ネパールの電力セクター事情

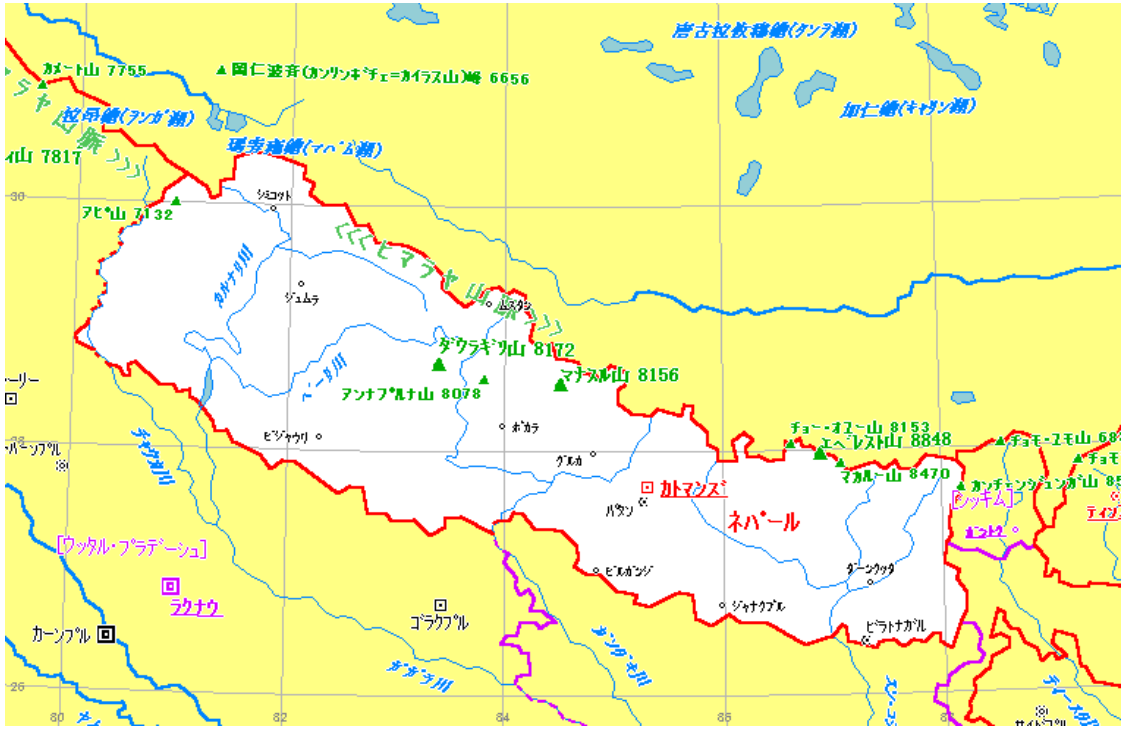
2018年10月

NEA派遣JICA専門家
尾﨑　行義

目次

１．ネパールの一般事情
２．電力セクターの現状
２．１　既存設備および供給力
２．２　南アジア諸国の電力比較
２．３　世界の包蔵水力
３．将来の需給バランス予測
３．１　需要予測
３．２　供給力予測
３．３　需給バランス予測（発電量）
３．４　需給バランス予測（ピーク出力）
４．電力セクターの課題
４．１　膨大な建設資金の調達
４．２　建設工期の遅延と建設費の増大
４．３　需要の日間変動
４．４　供給力の季節間変動
４．５　本邦企業の参画
５．JICAの主な支援実績
６．今後の事業協力の可能性

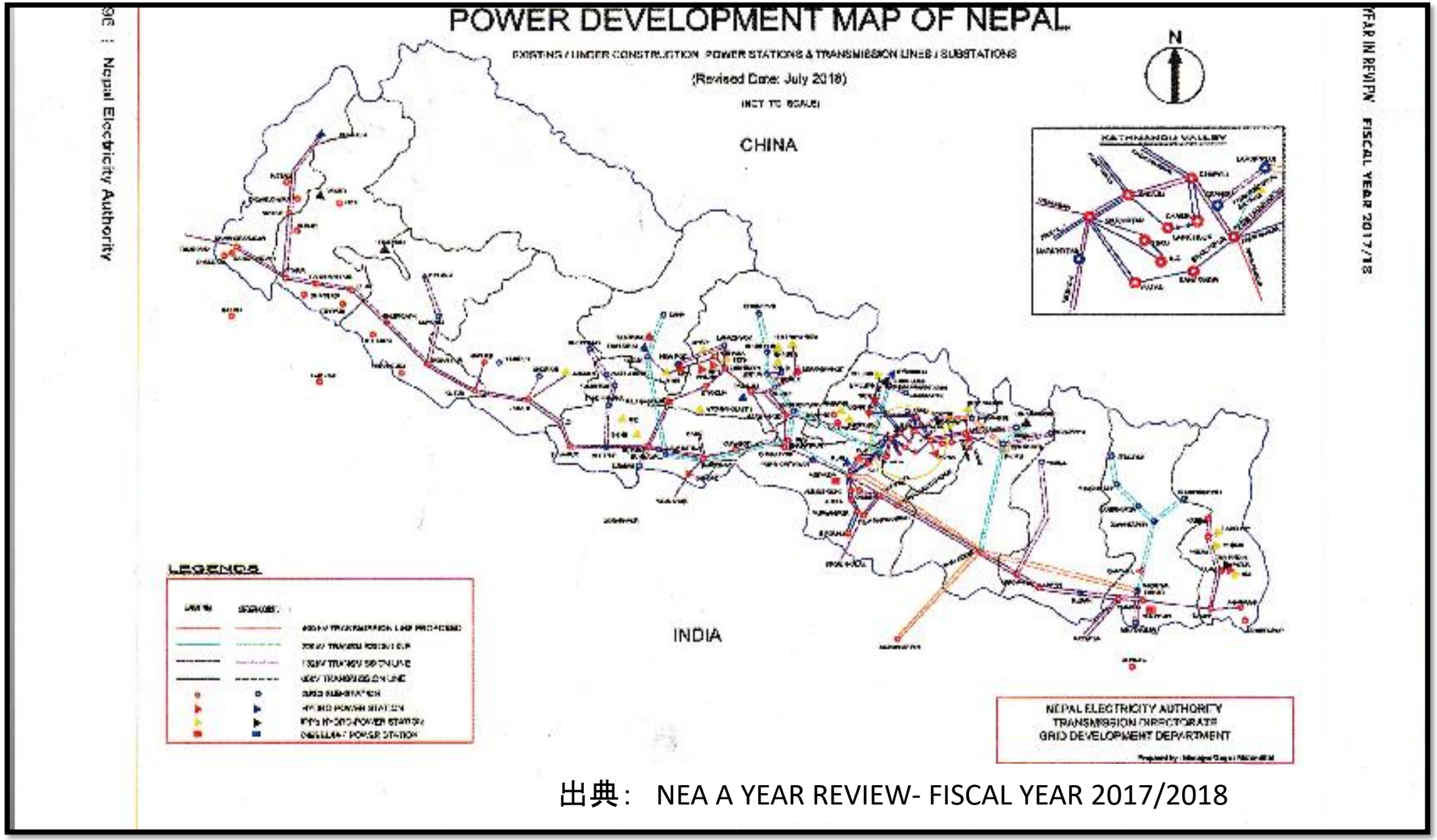
1．ネパールの一般事情



・面積:　14.7万Km2（北海道の約1.8倍）
・人口：　2,898万人（2016年、世銀）
・政治体制：　連邦民主共和制
・GDP:　848ドル/人（2016/17年度、ネパール財務省）
　　GDPの30%は海外出稼ぎ送金
・主要産業：　農林業、卸売業、不動産業
・総貿易額
　　輸出：　730.5億ルピー
　　輸入：　9901.1億ルピー
　　（2016/17年度、ネパール中央銀行）
・主要貿易品目
　　輸出：　既製服、カーペット、食品（豆、香辛料）
　　輸入：　石油製品、鉄鋼製品、輸送用機械

出典）外務省ネパール連邦民主共和国　基礎データ　平成30年5月

2. 電力セクターの現状



出典： NEA A YEAR REVIEW- FISCAL YEAR 2017/2018

2.1 既存設備および供給力

（1） 発電設備

NEA所有 水力発電所 （52カ所） 508 MW

NEA所有 火力発電所 （4カ所） 54 MW

IPP所有 水力発電所 （75カ所） 513 MW

合計 (131カ所）1,075 MW

（2） 送電設備

400KV 国際送電線 (Dhalkebar – Muzzaffarpur) 78 km, 2回線

220KV 送電線 (Khimti – Dhalkebar) 73 km, 1回線

132KV 送電線 (32ライン) 2,871 km

66KV送電線 (16ライン) 514 km

（3） ピーク供給力 (2017/18年度）

ピーク需要: 1,508 MW

ピーク供給力 NEA + IPP: 792 MW

インドからの輸入 : 344 MW

Load Shedding (負荷遮断) : 372 MW

（4） 発電量（2017/18年度）

NEA水力	2,308 GWh	33 %
NEA火力	0.1 GWh	0 %
IPP水力	2,168 GWh	30 %
インドからの購入	2,582 GWh	37 %

カリガンダキ-A 発電所

2.2 南アジア諸国の電力比較

項目	ネパール		インド		バングラ		ブータン		スリランカ		備考(日本)	
一般												
人口(百万人)	28.5		1311.1		161		0.8		20.7		128.1	
GDP(US$/人)	752		1,616		1,234		2,561		3,925		32,426	
発電設備容量												
水力(MW, %)	802	93.7	42,783	14.4	230	2.2	1,606	99	1,684	43.8	45,786	19.8
火力(MW, %)	53	6.2	210,675	70.7	10,209	97.8	8	0.5	2,015	52.4	143,040	61.8
原子力(MW, %)			5,780	1.9							42,048	18.2
その他(MW, %)	0.1	0.1	38,822	13			8	0.5	148	3.8	610	0.3
計(MW, %)	855	100	298,060	100	10,439	100	1,622	100	3,847	100	231,484	100
発電電力量												
水力(GWh、%)	3,635	72.6	121,341	11	564	1.3	2,101	99	5,969	45.6	74,914	9.8
火力(GWh、%)	1	0	943,407	85.2	41,894	98.7			6,718	51.3	675,650	88.6
原子力(GWh、%)			37,392	3.4							9,437	1.2
その他(GWh、%)	* 1,370	27.4	5,245	0.5			15	1	402	3.1	2,550	0.3
計(GWh、%)	5,006	100	1,107,385	100	42,458	100	2,116	100	13,090	100	762,551	100
販売電力量												
家庭用(GWh、%)	1,679	44.9	183,700	22.3	20,470	51.7			4,438	37.9	259,199	32.5
商業用(GWh、%)	300	8	72,794	8.8	3,685	9.3			2,756	23.5	209,953	26.3
工業用(GWh、%)	1,352	36.1	365,989	44.4	13,308	33.6			3,873	33.1	319,213	40
その他(GWh、%)	410	11	201,818	24.5	2,160	5.4			637	5.4	8,692	1.1
計(GWh、%)	3,741	100	824,301	100	39,624	100	2,057	100	11,705	100	797,057	100
販売電力量(KWh/人)	131		679		246		2,654		565		6,224	
販売単価(US$/KWh)	8.36		8.07		6.06		3.41		11.06		16.7	
電化率(%)	76.3		98.1		74		99		98.5		100	
送配電ロス(%)	24.4		23		13.6		4.8		10		4.7	
出典: アジア諸国の電力統計 2015年度、(社)海外電力調査会, 2017/4更新												
注) *:: インドからの購入電力量												

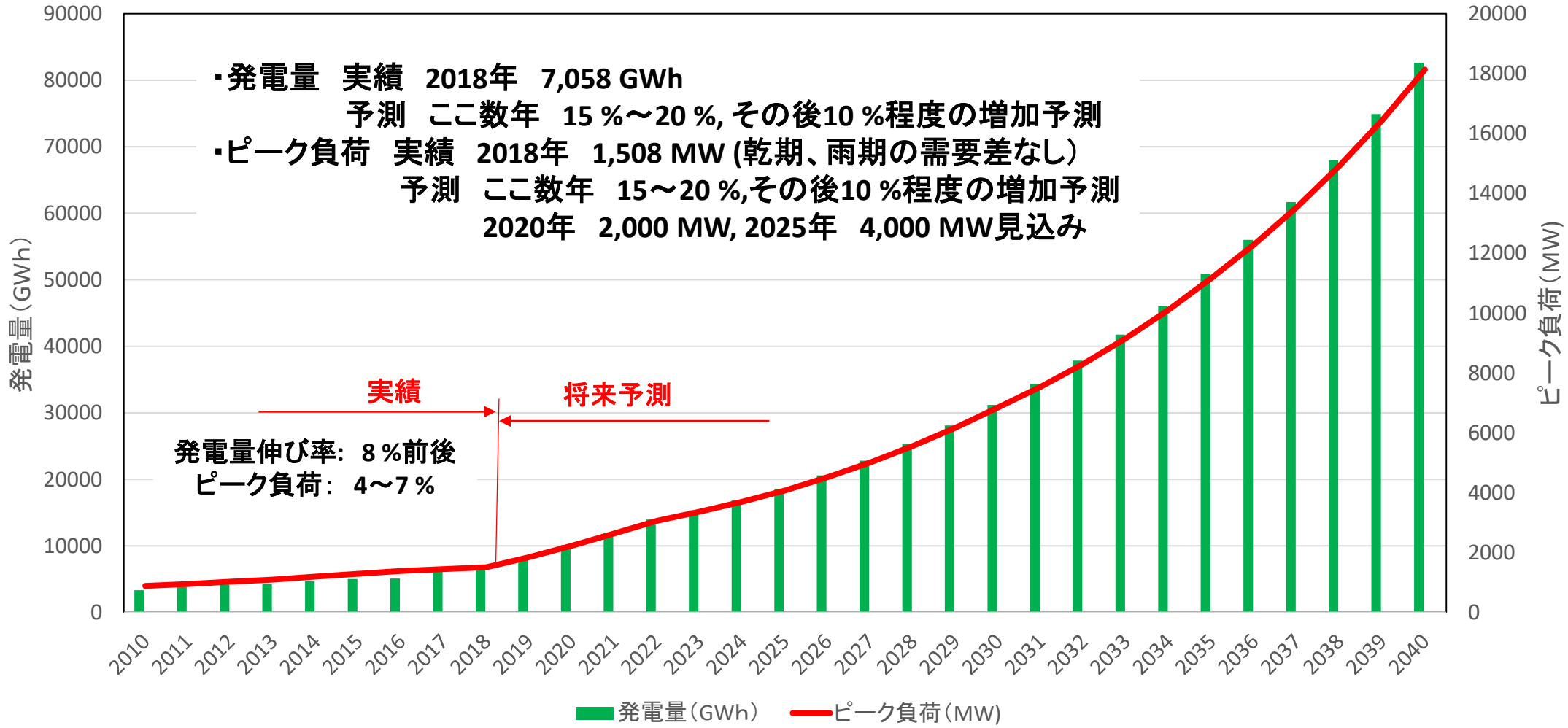
注） 2017/18年時点 (ネパール） 販売電力量： 192 KWh/人、販売単価： 10.04 NRs, 送配電ロス： 20.45 %

2.3 世界の包蔵水力

国名	理論包蔵水力（MW)	開発可能包蔵水力（MW)
中国	689,000	410,000
インド	249,000	120,000
カナダ		49,000
ネパール	83,000	42,000
ミャンマー	108,000	39,000
ブラジル	260,000	25,000

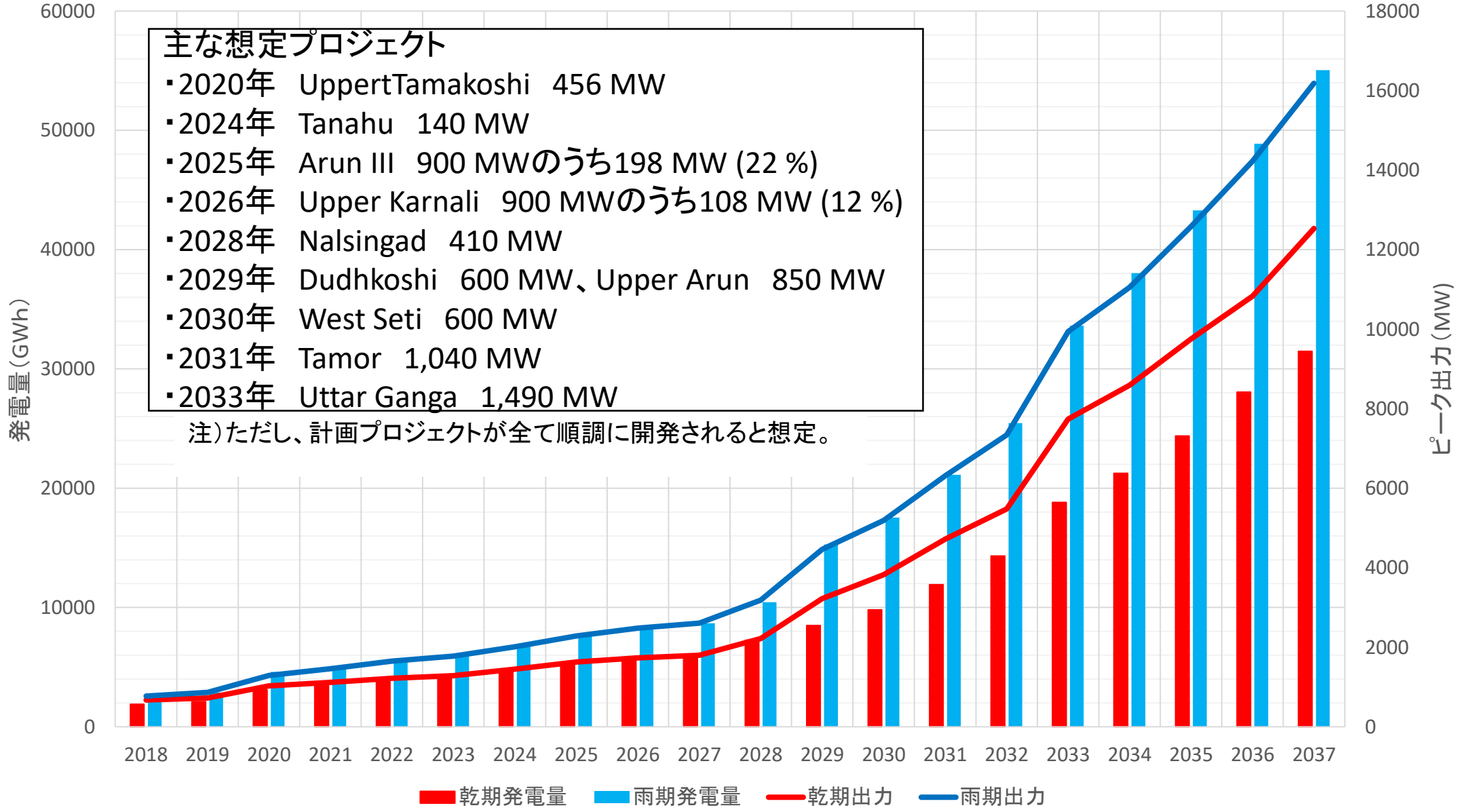
出典: International Water Power & Dam Construction YEARBOOK 2008

3. 将来の需給バランス予測
3.1　需要予測

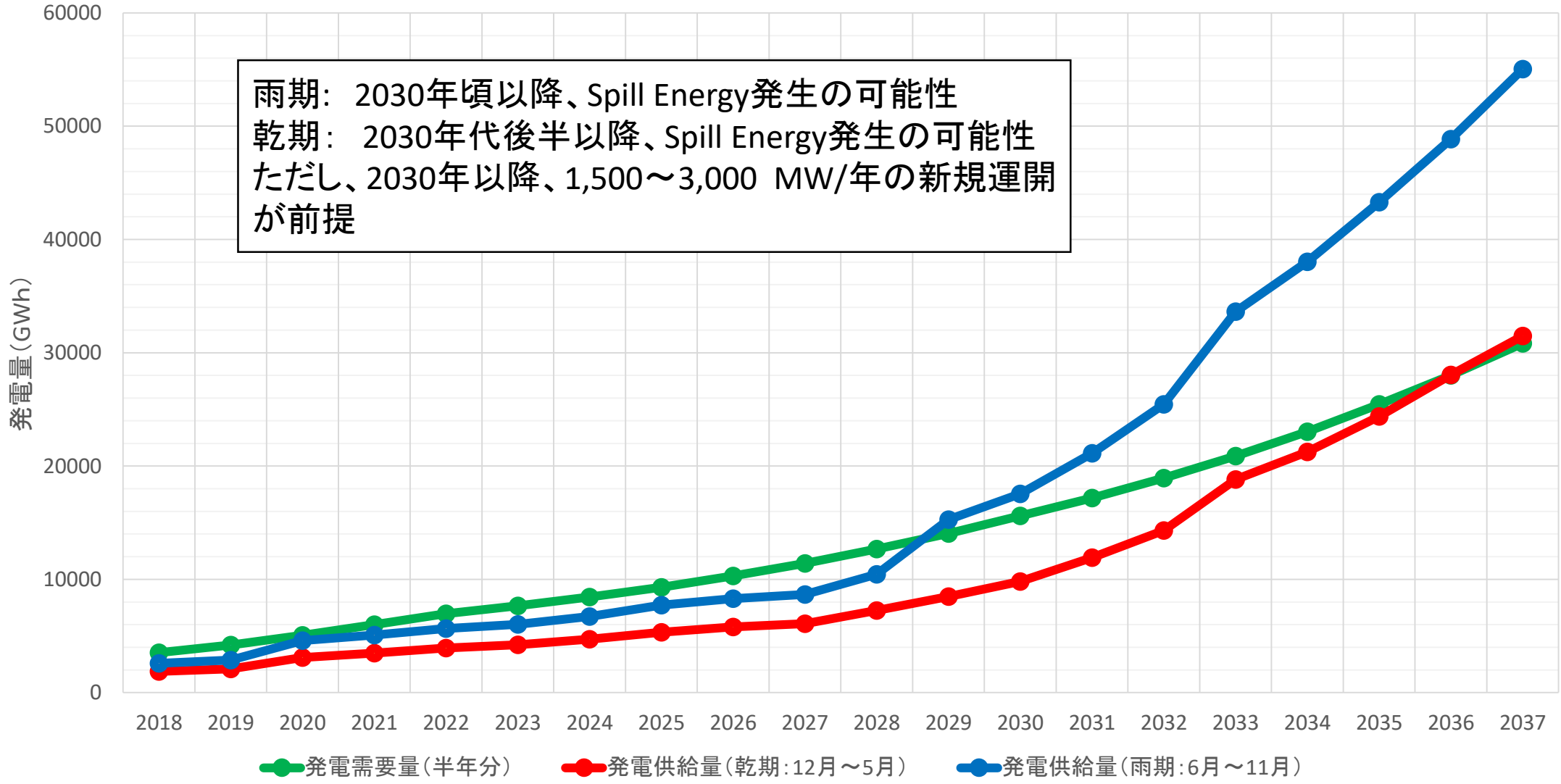


出典:　NEA A YEAR REVIEW- FISCAL YEAR 2017/2018

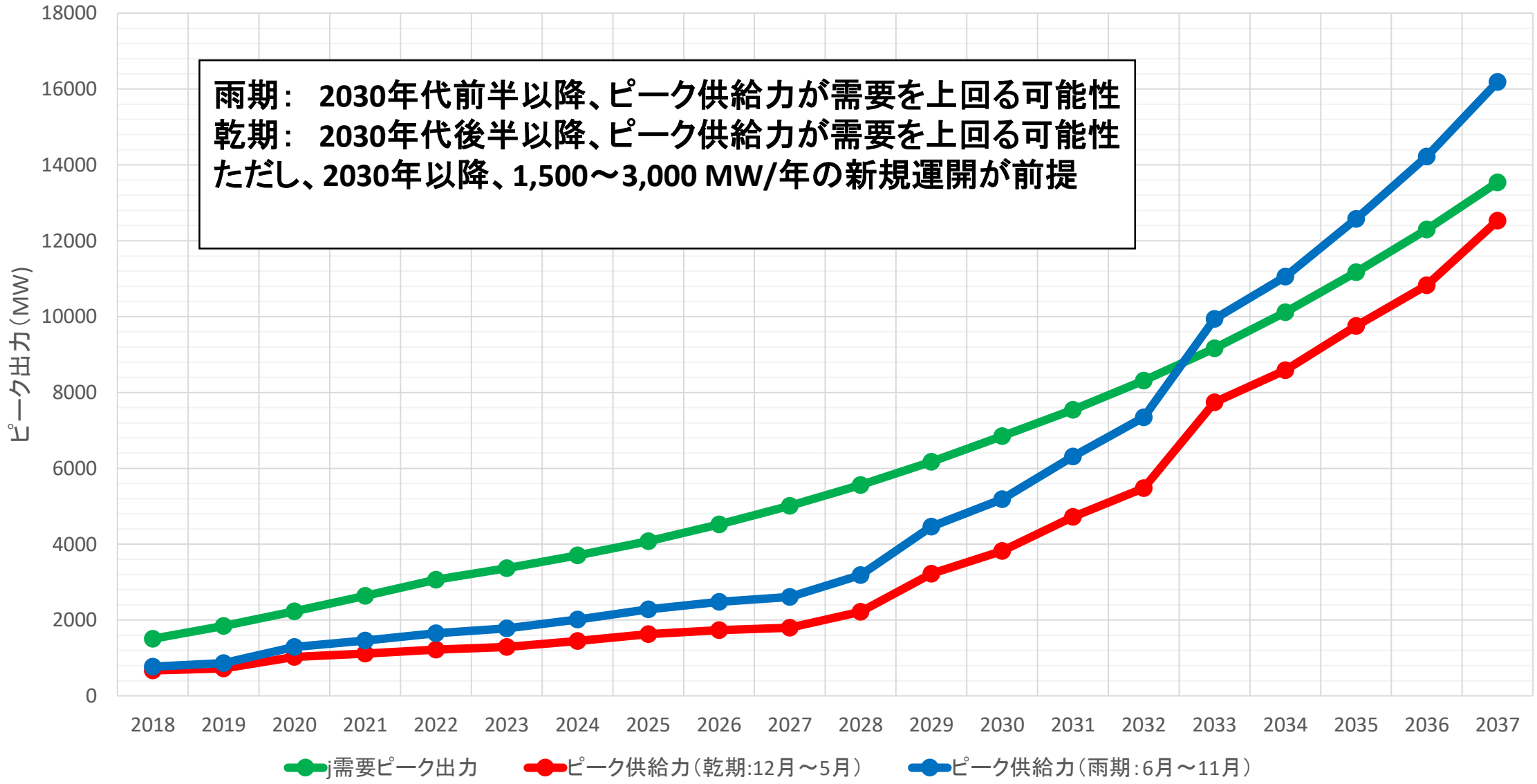
3.2 供給力予測


主な想定プロジェクト
・2020年　UppertTamakoshi　456 MW
・2024年　Tanahu　140 MW
・2025年　Arun III　900 MWのうち198 MW (22 %)
・2026年　Upper Karnali　900 MWのうち108 MW (12 %)
・2028年　Nalsingad　410 MW
・2029年　Dudhkoshi　600 MW、Upper Arun　850 MW
・2030年　West Seti　600 MW
・2031年　Tamor　1,040 MW
・2033年　Uttar Ganga　1,490 MW
注）ただし、計画プロジェクトが全て順調に開発されると想定。
発電量（GWh）
ピーク出力（MW）
60000
50000
40000
30000
20000
10000
0
18000
16000
14000
12000
10000
8000
6000
4000
2000
0
2018
2019
2020
2021
2022
2023
2024
2025
2026
2027
2028
2029
2030
2031
2032
2033
2034
2035
2036
2037
乾期発電量
雨期発電量
乾期出力
雨期出力

3.3 需給バランス予測（発電量）



3.4　需給バランス予測（ピーク出力）



4. 電力セクターの課題
4.1　膨大な建設資金の調達

- 建設費の目安
  流れ込み式　　：　2,000 US$/KW
  日間調整池式　：　2,500 US$/KW
  貯水池式　　：　3,000 US$/KW
- 例えば、年間400 MWの発電所建設を行うためには、毎年1,000億円前後の資金が必要 ← 因みに、年間国家予算：約8,000億円、NEAの年間収入：約600億円
- この膨大な資金調達には、諸外国からのソフトローン、民間投資が必須

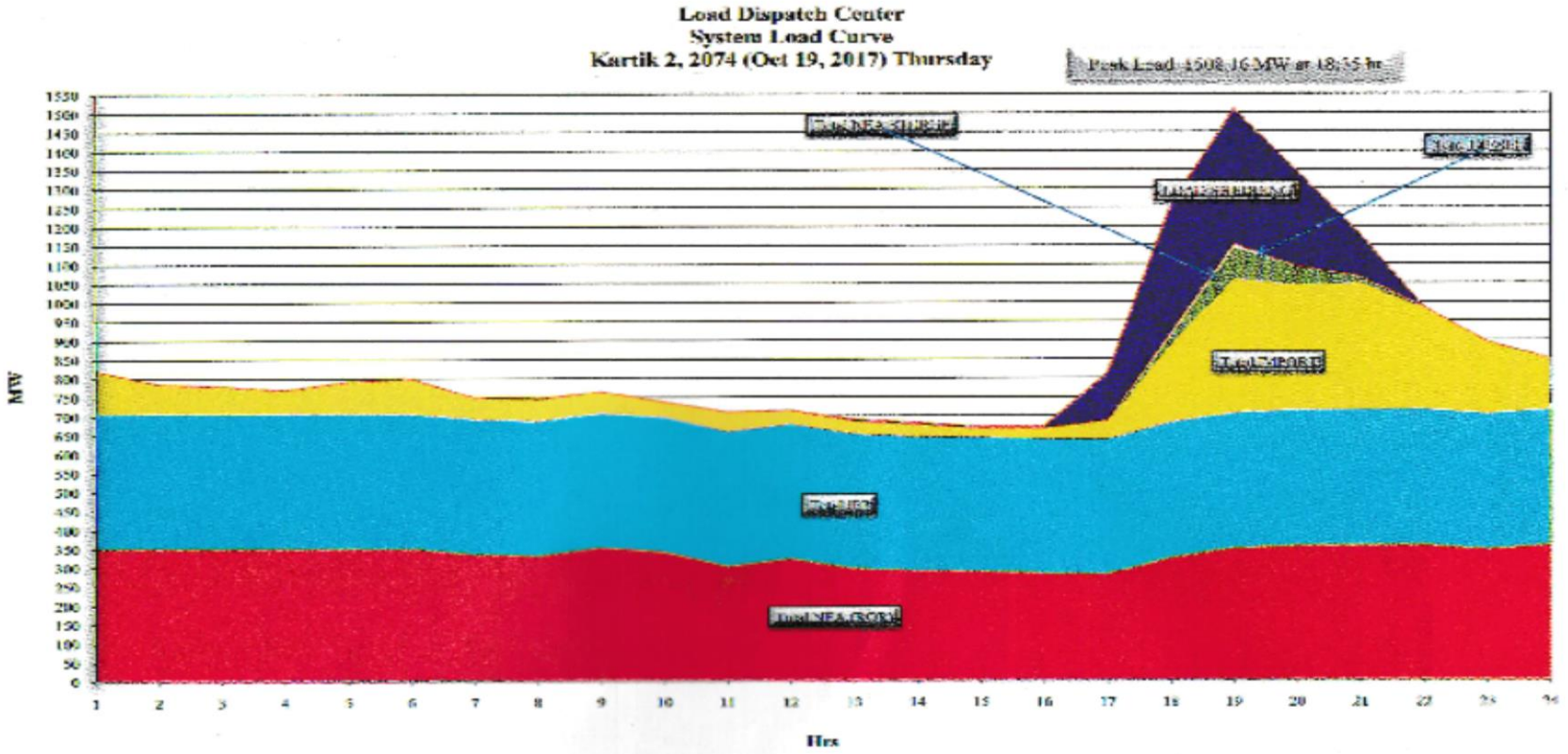
4.2 建設工期の遅延と建設費の増大（NEA関連プロジェクト）

プロジェクト名	工期	建設費	変更理由
Chamelia （30 MW)	当初: 2007年～2011年 変更: 2007年～2018年（1月）	当初: 79 MUS$ 変更: 5,000 US$/KW ?	・地質条件の悪化 ・支払遅延 ・土地取得の遅れ
Kulikani III (14 MW)	当初: 2008年～2011年 変更: 2008年～2018年	当初: 2.43 BNRs 変更: 4.63 BNRs	・業者（中国）の作業中断
Upper Tamakoshi (456 MW)	当初: 2011年～2016年 変更: 2011年～2019年	当初: 441 MUS$ 変更: 512 MUS$（2016年時点）	・地震による地滑り、封鎖 ・設計変更
Trisuli 3A (60 MW)	当初: 2011年～2014年 変更: 2011年～2019年	当初: 89 MUS$ 変更: 126 MUS$	・地震による地滑り、工事中断

→ 膨大な収入減（遅延に伴う売電収入減＋建設費増分）

4.3 需要の日間変動

System Load Curve of Peak Load Day



Nepal Electricity Authority : 175

FINANCE DIRECTORATE FISCAL YEAR 2017/18

昼間の需要はタ方ピーク時の半分以下に低下
（現在の消費量は、家庭用　45 %、産業用　36 %）

4.4　供給力の季節間変動

年	乾期（12月～3月）の設備利用率（%）	雨期（7月～10月）の設備利用率（%）	年間平均設備利用率（%）
2018	37.2	68.2	54.6
2017	42.7	62.6	55.7
2016	38.8	65.6	51.7
2015	43.0	63.2	57.3
2014	40.6	65.2	55.4
平均	40.5	65.0	54.9

乾期の供給力は雨期の6割程度に低下
(将来的には、近隣諸国間での電力融通による調整が効果的)

4.5　本邦企業の参画

業務	参画外国企業
コンサルタント	ヨーロッパ（ドイツ、イタリア、ノルウエー）、オーストラリア、インド、中国
工事施工	中国、インド、イタリア、オーストリア
IPP (投資）	ノルウエー、アメリカ、中国、インド

・現在、本邦企業の参画なし
・今後、本邦企業の参画期待

5. JICAの主な支援実績

	案件名	協調融資先
有償資金協力	クリカニ第一発電所　（1975および78年度承諾、 計40億円）	世銀
	クリカニ第二発電所　（1982および83年度承諾、 計122億円）	
	カリガンダキA水力発電所　（1996年度承諾、 169億円）	ADB
	タナフ水力発電所　（2012年度　承諾、 151億円）	ADB, EIB
無償資金協力	カトマンズ地区配電網整備計画（7件）　（1980～2013年度、 計112.33億円）	
	新カワソテ変電所建設計画　（2007年度、 8.5億円）	
	太陽光を活用したクリーンエネルギー導入計画　（2009年度、 6.6億円）	
	西部地域小水力発電所改善計画　（2014年度、 15.7億円）	
技術協力	各種の開発調査（M/P,　F/S)　（1974～2007年度）	
	全国貯水池式水力発電所マスタープラン調査　（2011～2013年度）	
	電力発電計画アドバイザー　（2001年度～継続中）	

6. 今後の事業協力の可能性

- 貯水池プロジェクトに対するODA融資（ソフトローン）と民間投資の組合せ方式による支援 ⟸ PPP方式による開発

・民間企業の先端技術に対する支援（無償、有償）

例えば、蓄電池（Short Term目標）

・技術協力支援

例えば、貯水池計画、揚水発電計画（Long Term目標）