279	476	333	47	5,313	34	2,478	0.5	0.5	0.6	0.7
Naumure	245	1,158	955	669	95	10,660	27	9,862	0.9	1.0	1.3	1.5
Sun Koshi No.3	536	1,884	1,691	1,184	169	18,876	18	15,151	0.8	0.8	1.1	1.3
Lower Badigad	380	1,366	1,210	847	121	13,506	26	11,581	0.9	0.9	1.2	1.4
Uttar Ganga	821	1,299	1,489	1,042	148	16,621	100	16,110	1.0	1.0	1.4	1.6
Tamor	762	2,716	1,946	1,362	194	21,722	40	25,002	1.2	1.2	1.6	1.9

試算の結果、民間開発を前提とした場合、1 年目の収入・融資返済比率は 12 地点のうち 4 地点のみが 1 以上となり、また、10 年平均でも 5 地点のみが 1 以上となった。融資期間を 15 年、20 年と延長した場合は収入・融資返済比率が上昇する傾向となった。

水力発電所開発の経済性は地形・水文・地質条件に左右されるものの、この結果から、標準タリフは全ての貯水池式水力を民間開発により実施するには十分ではないこと、また融資返済期間の延長はプロジェクトの経済性を高める効果があることがわかる。

なお、モデル地点については 2019 年に Updated F/S の結果が報告されている。2014 年に報告されたマスタープランの結果と比較し、プロジェクトコストは 967 MUSD から 1,294 MUSD に (約 34% 増)、年間の発電電力量は 1,406 GWh から 1,232 GWh (約 12% 減) に見直されている。

今回のキャッシュフローモデルは基本的に Updated F/S の結果を適用している。Updated F/S

との主な相違点は融資条件である。Updated F/S は公共セクターによる開発を前提としており、ODA ローンの融資条件をベースにプロジェクトコストを試算している。一方、本調査での検討では民間セクターの参画を基本条件としているため、民間金融機関による融資を想定することでプロジェクトコストを 1,434 MUSD と見積もった。

民間セクターによる開発（従来の IPP 方式）を想定した場合、単位発電電力量当たりのプロジェクトコストはマスタープランベースに比べて 70%増加した。

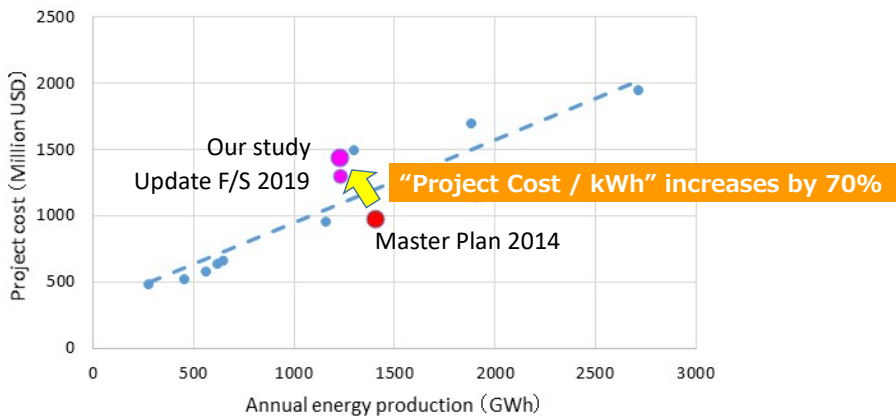


図 6.1-2 モデル地点の建設事業費の推移

6.2 キャッシュフローモデルの前提条件

キャッシュフローモデルにより、モデル地点の民間事業としての事業性を評価する。上下分離 PPP 方式がプロジェクトの事業性に与える効果を第 6.4.1 章で確認し、第 6.4.3 章で新たな売電料金の設定方法に従ったケースを検討する。また、参考として為替変動の影響の概略を把握するため、為替変動を考慮したキャッシュフローモデルによる検討を第 6.7 章に記載する。本節では、何れにも共通する条件を記載した。

なお、第 6.4.2 章および第 6.4.3 章は、上下分離 PPP 方式の効果の検証を明瞭にするため為替レートを 112 NPR = 1 USD とし、為替変動の影響は考慮していない。

6.2.1 建設事業費

Updated F/S で検討された建設事業費をモデル地点の建設事業費として採用する。上下分離 PPP 方式を適用したケースにおけるダム事業会社 (Dam Co) および発電事業会社 (Gen Co) の建設事業費は、工事の項目ごとにそれぞれの事業者へ配分した。両事業者に共通する仮

設備等は、各事業の工事費比率で按分した。また、基本となる事業費の割り振りに加えて、発電事業会社の建設事業費には、プロジェクトファイナンス対応に要するものとして法務・商務アドバイザーの雇用費用を計上した。

なお、上下分離 PPP 方式を適用したケースでは、ダム事業者は公的機関もしくはその子会社がこれを担い、政府からの転貸融資を受けるものと想定し、ダムの建設事業費に法務・商務アドバイザー費用は計上していない。表 6.2-1 に、ダム・発電所一括の事業費と、ダム建設事業費・発電所建設事業費のそれぞれの配分を示す。

表 6.2-1 建設事業費

単位：MUSD

Item	Project Scheme				
	Typical	Vertical Separation PPP			
	Gen.CO	Total	Dam CO	Gen.CO	
1	Preliminary Works and Access Roads	126	126	83	42
2	Civil Works	487	487	389	97
3	Hydro-mechanical	57	57	16	41
4	Electro-mechanical	116	116	0	116
5	Transmission Line and Substation	3	3	0	3
6	Allowance	79	79	49	30
7	Markups	105	105	65	40
8	Project Administration & Management	172	172	107	66
9	Advisory Fee for Legal and Financing on Project Finance (2% of the total items 1 to 8)	23	9	0	9
	Total	1,167	1,153	709	444

6.2.2 融資条件

上下分離 PPP 方式を適用したケースにおいて、今回想定する融資スキームを図 6.2-1 に示す。発電事業会社はネパール国外の民間金融機関から融資を受けることを想定し、融資およびその返済はドル建てで行われるものとした。金利はスワップレートにスプレッドを加えた値とした。

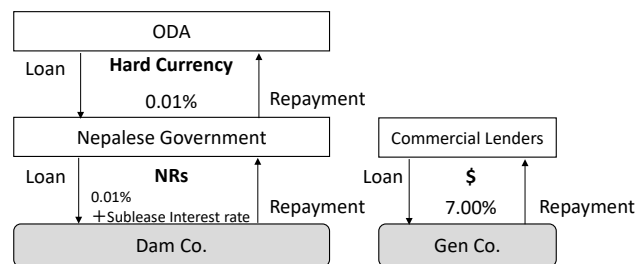


図 6.2-1 融資スキーム

至近 3 年間の米ドルのスワップレートは 2% 台半ばから 3% 台半ばで推移している¹¹ことから、スワップレートを 3% と設定した。スプレッドの値は現在ネパール国において建設中の水力発電プロジェクトに適用されたとされる値(事業者への聞き取り)を引用し 4% とした。この二つの値の合計値から民間金融機関による融資の金利は 7% (=3%+4%) とした。

ダム事業会社はネパール政府を通じて円建てで円借款を受け、NPR 建てでこれをダム事業会社に転貸するとした。また、政府は円借款の金利 0.01% に転貸金利 3% を上乗せしてダム事業会社に転貸するものとした。また、円借款による融資額は 500MUSD とし、ダム事業費の不足分はダム事業会社株主による出資により賄うものとした。

表 6.2-2 は融資の返済スケジュールを示す。民間金融機関から融資を受けた場合の返済期間は、Hedging Regulation 2019 により適用される仕組みの有効期限および PPA 標準の外貨払い適用期間(共に 10 年)をネパール国の考え方として参照し、COD から 10 年とした。

一方、円借款の返済期間は返済猶予期間 10 年を含む 40 年である。よって、ダム事業会社が政府を通じて受ける円借款の返済開始は、第 1 回目の引き出しのタイミングを起点として 10 年後から返済が始まり、返済期間は 30 年とした。なお、事業期間初期の返済負担を軽減する方策としてこの措置期間に着目し、円借款の契約を 2 分割(第 1 期 250MUSD、第 2 期 250MUSD)とした。

なお、利息は引き出した金額に対して、その時点から課されるものとしている。

表 6.2-2 融資返済スケジュール

	建設期間							運用期間												
	1	2	3	4	~	7	1	2	3	~	6	~	10	~	30	~	33	~	36	~
民間金融機関	返済猶予期間							返済期間												
円借款 1	返済猶予期間							返済期間												
円借款 2	返済猶予期間							返済期間												

6.2.3 売電料金

上下分離 PPP 方式の効果を検証する際は、同方式の適用前後の変化を明確にすることを目的に、ERC 細則別添 5 にある標準単価のうち、貯水池式発電方式の単価を使用した。ただし、この単価は 100MW までのプロジェクトを対象としているものであり、100MW を超え

11 The Financial.com

るプロジェクトのタリフを拘束するものではない。そこで同細則の第 8 条 5 項を適用した場合の事業性についても評価した。同条項の適用にあたっては、ROE が 17% となるように毎年の売電料金を調整している。

6.2.4 ダムリース料金

ダムリース料金は、ダム事業会社が事業を持続するために必要となる O&M 費用、融資返済、税、内部留保および配当で構成されるものとした。ダム事業出資者が期待する投資利回りの指標である EIRR はネパール国の長期金利¹²を参考に 8% とした。また、ダムリース料金はダム事業会社が必要な収入を確保できるように設定した。

6.2.5 為替リスク

既に述べたように、新たな標準 PPA が 2019 年 10 月に NERC により発表されているが、為替リスクのヘッジ方法は政府関係者により議論されている段階である。このことから、本検討においては基本的に、為替変動の影響や現在協議されている為替ヘッジ手法については考慮しないこととした。為替変動や為替ヘッジコストの影響については、参考として第 6.7 章で議論する。

6.2.6 その他の前提条件

その他の前提条件は表 6.2-3 の通りである。

¹² ceicdata.com

表 6.2-3 キャッシュフローモデルの前提条件

項目	前提条件
発電所出力	417 MW
年間発電電力量	682.5 GWh (乾期)、549.5 GWh (雨期)
減価償却率、期間	均等 5%、20 年の定額償却 (ネパール会計規則)
O&M 費用	建設事業費 (表 6.2-1 の Total のうち Item 9 を除く) の 1% 6.4% の物価上昇を想定
修繕引当金	10 年ごとの大規模修繕を想定し、ダム設備、発電設備それぞれ に対して毎年 2MUSD を引当
税率	
法人税	COD から 10 年間 0% 11 年目から 15 年目 10% 16 年目以降 20%
利息税	15%
配当税	5%
ロイヤリティ	COD から 15 年間 容量 kW × 200NPR/kW + 収入 × 2% 16 年目以降 容量 kW × 1,500NPR/kW + 収入 × 10%

6.3 キャッシュフローモデルの構造

キャッシュフローモデルの構造を配当額の算出過程を例にして説明する。図 6.3-1 は貸借対照表の経時変化を示している。基本条件として減価償却は定額法、融資返済は元利均等方式を適用した。毎年の減価償却費と元本返済額には差があるため、キャッシュフローを作成する際は貸借対照表のバランスを保つよう留意した。

【状態 1】 毎年の減価償却費 ≥ 毎年の元本返済額

返済初期は元本返済が毎年の減価償却費より小さいため、減価償却費で元本返済を行うことができる。差額は現金 (流動資産) として貸借対照表に整理される。この現金は以降の元本返済の原資であり、貸借対照表のバランス上保持される。従い、毎年の減価償却費が元本返済額を上回る期間は、損益計算表から算出される当期純利益のみを配当の原資とした。なお、減価償却費が元本返済額を上回るため留保される現金は増え続ける。返済期間を長くすれば毎年の元本返済額は少なくなるため、この状態が長く続く。

【状態 2】 毎年の減価償却費 < 毎年の元本返済額

時間の経過とともに元本の返済額が増え、やがて元本返済額が減価償却費を超える年を迎える。状態 2 では状態 1 において蓄積された現金の取り崩しを伴い

ながら、減価償却と融資返済が進行し、やがて現金の蓄積はなくなる。そして、当年度の減価償却費だけでは元本返済を行うことができなくなる。不足分は損益計算書で算出された純利益から充当される。貸借対照表上は利益剰余金として整理した。この状態における配当原資は純利益を下回る。資産構成や減価償却および融資返済の条件によっては、運転が始まる時点からこの状態となる場合がある。

【状態 3】 融資返済完了後

融資返済完了後の配当原資は当年度の減価償却費に純利益を加えたものとした。

【状態 4】 資本相当の減価償却

減価償却費の累積額が負債額相当に達した後の減価償却費は現金として留保した。これは BOOT 型式の事業形態を模擬するため、事業終了時にネパール政府へ事業を移管する際にこの留保を原資として 100%有償減資を行うと想定した。

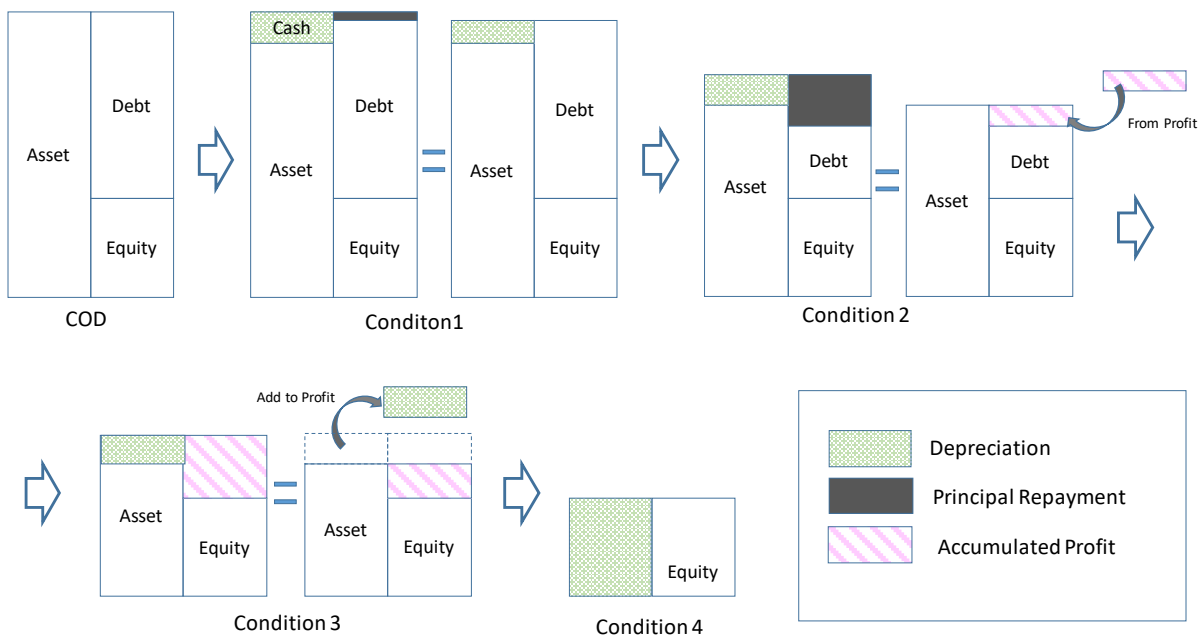


図 6.3-1 キャッシュフローモデルの構造

6.4 キャッシュフローモデルによる試算結果

6.4.1 上下分離 PPP 方式の効果

IPP 事業者がダムおよび発電設備を開発する従来の開発方式（以降、従来方式と呼ぶ）と比較した上下分離 PPP 方式の主な特徴は図 6.4-1 に示すように、(1) ダム開発を Gen Co から切り離すことで、Gen Co が担う建設事業費を抑制することができる、(2) ダム開発を政府関係機関である Dam Co が担うことで、譲許性の高いソフトローンをダム開発に適用できる。(3) 返済期間が異なる融資条件を組み合わせることができる、(4) 結果としてプロジェクト全体の毎年の融資返済額を抑制することができる点である。

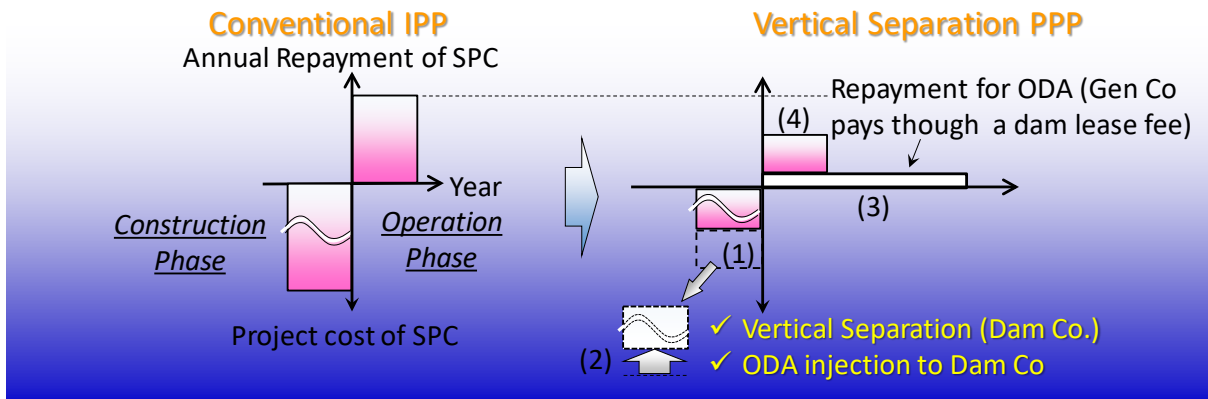


図 6.4-1 上下分離方式の適用効果

モデル地点のプロジェクトコストを表 6.4-1 に示す。上下分離 PPP 方式を採用することで Gen Co が負担する事業費は 62%低減する。またダム事業に譲許性の高いソフトローンを適用することでプロジェクト全体の建中金利は 37%低減する。

表 6.4-1 従来方式および上下分離 PPP 方式によるプロジェクトコスト

Item		Cost (MUSD)			
		Conventional SPC	Vertical Separation PPP		
			Total	Dam CO	Gen.CO
1	Construction Cost	1,167	1,153	709	444
2	Interest During Construction	231	145	59	86
3	Escalation	35	35	29	6
Project Cost		1,434	1,332	796	536
Debt (70% of Project Cost)		1,004	934	559	375
Equity (30% of Project Cost)		430	398	237	161

6.4.2 固定買電単価適用ケース

モデル地点を対象としてキャッシュフローを計算した。買電単価は ERC 細則別添 5 に記載の単価（乾期 12.4 NPR/kWh、雨期 7.1 NPR/kWh、初年度から 8 年間の物価エスカレあり。以降、標準タリフと呼ぶ）、為替レートは 112 NPR/USD、Gen Co の融資返済期間を 10 年とした。なお、ERC 細則別添 5 に記載の単価は、100MW 以上の水力に対する買電単価の参考値と定義されており、従来 NEA が買電単価の上限値として公表している単価である。

分析結果を図 6.4-2 に示す。左側は従来方式を、右側は上下分離 PPP 方式を採用した場合の Gen Co のキャッシュフローを示す。

いずれの方式も融資返済期間中の支出が収入を上回る結果となった。ただし上下分離 PPP 方式を適用することにより、融資期間中の支出は大きく抑制される。パンカビリティを判断する指標として借入償還余裕率（Debt Service Coverage Ratio : DSCR）に注目すると、従来方式および上下分離 PPP 方式の DSCR の平均値は前者が 0.5、後者が 0.7 となった。上下分離 PPP 方式の効果は認められるものの、どちらもパンカブルとは言えない。なお、DSCR は下記の式にて算出した。

DSCR

$$= \frac{\{ \text{収入} - (\text{O\&M} + \text{ダムリース料} + \text{ロイヤリティ} + \text{税} + \text{修繕引当金} + \text{融資返済額} + \text{為替ヘッジコスト}) \}^{*1}}{\text{時々の為替レート}} + \text{融資返済額}^{*2}}{\text{融資返済額}^{*2}}$$

注) *1 は NPR 建て、*2 は USD 建て

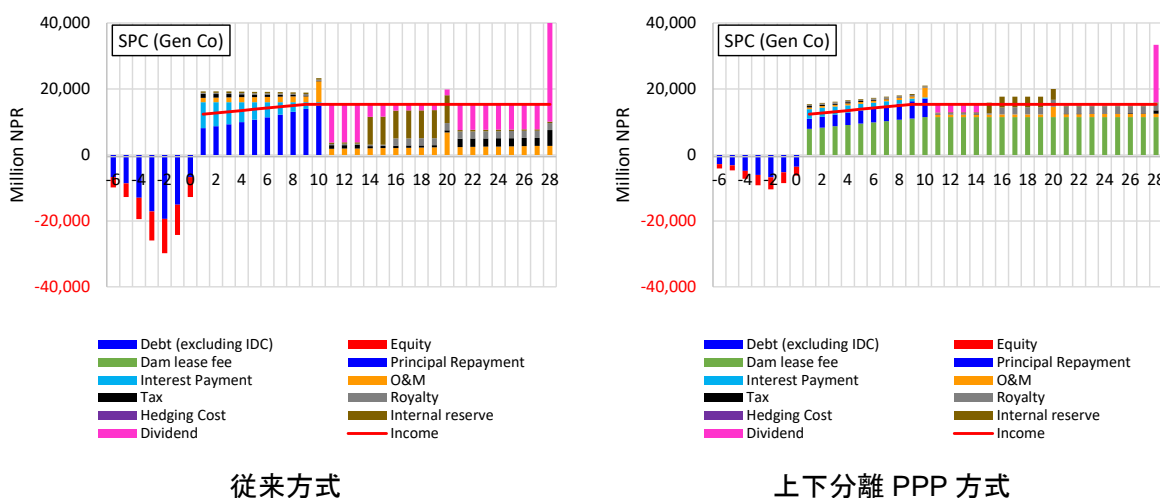


図 6.4-2 固定買電単価を適用した場合の発電事業会社キャッシュフロー

6.4.3 変動買電単価適用ケース

(1) 上下分離 PPP 方式の適用効果

前節の試算に適用した買電単価は ERC 細則別添 5 の標準単価であり、電力量あたりの固定単価であるが、ERC 細則 8.5 条によると、100MW 以上の発電所に対する買電単価は、第 4.1.1 章に示すように必要コスト等を考慮して決定される。ただし、ROE が 17%（NPR 建て）を上回ると予想される場合は 17%となるように調整される。現実には個別のプロジェクト毎の交渉である一定の買電単価が合意されることが予想されるが、この規定を適用することで、毎年の発電コストに応じた買電単価を決定することが可能となるため、当キャッシュフロー分析では「変動買電単価」として扱った。また、毎年の買電単価は NPR ベースの ROE が 17%となるように設定した。

事業期間中の買電単価は PPA 締結時点に決めるのが一般的であり、この規定を適用することにより、出資額に応じて一定の純利益を見込んだ買電単価の設定が認められる可能性がある。ERC 細則 8.5 条では、発電コストのほか、政府政策も買電単価決定の要素として考慮することになっていることから、事業性が比較的劣後するプロジェクトであっても、ROE 17%を確保するような買電単価の設定が認められると仮定すると、事業性を確保できる可能性が高まる。

キャッシュフローモデルによる事業性評価は、DSCR、発電事業出資者の EIRR および発電事業出資者の出資回収期間（例えば、出資額 100 に対して累積で 100 の配当を得るまでの期間）の 3 点に着目し行った。買電料金については 1 年目の初年度単価、コンセッション期間全体の買電単価に対し割引率を 10%として COD 時点に換算した時点換算均等化単価（Levelized Tariff）、コンセッション期間中の最大単価を掲載した。

変動買電単価を適用した場合のキャッシュフローを図 6.4-3 に示す。固定買電単価を適用した場合（図 6.4-2 参考）とは異なり、従来方式および上下分離 PPP 方式のいずれの方式においても事業運営に必要な収入を得られることがわかる。

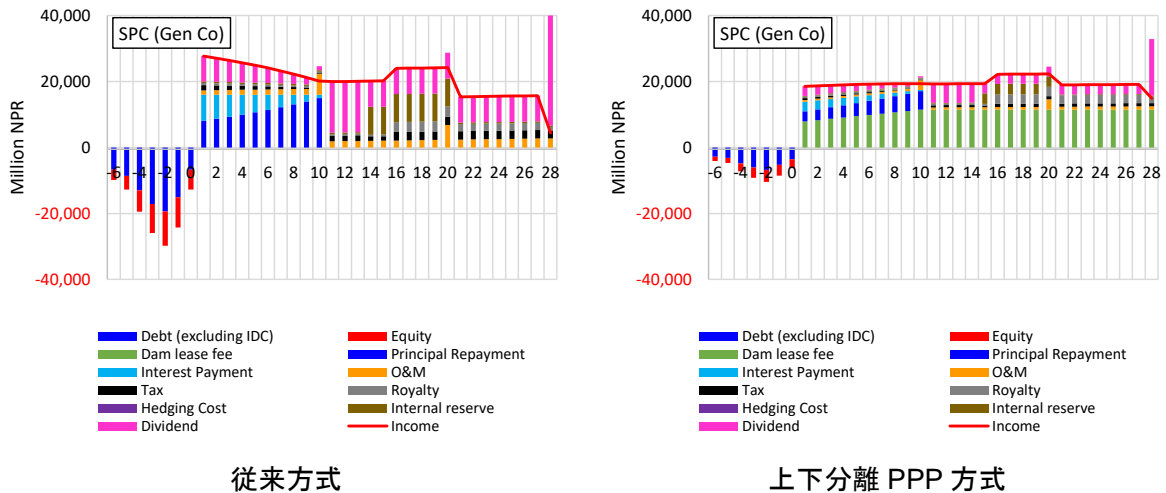


図 6.4-3 変動買電単価を適用した場合の発電事業会社キャッシュフロー（融資返済期間 10 年）

キャッシュフロー分析における毎年の変動買電単価は、O&M 費用、利息払い、ロイヤリティ、税金等の支出項目に減価償却費を加えて損益計算書上のコストとし、ROE17%相当の純利益が得られるように設定した。上記キャッシュフロー図で見られる各項目の推移について、従来方式 IPP を例にとり、以下で説明する。

モデルでは融資返済条件として元利均等方式を採用しているため、利息払い額は毎年減少する。従い、融資返済期間中の売電収入は毎年減少する。融資返済終了後は大きな変動要素はないため、ほぼ一定の収入額となる。16 年目以降はロイヤリティが増額されるため、ROE17%を確保するために必要となる売電収入は増加する。減価償却が終了した以降（21 年目以降）は減価償却費に相当分の収入がなくなるため、売電収入は減少する。

一方で、ROE17%に相当する利益を買電料金に反映できるにもかかわらず、融資返済期間中の配当額は毎年減少する。これは、元本返済額が毎年増加する一方、減価償却費は一定であるため、元本返済額が減価償却費を超える場合は、その差分を純利益から充当していることによる。純利益の減少に従い、配当額が減少する。

融資返済完了以降は、利益に加え減価償却費相当の収入を配当に充てることができる。ただし、出資額に相当する収入は内部留保として確保しなければならない。本事業は BOOT を前提としているので、事業最終年（本例では 28 年目）はこの内部留保を使って資本金を株主に返還するモデルとしている。

表 6.4-2 にキャッシュフローモデルから得られた評価指標の値を示す。また、参考として標準単価をモデル地点に適用した場合に得られる買電単価を表の右欄に記す。

DSCR および EIRR は、従来方式および上下分離 PPP 方式の間で違いはない。しかし、時点換算均等化単価は、上下分離 PPP 方式を適用することで約 17% 低減できる。

表 6.4-2 変動買電単価を適用した場合の計算結果

Case	Case 00	Case 01	Standard Tariff (Reference)
Scheme	Conventional	Vertical Separation PPP	—
Minimum DSCR	1.1	1.1	—
Average DSCR	1.3	1.3	—
EIRR (NPR base)	10.7%	10.9%	—
EIRR (USD base)	10.7%	10.9%	—
Equity Recovery Period	11 years	11 years	—
Initial Tariff	22.5 NPR/kWh	15.0 NPR/kWh	10.0 NPR/kWh
Levelized Tariff	6.2 NPR/kWh	5.2 NPR/kWh	3.8 NPR/kWh
Maximum Tariff	22.5 NPR/kWh	18.0 NPR/kWh	12.4 NPR/kWh

以上の結果から、ROE によって事業者の利益は制限されるものの ERC 細則に基づく変動買電単価を適用することで、標準単価に基づく従来の固定単価方式では事業性を得ることが困難なプロジェクトに対しても、事業性が得られる可能性があることが確認された。

また、固定買電単価および変動買電単価のいずれに対しても、上下分離 PPP 方式を適用することで投資者の事業性を向上する、もしくは買電単価を抑制できる効果があることを確認した。

ここで、価格競争力の観点から Case 01 の買電単価を評価する。標準単価はネパール国で貯水池式水力発電方式による発電事業を行う上で、競争力がある単価としてネパール国が設定したものと想定する。標準単価をモデル地点に適用した場合、初年度単価は 10.0 NPR/kWh、時点換算均等化単価は 3.8 NPR/kWh、最大単価は 12.4 NPR/kWh である(表 6.4-2 の右欄)。時点換算均等化単価をみると、Case 01 は標準単価の約 1.4 倍となる。従い、モデル地点の競争力を高めるためには、更なる単価の低減が必要と考えられる。

(2) 収益性の向上と買電単価の低減策

変動買電単価と上下分離 PPP 方式を適用し、計算条件の変更による収益性の向上と買電単価の低減効果を検証した。Case 01 から変更した条件は、(1) Gen Co の融資返済期間、(2) ダム設備の減価償却期間、(3) Dam Co への投資者が期待する EIRR、(4) Gen Co が負担するダムリース料の割合である。計算結果を表 6.4-3 に示す。

表 6.4-3 試算条件の変更とその効果

Case	Case 01	Case 02 (Base Case)	Case 03	Case 04	Case 05
Repayment Period	10 years	14 years	14 years	14 years	14 years
Depreciation Period on Dam Facility	20 years	20 years	50 years	50 years	50 years
EIRR of Dam Co	8%	8%	8%	3%	3%
Dam Lease Fee on Gen Co	100%	100%	100%	100%	50%
Minimum DSCR	1.1	1.3	1.3	1.3	1.3
Average DSCR	1.3	1.6	1.6	1.6	1.6
EIRR (NPR base)	10.9%	11.8%	11.8%	11.8%	11.8%
EIRR (USD base)	10.9%	11.8%	11.8%	11.8%	11.8%
Equity Recovery Period	11 years	7 years	7 years	7 years	7 years
Initial Tariff	15.0 NPR/kWh	15.0 NPR/kWh	13.6 NPR/kWh	12.6 NPR/kWh	10.5 NPR/kWh
Levelized Tariff	5.2 NPR/kWh	5.3 NPR/kWh	4.7 NPR/kWh	4.3 NPR/kWh	3.4 NPR/kWh
Maximum Tariff	18.0 NPR/kWh	18.1 NPR/kWh	15.8 NPR/kWh	14.2 NPR/kWh	11.0 NPR/kWh

Case 02 は Gen Co の融資返済期間を 14 年に延長した場合である。融資返済期間を調整することで収益性の向上を試みた。

EIRR が最大となる融資返済年は諸条件が関わるが、以下のとおり概算される。

元本返済の原資は減価償却費に相当する収入である。従い、元本総額が融資返済期間中に累積する減価償却費を超える場合は、不足する分を純利益で補填しなければならない。融資返済期間を 10 年とした場合、融資返済期間の後半でこの状況が発生し、配当の原資である純利益が融資返済で消費されるために収益性が損なわれた (Case 01)。一方で返済すべき元本総額は融資返済期間によらず一定である。従い、融資返済期間を延長することでその間に得られる減価償却費相当の収入は増え、純利益による補填を回避できる。今回キャッシュフローモデルに適用した条件下では、融資返済期間を 14 年とした場合に EIRR が最大となった (Case 02)。この 14 年は元本総額と減価償却費の累積額が等しくなる期間であり、減価償却期間 20 年×資産に対する負債の比率 70%、に等しい。なお、14 年を超える融資返済期間を設定しても EIRR は変わらず、利息返済額が増加するだけである。

今回は融資返済期間を 14 年に設定することで、平均 DSCR は 0.2 ポイント、EIRR は約 1 ポイント向上した。なお買電単価に大きな変化は見られないことから、融資返済期間を 14 年に設定しても問題はないと判断した。

Case 03 は Case 02 の条件のうち、ダム設備に係る減価償却期間を 50 年に延長した場合である。ダムリース料は Gen Co の支出の半分以上を占めることから、売電単価の抑制には、ダムリース料の低減が不可欠である。ダム事業会社の健全な経営を維持するため、ダムリース料にはダム事業のコストである減価償却費が含まれている。ダムリース料はまた、ODA 融資の返済原資となるが、融資返済期間が長い場合元本返済は減価償却費以下である。キャッシュフローモデルでは均等償却を前提としているため、減価償却期間が長いほど、毎年の減価償却費を小さくできる。また、Case 01 で採用した 20 年の償却期間はネパール会計法上の償却期間であるが、大半がコンクリート構造物で構成されるダム設備の耐用年数は 20 年を優に超える。例えば、日本の減価償却資産の耐用年数等に関する省令によると、水力発電用の貯水池、調整池および水路の耐用年数は 57 年である。Case 03 のように減価償却期間を 20 年から 50 年に延長することで、毎年の減価償却費を 60% 低減できる。結果、Case 03 の時点換算均等化単価は Case 02 に比べて約 10% 抑制された。融資返済期間の長い ODA ローンの利用を前提とした減価償却期間の延長は、検討に値するといえる。

Case 04 は Case 03 の条件のうち、Dam Co への出資者の期待 EIRR を 3% に抑制した場合である。Dam Co の出資者が政府関係機関であることを前提とすれば、Dam Co の EIRR が 8% 以下でも許容されるものと推測する。そこで Dam Co の EIRR が政府から Dam Co への融資における転貸金利と同程度の 3% で許容されるとした。結果、時点換算均等化単価は Case 03 に比べて約 10% 低下した。

Case 04 は前述した 2 つの変更条件も含んでいる。これら 3 点の変更が実行できれば、時点換算均等化単価は標準単価の 1.1 倍となるものの、モデルプロジェクトがネパール国のエネルギーセキュリティの向上に寄与すると判断されるとすれば、Case 04 の買電単価は許容される可能性はある。同時に Gen Co の DSCR や EIRR が向上している点を考慮すれば、これらの変更条件は海外投融資を誘引するうえで有効な方法と考える。

Case 05 は時点換算均等化単価を標準単価並みとするためには、ダムリース料をどの程度低減する必要があるかを試算したものである。Case 04 の条件で算出されたダムリース料のうち、その半分を Gen Co が負担するとした。残り半分は政府が負担することを想定している。大規模なダムは、建設時の雇用だけでなく、ダムによる流量調整やダムに付随する道路設備等が地域の経済発展に貢献すると考えられる。上下分離 PPP 方式を適用した場合、Dam Co は政府関係機関である点を考慮すると、政府が VGF (Viability Gap Fund) や補助金を注入することで、ダムの建設・運営を支えるという選択肢はあり得る。この場合、時点換算均等化単価は標準単価に比べて約 10% 抑制することができる。

以下にこれらの検討結果を図で示す。

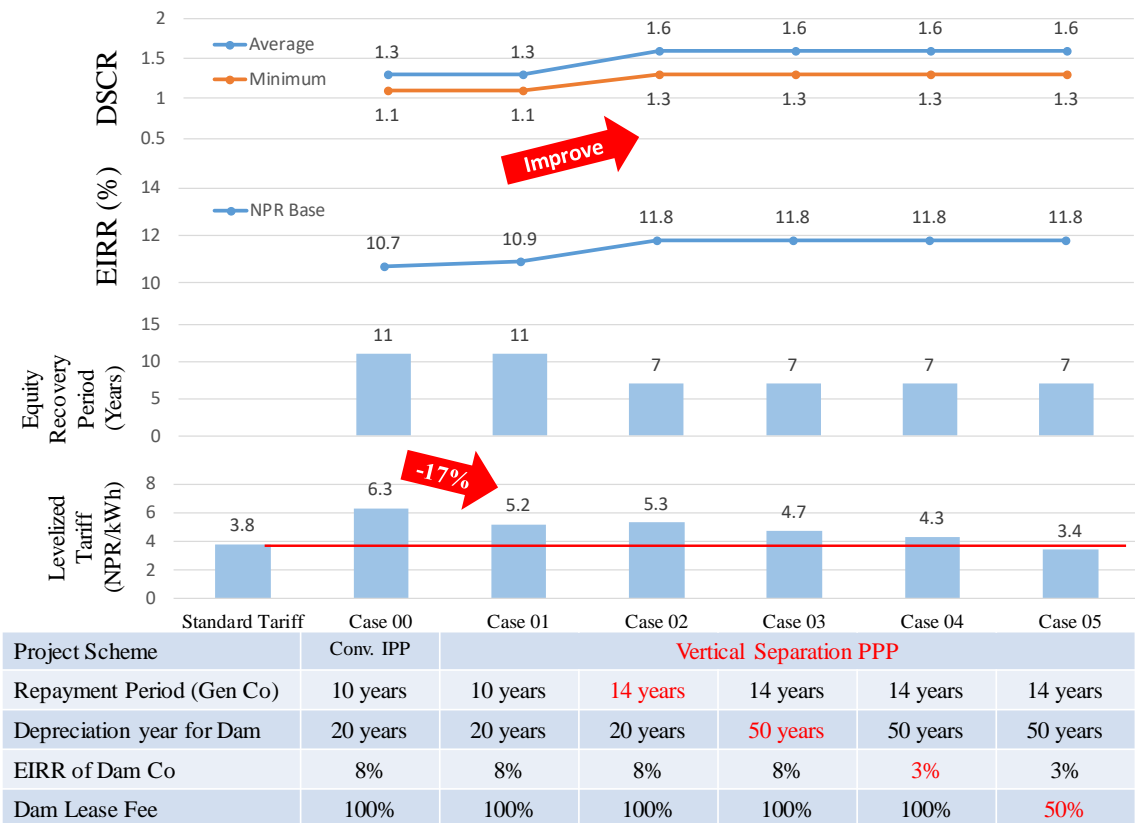


図 6.4-4 上下分離 PPP 方式を適用した場合の事業性評価

6.5 プロジェクト規模の影響

前節では Updated F/S レポートの結果を参照して、モデルプロジェクトの事業性を評価した。結果、Case 02 の条件下で上限分離 PPP 方式を適用することにより、一定の事業性が得られる見通しとなったが、投資者にとっての収益性を確保するための必要買電単価として、標準単価の 14% 程度の増額が必要となる。

プロジェクトコストや年間発電電力量による影響を考察するために、2014 年に報告されたネパール国における貯水池式水力開発マスタープランに記載されているモデル地点に対する出力・発電電力量およびプロジェクトコストを用い、「規模が異なるプロジェクト」と考え事業性を評価した。キャッシュフロー分析は Case 02 の条件をベースとしており、その結果を Case 12 として記す。

下表に Updated F/S との諸元の比較を示す。Updated F/S の年間発電電力量は Master Plan に比べて約 10% 低下（ただし、乾期の発電電力量は増加）、プロジェクトコストは約 20% 増加している。

表 6.5-1 マスタープランと Updated F/S の発電電力量比較

	Updated F/S (2019)	Master Plan (2014)
Rated Power	417 MW	410 MW
Annual Energy	1,232 GWh	1,406 GWh
Dry Season	682.5 GWh (55%)	576.5 GWh (41%)
Wet Season	549.5 GWh (49%)	829.5 GWh (59%)

表 6.5-2 マスタープランと Updated F/S のプロジェクトコスト比較

Item	Cost (MUSD)					
	Updated F/S Base			Master Plan Base		
	Total	Dam CO	Gen.CO	Total	Dam CO	Gen.CO
Preliminary Works and Accrss Roads	126	83	42	70	36	34
Civil Works	487	389	97	434	348	86
Hydro-mechanical	57	16	41	31	5	26
Electro-mechanical	116	0	116	115	0	115
Transmission Line and Substation	3	0	3	3	0	3
Base Cost	789	488	299	652	388	264
Allowance etc.	366	221	145	145	47	77
Construction Cost	1,153	709	444	942	556	386
Eacalation	35	29	6	32	26	6
Interesting During Construction	145	59	86	122	47	74
Project Cost	1,333	796	536	1,095	629	466

マスタープランの結果をベースに算出した経済指標値を表 6.5-3 に示す。

表 6.5-3 マスタープランを基に算出した経済性指標値の比較

	Updated F/S Base		Master Plan Base	
	Case 02 (Base Case)	Standard Tariff	Case 12	Standard Tariff
ROE (NPR base)	17%	—	17%	—
Repayment Period	14 years	—	14 years	—
Minimum DSCR	1.3	—	1.3	—
Average DSCR	1.6	—	1.6	—
EIRR (NPR base)	11.8%	—	11.8%	—
EIRR (USD base)	11.8%	—	11.8%	—
Equity Recovery Period	7 years	—	7 years	—
Initial Tariff	15.0 NPR/kWh	10.0 NPR/kWh	11.0 NPR/kWh	9.3 NPR/kWh
Levelized Tariff	5.3 NPR/kWh	3.8 NPR/kWh	3.9 NPR/kWh	3.6 NPR/kWh
Maximum Tariff	18.1 NPR/kWh	12.4 NPR/kWh	13.1 NPR/kWh	11.5 NPR/kWh

買電単価以外の指標値は Updated F/S ベースの結果と同じであったが、時点換算均等化単価は 5.3 NPR/kWh から 3.9 NPR/kWh となった。これは標準単価から算出される時点換算均等化単価 3.6 NPR/kWh とほぼ同等である。このことから、マスタープラン時点での規模のプロジェクトであれば、上下分離 PPP 方式を適用することで、標準単価並みの買電単価で民間投資を実現できる可能性があるといえる。

6.6 上下分離 PPP 方式の適用プロジェクト

以上の経済分析の結果から、以下の傾向が判明した。

- a. モデル地点（貯水池式水力、建設コスト 1,167MUD（エスカレーションと融資関連コストを除く）、年間可能発生電力量 1,232GWh）は、従来の IPP 方式では開発は困難。
- b. 上下分離 PPP 方式および新たな ERC 細則で定められた条件に従った変動買電単価を適用し、かつ商業融資に係る返済期間やダム設備に対する減価償却期間、ダム事業出資者の期待投資利回りを調整することにより、モデル地点の事業性は民間投資家が投資を検討するレベルまで向上する。しかし、時点換算均等化単価は標準単価に比べて 13% 増である。
- c. 異なる規模のプロジェクト（貯水池式、建設コスト 1,095MUSD（上下分離 PPP 方式適用後）、年間可能発生電力量 1,406GWh）に上下分離 PPP 方式を適用した場合、標準買電単価と同等のレベルでプロジェクトの経済性が確保できる。

上下分離 PPP 方式は従来の IPP 方式では経済性が確保できないプロジェクトを投資可能なレベルに高めることができる可能性があることがわかった。ただし、プロジェクトの特性はプロジェクト毎の地形・地質・水文条件等により異なることから、こういったプロジェクトであれば上下分離 PPP 方式を適用できるか、というように一般化することは困難である。一般的には、ダムの工事費が発電設備の工事費に対し比較的大きいプロジェクトは上下分離 PPP 方式の効果が高い。このことから、上下分離 PPP 方式はピーク流れ込み式水力に対しても適用できる可能性がある。

なお、これらの検討結果は為替変動影響を考慮しない場合のものであることに注意が必要である。為替変動の影響については次節で補足的に検討した。

6.7 為替変動の影響

為替リスクのヘッジ方法に関する政府方針は政府関係者間で現在協議中の段階である。本節では、参考として、為替変動の影響を一定の仮定の下に試算した。

6.7.1 為替変動の想定

発電事業の開発に伴う投融資は全て基軸通貨建て（USD 建てと仮定）で行われるものと設定した。この場合、海外投資家等に対する融資返済や配当は USD 建てで行うことになる。一方で、買電単価は NPR 単位で定められている。よって、事業性を評価するためには兌換計算が必要となる。そこで過去の為替レートの推移等を参照し、将来の為替レートを仮定した。

過去 10 年間の為替レートの推移（図 6.7-1）を確認したところ、NPR は USD に対して平均 4.4 NPR/年（4.7%/年相当）の持続的な減価傾向が認められたことから、当面の 10 年間は同様の傾向が続くと仮定した。この期間はおよそ建設期間にあたる。

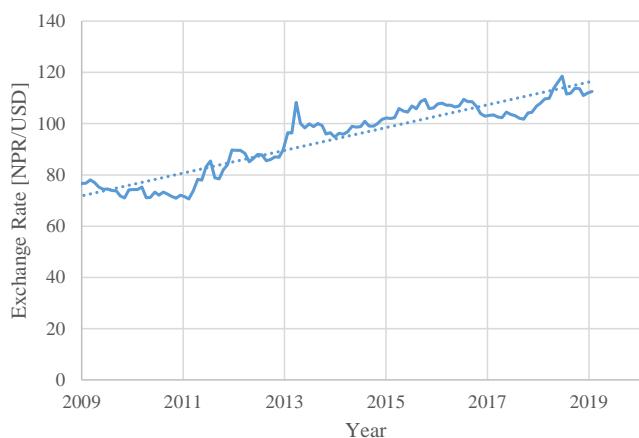


図 6.7-1 過去 10 年の米ドル-NPR の為替レート推移

なお、関連事項として INR-USD 間の為替状況について確認した。現在、INR-USD 間については為替リスクのヘッジ（以下、「為替ヘッジ」）に係る市場取引があり（5 年程度までのリーチのものが取引されている）、為替ヘッジに伴うコストはおおよそ対象とする 2 通貨の国債利回り差に相当するとの相場観から、同ヘッジに伴うコストは 5%程度と予想されている。この点から、NPR と INR の間で現状のペッグが維持されるとの前提が伴うものの、上記の仮定（平均 4.7%/年）は現況から想定される範囲にあるものと考えた。

一方、10 年を超える期間については、仮定の設定がより難しさを増す。INR、USD それぞれに 30 年物の国債があるものの（利回り差は 5%程度）、10 年を超える為替ヘッジ商品に関しては実質的に確保が困難な状況にある。為替は長期的には金利やインフレ事情が影響することから毎年の減価傾向が上記の利回り差（5%）を越える可能性もあるが、いずれにしても不確かな要素が多く、ここでは簡略化のため、上述の 10 年間と同等の減価傾向が続くものと仮定した。なお、この仮定はアグレッシブな設定となる点に留意を要する。

6.7.2 為替変動を考慮したプロジェクトコスト

プロジェクトコストは USD 建てで見積もっているため、建設期間中の為替変動により NPR 建てのプロジェクトコストは変化する。

Dam Co は NPR 建てで政府から融資を受けるとしているため融資額は増加する。従って、毎年の融資返済額の増加はダムリース料に影響を与える。

Gen Co の売電収入は NERC の承認をもって PPA で定められる。為替変動の影響をどのように考慮するかについて、ERC 細則には規定がない。運営期間中に Gen Co が行う外貨建て払いの主だったものは元本返済および利息払いを含む海外レンダーへの融資返済がある。加えて水車や発電機等の大型修繕に備えた修繕引当金を蓄積する必要があり、将来の為替変動リスクを避けるため USD 建てで蓄積することになる。

一方で、ネパール国側は、(1) PPA 標準で予定されていた Hedge Fund 創設の見送り、(2) 売電料金の全額 NPR 建て払い、という構成で制度検討を進めている。関係機関へのヒアリングによると、為替変動に対するネパール国と Gen Co 間のリスクアロケーションは案件毎の交渉であるとのことであったが、基本的には Gen Co に為替変動のリスクの負担を求める考え方と言える。その緩和策として、現在政府内で、政府が提供する為替リスクのヘッジの仕組みが議論されている。

この状況は、外貨建て払いに伴う為替差損益は費用として認められず売電料金に転嫁できない可能性を示唆する。

そこでキャッシュフローモデルでは、融資返済対応に伴う分も含め、為替差損益を費用に計上せず、Gen Co の純利益で吸収するものとした。

なお、買電単価は PPA 締結時に決まるものの、その単価は COD 時点に決まるプロジェクトコスト（建設期間中における資金注入の都度に発生する為替変動を反映）で調整されるものと仮定した。これは Gen Co の貸借対照表が NPR 建てで作成されるためである。毎年の純利益はこのように計算された貸借対照表上の資本金に ROE 17% を乗じた額とした。また、資本金は減資・増資を行わない限り一定とした。下表に示すように、為替変動の影響を考慮した場合、NPR 建てのプロジェクトコストは約 17% 増加する。

表 6.7-1 為替変動の有無によるプロジェクトコストの違い

	Case 02 (Base Case)	Case 02 Ex
Exchange Rate Variation	Not Considered	Considered
Dam Co	89,185 MNPR (796 MUSD)	104,484 MNPR (796 MUSD)
Gen Co	60,060 MNPR (536 MUSD)	70,684 MNPR (536 MUSD)
Total	149,245 MNPR (1,332 MUSD)	175,169 MNPR (1,332 MUSD)

6.7.3 為替リスクのヘッジ

前述の通り、為替リスクヘッジ方法に関する政府方針は政府関係者間で現在協議中の段階でありヘッジコストの配分方法も含めて詳細は定まっていない。そこで、本項では Gen Co が市場のヘッジ商品を調達できるものと仮定し、為替変動リスクのヘッジに伴うコストを想定した。

為替ヘッジに伴うコストは市場金利やマーケットにおける需給状況によって決まるものの、両国の国債の利回り差に近いとされている。従い、国債の利回り差から実況を参照し為替ヘッジに伴うコスト（率）を仮定することとした。

図 6.7-2 はインド国と米国の 10 年国債利回りの推移を示したものである。INR（インドルピー）を参照した理由は、NPR から USD への兌換は取引量の多い INR を介して行うことを前提にしたことによる。

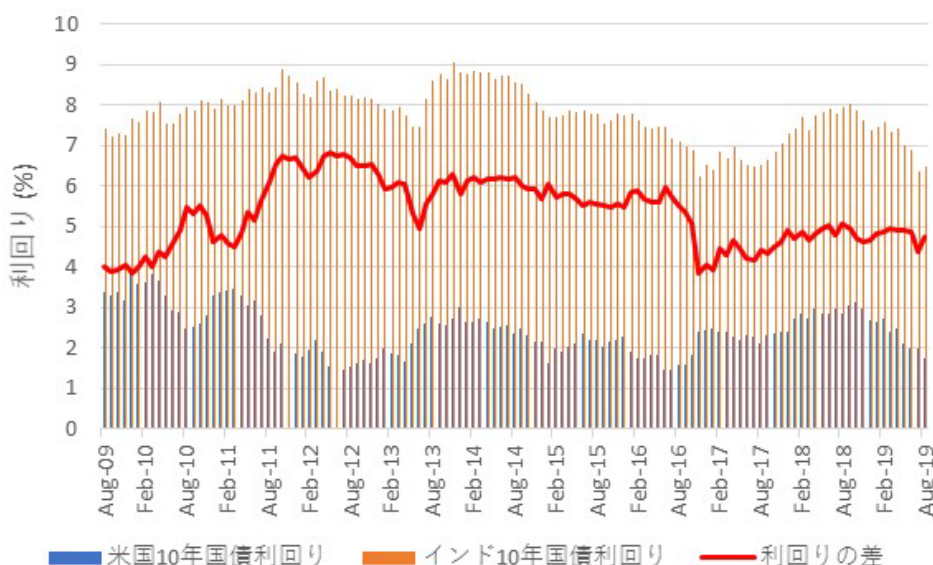


図 6.7-2 10 年国債利回りの推移

同図における過去 10 年の平均利回りを見ると、米国の国債利回りは 2.43%、インド国は 7.78%、両者の差は 5.35%である。従い、為替ヘッジに伴うコストを兌換対象額の 5.35%に相当すると見積もった（簡略化のため NPR と INR 間の為替ペッグレートの変動や NPR を INR に兌換する際のコスト等は考慮しないこととした）。

なお、現在、市場を介して得られる INR-USD 間の為替ヘッジの手段は、リーチがおよそ 3 年から 5 年程度のものである¹³ことから、本キャッシュフローモデルに適用した 5.35%の仮定は、上述の為替レート同様、市場実勢や長期見通しなどから得られる値ではない点に注意することが必要である。

為替ヘッジは COD から開始するものとする。同為替ヘッジは事業期間全体を通して段階的に行われることになるため、COD 以降の将来的な為替変動の影響を受けることとなる。対象額は収入から融資返済額、ダムリース料金およびロイヤリティを除いた額とし、これに 5.35%を乗じた額をヘッジコストとした。為替ヘッジのリーチは 5 年とした。為替ヘッジを行うことで、当該年度の為替レートを 5 年先に適用できるものとした。なお、COD から 5 年間は、COD 時点の為替レートを適用できるものとした。このイメージを表 6.7-2 に示す。

表 6.7-2 為替リスクのヘッジの有無によるキャッシュフローモデル上の為替レートの違い

単位：NPR/USD

時期	為替ヘッジを行わない場合の為替レート	為替ヘッジを行った場合の為替レート
1 年目 (COD)	147.2	147.2
2 年目	151.6	〃
3 年目	156.0	〃
4 年目	160.4	〃
5 年目	164.8	▲ 147.2
6 年目	169.2	▲ 151.6
7 年目	173.6	▲ 156.0
}	}	}

キャッシュフローモデルでは、建中利子および利息払いに関するヘッジコストは費用として認められるものと仮定してタリフを算定した。一方、配当に関するヘッジコストは Gen Co の純利益から支出するものとした。

なお、上述の通り、上下分離 PPP 方式を適用したケースではダム事業会社は政府を通じて ODA ローンを受けることを前提としている。ODA ローンの返済に伴う為替変動リスクは

13 金融機関からの聞き取り

政府が負うとの認識の下、ダム事業会社に対する為替ヘッジコストは発生しないものとした。

6.7.4 為替変動・為替リスクヘッジコストを考慮したキャッシュフロー

図 6.7-1 に示した通り、為替レートは日々上下する。事業者は事業運営を見通すため、すなわち将来の為替変動という予測困難な事象による収支の不確実性を回避するために、為替ヘッジを行うことが通常である¹⁴。

キャッシュフローモデル上の為替ヘッジ商品の仕組みを、表 6.7-2 を例に説明する。現在の為替レートを $147.2 \text{ NPR} = 1 \text{ USD}$ とする。事業者は翌年の融資返済に備え、為替ヘッジ商品を購入することで翌年の為替レートを固定する。1 年後に必要な外貨を 100 USD とすれば、 $100 \text{ USD} \times 5.35\% \times 147.2 \text{ NPR/USD} = 787.5 \text{ NPR}$ のヘッジコストを支払うことで、翌年の為替レートを現在の $147.2 \text{ NPR} = 1 \text{ USD}$ に固定する。結果、融資返済額とヘッジコストの合計は $15,507.5 \text{ NPR}$ ($14,720 \text{ NPR} + 787.5 \text{ NPR}$) となる。

なお、為替変動のリスクをヘッジしたとしても、減価の影響は回避できない点に注意が必要である。ヘッジ契約の時点で市場が予想している将来の為替レートと現状の為替レートの差分に相当する 440 NPR ($= (151.6 \text{ NPR/USD} - 147.2 \text{ NPR/USD}) \times 100 \text{ USD}$) は、ヘッジコストに含まれ事業者が負担することになる。

ヘッジコストにはヘッジ商品の提供者であるヘッジファンドや金融機関が設定するマージンが上乗せされるため決して安価ではない。それでも事業者が為替ヘッジを行うのは、将来の為替変動を予想することが困難なことによる。例えば将来の為替レートが市場の予想から 5% 程度振れて $159.2 \text{ NPR} = 1 \text{ USD}$ となった場合、為替ヘッジすることで 412.5 NPR ($= 159.2 \text{ NPR/USD} \times 100 \text{ USD} - 15,507.5 \text{ NPR}$) の支出を抑制できる。

なお、5 年後に必要な外貨が 100 USD であれば、 787.5 NPR のヘッジコストを毎年支払うことで、5 年後の為替レートを現在の $147.2 \text{ NPR} = 1 \text{ USD}$ に固定する。結果、融資返済額とヘッジコストの合計は $18,657.1 \text{ NPR}$ となる。

為替変動が収益に与えるリスクを Base Case をもとに評価した。結果を表 6.7-3 に示す。

14 利益剰余金等、変動が伴う部分については、為替ヘッジ商品の適用が困難な場合が多いが、ここでは簡素化のため、それらについても為替ヘッジが行えるものとした。

表 6.7-3 為替変動の影響と為替ヘッジの効果

	Case 02 (Base Case)	Case 02-Ex1	Case 02-Ex2
Exchange Rate Variation	Not Considered	Considered	Considered
Total Profit after Tax During Concession Period	82,702 MNPR	97,332 MNPR	97,332 MNPR
Total Hedging Cost during Concession Period	N/A	Free	39,655 MNPR
Minimum DSCR	1.3	0.9	0.9
Average DSCR	1.6	1.3	1.3
EIRR (NPR base)	11.8%	9.3%	4.4%
EIRR (USD base)	11.8%	7.1%	2.2%
Equity Recovery Period	7 years	10 years	25 years
Initial Tariff	15.0 NPR/kWh	17.7 NPR/kWh	17.7 NPR/kWh
Levelized Tariff	5.3 NPR/kWh	6.3 NPR/kWh	6.3 NPR/kWh
Maximum Tariff	18.1 NPR/kWh	21.2 NPR/kWh	21.2 NPR/kWh

Case 02-Ex1 は為替ヘッジ商品を無料で利用できると仮定した場合である。USD 建てで行う融資返済や配当支払い額を NPR 建に換算すると、減価の影響によってその額は増加する。この増加分、すなわち為替差損を費用として計上できれば、ROE17%の純利益を買電単価に反映することで一定の収益は確保できる。しかし、為替差損を費用として計上し、買電単価に転嫁することはオフテイカーである NEA がすべての為替変動リスクを負担することになり、政府方針に反するものと思われる。したがって、為替差損は発電事業会社の純利益で吸収することとした。結果、DSCR は 1 を下回り EIRR は 1 桁台に悪化した。

また、買電単価は約 18%増加した。COD 以降の為替変動は ROE 17%で算出される純利益で吸収するため、売電単価に影響を与えない。しかし建設期間中の為替変動は売電単価に影響を及ぼす。なぜなら、売電単価を決定する主要要素である減価償却費や利息払い額、純利益は、Gen Co の資産額をもとに算定される。この資産額すなわちプロジェクトコストは建設期間中の為替変動の影響を受けて変化する（表 6.7-1 を参照）¹⁵。

通常の為替ヘッジにはコストが伴う。為替差損と同様に、為替ヘッジのコストも費用に計上できないものと仮定した。Case 02-Ex2 はヘッジコストを純利益から支払うと仮定した場合である。純利益の約 40%をヘッジコストの支払いで消費するため、配当原資は減少し EIRR はさらに悪化する。Gen Co 自ら全額負担で市場のヘッジ商品を用いて為替変動のリスクをヘッジしても、その効果は想定を超えた為替変動に対するヘッジ効果程度である。

¹⁵ 費用に計上する利払い額を算出するためには、USD 建ての利払い額を NPR 建てに換算する必要がある。為替変動の影響を考慮しない場合は、112 NPR = 1 USD で換算した。一方で、為替変動の影響を考慮する場合は、プロジェクトコストから算出される為替レート 131.9 NPR/USD (70,684 MNPR/536 MUS\$) を適用した。

今回の試算で得られた DSCR および EIRR の値によると、為替変動を考慮した場合のモデル地点の事業性は極めて低いといえる。

6.7.5 為替ヘッジの課題と対応

前節では、為替変動の影響を考慮し、Gen Co が市場の為替ヘッジ商品により為替変動リスクをヘッジしたとしても、キャッシュフローモデルによる試算結果によれば、モデル地点の実現性は極めて低いと述べた。市場の為替ヘッジ商品はリーチが数年程度であるため、ヘッジコストや兌換時に適用される為替レートは、将来の為替レートの影響を受ける。従い、PPA 締結時点あるいは融資契約締結時点で為替リスクを定量的に評価することは困難である。この課題は Hedging Regulation 2019 で述べられる仕組みに対しても同様である。加えて Hedging Regulation 2019 の仕組みは建中金利を除いた融資元本にヘッジ対象を限定するなど、民間事業者の事業参画を難しくする要因となる。

多くの他国事例でみられる海外民間投資の誘致を考慮した方式は、第 3 章で述べた通り基軸通貨建てによる売電料金の支払いが基本である。外貨建て支払いの対象は資本費回収費および O&M 費用の一部であり、外貨建て支払いの期間もコンセッション期間を対象とするなど市場のヘッジ商品や Hedging Regulation 2019 に示される仕組みに比べてカバー範囲が広い。

根本的な問題は、開発規模が大きくかつ事業が長期間にわたるような水力発電事業に適した NPR と USD 間の為替変動リスクに対応できるヘッジ商品がないことである。貯水池式水力開発に海外民間投資を活用するという政府方針に鑑み、ネパール政府あるいはオフテイカーが為替リスクをより柔軟に負担する施策が望まれる。

為替ヘッジの問題を解決するための最も理想的な方法は、売電料金の全額基軸通貨建て払いである。しかしそれが不可能な場合は、例えばオフテイカーが為替リスクを全て負担し対応する場合のほか、政府が何らかの為替ヘッジの手段をオフテイカーに提供することが必要となる。この場合、為替ヘッジ対応の負担が一定限度を超えた場合、政府が超過分を負担するといった仕組みの併用もありうる。

為替ヘッジの対象は少なくとも、元本、建中金利や利息払いを含む融資返済および出資金をカバーする必要がある。なお、融資返済完了以降もメンテナンスにとまなう資機材を海外から調達する必要があるため、これらもヘッジ対象とすることが望ましい。

これらに加えて、必要な量の USD をタイムリーに兌換し遅滞なく海外送金できること、そ

してそれらの履行に対する政府保証が不可欠である。

政府が次のような為替ヘッジの仕組みを提供できると仮定した場合の事業性をキャッシュフローモデルで確認した。このモデルでは、売電料金は全額 NPR 建てで支払われるものの、ネパール側から (1) ヘッジ対象を建中金利および利息払いを含む融資返済、出資の元本とする、(2) ヘッジ対象には PPA 締結時点の為替レートを適用する、(3) 為替ヘッジコストは政府がすべて負担し、事業者の負担はなし、という為替ヘッジの仕組みをネパール政府が提供すると仮定してモデル地点の事業性を評価している。ヘッジコストに関しては、市場では商品の提供者であるヘッジファンドや銀行が、手数料や利益、対象となる通貨の流動性や当該国の政策動向等を考慮したスプレッドが加味されることが通常であるが、ネパール側がどの程度のコストを妥当とするかを試算することは困難であるため、事業者のヘッジコスト負担を考慮しないものとした。表 6.7-4 に結果を示す。

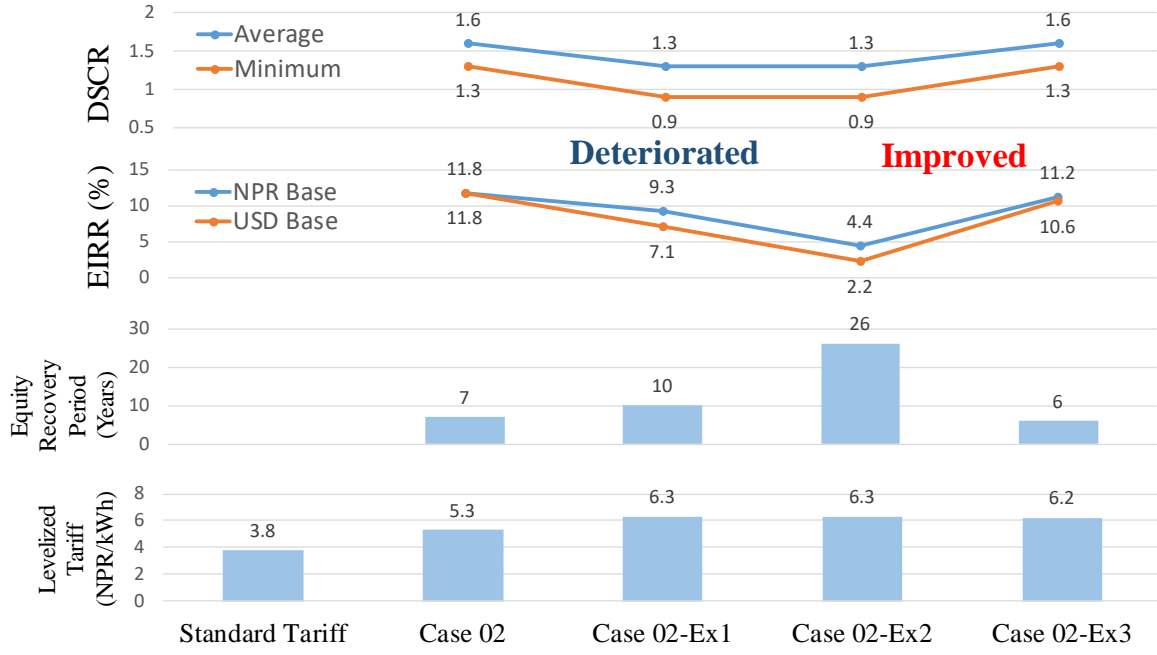
表 6.7-4 仮定した為替ヘッジ商品の適用効果

	Case 02 (Base Case)	Case 02-Ex3	Standard Tariff (Reference)
Exchange Rate Variation	Not Considered	Considered	—
Total Profit after Tax During Concession Period	82,702 MNPR	97,332 MNPR	
Total Hedging Cost during Concession Period	N/A	22,469 MNPR	—
Minimum DSCR	1.3	1.3	—
Average DSCR	1.6	1.6	—
EIRR (NPR base)	11.8%	11.2%	—
EIRR (USD base)	11.8%	10.7%	—
Equity Recovery Period	7 years	6 years	—
Initial Tariff	15.0 NPR/kWh	17.7 NPR/kWh	10.0 NPR/kWh
Levelized Tariff	5.3 NPR/kWh	6.2 NPR/kWh	3.8 NPR/kWh
Maximum Tariff	18.1 NPR/kWh	21.2 NPR/kWh	12.4 NPR/kWh

仮定した為替ヘッジ商品が政府から提供されとした場合、事業性は大きく向上する。Case 02-Ex3 によると各指標値は為替変動を考慮しないベースケース (Case 02) 程度まで回復している。将来の為替レートに PPA 締結時点の為替レートを適用することで、為替変動リスクに対応するためのコストが軽減されるだけでなく、事業者は事業運営を見通せることになる。この条件は、融資返済および出資金に相当する収入が基軸通貨建てで得られることに等しい。前述の通り、事業者はヘッジコストを負担しない条件での試算結果である。ネ

パール側が事業者にヘッジコストの負担を求めた場合、その条件次第で事業性は大きく変化する点に留意する必要がある。

以下に当節での検討結果を図示する。



Exchange Rate Variation	Not Consider	Consider		
Total Profit on Gen Co	82.7 BNPR	97.3 BNPR	97.3 BNPR	97.3 BNPR
Total Hedging Cost on Gen Co	—	For Free	39.7 BNPR	22.5 BNPR
Facility provided by GON	—	—	—	Available

図 6.7-3 為替影響を考慮した場合の事業性評価(参考)

第7章 海外投資の課題

これまでの各章では、ネパール電力セクターの現状を概観し、特に貯水池式水力の開発を海外投資により促進するための上下分離 PPP 方式の適用を提案し、それぞれの章において海外投資を検討する際に考えられる課題を指摘した。それらの課題には、上下分離 PPP 方式に関するもののみではなく、貯水池式水力の開発に関するもの、もしくはネパール電力セクターへの投資そのものに関するものも含まれる。この章では、それら課題を総括的に議論する。

7.1 海外投資環境

1) 為替変動リスク

水力発電開発に関する国家政策として定められたアクションプラン 2016 では、外貨払い PPA の推進を定めている（第 2.1.1 章）。これを受け、NEA は運転開始後買電料金の一部を 10 年間の外貨払いにより投資者・融資者の為替リスクを吸収することを定めた PPA 標準を制定した（第 2.1.4 章）。外貨払いにより NEA が被る為替リスクについては、ヘッジファンドを設立することで吸収することを定めている。また、NEA は水力発電所各型式に対し最大買電単価を別途定めている。

2019 年の ERC 細則では、買電単価の決定方法が変更された。細則には明確に記述はないものの、NERC と NEA によると、外貨払いは取りやめとなり、現地貨払いのみに変更された（第 2.1.5 章、第 4.1.1 章、第 4.1.2 章）。外貨払いにかわり、海外投資者は政府が提供するヘッジの仕組みを利用することで為替リスクをヘッジすることが推奨されており、その仕組みとして「Hedging Regulation 2019」が定められている（第 4.1.3 章）。しかし、詳細な為替ヘッジの方法は、まだ政府関係箇所の間で議論されている段階である。

上下分離 PPP 方式の効果を、海外投資効率とバンカビリティの観点から検証した結果、上下分離 PPP 方式の適用により、従来の方式では経済性で劣後するプロジェクトを投資可能なものにできる可能性のあることがわかった。ただし、政府が提供する為替ヘッジの仕組みが明確ではない状況から、この分析には為替変動影響を考慮していない（第 0 章）。仮に将来の為替変動やヘッジをおおまかに仮定して同様の試算を実施した結果、投資収益性とバンカビリティは海外投資の対象とならないレベルまで低下する（第 6.7 章）。

海外事業者による IPP 事業に対する現地通貨払い（いわゆるハード・カレンシーを用いない支払い方式）は周辺諸国ではみられない（第 3.6 章）。ネパールの電力セクターに

海外投資を呼び込むためには、海外投資者の為替リスクを軽減するヘッジの仕組みを確立することが求められる。

また、海外投資者や銀行は、PPA の締結時点または融資契約の締結時点でリスク額を確定することがプロジェクトファイナンスを組成するために必要であることから、政府の提供する為替ヘッジの仕組みはこの要請に応えるものであることが求められる。他の方策として、たとえば電力買電者は IPP 事業者に対し外貨で買電料金を支払い、為替ヘッジの仕組みを電力買電者に対して適用することも考えられる。

2) 買電単価決定の仕組み

ERC 細則では PPA 標準で定めていた買電単価の決定方法が変更され、特に 100MW 以上の水力発電所については、発電コストを基本にして ROE が 17% を上回らない範囲で買電単価を定めることとされている（第 4.1.1 章）。この仕組みを適用し、毎年の発電コストにより変動する変動買電単価が認められた場合、固定買電単価方式では融資返済等で支障が生じるとされたプロジェクトにおける課題が改善される可能性がある。この傾向は上下分離 PPP 方式に適用した経済分析により確認された（第 6.4.2 章、第 6.4.3 章）が、同時に他の形式の水力発電所（ピーク流込み式または流込み式）にも適用できる可能性がある。しかし、現地通貨ベースでの ROE の 17% 制約条件は、為替変動を考慮した場合、海外投資にとって十分なものとならない可能性がある（第 6.7 章）。

一方、ROE に上限を設けることで買電単価を調整する方式は、それ単独では経済性の高い案件を開発するというインセンティブが働かない方向に作用するので、この点も何らかの対処をする事が望ましい。

3) PPA の構造

NERC および NEA によると、ERC 細則の施行により標準 PPA は無効となった（第 4.1.2 章）が、細則では標準 PPA で記載されている詳細な電力買電条件には触れられていない。明確ではないものの、今後の IPP 事業は個別事業ごとに交渉により買電条件が定められるものと考えられるが、このことは海外投資者にとって、開発の初期段階で PPA 上のリスクが特定できないという結果になることが懸念される。

仮に今後開発される IPP 事業についても、PPA 標準に記載のある電力買取条件が適用されるものとした場合、海外事業者にとっては NEA の責任である電力接続設備の建設が遅延した場合に事業会社に支払われる損害賠償の金額が懸念される。PPA 標準 4.5 (a) には、以下の記載がある。

In the event that Commercial Operation Date fails to occur on or prior to the Required Commercial Operation Date and if such failure is caused by the inability of NEA to complete NEA Interconnection Facilities by the Scheduled Synchronization Date of the first Unit for any reason other than any of the events specified in Article 6.3, then NEA shall pay to Company in the same currency as that of Purchase Price, as penalty an amount equal to the sale of forty five (45) percent to the total Contract Energy for the delay period derived on the basis of column H of Table II of Schedule 8 and applicable Purchase Price

プロジェクトファイナンスで組成された IPP プロジェクトでは、運開後初期の事業会社の収入が想定の 45% となることは、融資返済に支障をきたすこととなる。発電事業会社の倒産を防ぐためには、この賠償金額は少なくとも融資返済額以上に定める必要がある。他方、PPA 標準 4.5 (b) では、電源設備の建設が遅延した場合に NEA に支払われる損害賠償の金額が、電力接続設備の建設が遅延した場合と同じく「収入想定 45%」とされており、この点も過度な賠償請求設定として海外事業者の懸念となるおそれがあるため留意が必要である。(添付資料 2、第 17 項)

4) 法的枠組み

1992 年制定の電力法と関連する政令は、IPP プロジェクトの開発を規制する主要な法令と位置付けられる。これに加えて、2017 年に ERC 法、2019 年に PPP 投資法が制定された。電力法令で定められていたいくつかの手続きはこれらの新たな法律により変更されているが、それらに伴う電力法の改訂は実施されていない。適用法令間での矛盾は海外投資者にとって、制度上のリスクとして認識される。

PPP 投資法では、200MW 以上の水力発電所を開発する IPP 事業者は IBN に申請する必要がある。IBN は申請を受け、プロジェクトの詳細計画を一般に公表し、他の入札者を募集する。ただし特殊なプロジェクトはこの限りではない。当初の提案事業者は、最も優位な入札条件を提示した条件でプロジェクトを実施する権利を確保し、仮に当初の提案事業者が辞退した場合は、開発コストは選定された入札者が補償することが定められている (第 2.1.6 章)。この規定により事業者の経済的プロジェクトを開発しようとする意欲が阻害されることが懸念される。

7.2 貯水池式水力発電所の開発

1) 買電単価の構造

貯水池式水力は年間の河川流量を調整する機能を有し、その機能を最大限に発揮するためには水文予測や電力システムの需給バランスを考慮して、システムオペレータで

ある NEA が貯水池のコントロールをすることが望ましい（ただし緊急時を除く）。現状の実発電量に基づく電力量ベースの買電単価（Energy Payment）は、NEA が運用を決定する貯水池式水力にはなじまない。また、Energy Payment 制度のもとでは、年ごと、月ごとの水文量の変動が発電事業会社の収益の変動に直接連動することとなり、安定した財務基盤が確保できない。これに加え、貯水池式水力はアンシラリーサービスの機能も有している。これらの要素を勘案した場合、民間投資を促進するためには、電力量ベースではなく、発電能力に応じた固定買電価格制度（Capacity Payment）を導入することが推奨される。

2) ダムの安全性確保

貯水池式水力は流水の年間調整を可能とするための大規模貯水池が要請されることから、一般に大ダムが必要となる。大ダムにおいては、洪水吐きゲートの誤操作や故障、ダムの決壊は下流住民に大きな被害を与えることとなるため、ダムの安全性確保は最重要課題として認識されることが必要である。ダムの安全性確保策は、PPA を含めた契約の仕組みの中で適切に定められることが求められる（第 5.3 章）。

仮にダムの安全確保のために定められた操作により発電に影響を与えることで、結果的に PPA で定められた発電事業会社の義務違反を招くことになった場合、NEA はその事象による損失を例えば不可抗力として認識する必要がある（第 5.4 章）

3) ネパール政府による事業調査

本調査の一環として、ある開発地点の事業性調査報告書をモデル地点としてレビューしたところ、地質工学的な調査の不足や環境調査の不足が懸念された。レビューの対象は事業性調査段階であり、工事実施段階ではより詳細な調査がなされるものと考えられるが、ネパール政府が海外事業者を招聘するために事業性調査を実施する場合には、初期段階からある程度の調査精度を確保し、事業開発への参画判断にあたって海外事業者が確度の高い事業性評価を行える環境を提供することが望ましい。

7.3 上下分離 PPP 方式

1) 契約構造

上下分離 PPP 方式を採用する場合の制度上の枠組みの中で、ネパール政府、ダム事業会社、発電事業会社、NEA がそれぞれ分担する責任について、PDA、PPA、ダムリース契約の契約構造の中で明確に定義すること、またそれぞれの整合性をとる必要があることを提案した。商業融資銀行、ODA 融資機関との融資契約についても、これら契約

構造の仕組みと整合性をとる必要がある（第 5.3 章）。

2) 政府保証

既往の PDA で見られるように PPA 上の NEA の責務実行に対する政府の保証は、海外投資者および融資者にとって必須である。

これに加え、上下分離 PPP 方式を適用する場合は、ダム事業会社の責務実行能力も問題となる。ダム事業会社は政府関係機関であるものの、会社法上の有限責任会社と考えられる。ダム事業会社の責務には、ダムおよび関連設備の工事遅延により COD が遅延した場合、発電事業会社が PPA 上で NEA に対して負う損害賠償責任を補償することが含まれる。ダム事業会社の財務状況を考えた場合、ネパール政府はダムリース契約上のダム事業会社の責務履行を保証することが必要とされる（添付資料 2、第 3 項）。

3) 融資返済期間

キャッシュフロー分析の結果、10 年間の商業融資返済期間では、ROE が NPR 建てで 17% に制限されているもとで投資収益性が確保できないことがわかり、これに代えてモデル地点では 14 年程度の融資返済期間が適切であることを提案した（第 6.4.3 章）。適正な商業融資の返済期間はプロジェクト毎に異なることが予想されるが、融資返済期間の設定については海外投資促進のため、柔軟な対応が望まれる。

4) ダムリース料金

発電事業会社がダム事業会社に支払うダムリース料金は、発電事業会社のコストの中で大きなウェイトを占める。民間投資者の投資収益性を改善するためには、ダムリース料金を低減する工夫が必要となる。キャッシュフロー分析により、i) ダムの会計上の償却期間を 20 年から 50 年に延長すること、ii) ダム事業会社への出資者が期待する投資収益目標を 8% から 3% に低減する、といった方策を採用することが、民間投資者の収益性確保に資する効果が高いことがわかった（6.4.3 章）。上下分離 PPP 方式を採用する際には、ダムリース料金を低減する工夫が重要な検討要素となる。

第8章 結 論

ネパールにおける電力供給力の増大への対応とエネルギーセキュリティの確保を実現するために必要な貯水池式水力の開発は、民間投資を活用して推進する政策がとられているが、開発規模の大きさから大きな進展はみられない。今般の調査では、民間資金を活用して貯水池式水力の開発を促進するための方策として JICA が提案する上下分離 PPP 方式を評価し、新たな開発の仕組みとして提案した。上下分離 PPP 方式は、ダムおよび関連設備を民間 IPP 事業から切り離し、本邦の譲許的融資を活用する仕組みである。調査団は上下分離 PPP 方式の効果を検証するとともに、適用にあたっての制度的枠組みを提案し、懸念点や解決すべき課題を洗い出した。

モデル地点として、既往の調査をもとに代表的な貯水池式水力開発地点を選定し、現地調査を含めた技術的な評価を実施した。また、モデル地点のプロジェクトコスト、建設工程及び発生電力量を用いてキャッシュフローモデルによる分析を実施し、上下分離 PPP 方式の効果を調べた。

(1) 総 括

モデル地点については、NEA が実施した事業性調査の結果を、現地調査を踏まえた設計により 2019 年 6 月に見直しており (Updated F/S)、工事費、年間発生電力量が変更された。本調査では、Updated F/S の結果を用いてキャッシュフロー分析を実施し、上下分離 PPP 方式の効果を検証したところ、以下の結果が得られた。なお、後述するように、ネパール政府の海外からの投資に対する為替政策は確定していないため、為替の影響は考慮していない。

上下分離 PPP 方式を適用することにより、プロジェクトをバンカブルとする必要買電単価を 30%程度低減することができ、大きな効果が認められたが、モデル地点については、貯水池式水力に対する標準単価 (NERC, 2019) よりなお 40%程度買電単価を引き上げる必要がある。融資返済期間を 14 年 (従来は 10 年)、ダム設備の減価償却期間を 50 年 (法定償却期間は 20 年)、ダム事業への投資者の期待 EIRR を 3%とすることにより、必要買電単価の引き上げを 10%程度に抑えることができる。

ネパール政府は電力規制委員会を組織し、電力セクターの改革途上にある。2019 年 10 月に公表された電力規制法細則では、100MW 以上の水力発電所に対し、ROE 17% (NPR 建て) を上限として発電コストをベースとして電力買取単価を定めることが規定されており、政策の関与する部分も大きいと思われるので、プロジェクトによっては標準単価より高い単価が認められる可能性があることから、上記の結果はネパール政府に受け入れられる可能性がある。

一方、インフラ事業への海外からの投資に関係する政府の為替政策は貯水式水力に限らず、電力事業への海外投資に大きく影響する。2019年12月時点の情報では、政府やNEAは為替リスクをとらず、ネパール国内へ持ち込まれた融資元本に対して、為替市場を通じてヘッジすることを表明しているが、事業者の負担等、その具体的方法は定まっていない。海外投資者または融資者は、PPA締結時点、融資契約時点でリスクを確定する必要があるため、海外民間投資を活性化するためには、政府が為替リスクをとる政策を明確に示すことが必要である。なお、参考として為替の影響を考慮してキャッシュフロー分析を実施したところ、海外投資者の外貨建てEIRRは1桁代程度にとどまる結果となり、投資を検討するレベルには達しないことがわかった。

上下分離PPP方式を適用するためには、PDA、PPA、ダムリース契約において政府、ダム事業会社、発電事業会社、NEAのそれぞれの責任を明確に規定する必要がある。本報告では基本的な契約構造として、PDAは政府、ダム事業会社、発電事業会社の3者による合意とすべきことを提案したうえで、それぞれの契約の基本構造、ダム事業会社と発電事業会社間で締結するダムリース契約の骨子を提案した。

貯水池式水力の運用に関し提言を行った。貯水池式水力の特性を効率的に活用するためには、発電運転を伴う貯水池運用はシステムオペレータであるNEAが電力需給バランスを考慮して決定し、発電事業会社に指示すること、電力はNEAがすべて買電する仕組みが望ましい。また、発電運用はNEAの指示によることを前提とする場合、発電事業会社の経営安定のため、買電単価構成は発電能力(kW)に応じた固定価格であるCapacity Paymentと、発電量(kWh)に応じたEnergy Paymentの構成とすることが推奨される。この構成を採用することにより、ダム事業会社のODA融資返済の安定化にもつながる。また、Capacity Paymentは、貯水池式水力発電所が有するアンシラリーサービス機能の対価払いを行う仕組みとすることもできる。これらの条件を考慮して貯水池式水力発電所のPPAにおける買電構造を見直すことを提案した。

また、貯水池式水力に関しては、緊急時のダム操作に注意を払う必要がある。貯水池式水力は一般的に大規模なダムを伴うため、ダムゲート操作の不具合やダムの損傷により環境・社会に与える影響が大きいことから、下流の安全確保は第一の課題となる。ダムの安全(Dam Safety)を確保することで下流災害の防止を図るため、中央政府、地方政府、下流住民、ダム事業会社、発電事業会社、NEAを含めた仕組み作りが必要であり、PDA、PPAおよびDam Lease Contractにその仕組みを反映する必要がある。

(2) ネパール政府の電力セクター政策

IPP 事業の売電契約は、これまで 2017 年に NEA が定めた標準 PPA に基づき NEA と IPP 事業者の間で協議されてきたが、2017 年 9 月に制定された電力規制委員会法（ERC 法）により、NEA と発電事業者間の PPA は電力規制委員会（NERC）の承認が必要となった。NERC は ERC 法に従い、2019 年 10 月に電力規制委員会法細則（ERC 細則）を定め、電力購入単価を改定し、また標準 PPA で規定されていた外貨による電力料金の支払い制度も廃止された。細則では、貯水池式を含む 100MW 以上の水力発電 IPP からの買電単価は発電コストをベースにして協議により決定するが、毎年の自己資本利益率（ROE）が NPR 建てで 17%を超えないように設定し、運営期間中も ROE が同 17%を上回ると予想される場合は買電単価を調整するものとされている。

NEA の標準 PPA が無効となったことから、標準 PPA で定められていた、NEA による義務違反の際の補償条件、不可抗力の定義・救済措置等の基本契約条件についても今後どのように扱われるかは個別のプロジェクトごとに協議されることになると予想される。

電力料金の外貨による支払いが廃止されたことにより、発電事業者が為替リスクを負うこととなる。これを緩和する政策として、ネパール政府は 2019 年に為替ヘッジ制度を提供することを Hedging Regulation 2019 として発表している。これはネパール国内に持ち込まれた融資元本相当額の外貨を上限に、持ち込まれた時点から 10 年間（延長は認められる）の為替で固定して、現地通貨を外貨に兌換するという政策である。ただし、為替ヘッジのカバーする範囲、期間、ヘッジに必要なコストの負担ルール等は政府関係機関の中で議論されている段階（2019 年 12 月時点）であり、明確に定められたものはない。

(3) 上下分離 PPP 方式の効果

上下分離 PPP 方式の効果を検証するため、いくつかの貯水池式水力候補地点から、モデル地点を選定した。

Updated F/S で提案されているモデル地点の事業費と工事工程を用い、上下分離 PPP 方式を適用した場合のダム事業者、発電事業者おのおのの投資効率を、キャッシュフローモデルを用いて算定した。事業費についてはダム部分と発電所部分に分離し、それぞれを各事業者が出資と融資により資金調達をして建設、運営を実施する前提とした。また、NEA の買電単価は、ERC 細則にのっとり、発電事業者の ROE 17%（NPR 建て）を確保する変動単価とした。

上下分離 PPP 方式を適用した場合、ダム事業費は 709MUSD と見積もられ、本邦からの円借

款融資とダム事業者の出資により事業費を調達するものとした。発電事業の建設費は 444 MUSD であり、SPC が海外民間投資者からの出資と国際金融機関及び民間銀行からの融資により、プロジェクトファイナンスを前提に資金を調達するものとした。発電事業会社の収益は NEA への電力の売電のみであり、ダム事業者とのダムリース契約により一定のダムリース料金を支払うものとし、ダム事業者は発電事業者から受け取るダムリース料金を原資に、ダムの運営費用と融資返済、および投資者に対する配当を行う。なお、ダム事業投資者の投資内部収益率 (EIRR) は 8% に固定してダムリース料金を定めている。

前述したように為替リスクは発電事業者が負担する必要があるが、これを緩和するための為替ヘッジルールはまだ定まっていない。上下分離 PPP 方式の効果を検証するため、ベースケースとして、為替影響を考慮しないキャッシュフロー分析を実施したところ、以下の傾向が認められた。

- 1) 従来方式の IPP では ROE 17% を確保するための必要買電単価は、運営期間中の買電単価を割引率 10% で割り戻した時点換算均等化単価で 6.2 NPR/kWh となる。バンカビリティの指標である DSCR は最低 1.1、融資返済期間平均 1.3 程度となった。また、発電事業投資者の投資内部収益率 (EIRR) は 10.7% (NPR 建) となった。なお、発電事業者の融資返済期間は商業運転開始時点から 10 年に設定している。
- 2) これに対し、上下分離 PPP 方式の適用した場合、時点換算均等化単価で 5.2 NPR/kWh となり、上下分離 PPP 方式を適用することにより必要買電単価を 30% 程度低減することができ、効果が認められる。DSCR は最低 1.1、平均 1.3、発電事業投資者の EIRR は 10.9% (NPR 建) となった。ただし、標準単価での時点換算均等化単価は 3.8 NPR/kWh であり、上下分離 PPP 方式を適用したとしても、買電単価を約 40% 程度引き上げる必要がある。
- 3) 必要買電単価を引き下げる方策として、融資返済期間を 14 年とし、ダムリース料低減のためダムの減価償却期間を 50 年 (法定減価償却期間は 20 年)、ダムへの投資者の期待利回りを 3% に低減することにより、時点換算均等化単価は 4.3 NPR/kWh となり、標準単価の 10% 程度の引き上げることにより事業性が確保できる。貯水池式水力の開発がに寄与すると判断されれば、この程度の買電単価の引き上げは許容される可能性がある。
- 4) 上記ケースでの発電事業投資者の EIRR は 11.8% となった。投資者により受け入れられるリスクは異なるため、一概には言えないが、この結果は、民間事業者が、投資を検討する場合も想定されるレベルであるといえる。ただし為替変動影響を考慮していないケースであるため、ネパールルピー建てで投資評価ができる事業者に限られる。

上下分離 PPP 方式は民間投資を有効に活用できる手段であることがわかったが、タリフレベ

ルを含む PPA の規定は柔軟に対応する必要があり、また他の収益性向上手段も検討する必要がある。

(4) 為替変動の影響

参考として、為替変動が海外投資者の収益性に与える影響についてキャッシュフロー分析によりその程度を把握した。過去 10 年間のネパールルピーと米ドルの為替レートの推移から、ネパールルピーは平均して毎年 4.4 NPR 減価している。単純平均すると 4.7%/年の減価に相当する。

中長期的な通貨減価を伴う為替変動は、融資返済時における返済通貨（米ドル）に対し収入通貨（ネパールルピー）の価値を下げることから、ネパールルピー建てでの返済が大きくなり、事業者の収益を圧迫し、また投資者に対する配当も米ドル建てであるとすると、米ドル建ての配当原資は減少する。

その様な為替変動は、ダム事業費・発電事業費にも影響するが、PPA 時点でそれらの建設契約を米ドル建てで締結するとすれば、事業費そのものは為替変動の影響は受けず、ネパールルピーで評価した建設費が大きくなる。ただし、発電事業会社がダム事業会社に支払うダム使用料はネパールルピー建てとしているため、ダムリース料は発電事業上の費用として認められるものとするれば、ダムリース料の増加は売電料金の上昇に繋がる。

年間 4.4 NPR の減価が今後も継続するとした場合、ベースケースの時点換算均等化単価は 5.3NPR/kWh から 6.3NPR/kWh と増加することに加え、海外投資者の EIRR は 11.8% から 7.1%（米ドル建て換算）に大きく低下し、海外投資者が投資を検討するレベルには及ばない。

為替リスクのヘッジ手法は政府内で協議中であり、定まったものがない。為替リスクをヘッジした場合の効果を概観するため、発電事業会社が市場のヘッジ商品を調達できるものと仮定した。為替リスクヘッジコストは米ドルとインドの長期国債利回りの差である 5.35% とし、年間 4.4 NPR の減価が継続する前提で、発電事業会社は COD 時点からヘッジを開始することとし、ヘッジ商品により毎年 5 年先までの為替レートを固定できるものと仮定した。この結果、為替ヘッジコスト負担がより大きく影響し、海外投資者の EIRR は 2.2% に低下した。

PPA のサイン時点で為替レートを固定して、一部の売電料金を COD から 14 年間は NPR から USD に同レートで交換でき、その実施に伴うヘッジコストを事業者は分担しなくてよい場合、ヘッジの効果は大きくなる。このヘッジの仕組みを仮定した場合は、時点換算均等化単価は 4.9NPR/kWh となりベースケースより若干上昇するものの、DSCR が最低 1.3、平均

1.6、発電事業投資者の米ドル建て EIRR は 10.1% と大きく向上する。

為替変動に伴うリスクを考慮した場合、海外投資者にとっての投資収益性は大きく低下し、投資を検討するレベルを下回ることとなる可能性が高い。電力事業に対する海外民間投資を活性化させるためには、抜本的に政策を変更（為替リスクを NEA または政府が負担する）することが望ましいが、少なくとも民間事業者のリスクを低減する為替リスクのヘッジの仕組みを政府が提供することが必要である。

(5) 制度設計

上下分離 PPP 方式はこれまで IPP 事業として実施されてきた民間による水力開発と異なり、ダム事業会社と発電事業会社が協調して事業を完遂することを目的としたものであるため、それぞれの事業者の権利・義務を明確に規定するとともに、開発権の付与をはじめとするネパール政府の関与も重要な役割を担う。上下分離 PPP 方式を活用するためには、関係する契約書において以下を考慮する必要があることを提言した。

PDA は政府が IPP 事業者に開発権を与える契約書であるが、ダム事業も発電事業と一体のものとして開発権が保証される必要があるため、政府、ダム事業会社、発電事業会社の 3 者で締結することが必要である。PDA の締結は発電事業会社、ダム事業会社が協調のとれた開発計画に合意していることが前提となるが、ダム事業会社の資金調達手段としての円借款は PDA の中で政府責任として規定されることが望ましい。

PPA は、オフテイカーである NEA と発電事業会社間の契約書であり、発電事業会社は発電設備を健全に保つことにより、定められた発電計画に応じて発電所を運転し、電力を NEA に販売することで電力売電収入を得ることが定められる。貯水池式発電所は貯水池の流量調整機能を利用し、渇水期も含めて年間の発電量を最大化することができる特性を持つため、貯水池の運用は発電計画に大きく影響するとともに、電力系統の需給予測にも左右される。このことから、洪水時等を除く貯水池の運用は、貯水池の状況を把握したうえで、NEA が一元的に判断し、発電事業会社に発電操作指示を与えることで貯水池水位をコントロールすることが望ましい。

一方貯水池を含めたダムの管理はダム事業会社の責任により実施されるため、情報伝達を含めたダム事業会社の関与が必要となる。二者間の PPA であれば発電事業会社がダム事業会社に求められる建設および設備保全運用に係る責任を保証し、ダム事業会社の発電事業会社に対する責任はダムリース契約で保証されることになるが、ダムの持つ公共性を勘案した場合、PPA を補完する契約として、ダム事業会社を含めた 3 者がそれぞれの責任を確認する契約を

交わすことがのぞましい。例として、下流危害防止のためのダムゲート操作が発電事業に影響を与えた場合の不可抗力条項の適用等が考えられる。

ダム事業会社と発電事業会社の間で締結されるダムリース契約の中で発電事業会社からダム事業会社に支払われるダムリース料金が規定される。ダム事業会社は円借金を建設資金として利用することから、ダムリース料金は一定額とすることが望ましい。発電事業会社のダムリース料金の原資は PPA で規定される売電料金であるので、貯水池を NEA がコントロールすることが貯水池式水力の価値を最大化するという特性も勘案した場合、PPA での買電料金の構成は発電量に応じた支払い以外に、発電量に応じた一定額の支払い (Capacity Payment) を導入することが有効である。

ダムリース契約ではダム事業会社、発電事業会社の建設、運用にあたっての責任分担が規定される。責任分担を明確化する「ダムリース契約の骨子案」を提案した。一方の事業者がその責任を遂行することができなかった場合の影響を緩和するためのペナルティー条項も提案している。また、政府方針変更や災害等の不可抗力による事業支障に関する救済措置は、両者間だけのものではなく、関連する契約である PPA、それぞれの事業の融資契約においても同様に反映されるべきであることを提案した。

添付資料 1

ダムリース契約の骨子案

ダムリース契約の骨子案

【本資料の作成目的】

貯水式水力発電事業の開発において上下分離方式を適用し、同事業の開発事業者がダム事業者と発電事業者の二者となった場合、二者間での責任分担と費用分担をあらかじめ取り決めておく必要がある。

本資料（ダムリース契約の骨子案）ではダム事業会社と発電事業会社が予めダムリース契約として取り決めておくことが必要と考えられる事項をリストし、それぞれの事項について、目的、例、前提、課題を記載している。

【本契約骨子における前提】

- 契約当事者は、ダム事業会社と発電事業会社の両者とする。
- 両者は貯水池式水力発電事業の開発に合意し、設備の建設・運用・保守など、事業の実施を円滑にすべく誠意をもって対応することに合意する。
- ダム事業会社は貯水池を発電事業会社が排他的に使用すること、発電事業会社はダム事業会社保有の貯水池を使用することをそれぞれ望み、本契約書に記載される条件で、ダム事業会社は発電事業会社へ貯水池の排他的使用权を付与し、発電事業会社はこれを活用する。
- 貯水式ダムはダム事業会社が整備・保有^{*1}し、水力発電所関連設備は発電事業会社が整備・保有^{*2}する。
- 事業における安全管理上の理由や効率性の観点などからダム事業会社と発電事業会社との間で委託を行う場合は、本契約書に記載される条件（権利及び義務等）との関係を明らかとし、別途両者で契約^{*3}を結ぶ。

*1：ダム事業会社保有設備は、貯水池（流域管理含む）、ダム、ダムに付随する付帯設備（洪水吐ゲート、排砂ゲート、ダム計測設備、気象観測設備（上流流域含む）、地震観測設備、通知・通報設備、警報設備、水位・水質計測設備、制御装置、操作装置、その他）、環境対策（住民移転等）関連施設などを想定。

*2：発電事業会社保有設備は、取水口設備、導水路設備、発電所設備、放水口設備、開閉所・引き出し設備、デリバリー点までの送電設備、制御用通信設備などを想定。

*3：ダム事業会社がダムの建設を発電事業会社に委託する場合や、発電事業会社が発電所建設に係る環境対策工事をダム事業会社に委託する場合等を想定。

【規定の内容】

目次

1. 契約基本要素

1.1 ダムリース契約の締結条件について

- 1) 事業開発に関連する許認可等の完備
- 2) 契約者が双方に合意した設計書（提供機能、用品スペック）
- 3) 契約者が双方に合意した工程表（工事、試験運用、本格運用）

1.2 基本事項

- 1) ダム事業会社と発電事業会社の所有設備の責任分界点
- 2) ダム事業会社および発電事業会社の責任
- 3) ダムリース料金の支払い義務
- 4) ダム使用料に関する料金算定方法、単価、通貨等
- 5) 損害賠償（Liquidated Damage : LD）（竣工時期、機能保証、補償方法）
- 6) 係争方法（調整方法）
- 7) 不可抗力対応（Force Majeure : FM）
- 8) 契約失効事由
- 9) 各種会議の設置運営
- 10) 保険

2. 事業実施に係る役割分担の明確化事業実施に係る役割分担の明確化

2.1 建設フェーズ

- 1) アクセス道路工事等
- 2) ダム事業会社と発電事業会社の建設の責任分界点
- 3) 試運転計画策定等

2.2 運転フェーズ

- 1) 設備の適切な維持管理
- 2) ダム事業会社と発電事業会社の共用設備の使用等協調事項
- 3) 貯水池運用計画策定（年間、月間、補修修繕計画）
- 4) 堆砂状況確認
- 5) ダム安全計画の策定
- 6) 洪水時の対応と洪水後の発電運転への影響
- 7) 設備不具合による停止

3. 災害等緊急時、非常時対応

- 1) 緊急対策、体制（初動、復旧、後処理）
- 2) 補修、修復の費用負担

1 契約基本要素

1.1 ダムリース契約締結の条件確認について

1) 「事業開発に関連する許認可等の完備」

(目的) ダムの建設・運営事業、水力発電事業用設備の建設・運営事業(関連する開閉所、送電線等施設を含む)には関連する許認可や用地取得等が必須となる。これら事業実施の前提となる各種契約がダムリース契約の締結(あるいは有効となる)時点で一定の条件をみたす状況にあること(具体的には関連する契約等が、同時に締結されること、あるいは特定の期間までに締結されると判断できる客観的な見込みを備えること、もしくは他の契約が締結されている(有効である)ことをもって契約が有効となる仕組みにされていること等)を確認するもの。

(例) ・ PDA

- ・ 土地所有権
- ・ 環境許可
- ・ PPA
- ・ 託送(系統接続)契約
- ・ その他事業実施に必要な許認可、契約等

(前提) ・ PDA の締結後、同時締結されるなど関係する諸契約(ダムリース契約、PPA、託送(系統接続)契約など)が一定の条件をみたす状況になることを基本想定とする(PDA において政府より付与される事業開発権(上下分離方式においてはダム事業の開発権を含む)と密接に関わるので、PPA や託送(系統接続)契約、ダムリース契約の骨子が PDA 締結までに合意されていることが望ましい)。

- ・ PDA において事業の実施の前提となる事項が完備されていること。
- ・ 事業実施の前提となる各種契約がダムリース契約の締結(あるいは有効となる)時点で一定の条件をみたす状況にあること(具体的には関連する契約等が、同時に締結されること、あるいは特定の期間までに締結されると判断できる客観的な見込みを備えること、もしくは他の契約が締結されている(有効である)ことをもって契約が有効となる仕組みにされていること等)。例えば、各事業者において工事着工、事業運営など必要な許認可が各事業者それぞれに正確に把握され許認可を受けた状態となっていること、または許認可を受けられると判断される十分な根拠が認められること。

- (課題) ・ 各種許認可や用地取得、関係する契約合意の遅れや把握漏れが、工程、運用計画に影響を及ぼす。

2) 「契約者が双方に合意した設計書(提供機能、用品スペック)」

- (目的) ダム事業会社が提供する機能や仕様、発電事業会社が行う情報提供機能など、設計内容について両者が合意し、それぞれが責任を持ってその設計内容を履行することを担保するもの。

- (例) ・ ダム、貯水池および関係する設備
・ 発電所および関係する設備
・ 計量、計測機器、伝送機器

- (前提) ・ 契約締結の当日までに両者による確認が完了しているものとする。

- (課題) ・ 内容が多岐に渡ることから不明点が残っていると、運用中の不具合対応時に論争に発展する可能性がある。
・ 水文情報に関する計測器が政府所管によるものの場合であっても、ダム事業会社が発電事業会社への情報提供を担保する必要がある。

3) 「契約者が双方に合意した工程表(工事、試験運用、本格運用)」

- (目的) 本契約書サイン時にダム事業会社と発電事業会社が合意した工程を明確にするもの。

- (例) ・ 工事工程 (各事業者、全体)
・ 試験運転の準備工程、試験運用計画

- (前提) ・ ダム事業会社、発電事業会社から開発地域への説明が完了し、必要とされた対策等が実施されていること。
・ 発電事業会社に係るオフテイカー、送電線所管事業者への説明ならびに基本合意が完了していること。

- (課題) ・ 一方の工程に遅れが生じた場合、相互に損失を被る可能性がある。例えば、建設工事そのものの遅延によるダム工事の遅延は、発電事業の実施・収益に影響を及ぼし、オフテイカーや各事業に関係するレンダーに影響が及ぶ。そのた

め、例えば、オフテイカーは発電事業会社、発電事業会社はダム事業会社に対して、損害補償の約束や予めの資金余裕の保持等を契約によって担保すべく対応することになる。逆に発電所建設工事が遅延した場合は、ダム事業会社の期待収益に影響し、融資返済条件が満足できない可能性がある。また、不具合発生後のリカバリーのための会議などの運営についても検討が必要である。

1.2 基本事項

1) 「ダム事業会社と発電事業会社の所有設備の責任分界点」

(目的) ダム事業会社、発電事業会社が所管する設備の責任分界点を規定するもの。

(例) ・ダム事業会社は以下を主な所管設備とする。

- 貯水池（流域管理含む）
 - ダム
 - ダムに付随する付帯設備（洪水吐ゲート、排砂ゲート、ダム計測設備、気象観測設備（上流流域含む）、地震観測設備、通知・通報設備、警報設備、水位・水質計測設備、制御装置、操作装置、その他）
 - 環境対策（住民移転等）関連施設
- ・発電事業会社は以下を主な所管設備とする。
- 取水口設備
 - 導水路設備
 - 発電所設備
 - 放水口設備
 - 開閉所・引き出し設備
 - デリバリ一点までの送電設備
 - 制御用通信設備
- ・責任分界点は取水口とする。

(前提) ・ダムと取水口設備は一体化されておらず別設備であるとする。

(課題) ・ダム事業会社所管設備不具合により発電事業会社所管設備に不具合が波及した場合の補償について考慮と対象が必要。契約によって損害補償の約束や予めの資金余裕の保持等を担保するといった検討が必要。逆の場合も同様。

・建設時と運用時で責任分界とされる箇所が異なる場合があり、注意が必要である。

2) 「ダム事業会社および発電事業会社の責任」

(目的) ダム事業会社および発電事業会社の責任分担を規定するもの。

- (例) ・ダム事業会社および発電事業会社は、ダムリース契約の趣旨に照らし支障が生じないように、適切に設備を管理し、運用する。
- ・両事業者は発電事業会社があらかじめオフテイカーと合意した年間貯水池運用ルールに沿って貯水池を運用する。
 - ・洪水吐ゲートの操作はダム事業会社の責務とする（ダム事業会社の指令に基づき発電事業会社が洪水吐ゲート操作を行う等の委託契約を含む）。
 - ・ダム事業会社は、堆砂除去等、あらかじめ両者間で合意した場合のほか公共危害防止等やむを得ない場合に、ダムに付随するゲートを操作し、貯水池の水位をコントロールする。この場合の情報連絡、操作の規定は別に定める。

(前提) 特になし

(課題) 基本的な責任分担の明示の他、必要に応じて現地事情や設備状況に対応する規定を別途設ける。また、安全管理上等の理由からダム事業会社と発電事業会社との間で委託を行うことが合理的な場合は、本契約書に記載される条件との関係を明らかとし、別途両者で契約を結ぶことになる。

3) 「ダムリース料金の支払い義務」

(目的) ダムリース料金の支払いの基本的な構造に関する合意事項を規定するもの。

- (例) ・発電事業会社がオフテイカーと合意する PPA の中で定める COD 以降、発電事業会社はダム事業会社に対し、通貨単位 [] で年額 [] を支払う（COD 後の支払い額が年に応じて変動する場合、その旨を規定する）。
- ・ダム事業会社の責任により想定される発電ができず、発電事業会社の事業収益が減少した場合（例えばダム設備の不具合や、不具合の修繕のため、発電ができなくなった）、ダム事業会社は発電事業会社に対し補償を行う。
 - ・発電事業会社の責任により発電ができなくなった場合であっても、発電事業会社はダム事業会社へダムリース料金を支払う。

(前提) 特になし

- (課題) ・ PPA において規定される NEA 責任に起因する発電事業会社の収益減少については、ダムリース料金を減免する仕組みの導入も考慮される（例えば、オフテイクイカー事由により想定される発電ができなくなった場合に、ダム事業会社が、予定される事業収益と PPA 上支払われる実収益との差に相当する金額をダムリース料金から減免する）。導入に当たってはダム事業会社、発電事業会社、NEA の 3 者（あるいは政府を含む 4 者）による確認が必要となるとともに、ダム事業会社・発電事業会社の融資返済条件にも反映する必要がある。

4) 「ダム使用料に関する料金算定方法、単価、通貨等」

- (目的) 発電事業会社が、ダム機能の提供に応じてダム事業会社へ支払うダムリース料金の算定方法、算定期間、単価、通貨、請求方法、支払方法、期日、支払遅延時の対処、ダムリース（ダム機能の提供）に不具合が生じた際のダム事業会社による補償金支払いなどについて規定するもの。

- (例) ・ 料金算定の方法を規定する（減額算定の方法を含む）。
・ 算定期間、単価（あるいは基準月額料金等）、支払い通貨、ダム事業会社による請求方法、発電事業会社による支払方法、期日を規定する。
・ 発電事業会社の支払遅延時の対処（延滞の起算日、延滞支払い期日、延滞加算金の算定方法）を規定する。
・ ダム機能の提供に不具合が生じた際（ダム事業会社と発電事業会社で合意した内容に対して、ダムの使用制約が一定の限度（質、量、期間）を超えた場合、その他ダム機能の提供に著しい不具合が生じた場合）のダムリース料金の減額あるいはダム事業会社による補償金支払いなどについて規定する（LD の規定など、個別の規定に分けて記載する場合もある）。

なお、補償金支払いに関しては、不具合が生じたことを確定する手続き（発電事業会社による通知など）、補償金の算定方法、起算日、額（単価）、通貨、支払方法（あるいは他の支払額からの控除計算の方法）、期日を規定する。あわせて、契約失効の規定との関連づけにも留意する。

- (前提) ・ ダムリース料金はダム事業会社の融資返済を考慮し、基準の年額（一定額）を定め、ダム事業会社の責務が満足されていることを条件として均等月払いとする等の方式が導入される（望ましい料金構造として想定）。

- (課題) ・ ダム設備への投資額は大きく、発電事業会社によるダム事業会社への支払いが事業計画を下回る場合（延滞した場合を含む）、事情によってはダム事業会

社の融資返済が困難になる場合も想定される。オフテイカーの責任で生じたディスパッチの減少（支払い減少）、発電事業会社への支払い停滞などのリスクに関しては、ダムリース契約においてパススルー構造とすることが望ましい。

5) 「Liquidated Damage（竣工時期、機能保証、補償方法）」

（目的） 想定され得る不具合が生じた場合の損害補償について明確に規定するもの

（例） [運用開始に係る LD]

- ・ダム工事、発電所建設工事それぞれの竣工（運用開始）の定義
- ・発電事業の竣工時期（初回充電、送配電網への初回同期、試験、試運転、営業運転）に関する発電事業会社からダム事業会社への通知。
- ・ダム事業の竣工時期（初期湛水、発電可能水位までの湛水、洪水吐ゲートの使用可能時期、洪水操作体制の完了時期）に関するダム事業会社から発電事業会社への通知。
- ・両工事の竣工時期が遅延した場合の補償規定。

[機能保証にかかる LD]

- ・ダム事業会社または発電事業会社が合意した設計書と異なる施工、仕様によって事業運営に支障を発生した場合、または発生すると認められる場合の補償。

[補償金額算定方式の規定]

- ・補償方法（金額、通貨、支払い方法など）。

（前提） ・特になし

（課題） ・LD 規定は計画未達による収益の減少を補償するものであるが、規模によっては両事業の融資返済契約や発電事業の継続にも影響があることから、ダムリース契約以外（PPA、各事業の融資契約）との協調が必要となる。

6) 「係争方法(調整方法)」

（目的） 両当事者の間で、不履行、終了、有効性に関して不一致が生じた場合の解決方法について規定するもの

（例） ・最初に「相互の話し合い（一方が不一致を表明後 XX 日間など）」を実施する。

- ・話し合いが不調となった場合は、「鑑定人への依頼」または「仲裁」の方法を取る。
- ・仲裁は、「ICC 仲裁規則に則り」、「仲裁人：両事業者より一名ずつ選任し、その二名が議長役としてもう一名選任する。」、「仲裁地：シンガポール」等のルール、体制、仲裁地、言語を決める。

(前提) ・解決に向けて両者誠意を持って対応すること

(課題) ・NERC の役割や権限設定の内容が不透明であるため、関与の内容等が現時点では不明である。よって、まずは当事者間で解決に向けた対応を取る必要がある。(NERC：設立目的は消費者の利益を守ることであり、電力料金の承認のほか、接続規定 (Grid Code) 等の技術的標準の管理、ライセンス保持者の紛争を調停すること)。

7) 「Force Majeure 対応」

(目的) 直接間接を問わず、影響を受ける当事者のコントロールを越える状況を対象とし、本契約書の履行義務外となるものを規定するもの。

(例) [政治的な事由による FM]

- ・該当事項の定義 (戦争、治安問題、暴動、デモ、テロ、法律変更等)

[その他の事由による FM]

- ・該当事項の定義 (爆発、火災、地震、洪水、干ばつ、渇水など自然災害 等)

[対処内容の規定]

- ・FM により発電事業会社が計画する電力量を発電できない場合、またはオフテイカーが計画通り買電出来ない場合、PPA に記載の対処内容に応じた形でダムリース料金支払い義務が減免される。(当規定はダム事業会社の融資契約、発電事業会社の融資契約、PPA と整合をとる必要がある)
- ・FM によりダム事業会社がダム機能を提供できない事態となった場合についても発電事業会社のダムリース料金支払い義務が減免される。
- ・政治的な事由による FM の場合、発電事業会社に契約解除の権利が発生する。

(前提) ・特になし

(課題) ・発電事業会社の発電を妨げる FM が生じた場合、発電事業会社はダムリース

料金を支払うことができなくなるため、FM 期間中はすべての契約（ダム事業会社の融資契約、発電事業会社の融資契約、PPA）の責任遂行義務を停止する必要がある。政治的 FM の場合は政府責任として異なる規定を適用することも考えられる。本項目は PDA の中で基本原則を合意することが望ましい。

8) 「契約失効事由」

(目的) 両当事者それぞれにおいて是正不可能な事象が発生した場合、本契約が失効となる旨を規定するもの。

- (例)
- ・発電事業会社が破産、支払い不能、精算、解散などその他同種の事体となった場合
 - ・ダム事業会社が破産、支払い不能、精算、解散などその他同種の事体となった場合
 - ・政治的 FM によって建設や運転が長期間出来ない場合は、発電事業会社が契約を失効させることを選択できる。
 - ・その他 FM によって事業遂行が妨げられた場合、一定期間の後、契約は失効する。

(前提) ・特になし

(課題) ・オフテイカー等本契約者以外による事業不成立の場合、ダム・発電量事業者とも負債を被る可能性があることから、保険などによる保証検討が必要。

9) 「各種会議の設置運営」

(目的) ダム事業会社、発電事業会社、その他関係者が進捗共有や各種調整するための定例的な会議の開催を規定するもの。また、不具合による紛争が発生した場合の交渉や解決の手段としても設ける必要があるため規定するもの。

- (例)
- ・設備不具合や需要状況によって運営計画の変更が必要となった場合の会議
 - ・定例補修工事、緊急補修工事などの予定や実施進捗状況の共有会議
 - ・建設中などの共有アクセス道路の工事進捗の共有や遅延時のリカバリーについて協議するために定期的にまた、必要であれば緊急時に実施する。

(前提) ダム事業会社、発電事業会社の 2 者間の会議としている。

- (課題) ・議論が紛糾した場合など仲裁役として政府関係者 (NERC) が務まるか不透明である。
- ・ダム事業会社、発電事業会社だけでなく政府関係機関、地元、建設業者等の出席が必要となる場合がある。PDA 等で別途規定することも考えられる。
 - ・決議方法は議案により異なることから検討が必要であり、議長についても同様に検討が必要である。

10) 「保険」

(目的) 両当事者が不測の事態に備え、それぞれにおいて最低限加入すべき保険を明確にし、万が一の事態に備えることを規定するもの。

- (例) ・事業全期間に渡り、「第三者賠償責任保険」、「労災保険」
- ・初回融資実施日から営業運転開始日まで、「建設保険」、「輸送保険」
 - ・営業運転開始日以降、「財産保険」

(前提) ・保険証券を持って加入していること互いに証明すること。

(課題) ・保険による補償が十分でなくダム事業会社から発電事業会社またはその逆により係争に発展することから、補償範囲、補償金額についても両者協議をする必要がある。

2. 事業実施に係る役割分担の明確化

2.1 建設フェーズ

1) 「アクセス道路工事等」

(目的) 共用設備の整備に関する取り決め。アクセス道路の場合、公共アクセス道路から分岐して発電所やダムに至る事業用アクセス道路については原則として当該道路の目的となる事業を所管する事業者により建設されるが、両事業者が共通して使用する区間が生じる。そこで、事業用アクセス道路の各事業者の施工責任や範囲について明確化するために規定するもの。共用電源が必要となる場合も同様（ここでは、アクセス道路に関する事項のみを記載した。）。

(例) ・公共アクセス道路と事業用アクセス道路の境界に関するルールや使用について

て規定すること。

- ・ 共有アクセス道路工事については各事業者で工事分担協議を行い、工事実施者を決定、費用分担を協議すること。
- ・ 工事予定について両事業者で共有し円滑な工事運営をすること。

- (前提)
- ・ アクセス道路は公共アクセス道路、事業用アクセス道路に分類され、事業用アクセス道路はさらに共有アクセス道路、単独アクセス道路に区分される。
 - ・ 公共アクセス道路とは輸送に使われる公共の幹線道路を指し、新設・既設ともに政府や地方自治体の責任によって建設、維持運用される。事業実施のために拡幅等が必要となる場合や工事用車両の通行により維持管理費用が増大する場合、道路所管部門とダム事業会社・発電事業会社が協議して実施主体、費用分担を決定する。
 - ・ 共有アクセス道路は工事完了後に政府または地方自治体に移管される場合がある。

- (課題)
- ・ 一方の事業者の工事進捗の遅れが事業全体へ影響することから遅延による補償について協議が必要となる。
 - ・ 政府による公共アクセス道路工事遅延が事業実施に影響する可能性があることから、政府を含めた協議も必要となる。

2) 「ダム事業会社と発電事業会社の建設の責任分界点」

(目的) ダム事業会社、発電事業会社が行う建設工事における責任箇所や費用負担を規定するもの。

- (例)
- ・ 工事用地の確保、特に工事用仮設用地を特定する(共通の仮設用地を設置する場合もある。)
 - ・ 土捨場等、共通設備を特定し、それらの運用を規定する。
 - ・ 共通する建設資材(コンクリート、盛土材料等)に関して効率的な工事方法を明記する(コンクリートはダム事業会社が生産して発電事業会社に有償で販売する等。)

(前提) ・ 特になし

(課題) ・ 特になし

3) 「試験計画策定等」

- (目的) ダムの機能確認のための試験と、これと協調して行われる発電所の試運転における計画ならびに確認事項を規定するもの。
- (例) ・試験および試運転前の事前通知、調整に関し規定する。
・試運転に必要な水位の確保に関し規定する。
・試験および試運転中の不具合の発生による計画遅延に関する対処の規定。
- (前提) ・ダムの試験と発電所の試運転を協調して実施することにより効率化を図る。
- (課題) ・ダム側に起因する事由により、試運転が予定より遅延した場合は遅延補償を行う必要がある (LD の規定での包含を想定)。
・発電側の試運転のため、発電事業者はオフテイカーとの調整が必要となる。オフテイカー原因による試運転の計画遅延等への対応について PPA で規定する必要があり、同時にダムリース契約でもその規定を反映する必要があることから、3 者間の合意が必要となる (LD の規定での包含、PPA とダムリース契約との整合調整を想定)。

2.2 運転フェーズ

1) 「設備の適切な維持管理」

- (目的) ・両事業者は所管する設備を適切に維持管理し、所定の設備機能を確保する。
・ダム事業者はダムの機能を提供するにあたり、必要とする定期点検計画・実施により各所管設備の劣化状況を把握し、補修修繕計画に反映する。
- (例) ・ダム事業者は発電事業者へ点検の計画および点検の結果を報告し機能提供上問題ないことを保証する。
・機能提供上問題がある状況の場合、ダム事業者は責任を持って対応する。
- (前提) ・発電設備の維持管理は発電事業者の責務であるが、発電側設備の不具合による発電事業者の収益減少はダムリース料金の支払い義務に影響せず、発電設備の障害がダム側設備等に影響するケースは稀であるため、基本的にはダム側設備に関する規定となる。
- (課題) ・ダムの維持管理が運用計画に影響を及ぼした場合の調整と補償方法の協議が

必要。

- ・イレギュラーな事態については FM に特例としてどのような内容まで包含するべきか協議する必要がある。

2) 「ダム事業会社と発電事業会社の共用設備の使用等協調事項」

(目的) 共用設備使用（主に共有アクセス道路、共用電源設備）について各事業者が協調を図る事項について規定するもの。

- (例)
- ・共有アクセス道路を専有しないこと。
 - ・自身が使用時に不具合を発生させた場合は、相手方に連絡・協議し、すみやかに原状回復を図ること。

(前提) ・特になし

(課題) ・共有アクセス道路が工事完成後に政府または地方自治体に移管される場合、設備の保守運用が円滑に実施されず、両事業者の事業に影響が発生した場合の責任について議論が必要。

3) 「貯水池運用計画策定(年間、月間、補修修繕計画)」

(目的)

- ・年間貯水池運用計画はダム事業会社、発電事業会社があらかじめ計画する保守工事を考慮し、発電事業会社が NEA と協議して定める。
- ・保守工事による発電事業への影響を極力抑えることを目的に、両者が協力して保守工事計画を立案する。
- ・保守工事の実施にあたっては、当該事業者からの通知により、発電事業会社が NEA との協議により短期貯水池運用計画に考慮される。
- ・緊急的な点検・補修工事の実施（洪水時、地震時の緊急点検、補修等）により発電運転に影響を及ぼすことになる場合の規定（計画内、計画外を区分するルール等）。

- (例)
- ・計画停電時期に合わせた補修修繕計画を立てる。
 - ・発電計画に準じた最高、最低水位について設定を行う。

(前提) ・基本的年間貯水池運用計画は PPA において、オフテイカーと発電事業会社間で合意され、運営期間中は一定期間（半年、4 半期、月、週）毎に、降雨量や電力需要予測をもとに見直され、発電事業会社は見直された当該期間運用計

画に従ってオフテイカーから発電指示を受けることにより、発電運転を実施する。

- (課題) ・ダム事業会社の責任（不適切なダム操作等）により、貯水池運用計画が確保できなくなった場合の補償について考慮する必要がある。
- ・貯水池運用計画は天候（降雨量）によって大きく影響を受けるため、貯水池運用の結果分析と原因を解明する仕組みが必要。

4) 「堆砂状況確認」

(目的) ダム事業会社が発電事業会社に対してダムの機能を問題なく提供することを目的に堆砂状況について確認、問題があれば対策を実施することを明記するもの。なお、排砂ゲートによる排砂処理を行っている期間は発電ができない期間となる。

- (例) ・定期的（ダム事業会社と発電事業会社で定めた期間）にダム事業会社が堆砂状況を測量し記録を残す。
- ・ダム事業会社は発電事業会社へ結果を報告し機能提供上問題ないことを保証する。
- ・機能提供に問題があると判断される場合、ダム事業会社は責任を持って対応する。

- (前提) ・機能提供に関わる事項のためダム事業会社の責務として実施するもの。
- ・運用計画に影響を及ぼした場合の保証はダムリース料金支払いで検討する。

- (課題) ・運用計画に影響を及ぼした場合の調整方法。
- ・上流での大規模崩落等に起因する急激な貯水池容量の減少は FM の対象とすることも考えられる。
- ・排砂ゲートによる排砂処理はダム運用の健全化を図る処理であるが、発電事業ならびに環境に影響があることから相互協調を十分図る必要がある。例えば、排砂処理にはある程度の水量が必要であるが雨期に実施すると下流の水位が上昇し環境への影響が発生する可能性がある。他方、乾期に実施すると発電に必要な水位を確保出来なくなる可能性が高まる。これらの影響を考慮する必要がある。

5) 「ダム安全計画の策定」

(目的) ダムの公共性に鑑み、ダム事業会社はダムによる下流危害防止を目的に、ダム安全計画 (Dam Safety Plan) を定め、政府関係機関・下流自治体等関係者の了解を得る。

- (例)
- ・ダム事業会社は関係官庁・下流自治体と協議し、発電事業会社の同意を得てダムの湛水開始前にダム安全計画を確立する。
 - ・流域管理の政府関係機関との役割分担を規定。
 - ・ダムの機能保全のための点検、保守計画を定めること。
 - ・出水予測、氷河決壊洪水予測を適切に行うための雨量計等観測設備の流域内への設置。
 - ・洪水時の定義、洪水時におけるダムゲート操作ルールの策定、下流への通知・通報方法の策定
 - ・洪水時、地震時の緊急点検方法と不具合が認められた場合の対処方法の策定

(課題) ダム下流危害防止はダム事業会社の責任において計画・実施される。発電事業に優先する性格のものであり、緊急時の対応により発電事業に影響が生じた場合に PPA の FM 条項を適用する等、オフテイカーも同じ認識を持つことが必要。なお、この問題については上下分離方式に関わらず、洪水吐ゲートを有する貯水池式水力に共通する課題である。

6) 「洪水時の対応と洪水後の発電運転への影響」

(目的) 一定規模以上の洪水が予測される場合、ダム安全計画にもとづき発電運転を停止してダムゲート操作により下流危害防止を図る必要がある。ダムゲート操作の方法や判断はダム安全計画に基づきダム事業会社が責任を持つが、洪水予想と実態が乖離した場合等に、水位が計画より低下し、その後の乾期における発電運転に影響を与える場合がある。顕著な判断ミスによる影響を除き、公共安全を優先することをダム事業会社、発電事業会社が確認し、NEA の PPA にも反映させる必要がある。

- (例)
- ・ダム安全計画に基づく洪水時のダムゲート操作により、洪水後の貯水池水位が年間計画を下回った場合、ダム事業会社は発電事業会社に通知する。
 - ・発電事業会社は年間発電計画の変更について NEA と協議する。
 - ・ダムゲート操作が妥当であると認められる場合、FM 条項が適用される。

(課題) ダム事業会社、発電事業会社、NEA 間での 3 者合意が必要となる。

7) 「設備不具合による停止」

(目的) ダム事業会社の所管設備の不具合によってダム機能提供に支障をきたした場合の
手順、内容、実施時期について規定するもの。

- (例)
- ・発電運転に影響を及ぼすと考えられる不具合発生時は、ダム事業会社は発電事業会社に速やかに知らせること。
 - ・ダム事業会社は不具合解消方法について検討の上、発電事業会社と協議の上、措置を図ること。
 - ・ダム機能不具合により年間計画通りの運営ができなくなる。その結果、発電事業会社は売電が出来ず収入が不十分となる。それに伴い、ダム事業会社が発電事業会社へ補償を行うこと。

(前提) ・ダム事業会社の設備保険が付保されていること。

- (課題)
- ・ダム設備の不具合による発電運転への影響程度の把握方法。判断ミスにより影響が大きくなった場合の責任所在の明確化。
 - ・発電事業会社所管設備や送電設備の不具合等により水位が上昇し貯水池運用計画の変更、運用調整が発生する可能性があるため、PPA とも協調が必要。

3. 災害等緊急時、非常時対応

1) 「緊急対策、体制(初動、復旧、後処理)」

(目的) 両当事者それぞれが緊急時(天災、自然災害等)の対策・体制について規定する
もの。

- (例)
- ・両当事者が緊急時を地震、洪水など事象別に想定した対策を策定する。
 - ・体制や指示系統を明確にし、日中、夜間、初動、復旧など分けて策定する。

(前提) ・両者の緊急連絡先や体制表など常に最新のものが共有されているものとする。

(課題) ・緊急時対応に要したコストについての負担主体に関する整理が必要。

2) 「補修、修復の費用負担」

(目的) 天災、自然災害等によって発生した補修、修復に要する費用負担を規定するもの。
特に共有アクセス道路や共有電源など早期復旧が望まれる設備に関して予め規定することで、早期復旧に資するもの。

- (例)
- ・ 政府所管の共有アクセス道路など早期復旧に必要不可欠な設備復旧はダム事業会社が行う。費用負担もダム事業会社が一時的にするものの設備所管である政府に請求、精算する。
 - ・ 地震によりダムコンクリートに亀裂が発生した場合、土砂崩れの危険性が増した場合等、ダム事業会社が補修を行う

(前提) ・ 原則、所管設備の復旧に関しては所管事業者の費用負担にて行うものとする。

(課題) ・ 大規模改修が必要となり、発電計画変更となった場合のダムリース料金支払いの整理が必要。

添付資料 2

リスク分担構造案

リスク分担構造案

No.	Risk	Nepal Risk Allocation Current Status (UT1 PDA, PPA Template)	General Remarks and Recommended Changes	VSPPPM Position	Proposal on VSPPM Position
Parties to Project Agreements and Counterparty Risk					
1.	Parties to PPA	NEA Project Company	-	Maintain basic risk allocation between GenCo and NEA. GenCo is responsible for all “generating related facilities” including dam under PPA, but the responsibilities should be passed through to DamCo under Dam Lease Contract (DLC). However, NEA should acknowledge dam related responsibility being shouldered by DamCo in a multi-partite agreement (see Item 4, “Government Coordination Agreement”)	PPA NEA and GenCo to be parties in PPA.
2.	Parties to PDA	GoN (represented by the MoEWRI) Project Company	-	Though DamCo may be a governmental entity, private investment (domestic) in DamCo is expected. Therefore, DamCo is not regarded as a part of GoN and the responsibilities of GoN against DamCo and vice versa should be defined in the PDA.	PDA: GoN, DamCo and GenCo
3.	Government Guarantee	PDA: <ul style="list-style-type: none"> NEA’s payment obligations under the PPA are guaranteed by GoN to the extent that the letter of credit provided by NEA under the PPA (for two months of the USD portion of the tariff) has been fully drawn. The Project Company is also indemnified by GoN for any liabilities incurred due to NEA’s obligations in the PPA becoming unenforceable, invalid or illegal. 	-	GoN’s performance guarantee to NEA’s obligation against GenCo should be maintained for private investment. GoN should also guarantee performance obligation of DamCo under DLC. The VSPPPM anticipates DamCo paying compensation to GenCo under the DLC where GenCo has either (i) incurred liability for delay or performance liquidated damages under the PPA; or (ii) suffered a loss in revenue under the PPA, in each case because of DamCo’s failure to perform its obligations under the DLC. DamCo’s ability to meet its payment obligations under the DLC will be of key concern.	PDA: NEA obligations under the PPA: GoN should be required to: <ul style="list-style-type: none"> guarantee NEA’s payment obligations under the PPA indemnify GenCo for any liabilities incurred due to NEA’s obligations under the PPA becoming unenforceable, invalid or illegal. DamCo obligation under DLC <ul style="list-style-type: none"> guarantee DamCo’s payment obligations under the DLC indemnify GenCo for any liabilities incurred due to DamCo’s obligations under the DLC becoming unenforceable, invalid or illegal.
4.	Coordination/Linkage between Governmental Project Agreements	PDA: There are linkages to the PPA throughout the PDA, e.g.: <ul style="list-style-type: none"> the execution of the PPA is a condition subsequent to the effectiveness of the PDA, to be jointly achieved by both GoN and the Project Company; NEA’s event of default under the PPA is also a GoN event of default under the PDA; GoN is required to guarantee NEA’s payment obligations under the PPA and indemnify the Project Company if any of NEA’s obligations become unenforceable, invalid or illegal (see Item 3 above); and GoN is required to compensate the Project Company for lost revenues under the PPA that are due to changes in law, political force majeure or GoN’s breach of the water rights granted to the Project Company. PPA: Unlike the PDA, the PPA has been drafted to operate independently of the PDA with very limited linkages to the PDA. Whilst the PPA states that it will automatically terminate if the PDA is terminated, its effectiveness is not linked to the effectiveness of the PDA, nor is there any GoN cross default language.	Not in-line with regional practice. It is more common for all key project agreements with governmental counterparties to be linked, with a breach by one governmental counterparty of its obligations under one governmental project agreement also triggering a breach by the other governmental counterparties under the other governmental project agreements.	A multipartite agreement (the “ Government Coordination Agreement ”) to be entered into between DamCo, NEA, GoN and GenCo may be needed to coordinate and link each party’s obligations as set out in the PPA, PDA, DLC and any GoN land lease agreements.	Government Coordination Agreement <ul style="list-style-type: none"> GenCo’s obligations in the PPA and the other governmental project agreements which need to be carried out by, or in coordination with, GoN, DamCo or any of the other governmental counterparties; and defaults by GoN, DamCo or any of the other governmental counterparties under the PDA, Dam Lease Agreement and other governmental project agreements which cause GenCo to be in default of its obligations under the PPA and the other governmental project agreements - GenCo should be relieved from liability for all such defaults (including any consequential liability for performance or delay liquidated damages).

No.	Risk	Nepal Risk Allocation Current Status (UT1 PDA, PPA Template)	General Remarks and Recommended Changes	VSPPM Position	Proposal on VSPPM Position
Initial Effectiveness of Project Agreements					
5.	Conditions Precedent and Conditions Subsequent	<p><u>PDA:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> •Effective on signing, but subject to conditions subsequent to be achieved by each of GoN and the Project Company, including (i) GoN procuring that the Ministry of Law, Justice and Parliamentary Affairs issue capacity and enforceability legal opinions within 30 days of the date of the PDA; (ii) the Project Company executing, and GoN procuring the execution of the PPA within six months of the date of the PDA; (iii) GoN effecting the lease or transfer of the relevant land to the Project Company within the times required under the PDA; (iv) GoN executing, and procuring that the other relevant GoN instrumentalities executing the lender direct agreement no later than 60 days before the anticipated financial close date; (v) the Project Company achieving financial close within 24 months from the issuance of the generation license; and (vi) the Project Company issuing a “notice to proceed” to the construction contractors within one month of financial close. •Failure by a party to achieve conditions subsequent within the required time (plus a remedy period of 180 days) will constitute an event of default entitling the other party to terminate. <p><u>PPA:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> •Effective upon (i) NRB granting permission for the Project Company to bring foreign currency into Nepal for the purposes of the Project; and (ii) NEA confirming receipt of a performance guarantee provided by the Project Company. •Project Company is required to achieve financial close within 24 months of the date of the PPA, failing which NEA can call on the full amount of the performance guarantee provided by the Project Company prior to the execution of the PPA. 	<p>Not aligned with regional practice.</p> <p>As mentioned in Item 4 above, the PPA and PDA are not directly linked, and the execution and effectiveness of the PDA is not a condition precedent to the effectiveness of the PPA. Given the importance of the PDA to the Project, its effectiveness should be a condition precedent under the PPA, or alternatively, the PDA should be executed before the PPA.</p>	<p>GoN/DamCo is responsible for achieving financial close on the ODA Loan and loan agreement between MoF and DamCo.</p> <p>GenCo is responsible for achieving financial close on the private loan.</p>	<p><u>PDA</u></p> <p>Effective on signing subject to conditions subsequent to be achieved by GoN, DamCo and GenCo including</p> <ul style="list-style-type: none"> •GoN obtain Legal opinion •Execution of PPA, DLC •GoN effecting the lease or transfer of relevant land to DamCo and GenCo •Financial closing of ODA Loan, Loan Agreement between MoF and DamCo and GenCo’s private loan •Notice to Proceed issued by DamCo and GenCo to construction contractors <p><u>DLC</u></p> <ul style="list-style-type: none"> •PDA and PPA •Financial closing <p><u>PPA</u></p> <ul style="list-style-type: none"> •Legal approval of foreign investment and loan •PDA and DLA •Financial closing
6.	Permits	<p><u>PDA:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> •GoN required to procure that the GoN instrumentalities grant the Project Company the relevant permits for the Project, provided that the Project Company has made the necessary applications and complied with all associated obligations. •Failure to grant permits (if the Project Company has made the necessary applications and complied with all associated obligations) and non-renewal or revocation of permits (not due to Project Company breach) is a GoN event of default under the PDA, entitling the Project Company to terminate and recover the termination payment described in Item 40 below. <p><u>PPA:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> •Project Company responsible for acquiring and renewing all permits required for the construction and operation of the Project. •NEA only required to make reasonable efforts to support and assist the Project Company in doing so. 	<p>Generally in-line with regional precedents (in terms of risk allocation), although it is more usual to see permitting risk designated as a political force majeure event, with corresponding relief, rather than as a government event of default.</p> <p>The key permits in Nepal which will require the longest lead times to obtain are generally as follows:</p> <ul style="list-style-type: none"> •electricity generation license; •EIA/IEE; •land ceiling exemption and mortgage approval (see Item 7 below); •leasing GoN land (see Item 7 below); •approval of financing/loan documents from NRB; and •approval to open and maintain offshore accounts. 	<p>Development concession rights and is granted by GoN to each DamCo and GenCo.</p> <p>GoN may grant the development right to DamCo by applying a special permit following Electricity Act Section 35.</p> <p>DamCo and GenCo are each responsible for taking out necessary permits for their respective facilities.</p>	<p><u>PDA</u></p> <ul style="list-style-type: none"> •GoN grant development and concession rights to each DamCo and GenCo. DamCo and GenCo is required to obtain necessary permits. •GoN instrumentalities grant the DamCo and GenCo the relevant permits •Failure to grant permits constitutes GoN event of default •To the extent that GoN’s breach of its permitting obligation delays COD, entitle GenCo to an extension of time for achieving COD and compensation for lost revenue. <p><u>DLC</u></p> <ul style="list-style-type: none"> •Each party is responsible to obtain necessary permits. •Failure of obtaining permit by a party constitute party’s event of default. In such case, another company is entitled to terminate the contract and compensation. •To the extent that DamCo’s breach delays COD, entitle GenCo to an extension of time for achieving COD and compensation for lost revenue <p><u>PPA</u></p> <ul style="list-style-type: none"> •acknowledge GoN’s and DamCo’s permitting obligations under the PDA and DLC; •relieve GenCo from breach of the PPA where such breach is due to GoN’s/DamCo’s breach of its permitting obligations under the PDA/DLC

No.	Risk	Nepal Risk Allocation Current Status (UT1 PDA, PPA Template)	General Remarks and Recommended Changes	VSPPM Position	Proposal on VSPPM Position
					•to the extent that such breach delays COD, entitle GenCo to an extension of time for achieving COD
Project Site					
7.	Land Access Right	<p>General:</p> <ul style="list-style-type: none"> •Projects are built on private land and/or land leased from the GoN, with most projects featuring a mix of both. •Project Companies with foreign investments are entitled to own land in Nepal as companies incorporated in Nepal are treated as Nepalese persons, irrespective of foreign shareholding. •However, hydropower projects will require ownership of more land than the maximum ceiling prescribed for all persons (including companies), which is 3.815 hectares (in mountainous regions). Projects will require approval from the council of ministers to acquire land above this ceiling (this land ceiling is not relevant for land leased from the government). <p>PDA</p> <ul style="list-style-type: none"> •Private land – Project Company required to take reasonable steps to acquire privately owned land necessary for the Project, but if it is unable to acquire or enter into appropriate arrangements for the acquisition of all or any portion of such land within an agreed timeframe (usually one year from PDA signing date), it can request GoN to acquire such land as per Land Acquisition Act 1977. •Project Company is liable for all costs and expenses associated with such GoN acquisition. •GoN land - GoN required to lease to the Project Company GoN land necessary for the Project. •Execution of the corresponding land lease agreement is a condition subsequent to be fulfilled by the GoN. •Failure by the GoN to lease such GoN land to the Project Company will constitute a GoN event of default, entitling the Project Company to terminate and recover the termination payment described in Item 40 below. <p>PPA</p> <ul style="list-style-type: none"> •NEA land - NEA required to grant the Project Company access rights over all land owned or controlled by NEA, as is necessary for Project Company to develop, operate and maintain the Project. •Private land – there are no express provisions requiring NEA to assist the Project Company in securing access to private land. 	<p>Generally in-line with regional precedents.</p> <p>Notwithstanding the contractual risk allocation resting with the government after one year, land acquisition issues can still result in material delays to project timelines in Nepal. This is not particular to Nepal however and is perhaps the single most fundamental issue for sponsors across a number of Asian jurisdictions.</p>	<p>DamCo and GenCo are each responsible for land acquisition for their respective facilities.</p> <p>For land on which the Dam is to be constructed, if DamCo is regarded as a governmental entity, a different land acquisition process will apply and the PDA will need to be amended to reflect this. For land that is already owned by GoN (or another governmental instrumentality), it cannot be simply transferred to another government entity (section 24 of the Land Revenue Act).</p>	<p>PDA</p> <p>Current contractual obligations described in PDA is applied also to DamCo. DLC reflect such obligations.</p> <p>PPA</p> <p>NEA acknowledge land for the dam is acquired by DamCo.</p> <p>DLC</p> <p>Each parity is responsible for acquire the land for its responsible facilities.</p>
8.	Access Road	<p>PDA:</p> <ul style="list-style-type: none"> •GoN required to procure that the relevant governmental instrumentalities (i) allow the Project Company and its contractors to use existing public roads, bridges and tunnels; and (ii) grant all necessary permits required for the Project Company to construct, modify or improve existing public roads, bridges and tunnels. •Project Company is otherwise responsible for constructing, modifying or improving public roads, bridges and tunnels needed to access the Site. 	-	<p>Responsibility for construction and maintenance of access roads to be agreed among GoN, DamCo and GenCo.</p> <p>Common access road should be defined in DLC. Responsible party for construction and maintenance of common access road should be stated.</p>	<p>PDA</p> <ul style="list-style-type: none"> •GoN should be responsible for the construction/upgrading of all public access roads within the time agreed in the overall construction schedule, with delay liquidated damages payable to GenCo for any delay by GoN in achieving such milestone (see Item 17 below for further detail on the overall construction schedule). •DamCo and/or GenCo is responsible for access road dedicated to construction and/or operation purpose of facilities. <p>DLC</p> <ul style="list-style-type: none"> •Responsibility of common access road •Cooperation to utilize common access road

No.	Risk	Nepal Risk Allocation Current Status (UT1 PDA, PPA Template)	General Remarks and Recommended Changes	VSPPM Position	Proposal on VSPPM Position
9.	Ground Conditions	<p><u>PDA:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Unforeseeable site and geological conditions and the discovery of any antiquities or other objects of cultural and religious value are included as “Other Force Majeure Events” (to the extent that they were not identified in the EIA or detailed project/engineering report). • Project Company entitled to suspend performance and seek an extension of time, though there is no express entitlement to recover the additional costs incurred in overcoming such conditions, or recover lost revenues under the PPA. <p><u>PPA:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Not expressly addressed, though unforeseeable ground conditions would likely constitute a force majeure event entitling the Project Company to suspend its obligations and seek an extension of time (but there is no entitlement to recover the additional costs of overcoming such conditions, or deemed payments). 	Other Force Majeure Event defined in PDA should be reflected in PPA,	-	<p><u>PDA</u></p> <p>Contractual obligations in current PDA should be maintained and applied to both DamCo and GenCo.</p>
10.	Resettlement of affected persons	<p><u>PDA:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Project Company responsible for preparing and implementing resettlement and rehabilitation plan for project affected people. • Project Company must sell/issue up to 10% of its shares to project affected people, and ensure that at least 2/3rds of distributable profits are paid as dividends to shareholders (see Item 51 below for further detail). 	-	DamCo and GenCo are each responsible for resettlement of persons on land to be used for their respective facilities.	<p><u>PDA</u></p> <p>Contractual obligations in current PDA should be maintained and applied to both DamCo and GenCo. [GenCo’s obligation of share allocation to PAPs may be re-arranged since affected people by dam and power facilities are different.]</p>
11.	Access rights for transmission lines	Same principles as set out in Item 7 above apply. Though the Project Company is responsible for the construction of the transmission line up to the delivery point (i.e. the NEA substation), GoN is ultimately responsible for securing all land that is required for this purpose (including acquiring any private land, to the extent that GenCo is unable to do so).	-	-	<p><u>PDA and PPA</u></p> <p>Contractual obligations in current PDA and PPA should be maintained.</p>
Funding and Lenders					
12.	Lender step in rights	<p><u>PDA:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • GoN required to and procure that the relevant governmental counterparties enter into a direct agreement with lenders and the Project Company in relation to the PPA, PDA and land lease agreement. • A form of direct agreement is appended to the PDA. <p><u>PPA:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • NEA required to enter into a direct agreement with lenders and the Project Company in relation to the PPA. 	-	Lender’s step in rights are only applied to private loan lenders for GenCo.	<p><u>PDA and PPA</u></p> <p>Contractual obligations in current PDA and PPA should be maintained.</p>
13.	Assignment to Lenders and Security	<p><u>PDA and PPA:</u></p> <p>both NEA and GoN required to consent to the Project Company’s assignment to lenders of its rights under the PPA and PDA.</p>	-	Private lenders may want a security assignment over the lease of the Dam, and that ODA lender may not take any security over the Dam or other aspects of the Project.	<p><u>PDA and PPA</u></p> <p>Contractual obligations in current PDA and PPA should be maintained.</p> <p><u>DLC</u></p> <p>GenCo is entitled to assign its interests on DLC to the private lenders without having to obtain DamCo’s prior consent.</p>
Construction Responsibility					
14.	Project Design	<p><u>PDA:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Whilst GoN and the project review panel (see Item 16 below) have rights to review the design, the Project Company is solely responsible for preparing it. 	-	<p>DamCo and GenCo is responsible for design of its responsible facilities. Design and specifications should be agreed by both parties.</p> <p>In case delay of dam construction due to dam design causes delay of COD, DamCo is</p>	<p><u>PDA and PPA</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Acknowledge design responsibility lies on each DamCo and GenCo. • Relieve GenCo from breach of PDA/PPA where such breach is due to issues with the Dam’s design

No.	Risk	Nepal Risk Allocation Current Status (UT1 PDA, PPA Template)	General Remarks and Recommended Changes	VSPPM Position	Proposal on VSPPM Position
		<p>PPA:</p> <ul style="list-style-type: none"> Project Company is solely responsible for Project's design. 		<p>responsible for compensating liquidated damage payable from GenCo to NEA under PPA and loss of revenue of GenCo.</p> <p>In case delay of power facility construction due to power facility design, GenCo is responsible for Dam Lease Fee..</p>	<ul style="list-style-type: none"> In case such design issues delay GenCo's ability to achieve COD or otherwise prevents GenCo from performing its obligations under the PPA, entitle GenCo to an extension of time for achieving COD <p>DLC</p> <ul style="list-style-type: none"> Each party is responsible for designing its facilities. In case failure of design responsibility of DamCo delay GenCo's ability to achieve COD or otherwise prevents GenCo from performing its obligations under PPA, DamCo is obliged to compensate for lost revenue commencing from the original scheduled COD,
15.	Construction	<p>PDA and PPA:</p> <p>The Project Company is responsible for the construction of the entire Project (other than the portion of the transmission line from the delivery point to the national grid).</p>	-	DamCo and GenCo is responsible for construction of its responsible facilities.	<p>PDA and PPA</p> <ul style="list-style-type: none"> Acknowledge construction responsibilities lies with DamCo for dam and GenCo for power facilities Relieve GenCo from breach of the PPA/PDA where such breach is due to issues with the Dam's construction (including any construction delay, or defects in construction) In case DamCo's breach of its construction obligations delays GenCo's ability to achieve COD or otherwise prevents GenCo from performing its obligations under the PPA/PDA, entitle GenCo to an extension of time for achieving COD <p>DLC</p> <ul style="list-style-type: none"> Each party is responsible for construction of its facilities. In case failure of construction responsibility of DamCo delay GenCo's ability to achieve COD or otherwise prevents GenCo from performing its obligations under PPA, DamCo is obliged to compensate for lost revenue commencing from the original scheduled COD, in case GenCo fail to achieve construction schedule, GenCo remain obliged to pay Dam Lease Fee under DLC
16.	Co-completion/ coordination risk - project review Panel and coordination committees	<p>PDA</p> <ul style="list-style-type: none"> An independent project review panel comprising of experts in geological and geotechnical engineering, hydropower engineering, dam safety and E&S matters is established to due diligence and maintain oversight of the development and construction phase of the Project. The project review panel owes its duties to both the GoN and the Project Company and is required to be in place until six months after COD (or such later time as required by lenders). <p>PPA:</p> <ul style="list-style-type: none"> A coordination committee comprising of representatives from both the Project Company and NEA is established to coordinate the construction and operation of the Project, the interconnection facilities and the transmission line (to which both the Project Company and NEA have joint responsibilities to construct – see Item 20 below). The powers and duties of the coordination committee include: <ul style="list-style-type: none"> coordination of the respective programs of the parties for the construction and commissioning of any and all related NEA interconnection facilities, the transmission line and the Project, and agreement, where necessary, on the respective commissioning procedures; discussion of the steps to be taken on the occurrence of any force majeure event, or any shutdown or reduction in capacity for any other reason; 	Note that the procedure of project review panel follows WB guideline. Other lenders may have other procedure.	Both DamCo and GenCo should cooperate and closely coordinate the construction schedule for effective schedule management.	<p>PDA and PPA</p> <p>Contractual obligations in current PDA/PPA should be maintained and applied to both DamCo and GenCo.</p>

No.	Risk	Nepal Risk Allocation Current Status (UT1 PDA, PPA Template)	General Remarks and Recommended Changes	VSPPPM Position	Proposal on VSPPPM Position
		<ul style="list-style-type: none"> consultation on the insurance program to be undertaken by Company for the purposes of the PPA; the development, finalization and amendments of the operating procedures; safety matters affecting all parties or the contractors; finalization of the scheduled outage plan for each contract year; any other mutually agreed matter affecting the construction and operation of the Project. 			
17.	Construction Schedule, Delay Risk and liquidated damages	<p>PDA:</p> <ul style="list-style-type: none"> Project Company is required to prepare a construction schedule for the Project, which is subject to input from GoN and the project review panel referred to in Item 16 above. Project Company is entitled to claim an extension to the Scheduled COD and the term where it is delayed due to (i) force majeure, (ii) changes in law, (iii) extra-ordinary construction delays (essentially unforeseeable delays that are beyond the Project Company's reasonable control, could not have been prevented or avoided despite the exercise of diligence and for which the Project Company has taken all reasonable precautions to prevent or avoid), or (iv) GoN's breach of the PDA; and (v) delay in land acquisition. A further six months extension would also apply where the Project Company determines that this is necessary (essentially a grace period before delay liquidated damages begin to accrue). There is no right to deemed generation payments/compensation for lost revenue where COD is delayed due to GoN defaulting on its obligations under the PDA, or NEA or any other governmental counterparty defaulting on its obligations under the other governmental project agreements. Though the Project Company is entitled to recover compensation for additional costs incurred due to governmental force majeure occurring pre-COD, this does not cover lost revenue (see Item 35 below). Delay liquidated damages are payable by the Project Company to GoN if COD is not achieved by the scheduled COD. <p>PPA:</p> <ul style="list-style-type: none"> Project Company is required to comply with the project construction schedule appended to the PPA and achieve COD by the scheduled COD. Liquidated damages are payable to NEA if the Project Company's delay in completing the transmission line from the project site to the delivery point (i.e. the NEA substation) results in a delay in achieving COD by the scheduled COD. Liquidated damages are payable by NEA to the Project Company if NEA fails to complete the portion of the transmission line from the delivery point to the national grid by the scheduled date, though this is only sized at 45% of the estimated revenues (see Item 20 below). 	<p>The lack of an express entitlement to deemed generation payments/ compensation for lost revenue where COD is delayed due to GoN, NEA or any other governmental counterparty defaulting on its obligations under the governmental project agreements – in some jurisdictions this is dealt with through the governmental force majeure regime, which would cover actions by other governmental authorities that impede the Project Company's performance, and entitle the Project Company to deemed generation payments if COD is delayed as a consequence. This is however not the case under the PPA or PDA</p> <p>Project Company's liability to pay delay liquidated damages under both the PDA and PPA for COD delay – delay liquidated damages are usually payable under one agreement only.</p>	<p>The construction schedule should be managed by GenCo and DamCo. Construction of interconnection facilities (such as transmission line) is responsibility of NEA. Liquidated damage amount of current PPA Template (45% of contract energy) should be revised to cover repayment of commercial loan and ODA loan.</p> <p>Adjustments and Extensions of Time</p> <p>The grounds under which GenCo is entitled to an extension of time to all milestones under the construction schedule (including to scheduled COD) will need to be aligned across the PPA, PDA and DLC, and any extension of time granted under one governmental project agreement should trigger an automatic extension under the other governmental project agreements. The grounds for extension should include any breach by any of the governmental counterparties under any of the governmental project agreements (to the extent that such breach impedes GenCo's performance).</p> <p>Liquidated Damages</p> <p>For COD delays that are due to GenCo's default, there should only be a single set of delay liquidated damages that are payable by GenCo (either to NEA under the PPA or GoN PDA, but not under both the PPA and PDA).</p> <p>In case COD delays that are due to DamCo's default of its obligations under the DLC, DamCo is obliged to pay liquidated damages to cover GenCo's liquidated damages payable to NEA under PPA. Alternatively, for the PPA and PDA to make clear that no liability for liquidated damages would arise where the delay is due to any of the other governmental counterparties (including DamCo) failing to perform their obligations under the other governmental project agreements.</p> <p>GenCo should also be entitled to compensation for lost revenue from the original Scheduled COD where COD is delayed due to DamCo, NEA, GoN or any other governmental counterparty defaulting on its obligations under the other governmental project agreements.</p>	<p>PDA</p> <ul style="list-style-type: none"> DamCo and GenCo is obliged to keep agreed construction schedule including any milestones and COD In case COD delays due to GoN's failure of its obligation, DamCo and GenCo is entitled to compensation and lost revenue. <p>PPA</p> <ul style="list-style-type: none"> GenCo is obliged to keep COD schedule and any milestones of commissioning. In case COD is delayed due to GenCo's failure of its obligation, liquidated damages are payable from GenCo to NEA. (The amount of liquidated damage shall be reconsidered because "45% of expected revenue" in PPA Template is excessive. It should be equal amount of NEA's loss caused by the delay.) In case COD is delayed due to DamCo's failure of its obligation, [alternative 1] liquidated damages are payable from GenCo to NEA or [alternative 2] liquidate damages are payable from DamCo to NEA In case COD is delayed due to failure of NEA's obligation, NEA shall compensate GenCo to cover loan repayment of commercial loan and ODA loan. (45% of expected revenue in the PPA Template is not enough.) <p>DLC</p> <ul style="list-style-type: none"> DamCo and GenCo is obliged to keep agreed construction schedule including any milestones and COD In case COD is delayed due to DamCo's failure of its obligation, liquidated damages are payable [alternative 1] to GenCo or [alternative 2] to NEA. In such case, DamCo is also responsible to compensate lost revenue of GenCo.
18.	Cost overruns	<p>PDA and PPA:</p> <p>The Project Company is responsible for funding construction cost overruns, other than</p>	-	-	<p>PDA and PPA</p> <p>Contractual obligations in current PDA/ PPA should be</p>

No.	Risk	Nepal Risk Allocation Current Status (UT1 PDA, PPA Template)	General Remarks and Recommended Changes	VSPPM Position	Proposal on VSPPM Position
		cost overruns arising out of specific circumstances that are beyond the Project Company's control (such as changes in law and political force majeure occurring pre-COD, to which there are specific rights to recover compensation – see Items 35 and 37 below).			maintained and applied to both DamCo and GenCo.
19.	Testing/Commissioning	<p>PPA:</p> <ul style="list-style-type: none"> •The Project Company is solely responsible for the testing and commissioning of the Project and the portion of the transmission line up to the NEA substation; and •NEA is solely responsible for the testing and commissioning of the portion of the transmission line from the NEA substation to the national grid, provided that, in each case, such testing and commissioning is carried out in coordination with the coordination committee (see Item 16 above). <p>PDA:</p> <ul style="list-style-type: none"> •The Project Company is solely responsible for the testing and commissioning of the Project in accordance with the PPA, as witnessed by the NEA and GoN (or the project monitoring unit appointed by GoN to act on its behalf). 	-	The preparation of all testing and commissioning plans, and the carrying out of all performance tests will require coordination between NEA, DamCo and GenCo.	<p>PDA and PPA</p> <p>Contractual obligations in current PDA/ PPA should be maintained and applied to both DamCo and GenCo.</p> <p>DLC</p> <p>The preparation of all testing and commissioning plans, and the carrying out of all trial operation and performance tests should be undertaken by DamCo and GenCo jointly (or by the applicable EPC contractors), and be subject to the oversight of the coordination committee referred to in Item 16 above.</p>
20.	Connection/Transmission	<p>PPA:</p> <ul style="list-style-type: none"> •Project Company is required to carry out the necessary construction works for the transmission line from the project site to the delivery point (i.e. the NEA substation) by the scheduled date. •If a failure to do so results in a delay in achieving the commercial operation date, the Project Company is liable to NEA for liquidated damages equal to 45% of the estimated revenues (based on the contracted capacity) for the period of delay. •NEA is required to carry out the necessary construction works for the transmission line from the delivery point to the national grid by the scheduled date. If NEA fails to do so by the scheduled date, NEA is liable to the Project Company for liquidated damages equal to 45% of the estimated revenues (based on the contracted capacity) for the period of delay. 	The off-taker should generally take 100% risk on interconnection (as it is ultimately responsible for transmission and distribution system) and the Project Company should be paid either (i) on a 100% deemed basis (based on contracted capacity) or (ii) compensation to cover debt service and other unavoidable costs, in each case for any period of delay in interconnection by power purchaser. Termination right should also apply for prolonged delay.	-	<p>PPA</p> <p>Liquidated Damages</p> <p>To the extent that NEA is responsible for carrying out interconnection works, and there is delay in the completion of such works, then GenCo should be entitled to compensation for lost revenue from the original Scheduled COD, sized at 100% of the payment defined in payment schedule as if the project has been commissioned. (rather than 45% of the contracted capacity).</p> <p>In case any other governmental counterparty is responsible for interconnection works, PDA should include the responsibility of GoN instead of NEA.</p>
Environmental Responsibilities					
21.	Preparation of EIA	EIA is prepared by the Project Company and approved by the Ministry of Science, Technology and Environment before the PDA is executed. It is then appended to, and forms part of the PDA.	-	DamCo and GenCo is responsible for EIA covering its facilities. Alternatively, any party may take responsibility for both dam and power facilities for simpler procedure.	<p>PDA</p> <p>Responsible party is defined.</p> <p>DLC</p> <p>Responsible party is defined. Mutual coordination and cooperation including implementing procedure should be stated.</p>
22.	Compliance with environmental/ social management and monitoring plans as per EIA	Under the PDA the Project Company is required to comply with the EIA and implement all environmental/social management and monitoring plans as per the EIA.	-	Dam - DamCo responsible for complying with the EIA and implementing all environmental/social management and monitoring plans as per the EIA. Generation Facilities – GenCo responsible for complying with the EIA and implementing all environmental/social management and monitoring plans as per the EIA.	<p>PDA and DLC:</p> <p>DLC to set out, and PDA to be amended to reflect each of DamCo and GenCo's responsibilities to comply with the EIA and implementing all environmental/social management and monitoring plans as per the EIA.</p>
Operational and Maintenance Responsibilities					
23.	Day to Day Operations	<p>PDA and PPA:</p> <p>The Project Company is responsible for day to day operations and complying with NEA's dispatch instructions.</p>	-	Dispatch instructions are made by NEA to GenCo. GenCo is responsible for operating the Project as per NEA's dispatch instructions.	<p>PPA</p> <ul style="list-style-type: none"> •NEA is responsible for reservoir operation except during emergency situation. •Dispatch instruction is made by NEA. GenCo is responsible for day to day operation.

No.	Risk	Nepal Risk Allocation Current Status (UT1 PDA, PPA Template)	General Remarks and Recommended Changes	VSPPM Position	Proposal on VSPPM Position
					<ul style="list-style-type: none"> Information exchange procedure between NEA and GenCo is defined. <p>DLC</p> <ul style="list-style-type: none"> Information exchange procedure between DamCo and GenCo is defined.
24.	Operating procedures and operating plans	<p>PDA:</p> <ul style="list-style-type: none"> The Project Company is required to prepare operation and maintenance procedures and manuals no later than 60 days before COD, which are required to be updated from time to time. <p>PPA:</p> <ul style="list-style-type: none"> Operating procedures are jointly developed by the Project Company and NEA and finalized before the scheduled synchronization date of the first unit. The operating procedures will address matters such as availability declarations, dispatch procedures, emergency plans, outage scheduling, capacity and energy reporting, operating logs and the creation of an operating committee (see Item 25 below). 	-	<p>Details of operational procedures during operation phase should be agreed and defined in the PDA and reflected in the PPA and DLC. Annual rule curve, which is a basis of reservoir operation, should be agreed between NEA, Dam Co and Gen Co.</p> <p>Annual/monthly/weekly operation plan will need to be determined by NEA beforehand and communicated to GenCo and DamCo. Those plans should be developed based on weather forecasts, demand forecasts and the scheduled maintenance plan that is submitted by DamCo and GenCo.</p>	<p>PDA</p> <ul style="list-style-type: none"> NEA is responsible to prepare annual rule curve by consultation with DamCo and GenCo. GenCo and DamCo is responsible to prepare operation and maintenance procedures for its facilities. <p>PPA</p> <p>Contractual obligations in current PPA should be maintained and applied to both DamCo and GenCo.</p> <p>DLC</p> <p>Each party is responsible to prepare operation and maintenance procedures for its facilities.by consultation with other party.</p>
25.	Operating committee	<p>PPA:</p> <p>The operating committee comprises of two representatives from each of the Project Company and NEA. Its duties include:</p> <ul style="list-style-type: none"> implementing and administering the operating procedures; recommending amendments on operating procedures; reviewing and revising protection schemes and devices; reviewing of emergency plans; coordinating the operation and maintenance of the interconnection facilities including maintenance outages; safety matters; any other matter affecting the operation of the Project as referred to by the coordinating committee (see Item 16 above) 	-	DamCo is a party for operating committee.	<p>PPA and DLC:</p> <p>To the extent that DamCo will retain responsibility for operating and maintaining the Dam, then the operating committee mechanism should be expanded to include DamCo.</p> <p>The amended operating committee mechanism in the PPA will need to be replicated in the DLC, or alternatively, in the Government Coordination Agreement if all governmental counterparties agree to execute such agreement.</p>
26.	Reporting obligations	<p>PDA and PPA:</p> <p>Both documents set out the Project Company's ongoing reporting obligations, including in relation to daily availability declarations, scheduling and outages.</p>	-	Since NEA is responsible for determining day to day operation, required data such as meteorological data, hydrological data, reservoir water level, operating status etc. should be reported to NEA from DamCo and GenCo	<p>PPA, PDA and DLC:</p> <p>DLC to set out, and PPA and PDA to be amended to reflect the split in reporting responsibility between DamCo and GenCo.</p>
27.	Dam Safety and Emergency Operation	<p>PDA:</p> <p>The Project Company is required to prepare before COD:</p> <ul style="list-style-type: none"> an emergency preparedness plan, setting out each of GoN and the Project Company's roles in the event of a dam failure, or when expected operational outflow release will threaten property, life or economic operations dependent on river flow levels; and a disaster management plan which takes into account different flood eventualities and other natural disasters. <p>PPA:</p> <ul style="list-style-type: none"> Emergency operation plans are developed by the Project Company and NEA jointly (through the operating committee) before COD. Each party is required to take necessary actions to prevent or mitigate injury to persons and damage to property during an emergency. 	Emergency preparedness plan and disaster management plan may be combined into one document.	<p>Dam operation during emergencies (such as flooding due to glacier lake outbursts, earthquake, failure of equipment etc.) should be the responsibility of DamCo under supervision of responsible governmental entity.</p> <p>The operational procedure should be defined in an emergency dam operation manual, which is a part of the emergence preparedness plan. Emergency preparedness plan should be agreed before the initial impoundment of the dam among the relevant governmental bodies (Ministry of Land Management and Cooperatives and any relevant agencies to be proposed), local government units in downstream area, NEA, Dam Co. and GenCo..</p>	<p>PDA</p> <ul style="list-style-type: none"> Definition of emergency situation DamCo should establish emergency preparedness plan before initial impounding, which should be approved by GoN. DamCo is responsible for emergency dam operation under supervision of responsible governmental agency. In case emergency dam operation result in any adverse impact on generation and revenue of GenCo, GenCo is entitled to compensation. <p>PPA</p> <ul style="list-style-type: none"> Acknowledge that DamCo is responsible for reservoir operation during emergency situation.

No.	Risk	Nepal Risk Allocation Current Status (UT1 PDA, PPA Template)	General Remarks and Recommended Changes	VSPPM Position	Proposal on VSPPM Position
				Since the Dam has to be operated so as to prevent adverse impact on downstream areas during natural disasters, any negative impact including consequential damage (e.g., loss of revenue) on power generation caused by such dam operation shall be exempted from responsibilities of GenCo against NEA.	<ul style="list-style-type: none"> In case emergency dam operation result in any failure of GenCo's obligation under PPA, NEA indemnify GenCo from its obligation. <p>DLC</p> <ul style="list-style-type: none"> DamCo is responsible for preparing emergency preparedness plan DamCo is responsible for emergency dam operation so as to prevent natural disaster in downstream area.
28.	Maintenance and Periodical Inspections to Ensure Dam Safety	<p>PDA:</p> <ul style="list-style-type: none"> The Project Company is responsible for the maintenance of the Project. <p>PPA:</p> <ul style="list-style-type: none"> The Project Company is responsible for the maintenance of the Project, including the transmission line up to the delivery point. NEA is responsible for the maintenance of the transmission line from the delivery point. 	-	<p>Dam: DamCo assumes all maintenance responsibilities, including periodic inspections to ensure the safety of the Dam and carrying out regular sedimentation surveys. Compensation payable by DamCo to GenCo under the Dam Lease Agreement where DamCo's default of its maintenance obligations impacts on GenCo's generation and revenues under the PPA.</p> <p>Generation Facilities: GenCo assumes all maintenance responsibilities.</p>	<p>PPA</p> <ul style="list-style-type: none"> Acknowledge that DamCo is responsible for maintenance and inspection of dam <p>DLC</p> <ul style="list-style-type: none"> DamCo is responsible for maintenance of dam In case failure of GenCo's obligation due to failure of dam maintenance, GenCo is entitled to compensation including lost revenue.
29.	Hydrological risk and water rights	<p>PDA:</p> <ul style="list-style-type: none"> There are detailed provisions granting the Project Company rights to utilise water, and which require GoN to: (i) procure that third parties in Nepal do not interrupt or adversely impact on the availability of water; (ii) coordinate between the Project Company and the owners or operators of other projects (either upstream or downstream) to ensure that the Project is not adversely impacted; (iii) undertake such activities as may be required to ensure that the Project is not adversely affected where the flow or availability of water is diverted or reduced within Nepal due to non-natural reasons. GoN is required to compensate the Project Company for loss of revenue under the PPA due to GoN's breach of such obligations. GoN is not otherwise liable to the Company for any adverse impact on the availability of water due to natural events. Drought in the catchment area is also a non-political force majeure event, although no further clarity is provided on what would constitute "drought". A non-political force majeure event which results in a reduction in the availability of water would entitle the Project Company to an extension of the term, suspend performance and agree with GoN on "appropriate and reasonable" amendments to the PDA. 	<p>For reservoir type hydropower project, reservoir is fully operated by the system operator (NEA) for maximizing the benefit. NEA may instruct dispatch or cease to dispatch following system requirement.</p> <p>Annual and monthly hydrological fluctuation will deteriorate GenCo's financial stability which also deteriorate bankability of the project.</p> <p>For reasons above, a certain part of NEA's payment under PPA should be constant. It is recommendable to introduce capacity payment system.</p> <p>Introducing capacity payment system means NEA undertake hydrological risk. NEA is responsible to pay capacity charge subject to plant availability regardless actual dispatched energy.</p>	<p>DamCo also requires stable income from GenCo by means of dam lease fee to repay the ODA loan. Capacity payment system can enhance DamCo's ability of repayment.</p>	<p>PDA</p> <ul style="list-style-type: none"> Maintain current contractual obligation for water usage right. Drought is not a part of force majeure event <p>PPA</p> <ul style="list-style-type: none"> Purchase tariff consists of i) capacity payment and ii) energy payment Capacity payment is subject to availability of the generation during designated period of time.
30.	Reduced capacity/availability	<p>PPA:</p> <ul style="list-style-type: none"> Event of Default for Unavailability - a Project Company event of default will occur if either: (i) partial unavailability results in the electrical output being between 60% and 75% of the monthly contracted capacity for either seven consecutive months or 10 months in any contract year; or (ii) total unavailability or partial unavailability results in the electrical output being less than 60% of the monthly contracted capacity for either four consecutive months or seven months in any contract year. No event of default will occur if the unavailability arises: (i) out of any act or omission of NEA; or (ii) during a scheduled outage, maintenance outage or forced outage due to or during a force majeure event. There is no ability to reduce the contracted capacity on COD even if the tested capacity is lower. Unavailability Liquidated Damages - Except where due to a dispatch instruction, NEA's act or omission, a scheduled outage, maintenance outage or force majeure 	<p>PPA Template is designed for RoR hydropower plants (note that even for RoR plants, obligation of GenCo to produce contracted capacity with liquidated damage is not common).</p> <p>Since storage hydropower plants is controlled by NEA except emergency situation, those clauses are not necessary.</p>	-	Not applied to storage type hydropower plants

No.	Risk	Nepal Risk Allocation Current Status (UT1 PDA, PPA Template)	General Remarks and Recommended Changes	VSPPM Position	Proposal on VSPPM Position
		<p>event, if the Project Company is unable to deliver at least 80% of the contracted capacity for a given month, liquidated damages will be payable by the Project Company to the NEA per the following formula: [0.8 x Contract Energy for the month – Electrical Output] x tariff</p> <ul style="list-style-type: none"> • Such liquidated damages may be deducted/set-off by the NEA against payments owing from NEA. • These liquidated damages are payable on an ongoing basis. • Unless the PPA is amended, the contracted capacity stays as it is (despite the tested capacity of the plant actually being lower). 			
Revenue Risks					
31.	Offtake/payment risk	<p>PPA:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Payment is made on a take or pay basis, with the Project Company entitled to be paid each month for actual electrical output delivered plus deemed generation payments. • Deemed generation is the energy which is available but not delivered due to conditions of the grid or power system beyond the Project's control resulting in the spillage of water. • Deemed generation specifically carves out circumstances where the Project is not available due to force majeure, scheduled or maintenance outages, or reduced output or grid outages attributable to the Project Company. • Deemed generation is calculated by reference to the declared availability or contracted capacity (whichever is lower). • NEA's obligation to pay deemed generation will not arise until the aggregate number of hours of such reduction or interruption exceeds 168 hours (calculated on a pro-rata basis, based on the installed capacity). 	<p>Since storage hydropower plants is controlled by NEA except emergency situation, those clauses are not necessary.</p> <p>Tariff structure with capacity payment is based on availability of the plant. No take-or-pay scheme is required.</p>	-	Not applied to storage type hydropower plants
32.	Electricity Tariff and escalation	<p>PPA:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Pursuant to the ELC Bylaw issued by Electricity Regulatory Commission, purchase tariff for hydropower plants more than 100MW is determined by "cost plus modality" basis. • NEA is also entitled to adjust the tariff downwards if the ROE exceeds 17% (in order to maintain the 17% ROE). • Both the PPA and the tariff will need to be approved by the Electricity Regulatory Commission. 	-	-	-
33.	Tariff Currency and Devaluation Risk	Electricity Regulatory Commission and NEA stated tariff is only paid by local currency.	Big concern for foreign investors and lenders	-	-
34.	Exchange risk and offshore accounts	GoN have not determined hedging mechanism for currency exchange rate variation risk.	Big concern for foreign investors and lenders	-	-
Force Majeure					
35.	Political Force Majeure	<p>PDA:</p> <p>The following events are categorized as political force majeure:</p> <ul style="list-style-type: none"> • politically motivated strikes; • war by or against Nepal; • revolution, mutiny, rebellion; • blockade for over 30 days or import restriction or rationing; • failure or breakdown of Nepalese grid system; • radioactive, biological contamination by GoN entities; • analogous events. <p>If the Project Company is affected by a political force majeure event, it will be entitled to:</p>	<p>Misalignment of definitions in PDA and PPA is not in line with regional norms.</p> <p>Political force majeure in other jurisdictions may also be defined to include: (i) actions by government and relevant authorities/off-taker; (ii) changes in law; (iii) failure to obtain or non-renewal of permits; and (iv) expropriation. The PDA instead includes all of these events as GoN events of default which still ultimately entitle the Project Company to terminate and recover a termination payment.</p>	<p>Political and non-political force majeure provisions under the DLC will need to be aligned with the PPA and PDA.</p> <p>If either GenCo cannot generate power, or NEA cannot take power due to a force majeure event under the PPA, then GenCo's obligation to pay dam lease fees under the DL/PDA should also be reduced or exempted in-line with the PPA.</p>	<p>PDA and PPA:</p> <p>Definition of political and non-political force majeure event should be aligned in both PDA and PPA.</p> <p>No governmental counterparty should be entitled to claim force majeure (and consequential force majeure relief) to the extent that the event is due to a breach by either NEA, GoN or DamCo under any of the other governmental project agreements. This can be addressed in each of the PPA and PDA.</p> <p>In case COD is delayed by political force majeure, GenCo should be entitled to compensation for lost revenue.</p>

No.	Risk	Nepal Risk Allocation Current Status (UT1 PDA, PPA Template)	General Remarks and Recommended Changes	VSPPPM Position	Proposal on VSPPM Position
		<ul style="list-style-type: none"> • suspend performance; • claim compensation for the additional costs incurred as a result of such event, as well as loss of PPA revenue (to the extent that the political force majeure event occurred after COD). <p>For political force majeure occurring pre-COD, there is no express entitlement to payment of lost revenue, though the list of compensation payable in such event does cover the Project Company's payment obligations under the financing documents, together with any additional financing costs which may be incurred.</p> <p>Such compensation is not paid out to the Project Company in a single lump sum, but rather, by a combination of the following (referred to as "staggered remedies"):</p> <ul style="list-style-type: none"> • setting-off against the Project Company's liability for delay LDs; • reducing the energy royalty and capacity royalty payable by the Company post-COD (see Item 52 below); and • exempting the Project Company from taxes which would otherwise be payable. <p>If after applying such staggered remedies, the Project Company has still not recovered the full compensation that it would otherwise have been entitled to, the Project Company will be entitled to an extension of the term.</p> <p>PPA:</p> <ul style="list-style-type: none"> • There is a limited political force majeure definition which is not used in the PPA. The definition is also not aligned with the one in the PDA. • Any force majeure event affecting the Project Company would entitle the Project Company to (i) suspend performance (and be relieved of its obligations to pay liquidated damages for reduced output); and (ii) seek an extension of the term (if it had not received business interruption or advance loss of profit insurance in an amount equal to the full amount of deemed generation payments). • There is no entitlement to deemed generation payments (as the Project Company would not be available) or other compensation. • It however appears that the Project Company may be entitled to recover deemed generation payments where it is available to generate but NEA is unable to take power (including due to both political and non-political force majeure events affecting NEA). This however would not cover force majeure events occurring pre-COD. 			
36.	Non-political Force Majeure	<p>PDA:</p> <p>Non-political force majeure events include (but are not limited to):</p> <ul style="list-style-type: none"> • acts of god, including drought, floods, earthquake, landslides, mudslides, etc.; • geological surprises and unforeseen site conditions; • fire or explosion; • epidemic; • discovery of antiquities; • air crash, shipwreck, failure or delay of transportation; • strikes; • war; • blockade, embargo; • radioactive, biological contamination; • analogous events. <p>Strikes primarily arising because of working conditions which are reasonable, failure to maintain government approvals, failure to take into account site conditions and mechanical or electrical failure are excluded from force majeure events.</p> <p>If the Project Company is affected by a non-political force majeure event, it will be</p>	<p>Misalignment of definitions in PDA and PPA is not in line with regional norms.</p> <p>Flooding with magnitude over certain level and requiring emergency dam operation should be included in Non-political force majeure event. Any failure of GenCo's obligation due to emergency dam operation should be accepted.</p>	See item 35 above	See item 35 above

No.	Risk	Nepal Risk Allocation Current Status (UT1 PDA, PPA Template)	General Remarks and Recommended Changes	VSPPM Position	Proposal on VSPPM Position
		<p>entitled to suspend performance and seek an extension of time, though there is no entitlement to recover the additional costs incurred in overcoming such event, or recover revenues lost under the PPA.</p> <p>There is also no entitlement to recover compensation for non-political force majeure events affecting GoN.</p> <p>PPA:</p> <ul style="list-style-type: none"> • The non-political force majeure definition is not aligned with the definition in the PDA (but does include force majeure events listed under the PDA). • See Item 35 above in relation to political force majeure for the consequences of a non-political force majeure arising - same position applies. 			
Other Political and Regulatory Risks					
37.	Change in law/Change in tax	<p>PDA:</p> <ul style="list-style-type: none"> • GoN is required to compensate the Project Company for additional liabilities incurred in aggregate above NPR 20 million (equivalent to around USD 200,000) resulting from any change in law and change in tax after the agreement date. • A change in law restricting the Project Company's ability to perform its obligations under the PDA and PPA or restricting its right to receive payment or enforce its rights is a GoN event of default, entitling the Project Company to terminate and recover the termination payment described in Item 40 below. • The generation license, other Nepalese laws, and legal principles applied by courts also grant various protections against any retrospective change in legislation and withdrawal of legal rights that breach legitimate expectations. <p>PPA:</p> <p>There is no change in law provision in the PPA.</p>	-	-	<p>PDA</p> <p>Current procedure and consequential entitlement is applied to both DamCo and GenCo. [the amount of additional liability should be determined project by project]</p>
38.	Expropriation	<p>General:</p> <ul style="list-style-type: none"> • There is protection against expropriation under the Industrial Enterprise Act for "energy industries" and Foreign Investment and Technology Transfer Act for industries with foreign investment. To qualify for protection under the Industrial Enterprise Act, the Project Company will need to register as 'energy industry' pursuant to schedule 3 of the Industrial Enterprise Act. • Section 29 of the Electricity Act also provides protection for all assets relating to the generation, transmission and distribution of electricity, provided that the generation capacity is above 1000 kW. • Further protection from expropriation can also be set out in the terms of the generation license issued for the specific project. <p>PDA:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Expropriation is a GoN event of default entitling the Project Company to terminate and recover the termination payment described in Item 40 below. <p>PPA:</p> <p>This is not expressly addressed in the PPA.</p>	-	-	<p>PDA</p> <p>Current procedure and consequential entitlement is applied to both DamCo and GenCo.</p>
39.	Off-taker reorganization	<p>The government guarantee in the PDA of NEA obligations under the PPA will also guarantee obligations of any successor or permitted assignees in the event NEA is reorganized.</p>	-	-	<p>Current contractual obligation is maintained and applied to both DamCo and GenCo.</p>
Termination Risk					
40.	Government Default	<p>PDA:</p> <p>GoN events of default includes:</p>	<p>It would be preferable if the NEA cross default language currently included in the list of GoN</p>	<p>An event of default by either NEA, GoN under any of the governmental project agreements should</p>	<p>Current contractual procedure and entitlement is maintained and applied to both DamCo and GenCo.</p>

No.	Risk	Nepal Risk Allocation Current Status (UT1 PDA, PPA Template)	General Remarks and Recommended Changes	VSPPM Position	Proposal on VSPPM Position
		<ul style="list-style-type: none"> • payment default; • expropriation; • failure to achieve commercial operation by scheduled date because of breach of agreement by government; • non-compliance of expert or arbitral tribunal order; • material change in law; • non-fulfillment of condition subsequent; • event of default under the PPA attributable to the NEA and event of default under GoN land lease agreement attributable to GoN; • breach of any representations and warranties by GoN under the PDA; • failure to grant or renew permits; • other material breach. <p>The Project Company can terminate the PDA if the GoN event of default is not cured within a defined cure period, in which case the following payments will apply:</p> <ul style="list-style-type: none"> • GoN event of default prior to financial close: reasonable and prudent costs for project development including for project land + transfer taxes; or • GoN event of default on or after financial close: debt + any undisputed sums due and owing from GoN, NEA or other GoN instrumentalities + finance costs + equity (including shareholder loans) + 120% of equity + transfer taxes - insurance proceeds - any remaining amount in a debt service reserve account. <p>PPA: NEA event of default is limited to:</p> <ul style="list-style-type: none"> • dissolution of NEA other than as permitted by the PPA; • transfer of its rights other than as permitted by the PPA; • payment default exceeding 45 days after the due date; and • failure to perform any other material obligation under the PPA that is not remedied within 60 days of written notice. <p>Following termination by the Project Company, there is only an entitlement to recover damages under general law. No fixed termination payments apply.</p>	<p>events of default under the PDA is also included under the list of NEA events of default in the PPA. In practice this may not be of concern given that the PPA states that it will automatically terminate if the PDA is also terminated, and termination payments are dealt with under the PDA.</p>	<p>trigger an event of default by all of the governmental counterparties under the other governmental project agreements.</p> <p>Termination of any one of the governmental project agreements should similarly trigger the automatic termination of the other governmental project agreements.</p> <p>Both of these matters can be addressed in each of the PPA and PDA.</p>	
41.	Project Company Default	<p>PDA: Project Company events of default include:</p> <ul style="list-style-type: none"> • breach of payment obligations for 60 days; • insolvency events; • failure to achieve commercial operation as scheduled; • failure to deliver the performance security or handover guarantee; • abandonment; • breach of shareholding restrictions; • event of default under the PPA or GoN land lease agreements attributable to the Project Company; • breach of representations and warranties; • noncompliance with expert or arbitral tribunal order; • non-fulfillment of condition subsequent; • other material breach. <p>GoN can terminate the PDA if the Project Company event of default is not cured within a defined cure period, in which case the following payments will apply: Project</p>	-	<p>Definition of DamCo's default should be added in PDA and DLC. NEA acknowledge DamCo's default in PPA.</p> <p>Rather than allowing DamCo's defaults under DLC to trigger a GenCo's default under the PPA, PDA/PPA should provide that no GenCo default will arise to the extent that it is due to a default by DamCo under DLC.</p> <p>GenCo's default trigger termination of PPA and DLC. Consequential procedure at DamCo's default should be defined (e.g., GoN's taking over DamCo).</p>	<p>Current contractual procedure and entitlement is maintained. DamCo's default should be defined in PDA and PPA.</p>

No.	Risk	Nepal Risk Allocation Current Status (UT1 PDA, PPA Template)	General Remarks and Recommended Changes	VSPPM Position	Proposal on VSPPM Position
		<p>Company event of default prior to financial close: project land acquired at cost price + transfer taxes + other project assets that GoN wishes to acquire at fair price determined by expert; or</p> <p>Company event of default on or after financial close: debt + any undisputed sums due and owing from GoN, NEA or other GoN instrumentalities + finance costs + transfer taxes - insurance proceeds - any remaining amount in a debt service reserve account.</p> <p>PPA: The Project Company is required to compensate NEA for any damages it incurs as a consequence of termination for the Project Company's default.</p>			
42.	Termination by Political Force Majeure	<p>PDA: Either GoN or the Project Company can terminate due to a prolonged political force majeure or change in law (unless GoN has continued to pay the Project Company for the revenue shortfall under the PPA), in which case the following payments will apply:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Prolonged political force majeure or change in law over 24 months prior to financial close: reasonable and prudent costs for project development including for project land + transfer taxes; or • Prolonged political force majeure or change in law over 24 months after financial close: debt + any undisputed sums due and owing from GoN, NEA or other GoN instrumentalities + finance costs + equity (including shareholder loans) +120% of equity + transfer taxes - insurance proceeds - any remaining amount in a debt service reserve account. <p>PPA:</p> <ul style="list-style-type: none"> • The unaffected party can terminate for a prolonged force majeure event (though the PPA will automatically terminate if the PDA is terminated). • No fixed termination payments apply. 	-	A corresponding right to terminate for prolonged political force majeure events will need to be included in the DLC.	Current contractual procedure and entitlement is maintained and applied to both GenCo and DamCo.
43.	Termination by Non-Political Force Majeure	<p>PDA: Either GoN or the Project Company can terminate due to a prolonged non-political force majeure event, in which case the following payments will apply:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Prolonged non-political force majeure over 24 months prior to financial close: project land acquired at cost price + transfer taxes + other project assets that GoN wishes to acquire at fair price determined by expert; or • Prolonged non-political force majeure over 24 months on or after financial close: debt + any undisputed sums due and owing from GoN, NEA or other GoN instrumentalities + finance costs + equity (including shareholder loans) + transfer taxes - insurance proceeds - any remaining amount in a debt service reserve account. <p>PPA:</p> <ul style="list-style-type: none"> • The unaffected party can terminate for a prolonged force majeure event (though the PPA will automatically terminate if the PDA is terminated). • No fixed termination payments apply. 	-	A corresponding right to terminate for prolonged non-political force majeure will need to be included in the DLC.	Current contractual procedure and entitlement is maintained and applied to both GenCo and DamCo.
44.	Delay in Land Acquisition	<p>PDA: Either GoN or the Project Company can terminate due to a prolonged delay with land acquisition, in which case the following payments will apply:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Land acquisition delay prior to financial close: reasonable and prudent costs for project development including for project land + transfer taxes; or • Land acquisition delay on or after financial close: debt + any undisputed sums due and owing from GoN, NEA or other GoN instrumentalities + finance costs + equity (including shareholder loans) + 120% of equity + transfer taxes - insurance proceeds - any remaining amount in a debt service reserve account. 	-	-	Current contractual procedure and entitlement is maintained and applied to both GenCo and DamCo.

No.	Risk	Nepal Risk Allocation Current Status (UT1 PDA, PPA Template)	General Remarks and Recommended Changes	VSPPM Position	Proposal on VSPPM Position
		<p>PPA:</p> <ul style="list-style-type: none"> This is not expressly addressed in the PPA. 			
Jurisdiction					
45.	Governing law	<p>PDA: English law. PPA: Nepalese law.</p>	-	-	<p>PDA: English law PPA: Nepalese law DLC: English law</p>
46.	Dispute resolution	<p>PDA:</p> <ul style="list-style-type: none"> Technical disputes are resolved by offshore expert determination in Singapore. Other disputes are determined by offshore arbitration in Singapore applying SIAC Arbitration Rules. Arbitration agreement is governed by English law. Both expert determination and arbitration is conducted in English. <p>PPA:</p> <ul style="list-style-type: none"> Onshore arbitration conducted in Kathmandu, Nepal applying under UNICITRAL Rules. Arbitration is conducted in English. 	-	-	<p>PDA, PPA and DLC:</p> <p>All project agreements are better to be governed by the same offshore arbitration mechanism, each with a joinder of claims provision included.</p>
Insurance					
47.	Project Company Insurances	<p>PDA:</p> <ul style="list-style-type: none"> General liability insurance. Insurance covering loss, damage or destruction of all assets on the project site. Such insurances as are otherwise required by law or the PPA. <p>PPA:</p> <ul style="list-style-type: none"> Prior to COD – contractor’s all risk insurance, general liability insurance, loss of profit cover and such other insurances as may be required by law. From COD – third party liability insurance, general liability insurance, employee compensation insurance, business interruption insurance, and such other insurance as may be required by law. 	-	DLC include required insurance by DamCo.	Current contractual obligation is maintained and applied to both GenCo and DamCo.
48.	NEA/GoN insurances	There is no requirement for NEA or GoN to take out any insurances.	Generally in-line with regional precedents, though it is not unusual for the off-taker to still be required to take out general liability and third party liability insurance	-	-
Taxes, Royalties and other Payments by Project Company					
49.	Tax exemptions (Income taxes)	<p>General:</p> <ul style="list-style-type: none"> Full income tax exemptions for the first 10 years from the date of commercial operation and 50% income tax exemption for the next five years for projects with COD prior to 12 April 2024, is provided by the Income Tax Act 2002. No additional approvals are required for the Company to benefit from such income tax exemptions. <p>PDA:</p> <ul style="list-style-type: none"> These tax exemptions are repeated in the PDA. The Project Company is also protected with respect to these exemptions (and more generally) through the change in law and change in tax provision in the PDA. 	Incentives for foreign developer should be considered.	Tax exemptions for DamCo should be considered.	-
50.	Tax exemption (Customs Duties and VAT subsidy)	<p>General:</p>	Incentives for foreign developer should be considered.	Dam Lease Fee should be VAT exempt.	-

No.	Risk	Nepal Risk Allocation Current Status (UT1 PDA, PPA Template)	General Remarks and Recommended Changes	VSPPM Position	Proposal on VSPPM Position
		<ul style="list-style-type: none"> As per the Finance Act, the GoN will charge customs duties at the lowest rate of one percent for the import of electromechanical and other equipment on the recommendation of DoED. As per the Budget of Fiscal Year 2014/2015, the GoN will also provide a subsidy of NPR 5 million per MW of installed capacity for projects achieving COD by 12 April 2024, as it is complicated in Nepal to establish transparent procedures for VAT refunds. However, GoN has not disbursed this subsidy yet. <p><u>PDA:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> These tax exemptions are repeated in the PDA. The Project Company is also protected with respect to these exemptions (and more generally) through the change in law and change in tax provision in the PDA. 			
51.	Free Shares/Free Power/Shares for Project Affected People	<p><u>General:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> Free shares and free power have so far only been requested by the GoN on (i) power export projects that have been awarded through a competitive bidding process and (ii) domestic supply projects out of the GoN Reserved Projects awarded through competitive bidding or direct negotiation process. They have not been featured on domestic supply projects developed through ordinary licensing modality. Action Plan 2016 provides that all hydropower projects must allot 10% of their shares to the residents of project affected areas. Such persons are required to pay for the shares they receive at par value. Also, the persons who are to be provided compensation by the project due to land acquisition or resettlement are to be provided an option to obtain shares instead of financial compensation. These requirements have also been reflected in the terms of the generation licenses granted to recent hydropower projects. Projects raising funds through an IPO are required to allot 10% of their issued capital to residents of project-affected area. Such persons are required to pay for the shares they receive at par value. <p><u>PDA:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> The Project Company is required to provide an option for project affected people residing permanently in the districts of the project area to purchase at par value directly or indirectly up to 10% of the shares in the Project Company. It is likely that these shares will be held indirectly through a public limited company established for this purpose. 	<p>The concept of shares being allocated to residents in the project-affected area will also require further discussion – highly unusual and likely to be of concern to lenders.</p>	<p>Discussion should be made whether free share of DamCo or GenCo is provided to which people affected by dam or power facilities.</p> <p>It may be determined project by project.</p>	To be discussed with GoN
52.	Royalties	<p><u>General:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> Royalties are usually charged by the GoN and are payable monthly on a pro-rata basis at the following rates that are prescribed in the Electricity Act: First fifteen years following COD: NPR 200 per KW capacity per annum, plus 2% of gross revenues per annum. After such fifteen years: NPR 1500 per KW capacity per annum, plus 10% of gross revenues per annum. In projects that have been licensed by the GoN through a competitive bidding process where the PPA rates have been fixed by the GoN as part of the tender, parties proposing higher royalties will be awarded the project. <p><u>PDA:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> The requirement to pay such royalties are repeated in the PDA. 	<p>Royalty for domestic power supply project is not common. Amount of royalty is better to be discussed project by project.</p>	-	-

添付資料 3

簡易リスク・マトリックス

簡易リスク・マトリックス

	GoN	NEA	Dam Co	Gen Co
Pre-construction				
Political				
Delay obtaining permits	✓			
Objection from stakeholders, NGOs	✓			
Administrative				
Delay land acquisition/resettlement	✓			
Physical				
New findings of endangered species/critical habitat	✓			
Commercial				
Contractor's bid higher than budget			✓	✓
Environmental				
Delay of environmental/social permits	✓			
Construction				
Political				
Political Force Majeure	✓	✓		
Change of Laws	✓	✓		
Administrative				
Delay of site access due to land clearance	✓			
Physical				
Construction delay due to flooding, land slide below Force Majeure criteria			✓	✓
Natural disaster as Force Majeure	✓	✓		
Technical				
Failure of construction due to inappropriate design			✓	✓
Poor performance of Contractor			✓	✓
Poor quality of constructed structures			✓	✓
Unforeseen geotechnical condition	✓	✓		
Increased volume of excavation due to geology			✓	✓
Accidents/safety			✓	✓
Unavailability of construction materials			✓	✓
Change in the design			✓	✓
Delay of energy receiving facilities		✓		
Commercial				
Hyper inflation			✓	✓
Insolvency of Contractor			✓	✓
Labor disputes			✓	✓
Environmental				
Disturbance of sacred places			✓	✓
Findings of fossils, antiquities	✓	✓		
Operation				
Political				
Political Force Majeure	✓	✓		
Change in Laws	✓	✓		
Physical				
Landslides in reservoirs during operation			✓	✓
Landslides in access roads during operation			✓	✓
Lessen energy generation due to draught		✓		
Natural disaster as Force Majeure	✓	✓		
Technical				
Operation problems related to poor maintenance or lack of spare parts			✓	✓
Unexpected large sedimentation or landslide causing loss of effective storage capacity				
Commercial				
Hyper inflation			✓	✓
Labor disputes			✓	✓

