

THE UPGRADING FEASIBILITY STUDY ON THE DEVELOPMENT
 OF THE KULEKHANI III HYDROPOWER PROJECT
 IN THE KINGDOM OF NEPAL
 JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

図 4.4.2
 放水口下流のピーク放流影響範囲

第 5 章

第 5 章 電力事情調査

5.1 電力分野の現況

5.1.1 電力分野の制度

1992 年の電力法(Electricity Act, 2049)が制定され、政府から免許得ることにより民間企業の電力事業への参入が原則的に自由となった。現在ネパールにおける電力供給事業は、同法の下行われている。また、同じく 1992 年に制定された外国資本および技術移転法 (The Foreign Investment and Technology Transfer Act, 1992)、水力開発政策 (Hydropower Development Policy, 1992) により水力開発への外国資本の導入も可能となっている。

電力法の概要は以下の通りである。

- 免許を取得しない者は、電気に関する調査、発電、送電または配電を行ってはならない。
- ただし、1000 kW 以下の電気に関する調査、発電、送電または配電については免許の取得は不要である。しかし、100 kW ~ 1000 kW までの水力発電、およびその送電および配電については、事前にその実施を所定の方法に従い、所轄官庁に届け出なければならない。
- 電気事業に関する調査、発電、送電または配電を行おうとする者は、経済・技術・環境についての調査報告書および所定の資料と共に免許の申請を所轄官庁に行わなければならない。
- 免許を売却または譲渡する場合は、所轄官庁の承認を得なければならない。
- 免許の有効期限は、調査については最長 5 年、発電、送電、配電事業については最長 50 年とする。
- 同法によって、ある地域における配電の免許が企業または個人に与えられた場合、同地域に対する配電の免許を他の企業または個人に発行することはない。
- ネパール政府は、投資資本や財務や技術的に必要となる資金の回収を保証するため、電力の大口買取に関する契約を免許取得者で行うこともある。
- 商業目的の電力事業に対する免許料は以下の通りである。

	for fist 15 years	after first 15 years
1000 kW or less	non	non
hydro-electricity greater than 1000 kW	- NRs100/kW installed capacity/annum - 2 % of energy sales	- NRs1000/kW installed capacity/annum - 10 % of energy sales

出典：Electricity Act, 2049

- 収益税は以下の通り。

	for first 10 years	after 10 up to 15 years	after 15 years
Hydro-electricity generation transmission or distribution up to 1000 kW	non	non	non
Licensee for hydro-electricity generation transmission or distribution	non	non	*)lessened by 10 % than the corporate income tax levied pursuant to the prevailing law
Licensee for hydro-electricity transmission or distribution	non	lessened by 10 % than the corporate income tax levied pursuant to the prevailing law	lessened by 10 % than the corporate income tax levied pursuant to the prevailing law
*) 2001年12月現在の企業収益税は、25%であり、これを10%まで優遇することによって、 $25 \times 0.9 = 22.5\%$ となる。			

出典：Electricity Act, 2049

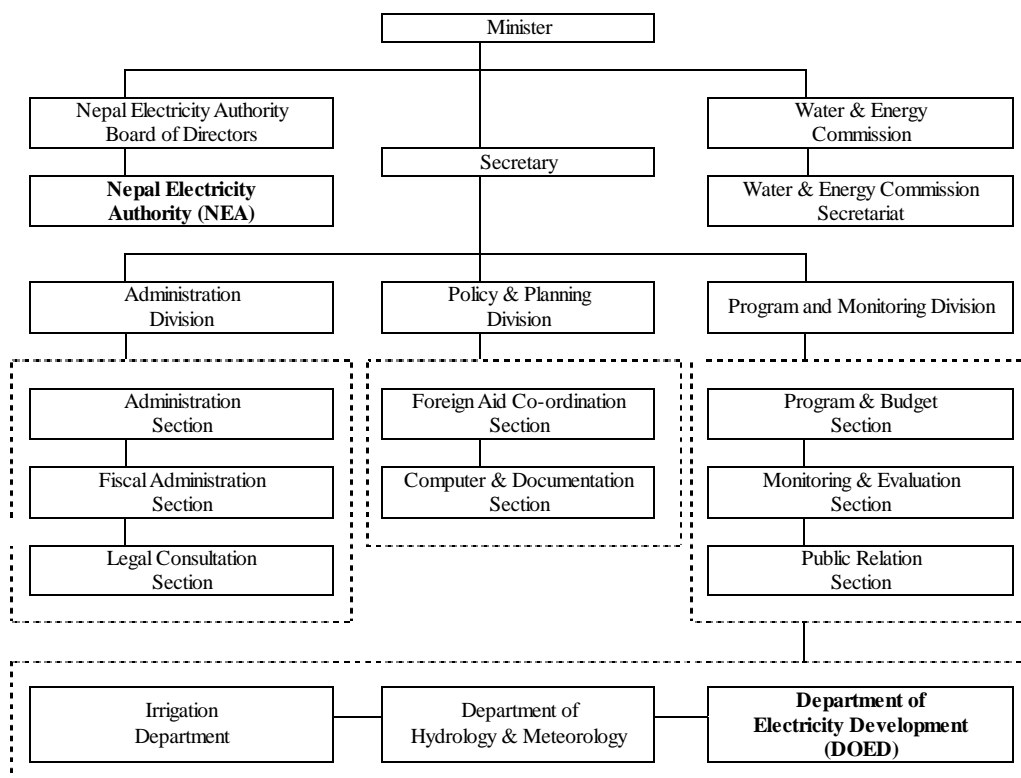
- 電力料金はネパール政府が決定し、免許取得者に料金決定の権限はない。
- 上記に係わらず、全国系統から独立した分散系統で配電を実施する者は、電力料金を決定することができる。

上記に示すように、税制上の優遇措置などにより、電力事業への新規参入を奨励する制度となっている。特に、1000 kW までの小規模電力事業については、免許取得の必要もなく、収入税も免除され、さらに、独立分散系統であれば電力料金の設定も行え、新規参入を促進する姿勢が強く示されている。現在の電化率が15%のネパールにおいて、これは地方電化の促進を強く意識した制度といえる。しかし、地方電化で収益性のある事業を行うのは、一般にどの国でも障害が多く、事実ネパールでも地方電化に参入した新規事業者はほとんどいない。

収益性および運営上、新規参入の最も容易なのは発電分野であり、水力発電分野へのIPP(Independent Power Producer: 独立系電力供給事業者)の参入は既に始まっている。太陽光や風力など水力以外で発電した電力事業に対しては、免許税は不要であるが、税制上の優遇措置は受けられない。

5.1.2 電力分野の組織

先に述べた電力法により電力行政を司るのが水資源省 (Ministry of Water Resources: MOWR) である。水資源省の組織図を以下に示す。



水資源省組織図

同省で電力行政の窓口となっているのは、電力開発局（Department of Electricity Development: DOED）である。

電力事業への民間企業の参入は可能となっているが、ネパールの電力供給事業の中心は、ネパール電力公社（Nepal Electricity Authority: NEA）により運営されている。NEA は水資源省の直轄する国有電気事業者で、その事業内容は発電、送電、変電、配電設備の計画、建設、運転、保守および電力販売と電力事業の全ての領域を含んでいる。NEA は 1985 年、当時の水資源省電力局（Electricity Department: ED）とネパール電力公社（Nepal Electricity Corporation: NEC）および関連部局が、NEA 法（1984 年）の下、合併することにより誕生した。

電力供給の他に、NEA 法で明記されている NEA の主な事業内容は、電力政策の政府への勧告、政府の事前承認を条件とした電力料金体系の勧告と決定、電力セクターにおける人材育成などである。また、主な権限としては、需要家からの電力料金の徴収、政府の事前承認の下、外国政府・国際機関からの資金の借り入れ、外国との電力の売買などとなっている。

NEA の組織図を図 5.1.1 に示す。

NEA では財務的に自立したより商業ベースによる組織運営を目指し、業務の効率化と利益を上げられる組織作りに取り組んでいる。その一環として、NEA の持つ約 56 の配電支店の内、15 の支店にプロフィット・センターの概念を導入し、支店での収益管理、電力損失の低減、より需要家に密着したサービスの提供を行う計画を進めている。

FY2001 年に 6 支店がプロフィット・センターとなり、残る 9 支店も FY2002 年にはプロフィット・センターとなった。

以下に FY2001 年にプロフィット・センターとなった 6 支店を、それぞれが NEA の全収益に占める割合、同全需要家数に占める割合、および配電損失と共に示す。

プロフィット・センターとなった 6 支店

Profit Center Branch	% of revenue of NEA's Total	% of Consumer of NEA's Total	% of Loss
Kathmandu Central	12.34	5.65	12.09
Lalitpur	3.51	4.01	41.07
Biratnagar	6.09	2.23	16.78
Birgunj	7.15	3.96	33.41
Pokhara	3.96	4.06	11.52
Nepalgunj	1.98	2.24	12.65
Total	35.03	22.15	

出典： NEA FY 2000/01 A Year in Review

上記に続き 2002 年よりプロフィット・センターになった 9 支店は、Kathmandu East、Kathmandu West、Bhaktapur、Hetauda、Bharatpur、Janakpur、Dharan、Butwal、Bhairahawa である。

電力事業における世界的な流れは、規制緩和、そして民営化である。NEA の運営もこの流れの中にあり、健全な財務体質構築に向け努力していることは上記で述べた通りである。また、収益の上げやすい発電分野には民間の参入を積極的に後押しし、将来的には配電分野も独立した組織として分割することも視野に入れている。しかし、20 年、30 年の長期的な観点で考えても、安定電力供給に責任を持つため、NEA は国家所有の電力会社として、少なくとも全国系統の送電および系統運用部分を所有していることになる。

5.1.3 電力開発政策

NEA のネパールにおける電力開発政策は以下の以下の通りである。

- (1) 水力を中心とした電源開発
- (2) インドとの電力融通
- (3) 貯水式水力発電と大型水力開発
- (4) 地方電化の推進

ネパールの豊富な包蔵水力を背景に、NEA としても電源開発は、水力を中心に進める方針を持っている。現在の電源開発計画の中に火力の開発計画は含まれていない。火力発電の優位な点は、発電能力が季節や気候の影響を受けないことにある。ネパールでは乾期において低下する水力発電の発電量を火力により補い、電力の供給信頼度を上げることができる。しかし、燃料となる石油や石炭の資源が無く、これらを輸入に頼っているネパールでは、エネルギーの安全保障の観点から火力の導入には消極的である。また、二酸化炭素の排出抑制という地球環境問題への世界的関心の高まりも、NEA が火力の導入に消極的な背景となっている。

乾期の供給信頼度を上げる方法として、火力を主要な電源としているインドからの電

力輸入が効果を挙げている。現在、電力融通量は 50 MW を限度としているが、雨期における電力輸出の方針とも絡めて、将来的には上限を 150 MW にする予定である。

供給信頼度を上げる手段として、クリカニ発電所のような貯水式発電所の発電能力増強が有効であるため、電源開発計画の中で、クリカニ第 3 水力発電所には高い優先順位がつけられている。

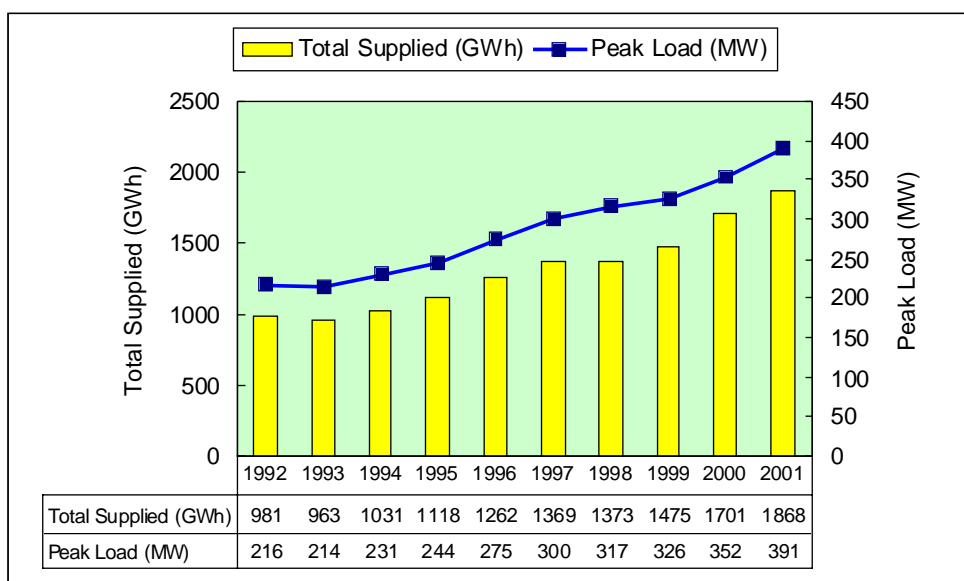
将来的には、大型水力開発を進め、乾期においても国内で消費量以上の発電量を確保することにより、供給信頼度を高め、余剰電力はインドに売電し、収益を上げる計画を持っている。

電化率が 15% という現状から、NEA では地方電化を今後の電力開発の重要な課題と位置付けている。全国系統の延長による電化と共に、山岳部など系統延長の困難な地域には、小水力を電源とした独立分散系統による地方電化を積極的に推し進めていく方針である。

5.1.4 電力需給

NEA の年次報告書 (FY2001/02 A YEAR IN REVIEW) における確定値として、ネパール全国系統における FY2001 年の総供給電力量は 1,868 GWh、販売電力量は 1,707 GWh、ピーク発電電力は 391 MW であった。総供給電力量に占めるインドからの輸入電力量の割合は約 12 %、同様にネパール国内の IPP からの買取電力量の割合は、約 27 % である。IPP も含め、国内で発電される電力量の内、火力 (ディーゼル) の占める割合は 1.7 %、他は全て水力発電により賄われている。需要側では、全需要家数に対し約 95.7 % が家庭需要家で、この家庭需要家からの売上が約 37.6 % 弱を占めている。産業需要に分類される需要家数は 2.3 % と少ないが、売上に占める割合は家庭需要家を若干上回り 38.0 % となっている。

全国系統における FY1971 年からの電力需給に関する記録を表 5.1.1 に示す。また、FY1992 年から FY2001 年までの総供給電力量およびピーク電力を下図に示す。



FY1992 年から FY2001 年までの総供給電力量およびピーク電力
出典: NEA FY 2001/02 A Year in Review

上記期間における総供給電力量およびピーク電力の年平均伸び率はそれぞれ、7.41 %、6.82 %となる。

5.1.5 電力料金

NEA の電力料金体系は、1993 年から 4 回改定されており、2002 年 8 月現在料金体系は同年 9 月に改定されたものである。現在の料金体系は 11 のカテゴリーよりなっており、さらに高圧受電需要家にたいしては、時間帯別の電力料金制度も 1998 年より導入されている。

現在の電力料金体系を表 5.1.2 に、また、表 5.1.3 に家庭需要、産業需要、商業需要および非商業需要について 1993 年から現在にいたるまでの料金改定の記録を示す。

電力料金のレベルは、NEA の経営健全化に向け以前からあった世銀や ADB からの料金引き上げの勧告もあり、現在では同国の経済レベルと物価レベルから考えると相当高いところにあるといえる。参考までに家庭需要の従量料金部分をみると、250 kWh を超えた分については NRs9.9/kWh である。NRs1.0=1.62 円で換算すると 16 円/kWh に相当する。

NEA の全電力料金収入を全販売電力量で割った平均電力料金で見ると、1991 年から 2001 年までに約 4.5 倍に上昇している。

FY1991 年から FY2001 年までの平均電力料金

FY	91	92	93	94	95	96	97	98	99	00	01
NRs/kWh	1.40	1.98	2.59	3.38	4.10	4.15	4.96	5.05	5.01	5.70	6.23

出典： NEA Internal Data and NEA FY 2000/01 A Year in Review

5.2 電力システムの現状と開発計画

5.2.1 既存電力システム

ネパールの電力システムは水力発電を電源とし、送電電圧は 132 kV および 66 kV を採用している。配電設備は主に 11 kV を高圧配電電圧とし、低圧配電電圧は 400/230 V、周波数は 50 Hz となっている。地方部では 33 kV の配電設備も多く使用されており、これは需要密度の低い地方部で長距離配電も行い、送電設備としての機能も果たしている。

全国系統 (National Grid) は南部テライ平原を東西に走る基幹線があり、これより北部山岳地帯にわずかに送電線が伸びている。全国系統のシステム図を図 5.2.1 に示す。

北部山岳地帯への全国系統からの系統延長は、経済的に困難な場合が多く、小水力と独立系統による電力供給システムも多く存在する。また、西部では太陽光発電による電力供給設備も 2 ヶ所存在する。風力発電設備は過去に導入されたこともあったが、現在稼働しているものはない。

5.2.2 既存の発電設備と送変電設備

NEA の年次報告書 (A Year in Review FY2001/02) によれば、2002 年 6 月現在の既存発電設備は、IPP の所有する設備も含め水力発電設備が設備容量 527.7 MW、同火力発電設備が 56.8 MW で合計 584.5 MW である。しかし、流れ込み式水力発電所が多いため、ピーク負荷の発生する乾期には設備容量分の出力を発電することは出来ない。乾期のピーク時間帯に可能な発電容量は、その年の出水状況によって大きく左右されるが、全体で 323 MW と推定されている。2001 年 12 月 12 日に FY2001/02 のピーク負荷が発生しており、この時の国内総発電電力は 415 MW であった。カリガンダキ A の 1 基運転に伴う発電電力 72MW を考慮すれば、推定値は実情を反映していると考えられる。

2002 年 7 月現在の全国系統に接続された既存発電設備を表 5.2.1 に示す。

全国系統を構成する送電線および変電所容量の概要を 33 kV システムも含め以下に示す。

全国系統を構成する送電線

Voltage (kV)	Circuit	Route Length (km)
132	single	1,132.00
132	double	412.10
66	single	231.46
66	double	161.30
66 & 132	double	22.00
66	four	3.37
33	single	2,362.00

出典: NEA FY 2001/02 A Year in Review

全国系統構成する変電所容量

Voltage (kV)	Transformer Capacity (MVA)
132/11	28.50
132/33	220.00
132/66	220.10
66/11	324.00
66/33	25.00

出典: NEA FY 2001/02 A Year in Review

5.2.3 独立系電力供給事業者の動向

電力法の施行をきっかけに、IPP (独立系電力供給事業者) が盛んな活動を展開している。現在、電力供給を行っている IPP が 4 社、発電所を建設中が 4 社の計 8 社となっており、全て水力発電所である。

IPP の活動状況

No.	Plant Name	Installed Capacity (MW)	Promoter's Name	Year In Service
Existing				
1	Andi Khola	5.1	Butwal Power Company	1991
2	Jhimruk	12.3	Butwal Power Company	1994
3	Khimti Khola	60.0	Himal Power Limited	2000
4	Upper Bhote Koshi	36.0	Bhote Kshi Power Co.	2000
Under Construction				
5	Chilime	20.0	Chilime Hydropower Co. Ltd.	(scheduled) 2002
6	Indrawati	7.5	National Hydropower Pvt. Ltd.	2003
7	Upper Modi	14.0	Jaitech	2003
8	Pilwa Khola	3.0	Arun Valley Hydropower Development Co., Pvt. Ltd.	2003

出典： NEA FY 2001/02 A Year in Review and NEA's Internal Data

発電事業およびその調査のための免許所得状況を表 5.2.2 に示す。同表より調査の免許を取得している計画が 62 あり、内 Upper Modi (SN: C.16)は既に建設を開始しているので、61 の計画が今後の事業の実現に向けて検討を進めていることになる。

5.2.4 電源開発計画

(1) ADB マスタープランによる最適電源開発計画

電源開発計画として総合的な検討を行った最新の調査は、ADB 資金による Power System Master Plan for Nepal¹ (以下、ADB マスタープラン)である。同調査では、Kali Gandaski A 完成後の 15 年、即ち、ネパール会計年度²2003 (以降、FY を付けて会計年度を表示) から FY2017 年までの最適電源開発計画を、最小コスト法により策定している。

同調査では、最適電源開発計画として以下 4 つのシナリオを策定している。

- 1) 水力と火力による最適電源開発計画
- 2) 水力のみによる最適電源開発計画
- 3) 水力のみによる最適電源開発計画 (フレキシブル案)
- 4) 高需要予測に基づく最適電源開発計画

ADB マスタープランで行われた需要予測では、中需要、低需要、高需要が 2 種類(低、高)の計 4 種類の予測が作成されている。上記電源開発計画の 1)から 3)は中需要に基づき、4)は高需要(低)の基づき策定されている。

1)案の火力の必要性は、乾期における水力の発電能力の低下と、この時期に需要のピークが発生するため、乾期のピーク需要を賅うことにある。2)案の水力のみ計画は Kulekhani III を 1)案より 7 年早く FY2005 年に、Upper Karnali を同 1 年早く FY2007 年

¹ Power System Master Plan for Nepal, Generation Expansion Plan Final Report, Financed by ADB, Norconsult International A.S. August 1998

² ネパールの会計年度は、毎年 7 月 16 日から翌年 7 月 15 日。会計年度 2002 年は 2001 年 7 月 16 日から 2002 年 7 月 15 日となる。

に、Arun 3 を同 2 年早く 2011 年に完成させ、火力を不要とし、インドへの電力輸出を積極的に行おうとするシナリオである。プロジェクトコストとしては、1)案が安くなるが、電力輸出の収益分を含めると 2)案の方が安くなる。さらに、火力発電を行う場合、石油資源を持たないネパールでは燃料を輸入せねばならず、長期的には電力の自給を目指すネパール政府の方針も考慮し、同調査としては、2)案を推奨案としている。

3)案は 2)案をベースに、大型水力開発である Upper Karnali と Arun 3 の完成が 1 年送れた場合を想定して、フレキシブルな対応としてより計画を進めやすい中小水力を先に投入していこうという案である。また、4)案は高い需要予測に対応した電源開発計画案となっている。

ADB マスタープランの推奨する 2)案をピーク需要予測値、プロジェクトコストなども含め、そのまま引用し、以下に示す。

ADB マスタープランによる最適電源開発計画

FY	Projects	Project Type	Project Capacity (MW) *)	Total System Capacity (MW) *)	Peak Load (MW) *)	Reserve Margin (MW) *)
2002				504	432	72
2003	Middle Marsyangdi	PROR	61	504	464	40
2004	Khimti Khola II **)	PROR	27	565	505	60
2005	Kulekhani III	PROR	12	629	549	80
2006	Likhu-4	PROR	44	641	594	47
2007	Upper Karnali	PROR	300	685	642	43
2008				985	692	293
2009				985	742	243
2010				974	799	175
2011	Arun 3	PROR	402	950	860	90
2012				1352	924	428
2013				1352	992	360
2014				1352	1063	289
2015				1352	1139	213
2016	Chameliya	PROR	30	1352	1219	133
2017				1382	1304	78
PV of total costs excluding export revenues:				751.3 mill. USD		
PV of total costs including export revenues:				586.4 mill. USD		
Present value of total investments:				840.6 mill. USD		

*) In driest season February/March

**) Construction of Khimti II increases the peaking capacity of Khimti 1.

出典：Generation Expansion Plan Final Report, August 1998

(2) NEA の電源開発計画

ADB マスタープランによる最適電源開発計画ファイナル・レポートの完成が 1998 年 8 月、この時点で建設中であった下記 7 発電所が、当時 2001 年 1 月までに完成するとの計画であり、これが最適電源開発計画策定の 1 つの条件であった。

- 1) Ilam (Puwa Khola)
- 2) Modi Khola

- 3) Chilime
- 4) Khimti Khola
- 5) Kali Gandaki A
- 6) Upper Bhotekoshi
- 7) Indrawati

しかし、この計画にも遅れがでており、2002 年 11 月現在、Chilime、Indrawati の 2 発電所はいまだに完成していない。

このような現状を踏まえ、NEA は電源開発計画の見直しを行った。2002 年 8 月現在、NEA の最新の電源開発計画は、以下の通りである。

NEA の電源開発計画

FY	Projects	Installed Capacity (MW)	Peaking Capacity (MW)	Average Energy (GWh/yr)	Comments
2002	Kali Gandaki-A	144	144	791	Completed
	Syange	0.1	0.06	1	IPP, PPA signed
2003	Chilime	20	20	101	IPP, Under Construction
	Indrawati	7.5	3	37	IPP, Under Construction
	Daram Khola	5	5	33	IPP, PPA signed
	Piluwa Khola	3	2	18	IPP, Under Construction
	Chaku Khola	0.91	0.9	7	IPP, PPA signed
2004	PHEME	0.95	0.9	8	IPP, PPA signed
	Upper Modi	14	8	89.6	IPP, Under Construction
	Khudi	3.5	2.2	25	IPP, PPA signed
2005	Mailung	5	4.3	37	IPP, PPA signed
	Middle Marsyangdi	70	70	393	NEA, Under Construction
2006	-	-	-	-	-
2007	Langtang	10	10	78	IPP, PPA signed
	Chameliya	30	30	196	NEA Planned
	Kulekhani III	42	42	50	NEA, Planned
	Khimti-II	27	27	157	NEA, joint venture
2008	Rahughat	27	6	165	Private
	Kabeli-A	30	15	162	Private
2009	Upper Karnali	300	300	2133	NEA joint venture
2010	-	-	-	-	-
2011	-	-	-	-	-
2012	-	-	-	-	-

出典: NEA Corporate Development Plan

ADB マスタープランと比較し、水力のみによる開発方針に変更はないが、計画全体が大幅に先送りされていることがわかる。Middle Marsyangdi が 2 年、Khimti Khola II が 3 年、Kulekhani III が 2 年、Upper Karnali が 2 年先送りされれている。NEA の開発計画では 2009 年までの計画しか提示されていないが、ここまでに Arun 3 および Likhu-4 の計画は含まれていない。

NEAの発電計画では主要な計画が先送りされた分、IPPによる小水力の導入で発電能力の強化を試みている。しかし、ADBマスタープランは、Kali Gandaki-A、Chilime、Indrawatiが2001年1月までに完成していることを条件に策定されていることを考慮すると、NEAの計画では、短期的にはFY2005年のMiddle Marsyangdi完成でも、FY2005年ピーク出力不足が予想される。

5.2.5 送変電その他の開発計画

電源開発計画と同じく、ADBマスタープランの中で、送電網のマスタープラン³も策定されている。この送電網マスタープランは、ADBの電源開発計画の結果をベースに策定されている。しかし、ADBの最適電源開発計画自体が現状とずれてきているため、NEAは送電網の拡張計画も現状に合わせ再検討している。

2002年8月現在、NEAの最新の送電網開発計画の主要な内容は、以下の通りである。

NEA送電網開発計画

FY	Project	cct	Remarks
2003	132 kV Hetauda - Dhalkebar second circuit on existing tower	-	under construction by NEA
2003	132 kV Butwal - Bardhghat second circuit on existing tower	-	under construction by NEA
2004	132 kV Butwal - Aanandnagar (India), Nepal side only	2	Committed by ADB
2004	132 kV Pathalaya - Parwanipur (Birgunj Corridor)	2	
2005	132 kV Thankot - Budhanilkantha	1	Thankot - Bhakutapur section with single circuit string on double circuit tower, committed by ADB
2005	132 kV Middle Marsyangdi - (Dumre) - Damauli	2	Middle Marsyangdi - (Dumre) 2cct - Marsyangdi under construction by KfW, (Dumre)-Damauli by NEA
2006	132 kV Birgunj - Motihari (India), Nepal side only	1	Single circuit string on double circuit tower
2006	132 kV Dhalkebar - Sitamadhi (India), Nepal side only	1	Single circuit string on double circuit tower, going to request of WB
2006	132 kV Khimti - Dhalkebar	1	going to request of WB
2006	66 kV Kulekhani III - Hetauda	2	by NEA

出典：NEA FY2001/02 A Year in Review

計画の要点は、Kali Gandaki-Aの電力有効利用、インドとの電力融通容量強化、カトマンドゥにおける電力供給能力強化に集約できるといえる。

送電網に限らず、ドナー別に今後の開発計画における活動状況を以下に述べる。

³ Transmission System Master Plan Final Report, August 1998

(1) ADB

送配電、地方電化計画に対する借款供与が 2000 年 7 月 13 日に調印された。ADB が US\$50 million、OPEC 基金から US\$10 million の協同融資である。融資の調印はされたものの、NEA の財務体質強化や電力損失の低減などを条件に、2001 年 12 月現在、融資は実行されていない。

計画の内容を以下に示す。

ADB および OPEC の協同融資による送配電・地方電化

Project Title:	Transmission Distribution and Rural Electrification Project (ADB 8th Power Project)
1.	Rural Electrification
2.	Distribution System for Isolated Power Project
3.	Distribution System Reinforcement
4.	Transmission Development
(i)	Thankot - Bhaktapur 132 kV Transmission Line, double circuit with single circuit string
(ii)	New 132 kV Thakot switching station, New 132/11 kV Harisidhi substation and Expansion of Patan, Balaju, Bhaktapur and Cahbel substation
(iii)	Butwal – Anandnagar (India) 132 kV Transmission Line, Nepal side only
5.	Computerizing Billing System for 15 Distribution Consumer Service Branch Offices (Profit Center)

(2) 世銀

送電および地方電化を中心とした案件実施のために、NEA では世銀への融資申請の準備を進めている。

融資の対象とする計画内容を以下の通りである。

世銀への申請対象計画

Project Title:	Power Development Project
1.	132 kV Khimti - Dhalkebar
2.	Power Exchange Links
(i)	Dhalkebar – Sitamarhi (India) 132 kV single circuit T/L, Nepal side only
3.	High Voltage Spare Parts and Protection Equipment
4.	Rural Electrification and Distribution System Reinforcement
(i)	Lalitpur district
(ii)	Bhaktapur district
(iii)	Kabhre district
(iv)	Rural Electirfication for Nuwakot district
5.	Technical Assistance

(3) その他ドナー

他に、デンマークの DANIDA、ドイツの KfW、スウェーデンの SIDA、韓国の KOICA、アメリカの USAID などが電力分野で活動している。

以下にこれらの活動または計画を示す。

他ドナーの活動または計画

<p>DANIDA (The Danish Agency for Development Assistance)</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Kaiali – Kanchanpur Rural Electrification; Review of detail design stage <p>KfW (German development bank)</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Middle Marsyangdi Hydropower Project 2. Load Dispatching Center Master Station in Siuchatar Substation; under construction by grant <p>SIDA (Swedish International Cooperation Agency)</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Rural Electrification; opting to undertake a rural electrification project in several districts of the far-west and mid-west development regions. <p>KOICA (Korea International Cooperation Agency)</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Chameliya Hydropower Project; Detailed design and preparation of tender document is being carried out by grant. <p>USAID (The United States Agency for International Development)</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Energy Partnership Program; The program is sponsored by USAD and managed by United States Energy Association (USEA) for the formation of partnerships between utilities in the USA.

5.3 需要予測

5.3.1 NEA の電力需要予測

NEA は最新の需要予測として、FY2002 から FY2020 年までの年間電力量とピーク電力の予測を行っている。予測値を正確に定義すれば、全国系統における発電端での値がある。インドへの電力輸出については、国境に接したインド側の地域で定常的に供給する需要に対しては予測値の中に含めている。電力量の 2002 年から 2020 年までの平均年間伸び率は 7.50 %、同様にピーク電力の平均年間伸び率は 7.93 % である。

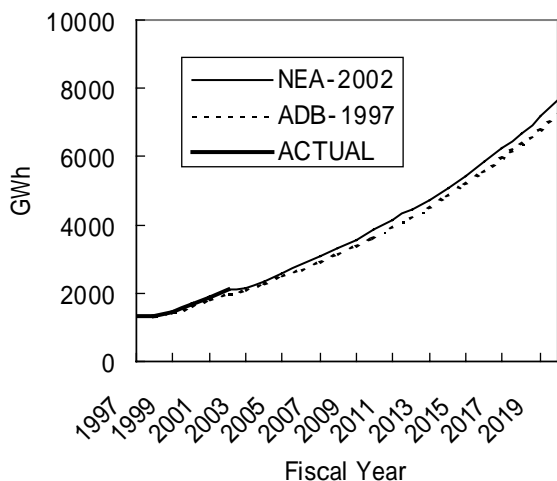
需要予測の手法としては、ADB マスタープランで 1997 に策定された需要予測⁴の方法が適用されている。

NEA の需要予測、ADB マスタープランの需要予測 (FY1998 - FY2020) および FY1997 年から FY2002 年までの実際の需要を次ぎの表およびグラフに対比して示す。

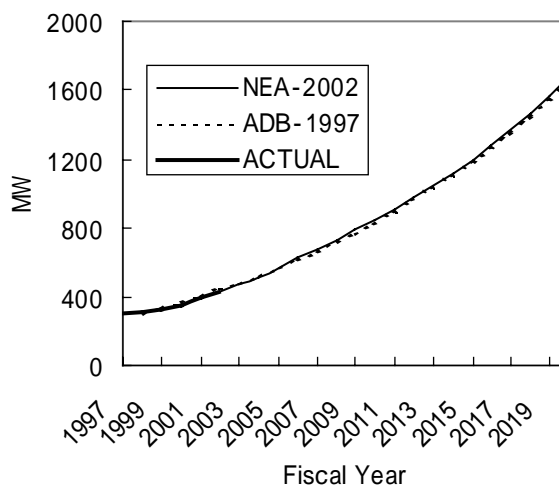
⁴ Power System Master Plan for Nepal, Load Forecast Final Report, Financed by ADB, Norconsultant International A.S., December 1997

需要予測の比較

FY	Annual Energy Demand			Annual Peak Demand		
	NEA-2002 GWh/yr	ADB-1997 GWh/yr	ACTUAL GWh/yr	NEA-2001 MW	ADB-1997 MW	ACTUAL MW
1997			1369			300
1998		1349	1373		308	317
1999		1478	1475		337	325
2000		1617	1701		369	352
2001		1788	1868		408	391
2002	2088	1967	2088	426	449	426
2003	2149	2110		472	482	
2004	2354	2300		517	525	
2005	2598	2502		570	571	
2006	2850	2702		625	617	
2007	3094	2922		679	667	
2008	3343	3150		734	719	
2009	3591	3377		788	771	
2010	3855	3637		846	830	
2011	4135	3914		908	894	
2012	4434	4205		974	960	
2013	4753	4514		1044	1031	
2014	5093	4840		1118	1105	
2015	5456	5185		1198	1184	
2016	5843	5550		1283	1267	
2017	6255	5937		1373	1355	
2018	6696	6347		1470	1449	
2019	7166	6782		1573	1548	
2020	7668	7244		1683	1654	



年間電力量需要



年間ピーク電力

5.3.2 隣国との電力融通

ネパールとインドの間では電力融通が行われている。ネパールのピーク需要は、冬期に発生し、インドでは夏期に発生する。また、水力を電源とするネパールでは、雨期

にあたる夏に発電量が増加するが、火力を電源の中心とするインドでは、季節に左右されることなく一定の発電を行うことが出来る。このような特徴を持つ両国にとって、電力融通は国境を超えた地域⁵としての電源のベストミックスという観点から、両国にとって有益な点が多い。

両国の電力融通が現在の取り決めで行われるようになったのは、1992年にインド・ネパール電力融通委員会 (India-Nepal Power Exchange Committee) が設置され、その第1回会議がニューデリーで行われてからである。委員会で取り決めた現在の最大融通電力は 50 MW としている。基本的に余剰電力の発生した場合など可能な範囲での電力融通としているが、国境に沿った地域での電力供給については、地域的な電力供給の効率化という点から、また両国の親善という観点から、いくつかの地域で、NEA も定期的に電力供給を行うよう努めている。現在、33 kV および 11 kV の配電線による主な電力融通箇所は 11 ヶ所、132 kV 送電線による電力融通が 2 ヶ所 (Gandak、Duhabi) である。また、この協定とは別に国境の河川 Mahakali 川の水力を利用して発電しているインドの水力発電所 Tanakapur より年間 70 GWh、最大 16 MW の電力輸入の権利を有している。

FY1993 年から FY2002 年までの電力融通の実績を以下に示す。

過去 10 年間の電力融通実績

FY	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Import (GWh)	82	103	114	73	154	210	232	232	227	238
Export (GWh)	46	51	39	87	100	67	64	95	126	143

Source: NEA A Year in Review 2001/02 & 1998/99

電力融通における電力料金は、輸入・輸出共に等しく、以下の通り取り決められている。

- 33 kV による電力融通 : Indian Rs1.67 (1996 年 1 月)
- 年間価格上昇率 : 8.5 %
- 11 kV による電力融通 : 33 kV による価格に対し 7.5 % の割増
- 132 kV による電力融通 : 33 kV による価格に対し 7.5 % の割引

上記に従って、2002 年の 132 kV による電力融通価格を算出すると、IRs2.52/kWh で、これは US¢ 5.28/kWh (IRs1.0=US¢ 2.095) となる。

電力融通の上限については、第 3 回のインド・ネパール電力融通委員会でネパール側より 50 MW から 150 MW への変更が提案された。これは、ネパール側が雨期の余剰電力の輸出増加を目指したものである。その後、両国間で検討が進められ、2001 年 1 月に開催された第 6 回インド・ネパール電力融通委員会において、電力融通レベルを 50 MW から 150 MW 増加することが、原則合意された。ただし、この上限増加が実際に行われるのは、電力融通増強のため計画されている下記 132 kV の 3 送電線が完成する 2003 から 2004 年頃となる。

⁵ 実際の電力融通の契約相手は、Bihar および Uttar Pradesh 州の州電力公社。

- Butwal (Nepal) - Anandnagar(Uttar Pradesh)
- Birgunji (Nepal) - Motihari (Bihar)
- Dhalkebar (Nepal) - Sitamadhi(Bihar)

5.3.3 電力損失

1980 年代前半 30% 以上あった電力損失は、1990 年代には 25% 前後まで低下している。これは NEA がこれまで実施してきた各種損失低減対策の成果といえる。

1982 年から 2002 年までの電力損失の実績

FY	1982	1984	1986	1988	1990	1992	1994	1996	1998	2000	2002
Losses (%)	31.0	33.3	29.5	26.0	29.2	24.8	26.6	25.8	23.4	25.4	24.6

電力損失は、技術的損失と非技術的損失に分けられる。技術的損失の低減には、送配電線容量の増強やコンデンサの投入による力率改善などで対応できる。非技術的損失は、電力量計の誤差、盗電、料金不払いなどで、その低減対策としては、法制度にる対応が必要となる。

NEA としては 2005 頃までに損失率を 20 % 程度まで低減させることを計画しており、特に非技術的損失の低減を強力に進める予定である。具体的には、2001 年 10 月に盗電法 (An Electricity Theft Act) の制定が国会で可決され、盗電に対し法による取締強化が可能となった。

非技術的損失の割合を明確に算出することは困難であるが、推測値として 12% 程度ではないかと考えられる。非技術的損失に占める盗電の割合は一般に途上国では相当高いため、盗電防止を中心に、その他の損失低減対策をとることにより、2005 年までに目標とする 20 %、さらにその後、18 % 程度までの電力損失低減も可能と考えられる。

5.3.4 電力量需要予測

本節では年間電力量の需要予測を行い、その結果を基に 5.3.8 節でピーク電力の予測を行う。

(1) 需要予測の方法

需要予測の方法は、NEA の需要予測の方法を採用する。これは先に述べた通り、ADB マスタープランで適用している手法でもあり、今回レビューした結果、手法そのものに問題点は認められない。この方法に従い、NEA の需要予測で設定している各種パラメータを見直し、データの更新、また必要な場合は、より適切な値との入れ替えを行うことにより、本調査の需要予測とする。

NEA の需要予測では、需要家のカテゴリー別に以下の 3 つのモデルを適用している。

1) 家庭需要

$$D_t = D_{t-1} (1+a_t *b) (\Delta P_t / \Delta CPI_t)^c + 0.5 * \Delta N_{t-1} *d_{t-1} (1+a_t *b)(\Delta P_t / \Delta CPI_t)^c + 0.5 * \Delta N_t *d_t$$

ここで、

D_t	=	t年度における電力消費量
ΔP_t	=	t年度における電力料金の変更
ΔCPI_t	=	t年度における消費者物価指数の変動
ΔN_t	=	t年度における新規接続需要家数
a_t	=	t年度における実質所得伸び率
b	=	対所得弾性値
c	=	対電力価格弾性値
d_t	=	新規接続需要家の平均電力消費量

とする。

2) 工業、商業、その他のセクター

$$D_{t,i} = D_{t-1,i} (1+a_{t,i} * b_i) (\Delta P_{t,i} / \Delta CPI_t)^{c_i} + \Delta L_{t,i}$$

ここで

$D_{t,i}$	=	t年度におけるセクターiの電力消費量
$\Delta P_{t,i}$	=	t年度におけるセクターiの電力料金の変更
ΔCPI_t	=	t年度における消費者物価指数の変動
$a_{t,i}$	=	セクターiのGDP伸び率
b_i	=	セクターiの対GDP弾性値
c_i	=	セクターiの対電力価格弾性値
$\Delta L_{t,i}$	=	t年度におけるセクターiの新規大口需要家

とする。

3) 灌漑

$$D_t = D_{t-1} (1+a) + \Delta A_t$$

ここで、

D_t	=	t年度における電力消費量
a	=	t年度における電力必要量の年間伸び率
ΔA_t	=	t年度における特定プロジェクト等による新規需要増加分

とする。

(2) 家庭需要

NEAの需要予測では、以下の条件設定を行っている。

- 基準年 FY2002年の需要 : 576.5 GWh (実需要記録)
- 電力料金の年実質変化 ($\Delta P_t / \Delta CPI_t$) : 104.5 % (FY2001 - 2003)
100.0 % (FY2004 - 2020)
- 新規接続需要家数 : 88,676 (FY2001の実記録)
100,000 (FY2002 - 2020)
- 実質所得伸び率 : 3.8 % (GDP/capita growth)
- 対所得弾性値 : 1.4 (FY2001 - 2008)
1.3 (FY2009 - 2020)
- 対電力価格弾性値 : -0.4
- 新規接続需要家の平均電力消費量 : 350 kWh/需要家 (FY2001 - 2003)
325 kWh/需要家 (FY2004 -

2008)

300 kWh/需要家 (FY2009 -

2020)

電力料金の年平均実質値上げ分を2003年まで4.5%と設定していることについては、これまでの電力料金の値上げの実績から現実的な判断といえる。FY2004年以降では、実質値上げ分を無しと見こんでいるが、5.1.5節に記したように電力料金のレベルは需要家にとっては相当高い値となっており、これも妥当な設定といえる。

新規接続需要家数は、FY2002年の実績が127,093戸と、および今後ADBローンなどを使いながら積極的に地方電化を進めてくというNEAの方針などを考えると、年間10万戸も十分可能な数値といえる。

実質所得伸び率3.8%については2.6節で述べたように妥当な設定である。

対所得弾性値および対電力価格弾性値については、評価のための適切なデータは存在しないが、途上国における一般的な値として妥当な設定であるといえる。

新規接続需要家の年平均電力消費量の設定を、先にいくほど減らしているのは、経済的に裕福な家庭から先に電力供給を受けるとの仮定であり、現実的な判断であると考えられる。設定値については、350 kWhを例にとると年間平均の使用電力が約40 Wである。需要はほとんど電燈と考えられるので使用時間を1日8時間とすれば、使用時間中の平均消費電力は120 Wとなり、電球2個分程度である。地方の一般家庭の消費する電力としては適切な設定と考える。

以上の評価の結果、家庭需要の予測においてNEAの設定した値は妥当であると判断し、本調査の需要予測においても同設定値を採用する。

家庭需要の需要予測結果を表5.3.1に示す。

(3) 工業需要

NEAの需要予測では、以下の条件設定を行っている。

- 基準年 FY2002 年の需要 : 597.0 GWh (実需要記録)
- 電力料金の年実質変化($\Delta P_t / \Delta CPI_t$) : 104.5 % (FY2001 - 2003)
100.0 % (FY2004 - 2020)
- 工業セクターの実質 GDP 伸び率 : 7.3 %
- 工業セクターの対 GDP 弾性値 : 1.2 (FY2001 - 2008)
1.1 (FY2009 - 2020)
- 工業セクターの対電力価格弾性値 : -0.3

また、ネパール産業開発公社(Nepal Industrial Development Corporation)の情報を基に、新規大口需要として下記の計画が見積もられている。

予定されている新規大口需要家

Industry	Capacity	Commencement Year
1. Areakhachi	10 MW	FY2003
2. Surkhet	12 MW	FY2004
3. Salvan	8 MW	FY2004

Total	30 MW	
-------	-------	--

電力料金の年平均実質値上げ分については、家庭需要で述べたのと同様に妥当な設定である。

工業セクターの実質 GDP 伸び率 7.3 % については 2.6 節で述べたように妥当な設定である。

工業セクターの対 GDP 弾性値および対電力価格弾性値については家庭需要と同様、評価のための適切なデータは存在しないが、途上国における一般的な値として妥当な設定であるといえる。

新規大口需要家については、国家の産業開発計画として十分可能性のある需要であると判断する。

以上の評価の結果、工業需要の予測において NEA の設定した値は妥当であると判断し、本調査の需要予測においても同設定値を採用する。

工業需要の需要予測結果を表 5.3.2 に示す。

(4) 商業需要

NEA の需要予測では、以下の条件設定を行っている。

- 基準年 FY2002 年の需要 : 95.5 GWh (実需要記録)
- 電力料金の年実質変化($\Delta P_t / \Delta CPI_t$) : 104.5 % (FY2001 - 2003)
100.0 % (FY2004 - 2020)
- 商業セクターの実質 GDP 伸び率 : 6.5 %
- 商業セクターの対 GDP 弾性値 : 1.3 (FY2001 - 2008)
1.2 (FY2009 - 2020)
- 商業セクターの対電力価格弾性値 : -0.4

電力料金の年平均実質値上げ分については、家庭需要で述べたのと同様に妥当な設定である。

商業セクターの実質 GDP 伸び率 6.5 % については 2.6 節で述べたように妥当な設定である。

商業セクターの対 GDP 弾性値および対電力価格弾性値については家庭需要と同様、評価のための適切なデータは存在しないが、途上国における一般的な値として妥当な設定であるといえる。

以上の評価の結果、商業需要の予測において NEA の設定した値は妥当であると判断し、本調査の需要予測においても同設定値を採用する。

商業需要の需要予測結果を表 5.3.3 に示す。

(5) その他の需要

その他の需要は、政府機関、街路灯、寺院など主に公共施設の需要で、NEA の需要予測では、以下の条件設定を行っている。

- 基準年 FY2002 年の需要 : 131.4 GWh (実需要記録)
- 電力料金の年実質変化($\Delta P_t / \Delta CPI_t$) : 104.5 % (FY2001 - 2003)
100.0 % (FY2004 - 2020)
- その他セクターの実質 GDP 伸び率 : 5.5 %
- その他セクターの対 GDP 弾性値 : 1.2 (FY2001 - 2008)
1.1 (FY2009 - 2020)
- その他セクターの対電力価格弾性値 : 0.0

商業セクターと同様の評価により、その他セクターで適用されている設定値は妥当なものと判断する。したがって、本調査の需要予測においても NEA の需要予測に用いた設定値を採用する。

その他需要の需要予測結果を表 5.3.4 に示す。

(6) 灌漑需要

NEA の需要予測では、以下の条件設定を行っている。

- 基準年 FY2002 年の既存需要 : 31.2 GWh (実需要記録)
- 既存需要の年間伸び率 : 1.4 %

上記の需要増加と別に新規需要として、深井戸と浅井戸のポンプ需要を取りこんでいる。これは、第 9 次国家 5 ヶ年計画にある農業将来計画 (Agriculture Perspective Plan) で、年平均 24,000 ヘクタールの土地を新規に地下水により灌漑していく計画を反映させたものである。計画では、22,000 ヘクタールを浅井戸で、2,000 ヘクタールを深井戸で灌漑するとしている。本計画を進める灌漑局 (Department of Irrigation) の地下水開発計画によれば、毎年 8,800 の浅井戸と 50 の深井戸の新規建設を予定している。

需要の算定では、この井戸に使用する灌漑用ポンプの需要を見込んでおり、全ての深井戸と 20 % の浅井戸が電力により駆動すると仮定している。電動ポンプの容量としては、浅井戸用ポンプが 2.6 kW、深井戸用ポンプが 22.38 kW、また、年間稼働時間を、浅井戸、深井戸それぞれ 800 時間と 500 時間に設定している。

1991 年から 1999 年までの平均伸び率で妥当な値である。新規の地下水灌漑用ポンプの需要は、地下水開発計画が予定通り進めば当然発生する需要であり、需要予測の中で見積もっておくのは適切と考える。

したがって、本調査の需要予測においても NEA の需要予測に用いた設定値を採用する。

灌漑需要の需要予測結果を表 5.3.5 に示す。

(7) インドへの電力輸出

5.3.2 節で述べたように、NEA は国境に接したいくつかの地域で定常的にインド側への電力供給に努めている。需要予測では、この需要については算定しており、2002 年の需要記録 142.9 GWh を基に年率 8 % の上昇を見込んでいる。

年率 8 % の伸び率は、ネパールの家庭需要の伸び率と同程度あり、設定値に問題はない。また、電力融通の上限が 150 MW となった場合、年負荷率を 50 % で考

えると年間 657 GWh まで輸出可能で、これは、年率 8 % で伸びた場合 2020 年に 571 GWh となる輸出量を十分許容できる。

従って、NEA の設定値は妥当であると判断し、本調査の需要予測でも同数値を適用する。

インドへの電力輸出の需要予測結果を表 5.3.6 に示す。

(8) 電力損失

先に算出した予測値は全て需要家端での予測値であり、これを発電端での値に変換するため、電力損失率を設定する。FY2002 年の電力損失率実績値は 24.6 % であった。NEA の需要予測では、FY2003 年に 22 %、翌年より毎年 1 % ずつ低下し、FY2007 年に 18 % となり、以降 18 % が続くとしている。

これは、5.3.3 節で述べたように可能性の高い数値設定であると判断できる。従って、本調査の需要予測でも同設定値を適用する。

(9) 電力量需要予測

上記の検討より電力量需要予測は、NEA の予測を本調査の需要予測として採用する。ただし、同一条件にて再計算したところ、NEA の年次報告書 (FY2001/02) に記載された数値と比較し、2020 年の値で、年次報告書の数値が再計算した数値より 1.7 % ほど低い値となっている。本調査では、高めの需要値を与えることになる再計算された予測値を採用する。

(10) 高低需要予測の伸び率の検討

上記で行った需要予測を基本ケースとし、それより高い需要の伸びを予測した高需要予測と、低い需要の伸びを予測した低需要予測を算出した。条件設定は、各セクターの実質 GDP 伸び率、および一般需要家の実質所得伸び率を基本ケースから変化させるパラメータとしている。高需要予測では、これらパラメータを基本ケースの採用値に対し 20 % 増加させ、また、低需要予測では同様に 20 % 低下させている。

高需要予測および低需要予測の予測結果を、それぞれ添付 5.1 および添付 5.2 に示す。

5.3.5 デマンド・サイド・マネジメント

デマンド・サイド・マネジメントは、ネパールの電力需要において朝と夜に現れるピーク電力の抑制に効果的である。

具体的に NEA が行っているデマンド・サイド・マネジメントとしては、時間帯別電力料金制度の採用である。これは、ピーク時間帯の電力料金を高くし、オフ・ピーク時間帯の電力料金を低くし、ピーク時間帯に発生する電力をオフ・ピーク時間帯に誘導しようとするものである。同料金制度の導入は 1998 年 11 月からであるが、導入効果について定量的に検証する作業は行われていない。また、対象とする需要家が、11 kV 以上で受電する大口需要家のみとなっているため、大きな効果は期待できないと考えられる。

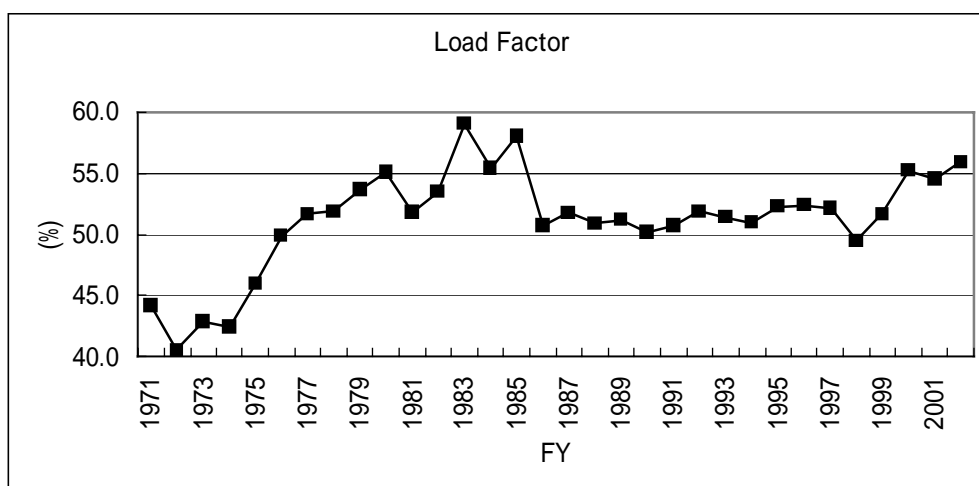
冬期のピーク電力需要を形成しているのは、家庭需要が大きいと考えるため、家庭需要家に対する時間帯別電力料金制度の導入は検討すべき課題のひとつと考える。しかし、NEAとしては現在のところ、同制度を家庭需要家に導入する計画は持っていない。その理由として、1つは同制度導入のために必要な新たな電力量計への投資が膨大であることである。需要家数では全体の約95%を占めるのが家庭需要家であり、この負担は大きくなる。2つ目の理由は、ピーク時間帯に発生する家庭需要の主な内容は、電燈負荷であるとNEAは分析しており、この負荷をオフ・ピーク時間帯に誘導することは出来ないと判断していることである。ヨーロッパや日本で導入されている深夜電力を利用した蓄熱暖房器具や温水器は、ダイヤモンド・サイド・マネジメントとして効果的である。しかし、ネパールにおいて、蓄熱暖房器具はほとんど導入されておらず、温水器にしても、所有しているのは、ごく一部の高額所得者に限られている。この点も考慮すると、NEAの判断するように、同制度の家庭需要家への導入は大きな投資コストを伴う一方、大きな効果の得られない可能性が高いといえる。

上記の内容より、ダイヤモンド・サイド・マネジメントによってピーク電力を抑制できる可能性は将来においても少ないと推測される。したがって、本調査の需要予測では、ダイヤモンド・サイド・マネジメントによるピーク電力の抑制効果は現れないものとする。

5.3.6 負荷率

NEAの需要予測では年負荷率⁶を52%と設定している。

1971年から2002年までの負荷率の変化を下記のグラフに示す。



出所：NEA

1971年から2002年までの負荷率の変化

1980年代後半から1999年まで50%から52%の間で推移している。2001年、2002年においてそれぞれ55%、56%と上昇しているが、両年とも電源側の能力不足により計画停電が行われ、ピークが低く押さえられていることが主な原因と考えられる。この2年に限らず、1980年代後半から慢性的に電源側の容量不足のため、計画停電が行われており、ピークは実際の需要より低く押さえられていると推測される。したがって、今後供給側の能力が高まり、ピーク電力が計画停電により低く押さえられるこ

⁶ 年負荷率 = (年間平均電力需要) / (年間ピーク電力)

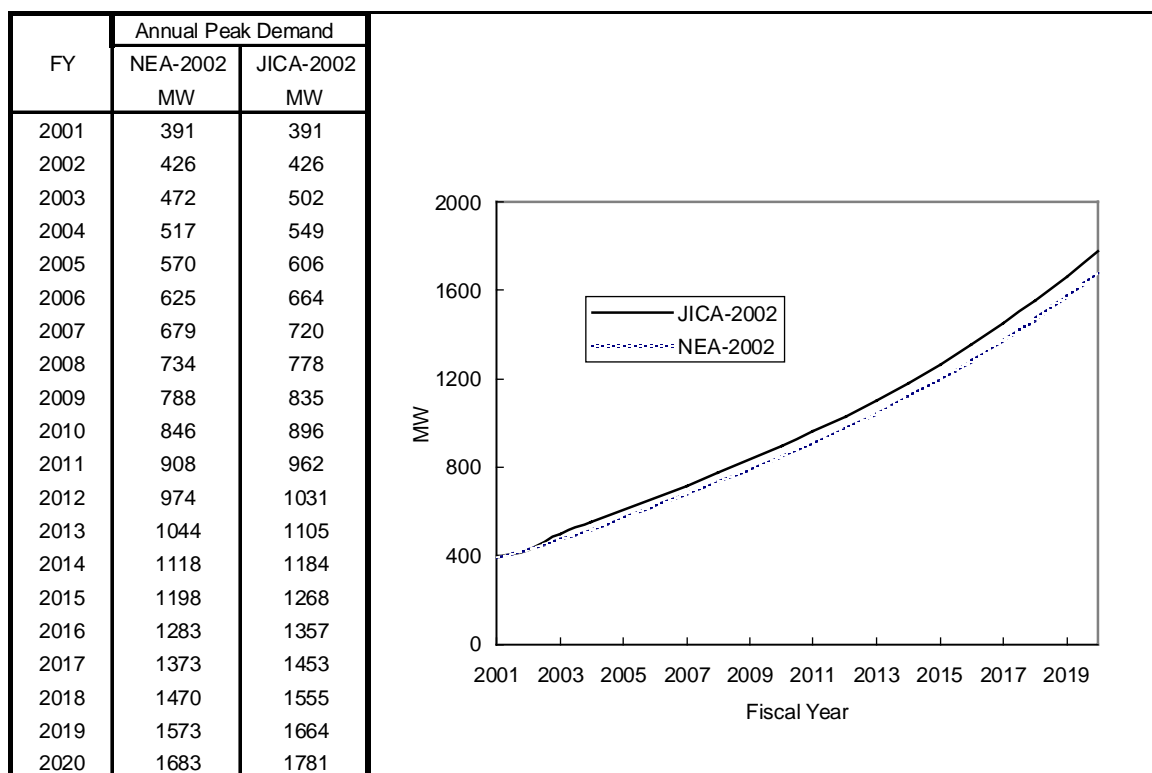
とがなくなれば、負荷率は低くなる傾向にあるといえる。

このため、本調査の需要予測においては、負荷率は 50 % を適用する。

5.3.7 ピーク電力需要予測

5.3.4 節で算定した年間電力量需要と 5.3.6 節で設定した年負荷率より、年間ピーク電力需要を算定する。2020 年までの年間平均伸び率が 8.3 % となる。

結果を NEA の需要予測と比較しながら下記の表とグラフに示す。



ピーク電力需要の比較

電力量需要予測も含め、需要予測の結果を表 5.3.7 にまとめる。

5.3.8 電力需給バランス

需要予測の結果と 5.2.4 節で示した NEA の電源開発計画より、将来における電力の需給バランスを確認する。

エネルギーの需給バランスを Kulekhani III 有りとし無しの場合で、それぞれ表 5.3.8 と表 5.3.9 に示す。図 5.3.1 にそれらをグラフとして示す。Kulekhani III は 42 MW 出力のピーク対応発電所として含めており、年間発電電力量は小さく、Kulekhani III の有無はエネルギーの需給バランスにほとんど影響しない。

両ケースとも電源開発が NEA の計画通り進めば、FY2017 年まで供給量の不足は発生しないといえる。これは、需要が高需要予測の通り高い伸びとなっても同様の結果といえる。ただし、NEA の開発計画は 2009 年の Upper Karnali の投入までの計画となっており、その後の計画は示されていない。同発電所は 300 MW の大型発電所であるため、この計画が狂うと需給バランスに大きく影響することになる。

ピーク電力の需給バランスを Kulekhani III 有り無しの場合で、それぞれ表 5.3.10 と表 5.3.11 に示す。図 5.3.2 にそれらをグラフとして示す。ピーク電力は FY2004 年と FY2005 年に供給不足が予測され、さらに、Kulekhani III 無しの場合には、FY2009 年に供給不足が予測される。また、Upper Karnali 以降の計画がないため FY2014 年より供給不足が予想され、FY2009 年の同発電所の完成が遅れば、FY2010 年より継続的な供給不足が予想される。

5.4 クリカニ第 3 水力発電所のための送電線計画

Kulekhani III 水力発電所を系統に連系する送電線として、NEA の FS レポートで提示された案、NEA の送電線開発計画で提案されている案および本調査団が推奨する案の 3 つの案がある。

以下にこれらの案を示す。

送電線計画案	
	<p>(1) NEA FS レポート案 既設 Hetauda – Siuchatar 線の空き回線を利用し、132 kV 送電線 1 回線で Hetauda 変電所につなぎ込む。</p>
	<p>(2) NEA T/L 開発計画案 新設の 66 kV 2 回線送電線にて Hetauda 変電所につなぎ込む。</p>
	<p>(3) JICA 案 既設 Hetauda – Siuchatar 線に割り込む。</p>

上記 3 案を、1)系統運用上の信頼性、2)土地収用なども含めた建設の容易さ、3)建設コストの 3 点で評価する。

系統運用上の信頼性は(2)案が最も優れ、次いで(3)案、(1)案の順となる。建設の容易さでは(1)案と(3)案が同等に容易で、(2)案は新たなルートを確保するための環境調査や土地収用が必要となり、他 2 案に比較し多くの作業が必要となる。建設コストでは(3)案が最も安く、次いで(1)案、(2)案が最も高くなる。

上記の検討より、本調査の計画案としては(3)案を採用する。また、本計画には含まないが、システムの信頼性を向上させるため、既設 Hetauda – Siuchatar 線(2 回線の鉄塔、1 回線架線)の空き回線の架線を Kulekhani III 完成までに実施することが望ましい。

5.5 既設水力発電所の運転・保守計画

NEA の主な既設水力発電所における組織・予算措置及び要員の訓練の概要は下記の通りである。

5.5.1 運転・保守の組織

発電所の既存組織は、5.2 節にも紹介されている如く、Kali Gandaki-A 水力発電所を除き、カトマンドゥの発電本部の「運転保守局」の管理下にある。

典型的な組織図、即ち Kulekhani I、Kulekhani II、Marsyangdi 及び Kali Gandaki-A 水力発電所は図 5.5.1 から図 5.5.4 に示されている。そしてそこには上記 4 発電所の要員数が記載されており、その概要は下記の通りである。

Kulekhani I	Kulekhani II	Marsyangdi	Kali Gandaki-A
所長： 1	所長： 1	所長： 1	所長： 1 (w/補佐:2)
運転課： 1+(2)	電気課： 1+(1)	電気課： 1+(2)	電気課： 1+(4)
保守課： 2+(2)	機械課： 2+(0)	機械課： 1+(3)	機械課： 1+(5)
発電土木課： 1+(0)	土木課： 1+(0)	土木課： 1+(3)	土木課； 1+(2)
ダム土木課： 1+(0)			
経理課： 1+(2)	管理課（経理係等含む）： (2)	経理課（倉庫管理係含む）： 1+(5)	経理課（倉庫管理係含む）； 1+(1)
管理課： 1+(0)		管理課： 1+(1)	管理課； 1+(2)
合計： =14	合計： =8	合計： =20	合計： =20

注： 主要な職員として
最初の数値 - 課長 / 副所長、
2 番目の数値 - 技師 / 技術監理員 / 事務長補佐 / 会計士

課又は監理毎の組織を採用しているが、一般に発電所の各組織は類似している。

運転課は発電所機器運転に 2 日毎の輪番で 4 交替制を採用し、機器制御、発電制御及び河川制御機器の操作を担当する。

Kulekhani I 水力発電所のダムは遠隔地に有るので、ダム土木課が設立され、クリカニダム、チャッケル及びシム取水ダムの保守も含めて、取水・越流ゲート、排水バルブ等の操作を担当する。

日常の発電運転は、カトマンドゥの負荷制御所(LDC)の指示に従って実行している。メータ / 指示計の読みは定期的に発電所の記録紙に記入し、かつ運転員は絶え間なく毎時間毎にまた Kulekhani I と Kulekhani II 水力発電所ではピーク負荷時には半時間毎に LDC に報告している。

一方、保守課は電気・機械機器 / 装置の点検及び保守に責任を持ち、その為電気と機械の要員が任命されている。

管理課は、一般に経理、保管及び非技術事項の取扱を担当する。

運転・保守の全職員数は、作業監督と作業員も含めれば、100 MW 容量規模の発電所では一般に 30 ~ 50 人程度と推定される。図 5.5.1-図 5.5.4 に見られる通り、Kulekhani I

と Kali Gandaki-A 水力発電所は保守労働力、貯水池式の Kulekhani I や Marsyangdi のダムが遠隔地である立地条件、Kali Gandaki-A 水力発電所のより大きな規模(144 MW)等を考慮し、ネパールの雇用構造の観点から、職員数はやや多めに編制されている。

5.5.2 運転・保守の予算計画

最近の 6 年間の運転・保守に関する予算と支出は表 5.5.1 に示されている。その中で、全ての支出は現地貨のみで、外貨は表示されていない。

ネパールでは入手出来ない予備品・消耗品・装置や構成部品を調達するには、過去に外貨を割当てたのに鑑みて、必要に応じてタイムリーに予算措置すると考えられる。しかしながら年間の予算は、設備を良い状態に保つ為に 10 年毎にオーバーホールする時に入用な消耗品と共に、必要な予備品を購入するには十分ではないと考えられる。解決方法として二つの方法が考えられる、第 1 に、必要な調達及び業者からの監理サービスも含めてオーバーホール作業が 10 年毎に実施出来る様に、NEA が外貨を預金すること、第 2 に、援助国あるいは援助機関の政策によるが、NEA が外国援助計画の中の経済支援を要請する事である。

5.5.3 NEA の運転・保守要員訓練

訓練センターは 1991 年にカトマンドゥに設立され、現在はカトマンドゥ郊外に移設されている。訓練センター、で NEA の職員は次のプログラムの訓練を受けている。

1. 電気学の基礎技術知識
2. コンピューターの操作とプログラミング
3. 高低圧配電線の据付と保守
4. ディーゼル発電所の運転と保守

しかしながら、現在水力発電設備の運転保守に対するトレーニングセンターがない。

Kulekhani I 及び Kulekhani II 水力発電所の場合、運転保守指導プログラムは、機器納入業者が契約の枠内で準備し、機器引渡し後に指導を実施した。その運転保守要員は、1994 年に Kulekhani I と Kulekhani II 水力発電所の両方で実施された分解点検において、十分に訓練を受け且つ経験した。その際、業者の技術指導員は再組立後の試験も含めて、必要な指導と助言を与えている。

Kulekhani 水力発電所と同様に、Marsyangdi 水力発電所でも契約の枠内で現場のみならず業者の国内でもプログラムされている。しかし、13 年経過するが、未だオーバーホールは実施されていない。

既設水力発電所の現場視察の結果、通常の運転と保守作業、即ち定期的且つ正規操作や通常の定期点検や保守は常駐所員により順調に実施されている。しかし、オーバーホールする際、水力発電機器の分解が必要となる作業を実施する事に困難があると推定される。その理由として、毎年の点検とオーバーホールの経験を持つ要員が少ないことが挙げられる。要員が少ない理由として、下記の点が挙げられる：

- 1) ある要員は水力発電機器の建設中に組立の訓練を十分に受けているが、オーバーホールの機会がないため分解の経験がないと考えられる。(例えば Modi Khola 水力発電所)

- 2) 十分に訓練を受け且つ経験を持つある要員は定期人事異動により転勤される。
(例えば Kulekhani I と Kulekhani II 水力発電所)
- 3) 十分に訓練を受け且つ経験を持つある要員は、一般に魅力のない賃金構成の
為長期間地方で勤務する事を望まない。

Kali Gandaki-A 水力発電所の場合、Marsyangdi 水力発電所と同様に既契約の枠内で NEA は訓練計画を企画・提案している。融資した JBIC-ADB がその必要性に反対しない限り、これらの計画は実現するであろう。

5.5.4 発電実績

各発電所の主要既設発電設備の諸元は表 5.5.2 に示している。Kulekhani I 及び Kulekhani II 水力発電所を除く発電設備は流れ込み式である。Marsyangdi と Kali Gandaki-A 水力発電所は日常最大限 3 から 6 時間の沈砂池容量を持っておりピーク負荷持続時に運転が出来る。唯一 Kulekhani I が貯水池式で季節調整容量を持っており、中央ネパール電力系統のあるピーク部分負荷を担う為に、電力を供給しているが、特に冬季（乾季）にはピーク負荷供給に大いに貢献している。

Kulekhani II 水力発電所は Kulekhani I 水力発電所からの放流を利用しているため、Kulekhani I 水力発電所と共に一緒にピーク発電所の様に運転している。

各発電所における最近 6 年平均の基本 / 平均発電々力量、ピーク発電力及び設備利用率を上述の表に示す。

5.5.5 保守作業

主要発電所における保守作業の沿革は表 5.5.3 に、そして観察出来た保守及び対策は表 5.5.4 に纏められている。

設備の通常の検査と保守（毎日・毎週及び毎月）については運転保守マニュアルに記載有る如く発電所駐在の保守要員が実施し、記録している。長期定期点検（毎年及びオーバーホール）については Kulekhani I と Kulekhani II 水力発電所の保守要員が業者の監督の基に 1994 年に実施し、同時に表 5.5.4 に参照された機器の問題点も処理された。

今、NEA は 2004 年に定期的な保守作業が出来る様に、援助計画中の経済支援を得て、Kulekhani I と Kulekhani II 水力発電所のオーバーホール計画を既に立てており、それには防災工事も含んでいると推定される。

Marsyangdi 水力発電所の場合、全ての水車ランナは 1992 年以来砂による酷い磨耗の為各ユニットは 3 年毎に補修を実施している（毎年 1 台、3 年毎の間隔）。然し、発電機を含めたオーバーホールは、13 年経過しているが未だ実施されていない。

Kali Gandaki-A 水力発電所は 2002 年 4 月から運転開始したが、その組織及び訓練計画は確立したばかりである。その為、5.5.3 節に記載されたプログラムを通じ、計画・作業工程及び要員の配置・検査・分解/組立作業等の監理に関し運転保守要員の訓練を十分に必要がある。

表 5.5.4 にある Kali Gandaki-A 水力発電所の諸問題は現契約の枠内で解決されるであろう。

5.5.6 保守管理に関する提言

現状において、運転のみならず保守作業の為に、NEA は各発電所には多くの要員（約 110～150 名）を駐在させている。先進国の類似した規模の発電所に割当てられた要員（約 30～50 名、但し大掛かりなオーバーホール等の作業員数は除く）と比べると、かなり大人数である。それは保守が必要な時は、何処でも全ての機器を保守する独立した保守会社を NEA が持っていない事が主な理由と考えられる。

従い、今回の調査に基づき、既存水力発電所を含み今後運転開始する水力発電所を適正な要員で運営し、効率良く維持・管理するために、以下の保守管理体制の構築が提案される。

- 1) 今 NEA は 10 ヶ所の主要発電所を持っている。より効率的・経済的に保守を行い且つ発電所の要員を削減する為には、既に各発電所にて従事している熟練した要員（職位 2 から 5）を統合させて、NEA 自身が保守会社を設立する。保守会社は発電所で十分に訓練を受けた熟練者や技師により構成し、全ての主要な水力発電所の保守を実施させる。
- 2) Marsyangdi 水力発電所にて採用されている勤務評価方式を取入れ合理的な賃金と手当も考慮する事も推奨する。更に、個々の発電所の優秀な保守要員を確保する為、時宜を得た人員の移動も配慮した方が良い。
- 3) 土木工事に関して、重機類の保守も含め、土木設計含む熟練者と技師により土木工事/施設を保守且つ改善する為には、類似の会社が有益であると思われる。
- 4) Kulekhani I, II 水力発電所は運転開始後既に 20 年及び 15 年が経過しており、5.5.5 節に記述されているようにオーバーホールが必要である。Kali Gandaki-A 水力発電所が系統に投入され電力に余裕のある期間に援助国の借款を利用し、NEA の計画するオーバーホールを実施することにより Kulekhani I, II 発電機器の故障の機会を軽減し、クリカニ貯水池の水を有効利用の上、カスケード開発プロジェクトである Kulekhani I, II, III 水力発電所の運転の継続することが可能である。

TABLES

第 5 章

表5.1.1 全国系統における電力需給記録

Fiscal Year	Sales				Self Consump (GWh) 5	Total Energy Consumption		System Losses		Total Supplied		Peak Load		System Load Factor % 14 10/(12*8.760)	Est. Load Shedding (GWh) 15
	Nepal (GWh) 1	Growth Rate % 2	Export (GWh) 3	Total (GWh) 4 1+3		(GWh) 6 4+5	Growth % 7	(GWh) 8 10-4	Rate % 9 8*100/10	(GWh) 10	Growth % 11	(MW) 12	Growth % 13		
1971	39.2			39.2	1.7	40.9		20.8	34.7	60.0		15.5		44.2	
1972	49.8	27.0		49.8	1.8	51.6	26.2	25.1	33.5	74.9	24.8	21.1	36.1	40.5	
1973	59.9	20.3	2.3	62.2	1.8	64.0	24.0	30.2	32.7	92.4	23.4	24.6	16.6	42.9	
1974	71.4	19.2	3.7	75.1	1.8	76.9	20.2	35.7	32.2	110.8	19.9	29.8	21.1	42.4	
1975	84.9	18.9	4.6	89.5	2.3	91.8	19.4	39.3	30.5	128.8	16.2	32.0	7.4	45.9	
1976	104.6	23.2	5.9	110.5	2.3	112.8	22.9	42.4	27.7	152.9	18.7	35.0	9.4	49.9	
1977	116.2	11.1	6.1	122.3	2.5	124.8	10.6	45.1	26.9	167.4	9.5	37.0	5.7	51.6	
1978	126.5	8.9	6.0	132.5	3.0	135.5	8.6	53.7	28.8	186.2	11.2	41.0	10.8	51.8	
1979	143.5	13.4	6.2	149.7	4.2	153.9	13.6	61.7	29.2	211.4	13.5	45.0	9.8	53.6	
1980	156.5	9.1	5.2	161.7	4.5	166.2	8.0	65.0	28.7	226.7	7.2	47.0	4.4	55.1	
1981	156.6	0.1	3.8	160.4	4.5	164.9	-0.8	66.6	29.3	227.0	0.1	50.0	6.4	51.8	
1982	175.5	12.1	7.4	182.9	4.8	187.7	13.8	82.3	31.0	265.2	16.8	56.6	13.2	53.5	
1983	220.8	25.8	8.9	229.7	5.0	234.7	25.0	111.6	32.7	341.3	28.7	66.0	16.6	59.0	
1984	235.7	6.7	10.3	246.0	5.5	251.5	7.2	122.6	33.3	368.6	8.0	76.0	15.2	55.4	
1985	288.0	22.2	10.6	298.6	5.8	304.4	21.0	106.0	26.2	404.6	9.8	79.7	4.9	58.0	
1986	323.0	12.2	21.5	344.5	6.1	350.6	15.2	144.0	29.5	488.5	20.7	110.0	38.0	50.7	
1987	381.0	18.0	20.5	401.5	8.8	410.3	17.0	169.5	29.7	571.0	16.9	126.0	14.5	51.7	
1988	449.1	17.9	16.1	465.2	7.3	472.5	15.2	163.3	26.0	628.5	10.1	141.0	11.9	50.9	
1989	478.5	6.5	17.6	496.1	8.8	504.9	6.9	176.2	26.2	672.3	7.0	150.0	6.4	51.2	
1990	524.7	9.7	23.3	548.0	7.5	555.5	10.0	225.8	29.2	773.8	15.1	176.0	17.3	50.2	
1991	588.8	12.2	80.6	669.4	6.0	675.4	21.6	236.9	26.1	906.3	17.1	204.0	15.9	50.7	
1992	651.9	10.7	85.4	737.3	4.5	741.8	9.8	243.8	24.8	981.1	8.3	216.0	5.9	51.9	17
1993	663.8	1.8	46.1	709.9	3.0	712.9	-3.9	253.4	26.3	963.3	-1.8	214.0	-0.9	51.4	65
1994	706.0	6.4	50.5	756.5	2.1	758.6	6.4	274.4	26.6	1030.9	7.0	231.0	7.9	50.9	55
1995	785.0	11.2	39.5	824.5	2.9	827.4	9.1	293.0	26.2	1117.5	8.4	244.0	5.6	52.3	21.3
1996	850.0	8.3	87.0	937.0	3.9	940.9	13.7	325.0	25.8	1262.0	12.9	275.0	12.7	52.4	0
1997	910.0	7.1	100.0	1010.0	16.8	1026.8	9.1	359.0	26.2	1369.0	8.5	300.0	9.1	52.1	11.5
1998	984.0	8.1	67.4	1051.4	19.9	1071.3	4.3	321.8	23.4	1373.2	0.3	317.0	5.7	49.4	25.97
1999	1049.4	6.6	64.2	1113.6	23.6	1137.2	6.1	361.4	24.5	1475.0	7.4	326.0	2.8	51.6	24.08
2000	1174.3	11.9	95.0	1269.3	25.5	1294.8	13.9	432.2	25.4	1701.5	15.4	352.0	8.0	55.2	18.26
2001	1281.1	9.1	126.0	1407.1	29.8	1436.9	11.0	461.3	24.7	1868.4	9.8	391.0	11.1	54.5	20.47
Average Annual Growth Rates (%)															
1981 to 2001		11.1					11.4				11.1		10.8		
1991 to 2001		8.1					7.8				7.5		6.7		
1996 to 2001		8.6					8.8				8.2		7.3		

* Losses Includes self consumption also

表5.1.2 電力料金体系
(Effective from the Billing of September 17, 2001)

1: DOMESTIC CONSUMERS				
A. Minimum Monthly Charge:	<i>Minimum Charge</i>	<i>Exempt</i>		
METER CAPACITY	<i>(NRs.)</i>	<i>(kWh)</i>		
Upto 5 ampere	80.00	20.00		
15 ampere	299.00	50.00		
30 ampere	664.00	100.00		
60 ampere	1394.00	200.00		
Three phase supply	3244.00	400.00		
B. Energy charge:				
Upto 20 units	Rs. 4.00 per unit			
21 - 250 units	Rs. 7.30 per unit			
Over 250 units	Rs. 9.90 per unit			
2: TEMPLES				
Energy charge		Rs. 5.10 per unit		
3: STREET LIGHTS				
A. With Meter		Rs. 5.10 per unit		
B. Without Meter		Rs. 1860.00 per kVA		
4: TEMPORARY SUPPLY				
Energy Charge		Rs. 13.50 per unit		
5: COMMUNITY WHOLESALE CONSUMER				
Energy Charge		Rs. 3.50 per unit		
6: INDUSTRIAL				
	<i>Monthly Demand Charge</i>	<i>Energy Charge</i>		
	<i>(Rs./kVA)</i>	<i>(Rs./unit)</i>		
A. Low Voltage (400/230 volt)				
a) Rural and Cottage	45.00	5.45		
b) Small Industry	90.00	6.60		
B. Medium voltage (11kV)	190.00	5.90		
C. Medium voltage (33kV)	190.00	5.80		
D. High voltage (66 kV and above)	175.00	4.60		
7: COMMERCIAL				
A. Low voltage (400/230 volt)	225.00	7.70		
B. Medium voltage (11 kV)	216.00	7.60		
C. Medium voltage (33 kV)	216.00	7.40		
8: NON-COMMERCIAL				
A. Low voltage (400/230 volt)	160.00	8.25		
B. Medium voltage (11 kV)	180.00	7.90		
C. Medium voltage (33 kV)	180.00	7.80		
9: IRRIGATION				
A. Low voltage (400/230 volt)	-	3.60		
B. Medium voltage (11 kV)	47.00	3.50		
C. Medium voltage (33 kV)	47.00	3.45		
10: WATER SUPPLY				
A. Low voltage (400/230 volt)	140.00	4.30		
B. Medium voltage (11 kV)	150.00	4.15		
C. Medium voltage (33 kV)	150.00	4.00		
11: TRANSPORT				
A. Medium voltage (11 kV)	180.00	4.30		
B. Medium voltage (33 kV)	180.00	4.25		
TIME OF DAY (TOD) TARIFF RATES				
<i>Consumer Category & Supply Level</i>	<i>Monthly Demand Charge (Rs/kVA)</i>	<i>Energy charge (Rs/unit)</i>		
		<i>Peak Time 18:00-23:00</i>	<i>Off-Peak 23:00-6:00</i>	<i>Normal 6:00-18:00</i>
A. High voltage (66 kV & above)				
1 Industrial	175.00	5.20	3.15	4.55
B. Medium voltage (33 kV)				
1 Industrial	190.00	6.55	4.00	5.75
2 Commercial	216.00	8.50	5.15	7.35
3 Non-Commercial	180.00	8.85	5.35	7.70
4 Irrigation	47.00	3.85	2.35	3.40
5 Water Supply	150.00	4.55	2.75	3.95
6 Transport	180.00	4.70	2.95	4.15
7 Street Light	52.00	5.70	1.90	2.85
C. Medium voltage (11kV)				
1 Industrial	190.00	6.70	4.10	5.85
2 Commercial	216.00	8.65	5.25	7.55
3 Non-Commercial	180.00	9.00	5.45	7.85
4 Irrigation	47.00	3.95	2.40	3.45
5 Water Supply	150.00	4.60	2.80	4.10
6 Transport	180.00	4.80	3.00	4.25
7 Street Light	52.00	6.00	2.00	3.00

Note : a) If demand meter reads kilowatts (kW) then kVA = kW/0.8

b) 10% discount in the total bill amount will be given to the HMG/N approved Industrial District

c) 25% discount in the total bill amount will be given to HMG Hospitals and Health Center (except residential complex)

Source: Nepal Electricity Authority (FY2000/01) A Year in Review

表5.1.3 電力料金改定記録

CATEGORY A : DOMESTIC CONSUMERS

		Effective March 14, 1993		Effective May 14, 1996		Effective November 17, 1999		Effective August 17, 2001	
A.1	Minimum Monthly Charges:	Minimum Charge	Exempt	Minimum Charge	Exempt	Minimum Charge	Exempt	Minimum Charge	Exempt
	METER CAPACITY	(NRs.)	(KWh)	(NRs.)	(KWh)	(NRs.)	(KWh)	(NRs.)	(KWh)
	Upto 5 ampere	50.00	20	60.00	20	78.00	20	80.00	20
	6 - 30 ampere	130.00	40	160.00	40	208.00	40		
	15 ampere							299.00	50
	30 ampere							664.00	100
	31 - 60 ampere	290.00	80	360.00	80	468.00	80		
	60 ampere							1394.00	200
	Three phase supply	770.00	200	960.00	200	1248.00	200	3244.00	400
A.2	Energy charge:								
	Upto 20 units	Rs.2.50 per unit		Rs.3.00 per unit		Rs.3.90 per unit		Rs.4.00 per unit	
	21 - 250 units	Rs.4.00 per unit		Rs.5.00 per unit		Rs.6.50 per unit		Rs.7.30 per unit	
	Over 251 units	Rs.6.20 per unit		Rs.7.75 per unit		Rs.9.25 per unit		Rs.9.90 per unit	

CATEGORY B : INDUSTRIAL

	Sub-category	Demand fee	Energy charge	Demand fee	Energy charge	Demand fee	Energy charge	Demand fee	Energy charge
		(Rs. / KVA)	(Rs. / Unit)	(Rs. / KVA)	(Rs. / Unit)	(Rs. / KVA)	(Rs. / Unit)	(Rs. / KVA)	(Rs. / Unit)
B.1	Low voltage (400/230 volt)								
	Rural and cottage	16.00	3.30	20.00	4.00	25.00	5.00	45.00	5.45
	Small Industry	32.00	4.00	40.00	4.90	50.00	6.10	90.00	6.60
B.2	Medium voltage (11 & 33 KV)	72.00	3.50	84.00	4.40	105.00	5.50		
	Medium voltage (11KV)							190.00	5.90
	Medium voltage (33KV)							190.00	5.80
B.3	High voltage (>66 KV)	64.00	2.80	78.00	3.50	95.00	4.35	175.00	4.60

CATEGORY C : COMMERCIAL

C.1	Low voltage	88.00	4.70	100.00	5.80	125.00	7.25	225.00	7.70
C.2	Medium voltage	80.00	4.60	96.00	5.70	120.00	7.10		
	Medium voltage (11 KV)							216.00	7.60
	Medium voltage (33 KV)							216.00	7.40

CATEGORY D : NON-OMMERCIAL

D.1	Low voltage	56.00	4.70	68.00	5.80	88.00	7.50	160.00	8.25
D.2	Medium voltage	64.00	4.60	76.00	5.70	98.00	7.40		
	Medium voltage (11 KV)							180.00	7.90
	Medium voltage (33 KV)							180.00	7.80

Note: If demand meter reads kilowatts (KW) : KVA = KW/0.8. A reduction of 10% in the designated Industrial Districts for 2001.

1. 10% discount in the total bill amount will be given for the Industrial Customs in HMG/N approved Industrial Districts.
2. 25% discount in the total bill amount will be given for HMG Hospitals and Health Centre (except residential complex).

Compiled by Research and Information Division of FNCCI from Nepal Electricity Authority.

Source: Nepal and the world statistical profile 2001

表5.2.1 全国系統に接続された既存発電設備

as of July 2002

No	Plant Name	Plant Type	Year in Service	Installed Capacity (MW)	Peaking Capacity (MW)	Average Energy (GWh/yr)
Hydro Power Plant						
1	Trisuli	ROR	1967(96)	24.5	19.0	277
2	Devighat	ROR	1984(96)	14.1	13.0	*
3	Sunkoshi	ROR	1972	10.0	6.0	66
4	Gandak	ROR	1979	15.0	10.0	53
5	Kulekhani I	ST	1982	60.0	60.0	169
6	Kulekhani II	ST	1986	32.0	32.0	85
7	Marshangdi	PROR	1989	69.0	69.0	462
8	Andhi Khola	ROR	1991	5.1	4.0	38
9	Jhimruk	ROR	1994	12.3	7.0	81
10	Ilam (Puwa Khola)	ROR	1999	6.2	2.0	41
11	Khimti Khola	ROR	2000	60.0	34.0	353
12	Upper Bhote Koshi	ROR	2000	36.0	25.0	250
13	Modi Khola	ROR	2000	14.0	6.0	87
14	Kali Gandaki-A	PROR	2002	144.0	144.0	791
15	Small Hydros	ROR	-	5.0	4.0	26
Total of Hydro Power Plant				507.2	435.0	2,779
Thermal Power Plant						
15	Biratnagar	DG		1.0	1.0	
16	Hetauda	DG	1983	9.0	8.0	
17	Marsyangdi	DG	1989	2.3	1.0	
18	Duhabi	MF	1992	39.0	22.0	
Total of Thermal Power Plant				51.3	32.0	
Total of Existing Power Plant				558.5	467.0	2,779

Notes

1) * : Average energy of Devighat is included in Trisuli

2) Peaking Capacity means the available capacity at peak time in dry season.

Abbreviation

ROR: Run-of-River

PROR: Peaking Run-of-River; plants which have ability of daily regulation

ST: Storage; plants which have ability of annual regulation

DG: Diesel Generator

MF: Multi-fuel

Source: NEA

表5.2.2 発電事業及びその調査に係わる免許取得状況

SN	Project Name	District	VDC/Municipality	Capacity (MW)	Month / Year of Licence	Promoter's Name
A. Licences for Electricity Generation, Transmission and Distribution Projects						
1.	Andhi Khola	Syangja	Jagratadevi	5.1	Apr 1995	Butwal Power Company
2.	Jhimruk Khola	Pyuthan	Ramdi	12.0	Jan 1996	Butwal Power Company
3.	Janakpur Cigarette Factory	Janakpur	Janakpur	1.9	Jan 2001	Janakpur Cigarette Factory
B. Licences for Electricity Generation						
1.	Upper Bhote Koshi	Sindhupalchowk	Tatopani	36.0	Nov 1996	Bhote Koshi Power Company
2.	Chilime	Rasuwa	Chilime	20.0	Aug 1997	Chilime Hydropower Co. Pvt. Ltd.
3.	Indrawati -III	Sindhupalchowk	Jyamire	5.0	Mar 1998	National Hydropower Company Pvt. Ltd.
4.	Khimti - I	Ramechhap	Sahare, Shama	60.0	Feb 1995	Himal Power Limited
5.	Piluwa Khola	Sankhuwasabha	Chainpur	3.0	Aug 2000	Arun Valley Hydropower Development Co. Pvt. Ltd.
C. Licence for Survey						
1.	Seti - 3	Sankhuwasabha	Chainpur	107.0	Aug 1998	SMEC Development PtY Ltd.
2.	Siswa Khola	Taplejung	Tawethok	53.0	Jun 1998	East Consult Pvt. Ltd.
3.	West Seti	Doti	Doti	750.0	Sep 1994	SMEC Development PtY Ltd.
4.	Daram Khola	Baglung	Baglung	3.0	Jul 1996	The Gorkha Engineering and Services Int'l Pvt. Ltd.
5.	Bayu Shakti	--	--	100.0	Jun 1995	AMIYAM Int'l Pvt. Ltd.
6.	Nyagdi	Lamjung	--	2.8	Feb 1999	Lamjung Bidyut Bikas Company
7.	Indrawati -III	Sindhupalchowk	Jyamire	4.3	Feb 1995	National Hydropower Co. Ltd.
8.	Kali Gandaki	Nawalparasi	Koththar	660.0	Nov 1998	SMEC Development PtY Ltd.
9.	Middle Bhote Koshi	Sindhupalchock	--	120.0	Jun 1998	Panda and Harya
10.	Middle Marsyangdi	Lamjung	Badipur	42.0	Apr 1995	Algonqueen Power Corporates Inc.
11.	Tamakoshi - 3	Dolakha	--	123.0	Apr 1996	Indsheel
12.	Piluwa Khola	Sankhuwasabha	--	2.4	Apr 1999	Arun Valley Hydropower Development Co. Pvt. Ltd.
13.	Chameliyagad	Darchula	Shikhar	30.0	Jul 1999	NEA and NIDC
14.	Idrawati I	Sindhupalchowk	--	5.1	Feb 1995	National Hydropower Company Ltd.
15.	Rolwaling	Dolakha	--	25.0	Feb 1999	Dr. Christihe Ae Uller
16.	Upper Modi	Kaski	Dansingh	20.0	May 1999	Jaitech
17.	Upper Marsyangdi	Lamjung	Daman Dada	43.0	Apr 1995	Mathiwas International
18.	Upper Marsyangdi 'A'	Lamjung	Baman Dada	43.0	Apr 1999	Sagarmatha Power Co.
19.	Badigaad	Gulmi	Rimuwa	5.2	May 2000	Butwal Power Company
20.	Naugadgaad	Darchula	Dithala	1.8	Jan 1999	Malikarjun Power Co. Pvt. Ltd.
21.	Lower Modi Khola	Parbat	Tilaha	20.0	Jul 1998	Manang Trade Links
22.	Thulo Dhunga	Solukhumbu	--	24.7	Jun 1998	Thulo Dhunga Jai Bidyut Co.
23.	Khudi Khola	Lamjung	--	1.5	Sep 1999	Khudi Hydropower Ltd.
24.	Madi River I	Kaski	Lekhanth	10.0	Dec 1998	Annapurna Group Pvt. Ltd.
25.	Trishuli Khola	Rasuwa	Dhunchhe	3.0	Mar 1998	Annapurna Group Pvt. Ltd.
26.	Khoranga Khola	Terhathum	Tamfula	2.0	Aug 1999	Khoranga Khola Hydropower Dev. Co., Pvt. Ltd.
27.	Belkhu Khola	Dhading	--	2.6	Feb 2000	Manu Trade Links
28.	Upper Myagdi	Myagdi	--	6.0	Mar 2000	Millennium Hydropower Company Pvt. Ltd.
29.	Dordi Khola	Lumjung	Nauthar	8.5	May 2000	Alliance Power Nepal Pvt. Ltd.
30.	Melung Khola	Rasuwa	Haku	4.0	Apr 2000	Molnia Powers Pvt. Ltd.
31.	Liping Khola	Sindhupalchowk	Tatopani	1.5	May 2000	Mansarovar Powers Pvt. Ltd.
32.	Balephi Khola	Sindhupalchowk	--	15.0	May 2000	Water Resource Consult
33.	Langtang	Rasuwa	Syaphru	5.0	Apr 2000	Kantipur Hydropower Pvt. Ltd.
34.	Sunkoshi Small	Sindhupalchowk	Chikati	1.2	Apr 2000	Sanima Hydropower Pvt. Ltd.
35.	Hew Khola	Panchthar	Phidim	4.0	Aug 2000	Hewa River Power Development Co. Pvt. Ltd.
36.	Upper Madi	Kaski	Nagargun	19.2	Aug 2000	Madi Power Pvt. Ltd.
37.	Thopal Khola	Dhading	Kumpur	1.1	Oct 2000	Neha Engineering and Consultancy Pvt. Ltd.
38.	Lower Myagdi Khola	--	Tatopani	25.5	Jan 2001	Nect Centre Pvt. Ltd. Him Consult
39.	Rosi Khola - 2	--	Gaganpani	8.0	Jan 2001	Molnea Power Pvt. Ltd.
40.	Sunaiyagaad	Baitadi	Sakar	4.6	Aug 2000	Jayant Chand
41.	Middle Modi	Kaski	Lumle	13.0	Nov 2000	Continental Power Development Pvt. Ltd.
42.	Tandi Khola	Nuwakot	Samundrataar	4.2	Aug 2000	EXEM International Pvt. Ltd.
43.	Khimti - 2	Ramechhap	Dolkha	25.0	Jun 1994	Himal Power Limited
44.	Khimti - 2	Ramechhap	Dolkha	27.0	Nov 2000	Statecraft International
45.	Mylup Khola	Ilam	Danabari	60.0	Dec 2000	Sanima Hydropower Pvt. Ltd.
46.	Upper Trishuli - 2	Rasuwa	Dhunchhe	300.0	Nov 2000	Pacific Hydro
47.	Likhu - 4	Okhaldhunga	Pokli	51.0	Nov 2000	Pacific Hydro
48.	Lower Arun	Sankhuwasabha	Mulpani	308.0	Nov 2000	Was Power
49.	Upper Marsyangdi	Lumjung	Dhermu	121.0	Dec 2000	Bha Tech
50.	Molung Khola	--	Lamidanda	2.5	Dec 2000	Eastern Power Co., Pvt. Ltd.
51.	Ridi Khola	--	Ruru	1.6	Dec 2000	Ridi Hydropower Development Co. Pvt. Ltd.
52.	Maya Khola	Sankhuwasabha	Mamling	3.0	Jan 2001	Makalu Hydropower Development Co., Pvt. Ltd.
53.	Upper Seti Khola I	Kaski	Puranchaur	3.0	Jan 2001	Seti Hydropower Development Co. Pvt. Ltd.
54.	Upper Seti Khola II	Kaski	Puranchaur	5.0	Jan 2001	Kaski Hydropower Development Co. Pvt. Ltd.
55.	Madi Khola	Kaski	Rivan	3.0	Feb 2001	Gandaki Hydropower Development Co. Pvt. Ltd.
56.	Lower Indrawati	Sindhupalchowk	Duwachaur	4.5	Feb 2001	Nation Hydropower Co. Pvt. Ltd.
57.	Bijaypur Khola I	Kaski	Pokhara	2.0	Feb 2001	Bhagwati Hydropower Co. Pvt. Ltd.
58.	Bijaypur Khola II	Kaski	Pokhara	2.0	Feb 2001	Bindhabasini Hydropower Co. Pvt. Ltd.
59.	Kotre Khola	Kaski	Lekhanth	2.0	Feb 2001	Machapuchhre Hydropower Co., Pvt. Ltd.
60.	Manahari Khola	Makawanpur	Bharta	4.0	Feb 2001	Mount Hydropower Co. Pvt. Ltd.
61.	Rigdi Khola	Chitwan	Kabilas	1.5	Mar 2001	Niltara W&E Pvt. Ltd.
62.	Upper Karnali	Achham	Syalghat	300.0	Mar 2001	Elsee NEA Hydro Electric

表5.3.1 家庭需要の需要予測結果

FY	New Consumers	Total Consumers	Domestic Load (GWh) *)	Electrification Ratio (%)
2001	69,993	713,307	524.1	16%
2002	127,093	840,400	576.5	19%
2003	100,000	940,400	637.1	21%
2004	100,000	1,040,400	705.7	23%
2005	100,000	1,140,400	776.6	24%
2006	100,000	1,240,400	851.2	26%
2007	100,000	1,340,400	929.9	27%
2008	100,000	1,440,400	1,012.7	29%
2009	100,000	1,540,400	1,094.8	30%
2010	100,000	1,640,400	1,179.6	31%
2011	100,000	1,740,400	1,268.7	33%
2012	100,000	1,840,400	1,362.1	34%
2013	100,000	1,940,400	1,460.1	35%
2014	100,000	2,040,400	1,563.0	36%
2015	100,000	2,140,400	1,670.9	37%
2016	100,000	2,240,400	1,784.2	38%
2017	100,000	2,340,400	1,903.1	39%
2018	100,000	2,440,400	2,027.8	40%
2019	100,000	2,540,400	2,158.7	40%
2020	100,000	2,640,400	2,296.1	41%

Average annual growth: 8.1%

*) 2001 & 2002 = actual

Assumptions:

No. of new consumers	Ceiling in number of new connections p.a.: 100,000		
	2001-2003	2004 - 2008	2009 - 2020
Average kWh pr. new connection	350	325	300
GDP / capita growth (%)	3.8	3.8	3.8
Income elasticity	1.4	1.4	1.3
Price elasticity	-0.4	-0.4	-0.4
Tariff increase (%)	4.5	0	0

Average household size: 5.4 persons

(All growth rates in real terms)

表5.3.2 工業需要の需要予測結果

FY	Normal Industrial Load (GWh) *)	Surkhet	Arghakhach	Salyan	Total large Industrial Load (GWh)	Total Industrial Load (GWh)
2001	526.3	0.0	0.0	0.0	0.0	526.3
2002	597.0	0.0	0.0	0.0	0.0	597.0
2003	640.8	0.0	4.6	0.0	4.6	645.4
2004	696.9	8.1	18.5	4.6	31.2	728.1
2005	758.0	32.4	32.4	18.5	83.3	841.2
2006	824.4	56.7	46.3	32.4	135.3	959.6
2007	896.6	80.9	46.3	46.3	173.4	1,070.0
2008	975.1	80.9	46.3	46.3	173.4	1,148.6
2009	1,053.4	80.9	46.3	46.3	173.4	1,226.9
2010	1,138.0	80.9	46.3	46.3	173.4	1,311.5
2011	1,229.4	80.9	46.3	46.3	173.4	1,402.8
2012	1,328.1	80.9	46.3	46.3	173.4	1,501.6
2013	1,434.8	80.9	46.3	46.3	173.4	1,608.2
2014	1,550.0	80.9	46.3	46.3	173.4	1,723.4
2015	1,674.4	80.9	46.3	46.3	173.4	1,847.9
2016	1,808.9	80.9	46.3	46.3	173.4	1,982.3
2017	1,954.1	80.9	46.3	46.3	173.4	2,127.6
2018	2,111.0	80.9	46.3	46.3	173.4	2,284.5
2019	2,280.6	80.9	46.3	46.3	173.4	2,454.0
2020	2,463.7	80.9	46.3	46.3	173.4	2,637.1

Average annual growth:

8.9%

*) 2001 & 2002 = actual

Assumptions:	2001-2003	2004 - 2008	2009 - 2020
Ind.GDP Growth (%)	7.3	7.3	7.3
Elasticity of GDP	1.2	1.2	1.1
Price elasticity	-0.3	-0.3	-0.3
Tariff Increase (%)	4.5	0	0

(All growth rates in real terms)

表5.3.3 商業需要の需要予測結果

FY	Commercial Load GWh *)
2001	95.2
2002	95.5
2003	101.8
2004	110.4
2005	119.7
2006	129.8
2007	140.8
2008	152.7
2009	164.6
2010	177.4
2011	191.2
2012	206.2
2013	222.2
2014	239.6
2015	258.3
2016	278.4
2017	300.1
2018	323.5
2019	348.8
2020	376.0

Average annual growth: 7.5%

*) 2001 & 2002 = actual

Assumptions: 2001-2003 2004 - 2008 2009 - 2020

GDP Growth (%)	6.5	6.5	6.5
Elasticity of GDP	1.3	1.3	1.2
Price elasticity	-0.4	-0.4	-0.4
Tariff Increase (%)	4.5	0	0

表5.3.4 その他需要の需要予測結果

FY	Other Load GWh *)
2001	120.7
2002	131.4
2003	140.1
2004	149.3
2005	159.2
2006	169.7
2007	180.9
2008	192.8
2009	204.5
2010	216.9
2011	230.0
2012	243.9
2013	258.6
2014	274.3
2015	290.9
2016	308.5
2017	327.1
2018	346.9
2019	367.9
2020	390.2

Average annual growth : 6.4%

*) 2001 & 2002 = actual

Assumptions:	2001-2003	2004 - 2008	2009 - 2020
GDP Growth (%)	5.5	5.5	5.5
Elasticity of GDP	1.2	1.2	1.1
Price elasticity	0	0	0
Tariff Increase (%)	4.5	0	0

(All growth rates in real terms)

表5.3.5 灌漑需要の需要予測結果

FY	Irrigation Load GWh *)	New Load GWh	Total Irr Load GWh
2001	28.9		28.9
2002	31.2		31.2
2003	31.6	4.2	35.9
2004	36.3	4.2	40.5
2005	41.1	4.2	45.3
2006	45.9	4.2	50.1
2007	50.7	4.2	55.0
2008	55.7	4.2	59.9
2009	60.7	4.2	64.9
2010	65.8	4.2	70.0
2011	70.9	4.2	75.2
2012	76.2	4.2	80.4
2013	81.5	4.2	85.7
2014	86.8	4.2	91.1
2015	92.3	4.2	96.5
2016	97.8	4.2	102.1
2017	103.4	4.2	107.7
2018	109.1	4.2	113.3
2019	114.9	4.2	119.1
2020	120.7	4.2	124.9

Average annual growth: 8.0%

*) 2001 & 2002 = actual

Average annual growth rate for existing load (1991-99) 1.4%

表5.3.6 インドへの電力輸出の需要予測結果

FY	Export Load GWh *)
2001	128.4
2002	142.9
2003	154.3
2004	166.7
2005	180.0
2006	194.4
2007	210.0
2008	226.8
2009	244.9
2010	264.5
2011	285.7
2012	308.5
2013	333.2
2014	359.8
2015	388.6
2016	419.7
2017	453.3
2018	489.6
2019	528.7
2020	571.0

Average annual growth: 8.2%

*) 2001 & 2002 = actual

表5.3.7 需要予測結果

FY	Energy Demand (GWh)											Load Factor (%)	Peak Load (MW)
	Domestic	Industrial	Commercial	Irrigation	Other	Total Nepal	Export	Total	Growth (%)	Losses (%)	Total Requirement		
2001	524.1	526.3	95.2	28.9	120.7	1,295.2	128.4	1,423.6	-	23.8	1,868.4	54.5	391.0
2002	576.5	597.0	95.5	31.2	131.4	1,431.6	142.9	1,574.5	10.6	24.6	2,087.6	55.9	426.0
2003	637.1	645.4	101.8	35.9	140.1	1,560.2	154.3	1,714.5	8.9	22.0	2,198.1	50.0	501.9
2004	705.7	728.1	110.4	40.5	149.3	1,734.0	166.7	1,900.7	10.9	21.0	2,406.0	50.0	549.3
2005	776.6	841.2	119.7	45.3	159.2	1,941.9	180.0	2,121.9	11.6	20.0	2,652.4	50.0	605.6
2006	851.2	959.6	129.8	50.1	169.7	2,160.5	194.4	2,354.9	11.0	19.0	2,907.3	50.0	663.8
2007	929.9	1,070.0	140.8	55.0	180.9	2,376.5	210.0	2,586.5	9.8	18.0	3,154.3	50.0	720.2
2008	1,012.7	1,148.6	152.7	59.9	192.8	2,566.7	226.8	2,793.5	8.0	18.0	3,406.7	50.0	777.8
2009	1,094.8	1,226.9	164.6	64.9	204.5	2,755.7	244.9	3,000.6	7.4	18.0	3,659.2	50.0	835.4
2010	1,179.6	1,311.5	177.4	70.0	216.9	2,955.4	264.5	3,219.9	7.3	18.0	3,926.7	50.0	896.5
2011	1,268.7	1,402.8	191.2	75.2	230.0	3,167.9	285.7	3,453.5	7.3	18.0	4,211.6	50.0	961.6
2012	1,362.1	1,501.6	206.2	80.4	243.9	3,394.1	308.5	3,702.6	7.2	18.0	4,515.3	50.0	1,030.9
2013	1,460.1	1,608.2	222.2	85.7	258.6	3,634.9	333.2	3,968.1	7.2	18.0	4,839.1	50.0	1,104.8
2014	1,563.0	1,723.4	239.6	91.1	274.3	3,891.3	359.8	4,251.2	7.1	18.0	5,184.3	50.0	1,183.6
2015	1,670.9	1,847.9	258.3	96.5	290.9	4,164.5	388.6	4,553.1	7.1	18.0	5,552.6	50.0	1,267.7
2016	1,784.2	1,982.3	278.4	102.1	308.5	4,455.5	419.7	4,875.2	7.1	18.0	5,945.4	50.0	1,357.4
2017	1,903.1	2,127.6	300.1	107.7	327.1	4,765.6	453.3	5,218.9	7.0	18.0	6,364.5	50.0	1,453.1
2018	2,027.8	2,284.5	323.5	113.3	346.9	5,096.1	489.6	5,585.7	7.0	18.0	6,811.8	50.0	1,555.2
2019	2,158.7	2,454.0	348.8	119.1	367.9	5,448.6	528.7	5,977.3	7.0	18.0	7,289.4	50.0	1,664.2
2020	2,296.1	2,637.1	376.0	124.9	390.2	5,824.4	571.0	6,395.4	7.0	18.0	7,799.3	50.0	1,780.7
I	8.1%	8.9%	7.5%	8.0%	6.4%	8.2%		8.2%			7.8%		8.3%
II	9.4%	10.7%	7.2%	10.3%	6.7%	9.6%		9.5%			8.6%		9.7%
III	6.9%	7.2%	7.8%	6.0%	6.1%	7.0%		7.1%			7.1%		7.1%
I Average annual growth over forecast period 2001 to 2020													
II Average annual growth for years 2001 to 2010													
III Average annual growth for years 2010 to 2020													
Notes: *2001 & 2002 figures are actuals corrected for load shedding.													
*Losses: targeted to reach 18% in stages through loss reductions, part of which are converted to sales.													
*Load factor: constant at 50%													

表5.3.8 エネルギーの需給バランス (Kulekhani III有りの場合)

with Kulekhani 3 in 2007							FY																							
No	Plant Name	Plant Type	Year in Service FY	Installed Capacity (MW)	Average Energy (GWh/yr)		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020				
1	Trisuli	ROR	1967(96)	24.5	277.0		277.0	277.0	277.0	277.0	277.0	277.0	277.0	277.0	277.0	277.0	277.0	277.0	277.0	277.0	277.0	277.0	277.0	277.0	277.0	277.0	277.0			
2	Devighat	ROR	1984(96)	14.1	*																									
3	Sunkoshi	ROR	1972	10.0	66.0		66.0	66.0	66.0	66.0	66.0	66.0	66.0	66.0	66.0	66.0	66.0	66.0	66.0	66.0	66.0	66.0	66.0	66.0	66.0	66.0	66.0			
4	Gandak	ROR	1979	15.0	53.0		53.0	53.0	53.0	53.0	53.0	53.0	53.0	53.0	53.0	53.0	53.0	53.0	53.0	53.0	53.0	53.0	53.0	53.0	53.0	53.0	53.0			
5	Kulekhani I	ST	1982	60.0	169.0		169.0	169.0	169.0	169.0	169.0	169.0	169.0	169.0	169.0	169.0	169.0	169.0	169.0	169.0	169.0	169.0	169.0	169.0	169.0	169.0	169.0			
6	Kulekhani II	ST	1986	32.0	85.0		85.0	85.0	85.0	85.0	85.0	85.0	85.0	85.0	85.0	85.0	85.0	85.0	85.0	85.0	85.0	85.0	85.0	85.0	85.0	85.0	85.0			
7	Marshangdi	PROR	1989	69.0	462.0		462.0	462.0	462.0	462.0	462.0	462.0	462.0	462.0	462.0	462.0	462.0	462.0	462.0	462.0	462.0	462.0	462.0	462.0	462.0	462.0	462.0			
8	Andhi Khola	ROR	1991	5.1	38.0		38.0	38.0	38.0	38.0	38.0	38.0	38.0	38.0	38.0	38.0	38.0	38.0	38.0	38.0	38.0	38.0	38.0	38.0	38.0	38.0	38.0			
9	Jhimruk	ROR	1994	12.3	81.0		81.0	81.0	81.0	81.0	81.0	81.0	81.0	81.0	81.0	81.0	81.0	81.0	81.0	81.0	81.0	81.0	81.0	81.0	81.0	81.0	81.0			
10	Ilam (Puwa Khola)	ROR	1999	6.2	41.0		41.0	41.0	41.0	41.0	41.0	41.0	41.0	41.0	41.0	41.0	41.0	41.0	41.0	41.0	41.0	41.0	41.0	41.0	41.0	41.0	41.0			
11	Khimti Khola	ROR	2000	60.0	353.0		353.0	353.0	353.0	353.0	353.0	353.0	353.0	353.0	353.0	353.0	353.0	353.0	353.0	353.0	353.0	353.0	353.0	353.0	353.0	353.0	353.0			
12	Upper Bhoite Koshi	ROR	2000	36.0	250.0		250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0			
13	Modi Khola	ROR	2000	14.0	87.0		87.0	87.0	87.0	87.0	87.0	87.0	87.0	87.0	87.0	87.0	87.0	87.0	87.0	87.0	87.0	87.0	87.0	87.0	87.0	87.0	87.0			
14	Small Hydros	ROR	-	5.0	26.0		26.0	26.0	26.0	26.0	26.0	26.0	26.0	26.0	26.0	26.0	26.0	26.0	26.0	26.0	26.0	26.0	26.0	26.0	26.0	26.0	26.0			
15	Biratnagar	DG		1.0	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0			
16	Hetauda	DG	1983	9.0	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0			
17	Marsyangdi	DG	1989	2.3	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0			
18	Duhabi	MF	1992	39.0	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0			
19	Kali Gandaki-A	PROR	2002	144.0	791.0		791.0	791.0	791.0	791.0	791.0	791.0	791.0	791.0	791.0	791.0	791.0	791.0	791.0	791.0	791.0	791.0	791.0	791.0	791.0	791.0	791.0			
20	Syange	ROR	2002	0.1	1.0		1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0			
21	Chilime	PROR	2003	20.0	101.0		101.0	101.0	101.0	101.0	101.0	101.0	101.0	101.0	101.0	101.0	101.0	101.0	101.0	101.0	101.0	101.0	101.0	101.0	101.0	101.0	101.0			
22	Indrawati	ROR	2003	7.5	37.0		37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0			
23	Daram Khola	PROR	2003	5.0	33.0		33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0			
24	Piluwa Khola	PROR	2003	3.0	18.0		18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0			
25	Chaku Khola	PROR	2003	0.9	7.0		7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0			
26	PHEME	PROR	2004	1.0	8.0		8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0			
27	Upper Modi	ROR	2004	14.0	89.6		89.6	89.6	89.6	89.6	89.6	89.6	89.6	89.6	89.6	89.6	89.6	89.6	89.6	89.6	89.6	89.6	89.6	89.6	89.6	89.6	89.6			
28	Khudi	PROR	2004	3.5	25.0		25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0			
29	Mailung	PROR	2005	5.0	37.0		37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0			
30	Middle Marsyangdi	PROR	2005	70.0	393.0		393.0	393.0	393.0	393.0	393.0	393.0	393.0	393.0	393.0	393.0	393.0	393.0	393.0	393.0	393.0	393.0	393.0	393.0	393.0	393.0	393.0			
31	Langtang	PROR	2007	10.0	78.0		78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0			
32	Chameliya	PROR	2007	30.0	196.0		196.0	196.0	196.0	196.0	196.0	196.0	196.0	196.0	196.0	196.0	196.0	196.0	196.0	196.0	196.0	196.0	196.0	196.0	196.0	196.0	196.0			
33	Kulekhani III	ST	2007	42.0	50.0		50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0			
34	Khimti-2	PROR	2007	27.0	157.0		157.0	157.0	157.0	157.0	157.0	157.0	157.0	157.0	157.0	157.0	157.0	157.0	157.0	157.0	157.0	157.0	157.0	157.0	157.0	157.0	157.0			
35	Rahughat	ROR	2008	27.0	165.0		165.0	165.0	165.0	165.0	165.0	165.0	165.0	165.0	165.0	165.0	165.0	165.0	165.0	165.0	165.0	165.0	165.0	165.0	165.0	165.0	165.0			
36	Kabeli-A	ROR	2008	30.0	162.0		162.0	162.0	162.0	162.0	162.0	162.0	162.0	162.0	162.0	162.0	162.0	162.0	162.0	162.0	162.0	162.0	162.0	162.0	162.0	162.0	162.0			
37	Upper Karnali-A	PROR	2009	300.0	2133.0		2133.0	2133.0	2133.0	2133.0	2133.0	2133.0	2133.0	2133.0	2133.0	2133.0	2133.0	2133.0	2133.0	2133.0	2133.0	2133.0	2133.0	2133.0	2133.0	2133.0	2133.0			
(a) Total Generation (GWh/Year)							1988	1988	2780	2976	3099	3529	3529	4010	4337	6470	6470	6470	6470	6470	6470	6470	6470	6470	6470	6470	6470			
(b1) Forecasted Demand (Base Case) (GWh/Year)							1868.4	2087.6	2198.1	2406	2652.4	2907.3	3154.3	3406.7	3659.2	3926.7	4211.6	4515.3	4839.1	5184.3	5552.6	5945.4	6364.5	6811.8	7289.4	7799.3				
(c) Balance (Generation - Demand) (GWh/Year)							120	-100	582	570	446	621	374	603	677	2543	2258	1954	1630	1285	917	524	105	-342	-820	-1330				
(b2) Forecasted Demand (High Case) (GWh/Year)							1868	2088	2224	2461	2741	3035	3326	3631	3939	4270	4627	5012	5427	5875	6359	6882	7447	8057	8717	9430				
(b3) Forecasted Demand (Low Case) (GWh/Year)							1868	2088	2173	2352	2566	2785	2992	3197	3401	3614	3839	4075	4324	4587	4864	5157	5465	5791	6134	6497				

Notes
1) * : Average energy of Devighat is included in Trisuli
2) New power stations supply their full annual energy from the following year of in service.
Abbreviation
ROR: Run-of-River
PROR: Peaking Run-of-River; plants which have ability of daily regulation
ST: Storage; plants which have ability of annual regulation
DG: Diesel Generator
MF: Multi-fuel Diesel Generator

表5.3.9 エネルギーの需給バランス（Kulekhani III無しの場合）

No	Plant Name	Plant Type	Year In Service FY	Installed Capacity (MW)	Average Energy (GWh/yr)	FY																			
						2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
1	Trisuli	ROR	1967(96)	24.5	277.0	277.0	277.0	277.0	277.0	277.0	277.0	277.0	277.0	277.0	277.0	277.0	277.0	277.0	277.0	277.0	277.0	277.0			
2	Devighat	ROR	1984(96)	14.1	*																				
3	Sunkoshi	ROR	1972	10.0	66.0	66.0	66.0	66.0	66.0	66.0	66.0	66.0	66.0	66.0	66.0	66.0	66.0	66.0	66.0	66.0	66.0	66.0			
4	Gandak	ROR	1979	15.0	53.0	53.0	53.0	53.0	53.0	53.0	53.0	53.0	53.0	53.0	53.0	53.0	53.0	53.0	53.0	53.0	53.0	53.0			
5	Kulekhani I	ST	1982	60.0	169.0	169.0	169.0	169.0	169.0	169.0	169.0	169.0	169.0	169.0	169.0	169.0	169.0	169.0	169.0	169.0	169.0	169.0			
6	Kulekhani II	ST	1986	32.0	85.0	85.0	85.0	85.0	85.0	85.0	85.0	85.0	85.0	85.0	85.0	85.0	85.0	85.0	85.0	85.0	85.0	85.0			
7	Marshangdi	PROR	1989	69.0	462.0	462.0	462.0	462.0	462.0	462.0	462.0	462.0	462.0	462.0	462.0	462.0	462.0	462.0	462.0	462.0	462.0	462.0			
8	Andhi Khola	ROR	1991	5.1	38.0	38.0	38.0	38.0	38.0	38.0	38.0	38.0	38.0	38.0	38.0	38.0	38.0	38.0	38.0	38.0	38.0	38.0			
9	Jhimruk	ROR	1994	12.3	81.0	81.0	81.0	81.0	81.0	81.0	81.0	81.0	81.0	81.0	81.0	81.0	81.0	81.0	81.0	81.0	81.0	81.0			
10	Ilam (Puwa Khola)	ROR	1999	6.2	41.0	41.0	41.0	41.0	41.0	41.0	41.0	41.0	41.0	41.0	41.0	41.0	41.0	41.0	41.0	41.0	41.0	41.0			
11	Khimti Khola	ROR	2000	60.0	353.0	353.0	353.0	353.0	353.0	353.0	353.0	353.0	353.0	353.0	353.0	353.0	353.0	353.0	353.0	353.0	353.0	353.0			
12	Upper Bhote Koshi	ROR	2000	36.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0			
13	Modi Khola	ROR	2000	14.0	87.0	87.0	87.0	87.0	87.0	87.0	87.0	87.0	87.0	87.0	87.0	87.0	87.0	87.0	87.0	87.0	87.0	87.0			
14	Small Hydros	ROR	-	5.0	26.0	26.0	26.0	26.0	26.0	26.0	26.0	26.0	26.0	26.0	26.0	26.0	26.0	26.0	26.0	26.0	26.0	26.0			
15	Biratnagar	DG	-	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0			
16	Hetauda	DG	1983	9.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0			
17	Marsyangdi	DG	1989	2.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0			
18	Dubabi	MF	1992	39.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0			
19	Kali Gandaki-A	PROR	2002	144.0	791.0	791.0	791.0	791.0	791.0	791.0	791.0	791.0	791.0	791.0	791.0	791.0	791.0	791.0	791.0	791.0	791.0	791.0			
20	Syange	ROR	2002	0.1	1.0		1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0			
21	Chilime	PROR	2003	20.0	101.0		101.0	101.0	101.0	101.0	101.0	101.0	101.0	101.0	101.0	101.0	101.0	101.0	101.0	101.0	101.0	101.0			
22	Indrawati	ROR	2003	7.5	37.0		37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0			
23	Daram Khola	PROR	2003	5.0	33.0		33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0	33.0			
24	Piluwā Khola	PROR	2003	3.0	18.0		18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0			
25	Chaku Khola	PROR	2003	0.9	7.0		7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0			
26	PHEME	PROR	2004	1.0	8.0		8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0			
27	Upper Modi	ROR	2004	14.0	89.6		89.6	89.6	89.6	89.6	89.6	89.6	89.6	89.6	89.6	89.6	89.6	89.6	89.6	89.6	89.6	89.6			
28	Khudi	PROR	2004	3.5	25.0		25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0			
29	Mailung	PROR	2005	5.0	37.0		37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0	37.0			
30	Middle Marsyangdi	PROR	2005	70.0	393.0		393.0	393.0	393.0	393.0	393.0	393.0	393.0	393.0	393.0	393.0	393.0	393.0	393.0	393.0	393.0	393.0			
31	Langtang	PROR	2007	10.0	78.0		78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0	78.0			
32	Chameliya	PROR	2007	30.0	196.0		196.0	196.0	196.0	196.0	196.0	196.0	196.0	196.0	196.0	196.0	196.0	196.0	196.0	196.0	196.0	196.0			
33	Kulekhani III	ST	2007	42.0																					
34	Khimti-2	PROR	2007	27.0	157.0					157.0	157.0	157.0	157.0	157.0	157.0	157.0	157.0	157.0	157.0	157.0	157.0	157.0			
35	Rahughat	ROR	2008	27.0	165.0					165.0	165.0	165.0	165.0	165.0	165.0	165.0	165.0	165.0	165.0	165.0	165.0	165.0			
36	Kabeli-A	ROR	2008	30.0	162.0					162.0	162.0	162.0	162.0	162.0	162.0	162.0	162.0	162.0	162.0	162.0	162.0	162.0			
37	Upper Karnali-A	PROR	2009	300.0	2133.0							2133.0	2133.0	2133.0	2133.0	2133.0	2133.0	2133.0	2133.0	2133.0	2133.0	2133.0			
(a)	Total Generation				(GWh/Year)	1988	1988	2780	2976	3099	3529	3529	3960	4287	6420	6420	6420	6420	6420	6420	6420	6420			
(b1)	Forecasted Demand (Base Case)				(GWh/Year)	1868.4	2087.6	2198.1	2406	2652.4	2907.3	3154.3	3406.7	3659.2	3926.7	4211.6	4515.3	4839.1	5184.3	5552.6	5945.4	6364.5	6811.8	7289.4	7799.3
(c)	Balance (Generation - Demand)				(GWh/Year)	120	-100	582	570	446	621	374	553	627	2493	2208	1904	1580	1235	867	474	55	-392	-870	-1380
(b2)	Forecasted Demand (High Case)				(GWh/Year)	1868	2088	2224	2461	2741	3035	3326	3631	3939	4270	4627	5012	5427	5875	6359	6882	7447	8057	8717	9430
(b3)	Forecasted Demand (Low Case)				(GWh/Year)	1868	2088	2173	2352	2566	2785	2992	3197	3401	3614	3839	4075	4324	4587	4864	5157	5465	5791	6134	6497

Notes

- 1) * : Average energy of Devighat is included in Trisuli
- 2) New power stations supply their full annual energy from the following year of in service.

Abbreviation

- ROR: Run-of-River
 PROR: Peaking Run-of-River; plants which have ability of daily regulation
 ST: Storage; plants which have ability of annual regulation

表5.3.11 ピーク電力の需給バランス (Kulekhani III無しの場合)

No	Plant Name	Plant Type	Year in Service FY	Installed Capacity (MW)	Peaking Capacity (MW)	FY																			
						2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
1	Trisuli	ROR	1967(96)	24.5	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0		
2	Devighat	ROR	1984(96)	14.1	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0		
3	Sunkoshi	ROR	1972	10.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0		
4	Gandak	ROR	1979	15.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0		
5	Kulekhani I	ST	1982	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0		
6	Kulekhani II	ST	1986	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0		
7	Marshangdi	PROR	1989	69.0	69.0	69.0	69.0	69.0	69.0	69.0	69.0	69.0	69.0	69.0	69.0	69.0	69.0	69.0	69.0	69.0	69.0	69.0	69.0		
8	Andhi Khola	ROR	1991	5.1	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0		
9	Jhimruk	ROR	1994	12.3	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0		
10	Ilam (Puwa Khola)	ROR	1999	6.2	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0		
11	Khimti Khola	ROR	2000	60.0	34.0	34.0	34.0	34.0	34.0	34.0	34.0	34.0	34.0	34.0	34.0	34.0	34.0	34.0	34.0	34.0	34.0	34.0	34.0		
12	Upper Bhote Koshi	ROR	2000	36.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0		
13	Modi Khola	ROR	2000	14.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0		
14	Small Hydros	ROR	-	5.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0		
15	Biratnagar	DG		1.0	1.0	0.5	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
16	Hetauda	DG	1983	9.0	8.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
17	Marsyangdi	DG	1989	2.3	1.0	1.0	1.0	1.0	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.0	0.0	0.0		
18	Duhabi	MF	1992	39.0	22.0	21.5	22.0	19.5	19.5	19.5	19.5	19.5	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0		
19	Kali Gandaki-A	PROR	2002	144.0	144.0	144.0	144.0	144.0	144.0	144.0	144.0	144.0	144.0	144.0	144.0	144.0	144.0	144.0	144.0	144.0	144.0	144.0	144.0		
20	Syange	ROR	2002	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1		
21	Chilime	PROR	2003	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0		
22	Indrawati	ROR	2003	7.5	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0		
23	Daram Khola	PROR	2003	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0		
24	Piluwra Khola	PROR	2003	3.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0		
25	Chaku Khola	PROR	2003	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9		
26	PHEME	PROR	2004	1.0	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9		
27	Upper Modi	ROR	2004	14.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0		
28	Khudi	PROR	2004	3.5	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2		
29	Mailung	PROR	2005	5.0	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3		
30	Middle Marsyangdi	PROR	2005	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0	70.0		
31	Langtang	PROR	2007	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0		
32	Chameliya	PROR	2007	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0		
33	Kulekhani-3	ST	2007	42.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
34	Khimti-2	PROR	2007	27.0	53.0 *	53.0	53.0	53.0	53.0	53.0	53.0	53.0	53.0	53.0	53.0	53.0	53.0	53.0	53.0	53.0	53.0	53.0	53.0		
35	Rahughat	ROR	2008	27.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0		
36	Kabeli-A	ROR	2008	30.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0		
37	Upper Karnali-A	PROR	2009	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0		
	Import from India			50/150		50	50	50	50	50	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150		
(a)	Total Peaking Capacity	(MW)				367	367	509	540	551	725	725	811	829	1129	1129	1129	1129	1129	1128	1128	1115	1115		
(b1)	Forecasted Peak Load (Base Case)	(MW)				391	426	502	549	606	664	720	778	835	896	962	1031	1104.8	1183.6	1267.7	1357.4	1453.1	1555.2		
(c)	Reserve Margin	(MW)				-24	-59	7	-10	-55	61	5	34	-6	233	168	98	24	-54	-139	-229	-325	-440		
(d)	Ratio of Reserve Margin	(%)	(c) / (b)			-6.1	-13.8	1.4	-1.7	-9.1	9.2	0.7	4.3	-0.8	26.0	17.4	9.5	2.2	-4.6	-11.0	-16.9	-22.3	-28.3		
(b2)	Forecasted Peak Load (High Case)	(MW)				391	426	508	562	626	693	759	829	899	975	1056	1144	1239	1341	1452	1571	1700	1839		
(b3)	Forecasted Peak Load (Low Case)	(MW)				391	426	496	537	586	636	683	730	777	825	876	930	987	1047	1111	1177	1248	1322		

Notes
1) * : Construction of Khimti-2 increases the peaking capacity of Khimti-1 to 60 MW
2) Power supply at annual peak time of each new power station starts from the following year of in service, respectively.
Abbreviation
ROR: Run-of-River
PROR: Peaking Run-of-River; plants which have ability of daily regulation
ST: Storage; plants which have ability of annual regulation
DG: Diesel Generator
MF: Multi-fuel Diesel Generator

表5.5.1 既設発電所における運転・保守の予算概要

(千ネパール・ルピー)

ネパール暦 (西暦)	クリカニ - 1				総計	クリカニ - 2				総計
	運転予算	保守予算				運転予算	保守予算			
		電/機	土木	合計			電/機	土木	合計	
2053/54 (96/97)	9,991	1,221	4,672	5,893	15,884	6,189	904	3,494	4,398	10,587
2054/55 (97/98)	14,035	1,178	4,534	5,712	19,747	7,665	520	3,505	4,025	11,690
2055/56 (98/99)	13,198	1,350	4,500	5,850	19,048	6,899	610	3,000	3,610	10,509
2056/57 (99/00)	15,250	951	4,298	5,249	20,499	7,678	386	4,121	4,507	12,185
2057/58 (00/01)	20,593	1,099	4,039	5,138	25,731	10,651	843	5,047	5,890	16,541
2058/59 (01/02)	21,863	1,719	4,752	6,471	28,334	12,276	3,035	4,730	7,765	20,041
年平均増加率(ネパール・ルピー)					12.3%					13.6%

ネパール暦 (西暦)	マルジャンディ				総計	カリガンダキA				総計	
	運転予算	保守予算				運転予算	保守予算				
		電/機	土木	合計			電/機	土木	合計		
2053/54 (96/97)					21,197						
2054/55 (97/98)					41,908						
2055/56 (98/99)					34,874						
2056/57 (99/00)					46,881						
2057/58 (00/01)					39,952						
2058/59 (01/02)					44,567	-	-	-	-	-	-
年平均増加率(ネパール・ルピー)					16.0%						

注:

- (1) NEAの予算配分より引用。
- (2) ネパール暦は概略7月15日より始まる。
- (3) カリガンダキ A O & M 予算を現在準備中。

米ドルに換算した運転・保守予算

(米ドル)

ネパール暦 (西暦)	クリカニ - 1				総計	クリカニ - 2				総計	換算レート (NRs/US\$)
	運転予算	保守予算				運転予算	保守予算				
		電/機	土木	合計			電/機	土木	合計		
2053/54 (96/97)	176,233	21,537	82,410	103,948	280,181	109,169	15,946	61,631	77,577	186,746	56.692
2054/55 (97/98)	241,941	20,307	78,159	98,466	340,407	132,132	8,964	60,421	69,385	201,517	58.010
2055/56 (98/99)	200,042	20,462	68,207	88,669	288,711	104,568	9,246	45,471	54,717	159,285	65.976
2056/57 (99/00)	223,479	13,936	62,985	76,921	300,400	112,516	5,657	60,391	66,047	178,564	68.239
2057/58 (00/01)	289,659	15,458	56,812	72,271	361,929	149,816	11,858	70,991	82,848	232,664	71.094
2058/59 (01/02)	291,658	22,932	63,393	86,325	377,983	163,765	40,488	63,099	103,587	267,352	74.961
年平均増加率(米ドル)					6.2%					7.4%	5.7%

ネパール暦 (西暦)	マルジャンディ				総計	カリガンダキA				総計	換算レート (NRs/US\$)
	運転予算	保守予算				運転予算	保守予算				
		電/機	土木	合計			電/機	土木	合計		
2053/54 (96/97)					373,894					56.692	
2054/55 (97/98)					722,433					58.010	
2055/56 (98/99)					528,588					65.976	
2056/57 (99/00)					692,889					68.239	
2057/58 (00/01)					665,064					71.094	
2058/59 (01/02)					630,755	-	-	-	-	-	74.961
年平均増加率(米ドル)					11.0%					5.7%	

注: 換算レートはIMF資料より引用。

表5.5.2 ネパールに於ける主要既設発電所の諸元
(2002年10月末現在)

名前	設備容量 (kW)	ユニット 数	発電所 の種類	発電所 建物の 種類	水車				交流同期発電機				完成 年月	ファーム/平均 電力量 (GWh)	平均 電力量 (GWh)	平均 利用率 (%)	LDCでの ピーク負荷 (MW)
					出力 (kW)	設計落差 (m)	流量 (m ³ /s)	種類	容量 (kVA)	回転数 (rpm)	力率	電圧 (kV)					
1. Trishuli	21,000	7	ROR	SF	3,500	54.0	45.3	HF	3,750	500	0.80	6.3	1967	23.2	136.2	74.1	21.0
2. Sunkosi	10,050	3	ROR	SF	3,530	30.5	39.9	VF	<i>3,940</i>	300	0.85	6.3	1972	114.6	56.8	64.5	9.0
3. Gandak	15,000	3	ROR	SF	5,600	6.1	311.5	Bulb	<i>5,880</i>	107	0.85	6.6	1979	56.7	28.4	21.6	4.0
4. Kulekhani I	60,000	2	ST	UG	31,000	614.0	13.1	VP	35,000	600	0.85	11	1982	154.7	176.1	33.5	60.5
7. Devighat	14,100	3	ROR	SF	5,030	40.0	45.3	VF	<i>5,875</i>	333	0.80	6.6	1984	89.7	94.7	76.7	14.1
6. Kulekhani II	32,000	2	ST	SF	16,000	310.0	13.3	VF	18,800	750	0.85	6.6	1986	95.0	83.9	29.9	30.0
7. Marshangdi	75,000	3	PROR	Semi.UG	23,000	90.5	96.0	VF	30,000	300	0.85	11	Dec. 1989	312.0	443.3	67.5	74.6
					max.26,000	95.0								(462.5)			
8. Modi Khola	14,800	2	ROR	SF	7,260	67.0	25.0	VF	8,260	429	0.90	6.6	Dec. 2000	(92.5)	24.1	18.6	-
9. Khimti Khola (*)	60,000	5	ROR	UG	*12,600	**670.0	2.21	HP	14,200	750	0.86	10.5	Feb. 2000	(350.0)	372.7	70.9	43.0
10. BhoteKosi (*)	45,000	2	ROR	SF	22,000	134.0	18.4	VF	25,000	429	0.90	11	Jan. 2001	(246.0)	121.2	30.8	27.0
11. Kali Gandaki "A"	144,000	3	PROR	SF	48,000	115.0	141.0	VF	56,500	300	0.85	13.8	June 2002	(842.0)	-	-	-

(): 平均

注:

1. 星印(*)の付いた発電所はNEA以外の発電会社が所有。そこで、NEAはそれらの電力を契約に基づいて購入している。
2. キムティコーラにて、取水構造物が2002年10月に破壊されたが、発電所には損傷はなかった。それで、乾季に約半分の容量で発電運転を継続している。但し、洪水時期には中断せざるを得ない。
3. 斜体数値は推定容量を示す。
4. 星印(*)の付いた数値は発電機容量から推定。
5. 星印(**)の付いた設計落差は最大落差と思われる。
6. 省略文字は下記の通り:

ROR : 流込み式
 PROR : ピーク対応流込み式
 ST : 貯水式
 SF : 地上型
 UG : 地下型
 Semi.UG : 半地下型
 HF : 水平軸型フランシス
 VF : 縦軸型フランシス
 Bulb : 水平軸型バルブ
 HP : 水平軸型ペルトン
 VP : 縦軸型ペルトン
 PF : 力率

表 5.5.3 保守作業の沿革

既設の各主要発電所に於ける保守の沿革は下記に示す。

1) **KL-1**

- 1982年に商業運転開始
 - 1990年にローターコイルに付着したカーボン粉と油霧による発電機回路接地事故を除去する為に、発電機励磁方式を静止型からブラシレス励磁方式に改造
 - 1993年に発生した洪水災害は水圧鉄管（ペンストック）、河岸の倉庫等に損傷を与えたが、直ちに修復。
 - 1994年7月にNEA要員による第一次オーバーホールが実施されたが、それには日本政府（JICA）の無償援助により予備品の調達や製造会社の技術指導員派遣も含まれている。
 - ダム側と発電所側の通信方式の改善、但し貯水池水位遠隔伝送表示改善も含む
 - 1997年に防災プロジェクトにて斜扉に改造
-

2) **KL-2**

- 1986年に商業運転開始
 - 1993年に発生した洪水災害はマンツ取水堰に損傷を与えたが、1995年に復興。
 - 1994年7月にNEA要員による第一次オーバーホールが実施されたが、それには日本政府（JICA）の無償援助により予備品の調達や製造会社の技術指導員派遣も含まれており、KL-1も同時に実施した。
-

3) **マルシャンディ**

- 1989年に商業運転開始
 - 1992年以来磨耗による各ランナの3年毎に補修（毎年1台）
 - 現在まで発電所機器のオーバーホールは実施していない（13年経過している）
-

4) **カリガンダキ A**

- 2002年中頃に商業運転開始
 - キャピテーションピッチングの最終検査は水車ランナ分解した後、契約 Lot-5 に於ける性能保証満期日に実施される予定、即ち早くても2003年4月中。
-

表5.5.4 保守及び対策の現状

項 目	クリカニ I	クリカニ II	マルシャンディ	カリガンダキ "A"
1. 土木工事保守				
a. 監理道路	地滑りによる損壊及び人力による部分補修を観察、大きな崩壊箇所除く	- 同左 -	観察されず	観察されず
b. 貯水池、沈砂池、堰又は砂防ダムの滞砂	貯水池及び二つの堰内の滞砂の報告あり	砂防ダム内の滞砂と撤去の報告あり	沈砂池の滞砂及びサンドポンプによる排砂の報告	放水路の滞砂及びサンドポンプによる排砂の報告
c. ダム / 堰内の機械保守、門扉、バルブ等	越流門扉が手動で操作、非常用ディーゼル発電機不調 中空バルブ不調	なし	取水門扉用底板が侵食し高張カステール板で修理	なし
現在の諸問題	オイル、グリース、燃料及びバッテリーが支給されないことが報告あり	報告なし	報告なし	報告なし
d. 重機類の保守	視察せず、但しヘタウダ修理工場へ移設と報告有り。モンスーン前に必要最小限の重機を現場で保管を推奨	- 同左 -	視察せず	視察せず
2. 発電機器の保守				
a. 一般	綺麗に良く保守されていることが観察された	- 同左 -	- 同左 -	- 同左 -
b. 現在の諸問題	一時的な修理を施したステータ(1号機)のオーバーホール時に修理を予定、励磁機電流計の指示が不良	2号機用调速機の自動操作不良、アナログ式の予備品の製造中止の為、直ちにデジタル调速機の調達が必要 ガイドベーンより漏水を観察された ヘタウダ修理工場へ移設と報告あり。	水車ランナへの激しい砂磨耗の為金属噴射による補修を毎年1台実施、 酷く懐食したウェアリング・リング(1号機)を観察、それを最近NHEブットワールで溶接・機械仕上げにより補修 132 kV避雷器の損傷が報告されたが、その原因は不明	3台の入口弁の問題や水車軸封水用濾過器が雨季中にすぐ詰ることが報告された 2号機用の制御に問題(プログラムマブルコントローラ用電源)有る事が報告された 「上記は保証期間中であり契約に基づいて処理される」

添付5.1 高需要予測結果

FY	Energy Demand (GWh)											Load Factor (%)	Peak Load (MW)
	Domestic	Industrial	Commercial	Irrigation	Other	Total Nepal	Export	Total	Growth (%)	Losses (%)	Total Requirement		
2001	524.1	526.3	95.2	28.9	120.7	1,295.2	128.4	1,423.6	-	23.8	1,868.4	54.5	391.0
2002	576.5	597.0	95.5	31.2	131.4	1,431.6	142.9	1,574.5	10.6	24.6	2,087.6	55.9	426.0
2003	643.3	655.7	103.3	35.9	141.8	1,580.1	154.3	1,734.4	10.2	22.0	2,223.6	50.0	507.7
2004	719.3	750.8	113.8	40.5	153.0	1,777.5	166.7	1,944.1	12.1	21.0	2,460.9	50.0	561.9
2005	798.7	878.4	125.4	45.3	165.2	2,013.0	180.0	2,193.0	12.8	20.0	2,741.3	50.0	625.9
2006	883.3	1,014.1	138.1	50.1	178.2	2,263.8	194.4	2,458.2	12.1	19.0	3,034.8	50.0	692.9
2007	973.2	1,144.6	152.1	55.0	192.4	2,517.2	210.0	2,727.2	10.9	18.0	3,325.8	50.0	759.3
2008	1,068.9	1,246.7	167.5	59.9	207.6	2,750.6	226.8	2,977.3	9.2	18.0	3,630.9	50.0	829.0
2009	1,164.4	1,350.1	183.2	64.9	222.7	2,985.3	244.9	3,230.2	8.5	18.0	3,939.3	50.0	899.4
2010	1,264.4	1,463.5	200.3	70.0	238.8	3,237.0	264.5	3,501.5	8.4	18.0	4,270.1	50.0	974.9
2011	1,370.2	1,587.8	219.1	75.2	256.2	3,508.4	285.7	3,794.1	8.4	18.0	4,626.9	50.0	1,056.4
2012	1,482.3	1,724.1	239.6	80.4	274.8	3,801.1	308.5	4,109.7	8.3	18.0	5,011.8	50.0	1,144.2
2013	1,601.1	1,873.5	262.0	85.7	294.7	4,117.0	333.2	4,450.2	8.3	18.0	5,427.1	50.0	1,239.1
2014	1,726.9	2,037.3	286.5	91.1	316.1	4,457.9	359.8	4,817.8	8.3	18.0	5,875.3	50.0	1,341.4
2015	1,860.1	2,216.9	313.4	96.5	339.1	4,826.0	388.6	5,214.6	8.2	18.0	6,359.3	50.0	1,451.9
2016	2,001.3	2,413.8	342.7	102.1	363.7	5,223.5	419.7	5,643.3	8.2	18.0	6,882.0	50.0	1,571.2
2017	2,150.8	2,629.7	374.8	107.7	390.1	5,653.0	453.3	6,106.3	8.2	18.0	7,446.7	50.0	1,700.2
2018	2,309.2	2,866.4	409.8	113.3	418.4	6,117.2	489.6	6,606.7	8.2	18.0	8,057.0	50.0	1,839.5
2019	2,477.0	3,125.9	448.2	119.1	448.8	6,618.9	528.7	7,147.7	8.2	18.0	8,716.7	50.0	1,990.1
2020	2,654.7	3,410.4	490.2	124.9	481.3	7,161.5	571.0	7,732.6	8.2	18.0	9,430.0	50.0	2,153.0
I	8.9%	10.3%	9.0%	8.0%	7.6%	9.4%		9.3%			8.9%		9.4%
II	10.3%	12.0%	8.6%	10.3%	7.9%	10.7%		10.5%			9.6%		10.7%
III	7.7%	8.8%	9.4%	6.0%	7.3%	8.3%		8.2%			8.2%		8.2%

I Average annual growth over forecast period 2001 to 2020

II Average annual growth for years 2001 to 2010

III Average annual growth for years 2010 to 2020

Notes: *2001 & 2002 figures are actuals corrected for load shedding.

*Losses: targeted to reach 18% in stages through loss reductions, part of which are converted to sales.

*Load factor: constant at 50%

添付5.2 低需要予測結果

FY	Energy Demand (GWh)											Load Factor (%)	Peak Load (MW)
	Domestic	Industrial	Commercial	Irrigation	Other	Total Nepal	Export	Total	Growth (%)	Losses (%)	Total Requirement		
2001	524.1	526.3	95.2	28.9	120.7	1,295.2	128.4	1,423.6	-	23.8	1,868.4	54.5	391.0
2002	576.5	597.0	95.5	31.2	131.4	1,431.6	142.9	1,574.5	10.6	24.6	2,087.6	55.9	426.0
2003	630.8	635.1	100.2	35.9	138.3	1,540.3	154.3	1,694.6	7.6	22.0	2,172.6	50.0	496.0
2004	692.2	705.9	106.9	40.5	145.6	1,691.2	166.7	1,857.9	9.6	21.0	2,351.7	50.0	536.9
2005	754.8	805.2	114.2	45.3	153.3	1,872.8	180.0	2,052.8	10.5	20.0	2,566.0	50.0	585.8
2006	820.1	907.8	121.9	50.1	161.4	2,061.4	194.4	2,255.8	9.9	19.0	2,784.9	50.0	635.8
2007	888.2	1,000.1	130.1	55.0	170.0	2,243.4	210.0	2,453.4	8.8	18.0	2,991.9	50.0	683.1
2008	959.2	1,058.0	138.9	59.9	178.9	2,395.0	226.8	2,621.8	6.9	18.0	3,197.3	50.0	730.0
2009	1,029.0	1,114.9	147.6	64.9	187.6	2,544.0	244.9	2,788.9	6.4	18.0	3,401.1	50.0	776.5
2010	1,100.3	1,175.3	156.8	70.0	196.7	2,699.1	264.5	2,963.6	6.3	18.0	3,614.2	50.0	825.2
2011	1,174.4	1,239.7	166.6	75.2	206.2	2,862.0	285.7	3,147.7	6.2	18.0	3,838.6	50.0	876.4
2012	1,251.4	1,308.2	177.0	80.4	216.2	3,033.1	308.5	3,341.6	6.2	18.0	4,075.2	50.0	930.4
2013	1,331.4	1,381.1	188.0	85.7	226.6	3,212.9	333.2	3,546.1	6.1	18.0	4,324.5	50.0	987.3
2014	1,414.6	1,458.7	199.8	91.1	237.6	3,401.7	359.8	3,761.6	6.1	18.0	4,587.3	50.0	1,047.3
2015	1,501.1	1,541.2	212.2	96.5	249.1	3,600.2	388.6	3,988.8	6.0	18.0	4,864.4	50.0	1,110.6
2016	1,591.0	1,629.1	225.5	102.1	261.1	3,808.8	419.7	4,228.5	6.0	18.0	5,156.8	50.0	1,177.3
2017	1,684.5	1,722.6	239.6	107.7	273.8	4,028.1	453.3	4,481.4	6.0	18.0	5,465.1	50.0	1,247.7
2018	1,781.7	1,822.1	254.5	113.3	287.0	4,258.7	489.6	4,748.2	6.0	18.0	5,790.5	50.0	1,322.0
2019	1,882.7	1,928.0	270.4	119.1	300.9	4,501.1	528.7	5,029.9	5.9	18.0	6,134.0	50.0	1,400.5
2020	1,987.7	2,040.7	287.3	124.9	315.5	4,756.1	571.0	5,327.1	5.9	18.0	6,496.5	50.0	1,483.2
I	7.3%	7.4%	6.0%	8.0%	5.2%	7.1%		7.2%			6.8%		7.3%
II	8.6%	9.3%	5.7%	10.3%	5.6%	8.5%		8.5%			7.6%		8.7%
III	6.1%	5.7%	6.2%	6.0%	4.8%	5.8%		6.0%			6.0%		6.0%

I Average annual growth over forecast period 2001 to 2020

II Average annual growth for years 2001 to 2010

III Average annual growth for years 2010 to 2020

Notes: *2001 & 2002 figures are actuals corrected for load shedding.

*Losses: targeted to reach 18% in stages through loss reductions, part of which are converted to sales.

*Load factor: constant at 50%