

第6章 尿素肥料工場計画の実施および運営

6-1 事業実施運営体制

ネパール王国尿素肥料工場計画の事業実施主体は現在確立されていないし政府の基本方針も策定されていない。しかしながら本計画の推進について方針が決定された場合は、その基本的性格より判断して、ネパール王国政府主導による国営事業体が設立され、業務の遂行が行なわれることが想定される。

この場合、新規事業体はネパール国内の各方面の実務経験者よりなるプロジェクトチームを結成しその任にあたらせるとともに外国の経験あるコンサルタントを雇用し、双方の協力によりプロジェクト・マネージメント遂行の基礎を作る必要があると判断される。

本計画で建設される工場は、触媒を使用する高温、高圧の条件下の複雑多岐にわたる高度の技術管理が必要であり、ネパール王国にとって初めての、かつ最大規模の工場建設運営の経験となることになる。新規事業体の主要業務は、プロセス設計、諸施設の設計、エンジニアリング、機器資材の調達、輸送、搬入、土木建築工事、据付建設工事、検査・検収など多様な業務が要求され、更に工場の完成、試運転および商業生産までのスケジュール、予算および工場性能確保について、高度の管理責任が課されることになる。

6-2 工場建設計画

工場建設計画の実施は、本計画の特殊性と複雑性から判断し、外国の経験あるコントラクターの競争入札による、ターンキー・サンプル契約で、工場の設計、エンジニアリング、機器資材の調達、建設、据付、運転要員の訓練、試運転指導役務提供、更に保証運転までの一貫責任を契約工期間内に固定価格で完遂させる方式を採用するのが最も安全で、かつ、現実的施策であると判断される。

したがって、本尿素肥料工場の建設方式は、外国のコントラクターとのサンプル契約により進行されることを想定し、以下の検討を進めることにする。この方式は予算、スケジュール、性能保証などの点で安全な方式であるが、一般に契約見積金額にコンティンジェンシーおよびリスク・フィーを含むため、コスト・プラス・フィー方式に比し、相対的に割高になる場合が

あること、また設備の仕様の細部については、オーナー側の指示が出来ないため、保証運転完了後に問題が発生する可能性があるなどの危険性もあり、この問題を回避するような対応措置が重要である。

ネパール王国の尿素肥料工場建設計画については、ネパール王国内の特殊事情、選定された工場建設予定地の状況、さらに外国での類似工場の建設実績を勘案し建設スケジュールを検討し、その結果を図3-16に示す。

工場建設契約は1988年1月締結、工場の完成は1991年1月までの36ヶ月を要すると想定した。これはネパール国内の輸送事情の特殊性から、大型重量機器の搬入が乾期に限定されるための安全性を置込んだものである。工場完成後6ヶ月の試運転、保証運転期間を経て工場アクセプタンスは1991年の7月に行なわれ、商業運転に移行するものと想定した。なお、プロジェクト・ライフは15年間、2006年までと想定した。

6-3 工場の運営組織および配員計画

尿素肥料工場の運営組織としては、Kathmanduの本社機構と、Hetaudaの工場の各々に分かれるが、予定要員は役員7名を含め319名と想定され、その詳細を表3-15に示した。

Hetauda工場組織は、総務部、生産部、用役部、保全部、製品貯蔵出荷部および技術管理部を置くこととしている。

製品尿素肥料はHetauda工場渡してAICに販売されるため、製品販売直接担当者は含んでいない。

6-4 工場建設および運営のための技術援助

尿素肥料工場の計画立案、建設および商業運転の各段階に亘り、事業体は各種の業務を遂行することになるが、外国の経験あるコンサルタントの協力を得て効率よく実施することが望ましく、その費用を本計画の予算に計上しておくことが重要である。

次に各段階の主要業務を説明する。

(1) 工場建設契約発注前の必要業務

(イ) 工場予定地の詳細調査および最終決定

- (ロ) HCI の Hetauda 工場操業開始後の排ガス供給条件の詳細調査
 - (ハ) 設計基準の詳細検討
 - (ニ) コントラクターの入札仕様書作成
 - (ホ) コントラクター候補の予備審査
 - (ヘ) 工場建設実施計画策定（スケジュール，実行予算，配員計画）
 - (ト) コントラクターの審査選定，契約締結
- (2) コントラクター決定後の必要業務
- (イ) 基本設計および詳細設計の重要点のチェックおよび設計指示
 - (ロ) スケジュール，予算管理および業務報告
 - (ハ) 要員採用，訓練，教育の実施
- (3) 試運転以降，初期商業運転段階の必要業務
- (イ) 試運転実施
 - (ロ) 運転，保全運営システムの確立
 - (ハ) 職務分掌，責任体制確立
 - (ニ) 管理システムの確立

商業運転開始後，約2年間に亘る外国の経験あるコンサルタントの運転および保安全管理に関する技術援助が必要であると判断される。その費用とともに要員の訓練経費を予め予算化しておくことが必要である。

Table 3-1 EXISTING POWER PLANTS IN NEPAL (1983)

	Type	Installed Capacity (MW)	Peaking Capability	Energy GWH/Yr	Commissioning Year
Pharping	Hydro	0.50	0.40	3.29	1911
Sundarijal	Hydro	0.64	0.64	5.77	1934
Panauti	Hydro	2.40	1.50	5.37	1963
Pokhara	Hydro	1.09	1.00	8.76	1968
Trisuli	Hydro	21.00	18.00	114.55	1969
Sunkosi	Hydro	10.05	6.70	56.67	1972
Tinau (Butwal)	Hydro	0.96	0.96	10.16	1974
Gandak	Hydro	15.00	5.00	43.80	1979
Kulekhani I	Hydro	60.00	60.00	154.70	1982
Devighat ^{1/}	Hydro	14.10	14.10	89.72	1983
Sub-total		<u>125.74</u>	<u>108.30</u>	<u>492.80</u>	
Isolated Small Hydro Plants		1.91	-	-	
Sub-total		<u>127.65</u>	<u>108.30</u>	<u>492.80</u>	
Diesel Plants in the System ^{2/}		21.28	18.73	98.40	
Isolated Diesel Plants		14.67	-	-	
Sub-total		<u>35.95</u>	<u>18.73</u>	<u>98.40</u>	
Steam Plants		4.55	-	-	
Sub-total		<u>4.55</u>			
Grand Total		<u><u>168.15</u></u>	<u><u>127.03</u></u>	<u><u>591.20</u></u>	

Notes: ^{1/} Two units of Devighat have already been commissioned and the third unit will be commissioned in December 1983.

^{2/} Diesel plants are used at 60% load factor whenever required.

Source : Electricity Department

Table 3-2 RECORD OF POWER ENERGY SUPPLY IN NEPAL

Year	Street Total										Yearly			Yearly	
	Domes- tic	Indust- ry	Comm- ercial	Light Others	Total Energy	Loss	Supplied Energy	Rate of Increase	Gene- rated	Impor- ted	Expor- ted	Power	Rate of Incre- ase	Factor	
	MWH	MWH	MWH	MWH	MWH	MWH	MWH	MWH	MWH	MWH	MWH	KW			
1970/71	24,866	8,732	4,599	2,713	40,910	19,139	60,049	-	59,413	617	-	15,520	-	44.2	
1971/72	32,918	10,714	5,143	2,816	51,591	32,350	74,941	24.8	72,926	2,015	-	20,100	29.5	42.6	
1972/73	38,775	13,908	5,962	3,024	61,669	28,414	90,083	20.2	87,206	5,201	2,324	24,590	22.3	41.8	
1973/74	47,710	15,757	6,514	3,218	73,199	33,885	107,084	18.9	101,974	8,812	3,702	29,810	21.2	41.0	
1974/75	54,090	21,397	7,897	3,816	87,200	36,995	124,195	16.0	114,182	14,634	4,621	36,165	21.3	39.2	
1975/76	61,787	32,128	9,173	4,173	107,261	42,965	150,226	21.0	130,794	25,372	5,940	40,245	11.3	44.3	
1976/77	65,768	39,036	10,405	4,382	119,591	45,789	165,380	10.1	142,355	29,141	6,116	45,580	13.3	43.3	
1977/78	71,348	42,751	13,068	4,488	131,655	54,724	186,379	12.7	159,623	32,726	5,970	50,630	11.1	43.3	
1978/79	77,221	47,827	18,020	5,895	148,963	62,988	211,951	13.7	177,485	40,626	6,160	52,360	3.4	47.5	
1979/80	74,823	52,809	25,244	9,093	161,969	66,609	228,578	7.8	194,802	38,972	5,196	56,900	8.7	46.9	
1980/81	78,570	50,202	26,899	8,226	163,897	67,273	231,443	1.25	190,498	45,070	3,765	58,920	3.5	45.6	
1981/82	90,665	61,280	24,633	8,191	184,770	85,255	270,025	16.2	218,449	56,759	5,183	72,880	23.7	42.9	
Average															
Compound															
Growth															
Rate	12.5	19.4	16.5	10.6	14.6	14.5	14.6	-	12.6	-	7.6	15.10			

Source : "Electric Power Statistics of Nepal, Planning Evaluation Section, ED"

Table 3-3 ELECTRIC LOAD FORECAST (Integrated System Demand)

Year	Energy Demand (GWH)	Rate of Increase	Peak Demand (MW)	Rate of Increase	Load Factor
1982/83	284.9		67.8		.480
1983/84	344.2		81.2		.484
1984/85	407.5		95.7		.486
		20.6		19.8	
1985/86	453.6		106.1		.488
1986/87	613.6		142.4		.492
1987/88	725.9		167.7		.494
1988/89	830.4		190.7		.497
1989/90	928.6		212.4		.499
		12.4		11.8	
1990/91	1049.5		238.7		.502
1991/92	1167.8		264.5		.504
1992/93	1299.4		293.1		.506
1993/94	1445.6		324.2		.509
1994/95	1608.0		359.2		.511
		11.2		10.7	
1995/96	1788.0		397.1		.514
1996/97	1987.4		439.7		.516
1997/98	2208.1		486.6		.518
1998/99	2452.0		537.2		.521
1999/00	2721.2		594.0		.523
		11.0		10.4	
2000/01	3018.2		655.0		.526
2001/02	3345.5		723.3		.528

Note : Load Centres are assumed to be connected to the Integrated System as per following schedule :

In year 1985/86 Butwal, Tansen, Bhadurgunj, Taulihawa

In year 1986/87 Janakpur, Biratnagar, Rajbiraj, Dharan

In year 1987/88 Nepalgunj, Koilabas, Tulsipur, Ghoarahi

In year 1989/90 Anarmani, Bhadrapur

In year 1990/91 Dhangadi, Mahendranagar

Source : Electricity Department, 1983

Table 3-4 COMMITTED POWER SUPPLY (1989)

<u>Existing Plants</u>	<u>Installed Capacity</u> MW	<u>Peaking Capability</u> MW	<u>Energy</u> GWH/Yr
Hydro	125.74	108.30	492.80
Diesel ^{1/}	27.37	23.60	124.00
Sub-total	<u>151.76</u>	<u>131.90</u>	<u>616.80</u>
<u>Planned Projects</u>			
Kulekhani II (1986)	32.0	32.0	94.60
Andhi Khola (1987)	5.0	5.0	20.10
Marsyangdi (1988)	66.0	66.0	450.00
Sub-total	<u>103.0</u>	<u>103.0</u>	<u>564.70</u>
Total capability in 1989	<u>254.76</u>	<u>234.90</u>	<u>1,181.50</u>

Note: ^{1/} Some isolated diesel plants will be connected to the system by that time.

Source : Electricity Department

Table 3-5 PROJECTED ELECTRIC POWER GENERATING CAPABILITY IN NEPAL (1)

ELECTRIC POWER STATION	COM- PLETION YEAR	MONTHLY												ANNUAL	
		(UNIT: GWH)													
		JUL/AUG	AUG/SEP	SEP/OCT	OCT/NOV	NOV/DEC	DEC/JAN	JAN/FEB	FEB/MAR	MAR/APR	APR/MAY	MAY/JUN	JUN/JUL		1.0YEAR
APPROXIMATELY IN NEPAL	SHRAW	744	744	720	744	744	744	744	672	744	744	720	744	720	8760
TRISULI	1969	8.93	8.93	8.64	8.93	8.64	8.14	8.93	7.41	8.93	8.93	8.64	8.93	8.64	103.69
PANAUTI	1963	0.60	1.21	0.89	0.48	0.31	0.25	0.24	0.23	0.24	0.24	0.23	0.42	0.19	5.40
SUNKOSI	1972	7.48	7.48	7.24	6.14	3.18	2.35	2.48	1.92	2.48	2.48	3.57	7.48	4.69	56.93
PHARPING	1911	0.37	0.37	0.36	0.37	0.36	0.15	0.15	0.13	0.15	0.14	0.14	0.37	0.36	3.28
SUNDARIJAL	1934	0.52	0.52	0.50	0.52	0.50	0.45	0.45	0.40	0.45	0.45	0.43	0.52	0.50	5.76
PHEWA		0.74	0.74	0.72	0.74	0.72	0.74	0.74	0.67	0.74	0.74	0.72	0.74	0.72	8.73
JINAU	1974	0.89	0.89	0.86	0.89	0.86	0.89	0.82	0.74	0.82	0.81	0.81	0.74	0.86	10.14
GANDAK	1979	3.75	5.14	5.04	4.95	4.13	4.50	3.07	2.76	3.07	3.35	3.07	4.02	3.07	48.26
KULEKHANI-I	1982	7.14	2.55	3.35	7.44	13.85	21.45	19.05	21.62	19.05	13.01	10.27	10.27	12.57	154.70
DEVIGHAT	1983/84	7.81	7.81	7.56	7.81	7.56	7.81	7.81	7.06	7.81	7.56	7.81	7.81	7.56	91.97
SETI	1983/84	0.74	0.74	0.72	0.74	0.63	0.48	0.39	0.34	0.39	0.53	0.53	0.74	0.72	7.18
SUB-TOTAL	1983/84	38.98	36.40	35.88	39.02	40.75	47.22	44.12	43.27	44.12	39.00	42.05	42.05	39.89	496.12
KULEKHANI-II	1985/86	6.36	5.55	5.81	5.73	7.85	11.32	9.79	11.03	9.79	6.78	5.43	5.43	7.17	94.58
ANDHI KHOLA	1987/88	3.72	3.72	3.60	3.72	3.60	3.12	2.90	2.62	2.90	3.60	3.72	3.72	3.60	40.99
SUB-TOTAL	1987/88	49.06	45.67	45.30	48.46	52.20	61.67	56.81	56.92	56.81	49.38	51.20	51.20	50.66	631.70
MARSYANGDI	1988/89	42.41	42.18	41.18	43.90	42.91	38.46	24.18	23.99	24.18	32.98	44.34	44.34	42.34	450.04
SUB-TOTAL	1988/89	91.47	87.85	86.48	92.36	95.11	100.13	80.99	80.91	80.99	82.35	95.54	95.54	93.00	1081.73
SAPTA GANDAKI															
-NO.1	1991/92	55.80	55.80	54.00	55.80	54.00	54.31	51.48	46.77	51.48	52.99	55.80	55.80	54.00	643.95
SUB-TOTAL	1991/92	147.27	143.65	140.48	148.16	149.11	154.45	132.48	127.68	132.48	135.35	151.34	151.34	147.00	1725.71
SAPTA GANDAKI															
-NO.2	1992/93	55.80	55.80	54.00	55.80	54.00	48.29	16.00	15.52	16.00	32.69	55.80	55.80	54.00	538.17
SUB-TOTAL	1992/93	203.07	199.45	194.48	203.96	203.11	202.73	148.47	143.20	148.47	168.03	207.14	207.14	201.00	2263.85
SAPTA GANDAKI															
-NO.3	1993/94	55.80	55.80	54.00	55.80	54.00	26.19	2.83	4.23	2.83	3.46	55.80	55.80	54.00	426.97
SUB-TOTAL	1993/94	258.87	255.25	248.48	259.76	257.11	228.92	151.30	147.44	151.30	171.49	262.94	262.94	255.00	2690.83
GENERATION (GWH)-1993/94		192.60	189.91	178.91	193.26	185.12	170.32	112.57	99.08	112.57	123.42	195.63	195.63	183.60	1968.96

Table 3-5 PROJECTED ELECTRIC POWER GENERATING CAPABILITY IN NEPAL (2)

ELECTRIC POWER STATION	COM- FLETION YEAR	MONTHLY												ANNUAL	
		(UNIT: AVERAGE MMH/HOUR)													
		JUL/AUG	AUG/SEP	SEP/OCT	OCT/NOV	NOV/DEC	DEC/JAN	JAN/FEB	FEB/MAR	MAR/APR	APR/MAY	MAY/JUN	JUN/JUL		1.0YEAR
APPROXIMATELY IN NEPAL	NEPA L	SHRAW	BHAD	ASWIN	KARTI	MARG	PAUSH	MAGH	FALG	CHAIT	BAISH	JESTHA	ASHAD		
YEAR	1974	1974	1974	1974	1974	1974	1974	1974	1974	1974	1974	1974	1974	1974	
	744	744	720	744	720	720	744	744	672	744	720	744	720	8760	
TRISULI	1969	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	10.94	12.00	11.02	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	11.83
PANAUTI	1963	0.80	1.63	1.24	0.64	0.43	0.34	0.47	0.34	0.32	0.32	0.57	0.26	0.26	0.62
SUNKOSI	1972	10.05	10.05	10.05	8.25	4.42	3.16	3.93	2.86	3.33	4.96	10.05	6.52	6.52	6.50
PHARPING	1911	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.50	0.50	0.50	0.38
SUNDARIJAL	1934	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.70	0.70	0.70	0.66
PHEWA	1974	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
TINAU	1979	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.10	1.10	1.12	1.00	1.20	1.20	1.16
GANDAK	1979	5.04	6.91	7.00	6.65	5.73	6.05	6.02	4.10	4.13	4.65	5.40	4.26	5.51	5.51
KULEKHANI-I	1982	9.60	3.43	4.65	10.00	19.24	28.83	30.11	32.17	25.60	18.07	13.80	17.46	17.66	17.66
DEVIGHAT	1983/84	10.50	10.50	10.50	10.50	10.50	10.50	10.50	10.50	10.50	10.50	10.50	10.50	10.50	10.50
SETI	1983/84	1.00	1.00	1.00	1.00	0.88	0.65	0.55	0.50	0.52	0.74	1.00	1.00	1.00	0.82
SUB-TOTAL	1983/84	52.39	48.92	49.84	52.44	56.60	63.47	66.58	64.39	59.30	54.16	56.52	55.40	56.63	56.63
KULEKHANI-II	1985/86	8.55	7.46	8.07	7.70	10.90	15.22	15.81	16.41	13.16	9.42	7.30	9.96	10.80	10.80
SUB-TOTAL	1985/86	60.94	56.38	57.91	60.14	67.50	78.69	82.39	80.80	72.46	63.58	63.82	65.36	67.43	67.43
ANDHI KHOLA	1987/88	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	4.20	4.13	3.90	3.90	5.00	5.00	5.00	5.00	4.68
SUB-TOTAL	1987/88	65.94	61.38	62.91	65.14	72.50	82.89	86.52	84.70	76.36	68.58	68.82	70.36	72.11	72.11
MARSYANGDI	1988/89	57.00	56.70	57.20	59.00	59.60	51.70	41.90	35.70	32.50	45.80	59.60	58.80	51.38	51.38
SUB-TOTAL	1988/89	122.94	118.08	120.11	124.14	132.10	134.59	128.42	120.40	108.86	114.38	128.42	129.16	123.49	123.49
SAPTA GANDAKI															
-NO.1	1991/92	75.00	75.00	75.00	75.00	75.00	73.00	71.50	69.60	69.20	73.60	75.00	75.00	73.51	73.51
SUB-TOTAL	1991/92	197.94	193.08	195.11	199.14	207.10	207.59	199.92	190.00	178.06	187.98	203.42	204.16	197.00	197.00
SAPTA GANDAKI															
-NO.2	1992/93	75.00	75.00	75.00	75.00	75.00	64.90	54.40	23.10	21.50	45.40	75.00	75.00	61.43	61.43
SUB-TOTAL	1992/93	272.94	268.08	270.11	274.14	282.10	272.49	254.32	213.10	199.56	233.38	278.42	279.16	258.43	258.43
SAPTA GANDAKI															
-NO.3	1993/94	75.00	75.00	75.00	75.00	75.00	35.20	6.80	6.30	3.80	4.80	75.00	75.00	48.74	48.74
SUB-TOTAL	1993/94	347.94	343.08	345.11	349.14	357.10	307.69	261.12	219.40	203.36	238.18	353.42	354.16	307.17	307.17
GENERATION (GWH)-1993/94		258.87	255.25	248.48	259.76	257.11	228.92	194.27	147.44	151.30	171.42	262.94	255.00	2690.81	2690.81

Table 3-6 PROJECTED ELECTRIC POWER CONSUMPTION IN NEPAL (1)

(UNIT: GWH)

APPROXIMATELY IN NEPAL	MONTHLY												ANNUAL	
	MONTH												1.0 YEAR	
	JUL/AUG	AUG/SEP	SEP/OCT	OCT/NOV	NOV/DEC	DEC/JAN	JAN/FEB	FEB/MAR	MAR/APR	APR/MAY	MAY/JUN	JUN/JUL	ASHAD	1.0 YEAR
SHRAW	BHAD	ASWIN	KARTI	MARG	PAUSH	MAGH	FALG	CHAIT	BAISHA	JESTHA	ASHAD	ASHAD		
1982/83	18.69	19.94	21.33	23.03	26.85	30.18	31.11	24.60	24.28	21.74	21.79	21.34	284.88	
1983/84	22.58	24.09	25.78	27.83	32.44	36.46	37.59	29.72	29.34	26.27	26.32	25.78	344.20	
1984/85	26.74	28.52	30.52	32.94	38.40	43.17	44.50	35.19	34.73	31.10	31.17	30.53	407.51	
1985/86	29.76	31.75	33.97	36.66	42.75	48.05	49.54	39.17	38.66	34.62	34.69	33.98	453.60	
1986/87	40.26	42.94	45.95	49.60	57.82	65.00	67.00	52.99	52.30	46.84	46.93	45.96	613.59	
1987/88	47.62	50.80	54.36	58.67	68.41	76.89	79.27	62.69	61.87	55.41	55.52	54.37	725.88	
1988/89	54.48	58.11	62.19	67.12	78.26	87.96	90.68	71.72	70.78	63.38	63.51	62.21	830.40	
1989/90	60.93	64.98	69.54	75.06	87.51	98.36	101.40	80.20	79.15	70.88	71.02	69.56	928.59	
1990/91	68.86	73.45	78.60	84.83	98.91	111.18	114.61	90.63	89.45	80.11	80.26	78.62	1049.51	
1991/92	76.62	81.72	87.46	94.39	110.05	123.70	127.52	100.85	99.53	89.14	89.31	87.48	1167.77	
1992/93	85.25	90.93	97.32	105.03	122.46	137.65	141.90	112.22	110.75	99.18	99.38	97.34	1299.41	
1993/94	94.85	101.16	108.26	116.85	136.23	153.13	157.86	124.84	123.21	110.34	110.56	108.29	1445.58	
1994/95	105.50	112.53	120.42	129.98	151.54	170.34	175.59	138.87	137.05	122.74	122.98	120.46	1606.00	
1995/96	117.31	125.13	133.91	144.52	168.50	189.40	195.25	154.41	152.39	136.48	136.75	133.94	1787.99	
1996/97	130.39	139.08	148.84	160.64	187.29	210.52	217.02	171.64	169.39	151.70	152.00	148.87	1987.38	
1997/98	144.87	154.52	165.36	178.48	208.09	233.91	241.12	190.69	188.19	168.54	168.87	165.41	2208.05	
1998/99	160.88	171.59	183.63	198.19	231.08	259.74	267.76	211.75	208.98	187.16	187.53	183.68	2451.97	
1999/00	178.54	190.43	203.79	219.96	256.45	288.26	297.15	235.01	231.93	207.71	208.12	203.85	2721.20	
2000/01	198.02	211.21	226.04	243.97	284.44	319.72	329.58	260.66	257.24	230.38	230.63	226.09	3018.18	
2001/02	219.49	234.12	250.55	270.41	315.28	354.39	365.33	288.92	285.14	255.36	255.86	250.61	3345.46	

NOTES: 1) YEAR AND MONTH ARE IN NEPAL CALENDAR SYSTEM AND A YEAR STARTS ON JULY 16 AND ENDS ON JULY 15.
 2) ELECTRIC POWER DEMAND IS ESTIMATED UNDER INTEGRATED CIRCUIT SYSTEM IN NEPAL.
 3) NUMBER OF ANNUAL DAYS ARE ASSUMED AS 365 DAYS FOR ALL THE YEAR.
 4) BASE MONTHLY RATES ARE ESTIMATED AS AN AVERAGE OF THREE YEARS HISTORICAL DATA FROM 1972 TO 1974.

Table 3-6 PROJECTED ELECTRIC POWER CONSUMPTION IN NEPAL (2)

(UNIT: AVERAGE MWH/HOUR)

APPROXIMATELY IN NEPAL	MONTHLY												ANNUAL	
	MONTH	JUL/AUG	AUG/SEP	SEP/OCT	OCT/NOV	NOV/DEC	DEC/JAN	JAN/FEB	FEB/MAR	MAR/APR	APR/MAY	MAY/JUN		JUN/JUL
	SHRAW	BHAD	ASWIN	KARTI	MARG	PAUSH	MAGH	FALG	CHAIT	BAISH	JESTHA	ASHAD	ASHAD	
1982/83	25.12	26.80	29.63	30.95	37.29	40.56	41.82	36.61	32.64	30.20	29.29	29.64	29.64	32.52
1983/84	30.35	32.38	35.80	37.40	45.05	49.01	50.52	44.23	39.43	36.49	35.38	35.81	35.81	39.29
1984/85	35.94	38.33	42.39	44.27	53.34	58.02	59.81	52.37	46.68	43.20	41.89	42.40	42.40	46.52
1985/86	40.00	42.67	47.18	49.28	59.37	64.58	66.58	58.29	51.96	48.09	46.63	47.19	47.19	51.78
1986/87	54.11	57.72	63.82	66.66	80.31	87.36	90.06	78.85	70.29	65.05	63.08	63.84	63.84	70.05
1987/88	64.01	68.28	75.50	78.86	95.01	103.35	106.54	93.29	83.16	76.96	74.62	75.52	75.52	82.87
1988/89	73.23	78.11	86.37	90.22	108.69	116.23	121.88	106.72	95.13	88.03	85.36	86.40	86.40	94.80
1989/90	81.89	87.34	96.59	100.89	121.54	132.21	136.29	119.34	106.38	98.44	95.46	96.61	96.61	106.01
1990/91	92.55	98.72	109.16	114.02	137.37	149.43	154.04	134.87	120.23	111.26	107.88	109.19	109.19	119.81
1991/92	102.98	109.84	121.47	126.87	152.85	166.27	171.40	150.08	133.78	123.80	120.04	121.50	121.50	133.31
1992/93	114.59	122.22	135.16	141.17	170.08	185.01	190.72	166.99	148.86	137.75	133.57	135.19	135.19	148.33
1993/94	127.48	135.97	150.36	157.05	189.21	205.82	212.18	185.78	165.60	153.25	148.60	150.40	150.40	165.02
1994/95	141.80	151.25	167.25	174.70	210.47	228.95	236.01	206.65	184.21	170.47	165.30	167.30	167.30	183.56
1995/96	157.68	168.18	185.98	194.25	234.03	254.57	262.43	229.78	204.83	189.55	183.80	186.03	186.03	204.11
1996/97	175.26	186.93	206.72	215.92	260.13	282.96	291.70	255.41	227.67	210.69	204.30	206.77	206.77	226.87
1997/98	194.72	207.69	229.67	239.89	289.02	314.39	324.09	283.77	252.95	234.09	226.98	229.74	229.74	252.07
1998/99	216.23	230.63	255.04	266.39	320.94	349.11	359.89	315.11	280.89	259.95	252.06	255.11	255.11	279.91
1999/00	239.97	255.95	283.04	295.64	356.18	387.44	399.40	349.71	311.73	288.49	279.73	283.12	283.12	310.64
2000/01	266.16	283.89	313.94	327.91	395.05	429.73	442.99	387.88	345.75	319.97	310.26	314.02	314.02	344.54
2001/02	295.02	314.68	347.98	363.46	437.89	476.33	491.03	429.94	383.25	354.67	343.90	348.07	348.07	381.91

NOTES: 1) YEAR AND MONTH ARE IN NEPAL CALENDAR SYSTEM AND A YEAR STARTS ON JULY 16 AND ENDS ON JULY 15.

2) ELECTRIC POWER DEMAND IS ESTIMATED UNDER INTEGRATED CIRCUIT SYSTEM IN NEPAL.

3) NUMBER OF ANNUAL DAYS ARE ASSUMED AS 365 DAYS FOR ALL THE YEAR.

4) BASE MONTHLY RATES ARE ESTIMATED AS AN AVERAGE OF THREE YEARS HISTORICAL DATA FROM 1972 TO 1974.

Table 3-7 PROJECTED ELECTRIC POWER SURPLUS IN NEPAL (1)

(UNIT: GWH)

MONTH APPROXIMATELY IN NEPAL HOUR	MONTHLY												ANNUAL	
	JUL/AUG	AUG/SEP	SEP/OCT	OCT/NOV	NOV/DEC	DEC/JAN	JAN/FEB	FEB/MAR	MAR/APR	APR/MAY	MAY/JUN	JUN/JUL	1.0YEAR	
	SHRAW 744	BHAD 744	ASWIN 720	KARTI 744	MARG 720	PAUSH 744	MAGH 744	FALG 672	CHAIT 744	BAISH 720	JESTHA 744	ASHAD 720	720	8760
1983/84	16.40	12.31	10.11	11.19	8.32	10.76	11.95	13.55	14.78	12.72	15.73	14.10	151.92	
1984/85	12.24	7.88	5.36	6.08	2.35	4.05	5.04	8.08	9.39	7.89	10.88	9.36	88.60	
1985/86	15.58	10.20	7.73	8.08	5.85	10.50	11.76	15.13	15.25	11.15	12.79	13.08	137.10	
1986/87	5.08	-1.00	-4.26	-4.85	-9.22	-6.45	-5.71	1.31	1.61	-1.06	0.55	1.09	-22.91	
1987/88	1.44	-5.13	-9.06	-10.21	-16.21	-15.22	-14.89	-5.77	-5.06	-6.03	-4.32	-3.72	-94.18	
1988/89	36.98	29.74	24.29	25.24	16.86	12.17	4.87	9.19	10.22	18.97	32.04	30.79	251.36	
1989/90	30.54	22.87	16.93	17.30	7.60	1.77	-5.86	0.71	1.85	11.48	24.52	23.44	153.15	
1990/91	22.61	14.40	7.88	7.53	-3.79	-11.04	-19.06	-9.72	-8.46	2.25	15.28	14.38	32.26	
1991/92	70.65	61.93	53.02	53.77	39.06	30.74	21.22	26.83	32.94	46.21	62.03	59.52	557.92	
1992/93	117.81	108.52	97.16	98.93	80.65	65.09	47.32	30.99	37.73	68.85	107.77	103.66	964.48	
1993/94	164.02	154.09	140.22	142.91	120.88	75.79	36.41	22.59	28.09	61.15	152.39	146.71	1245.25	
1994/95	153.37	142.72	128.06	129.78	105.57	58.59	18.68	8.57	14.25	48.75	139.96	134.54	1082.84	
1995/96	141.55	130.13	114.57	115.24	88.61	39.52	-0.97	-6.98	-1.09	35.01	126.20	121.05	902.84	
1996/97	128.47	116.18	99.64	99.12	69.82	18.40	-22.75	-24.20	-18.09	19.79	110.95	106.12	703.45	
1997/98	114.00	100.73	83.12	81.28	49.02	-4.98	-46.85	-43.26	-36.89	2.94	94.07	89.58	482.76	
1998/99	97.99	83.66	64.85	61.57	26.04	-30.82	-73.48	-64.32	-57.68	-15.67	75.41	71.32	238.87	
1999/00	80.33	64.82	44.69	39.80	0.66	-59.33	-102.88	-87.57	-80.63	-36.22	54.83	51.15	-30.35	
2000/01	60.84	44.04	22.44	15.80	-27.32	-90.80	-135.31	-113.22	-109.94	-58.89	32.11	28.90	-327.35	
2001/02	39.37	21.13	-2.07	-10.65	-58.17	-125.47	-171.05	-141.48	-133.84	-83.87	7.08	4.38	-654.64	

Table 3-7 PROJECTED ELECTRIC POWER SURPLUS IN NEPAL (2)

(UNIT: AVERAGE MWH/HOUR)

MONTH APPROXIMATELY IN NEPAL YEAR	MONTHLY												ANNUAL
	JUL/AUG	AUG/SEP	SEP/OCT	OCT/NOV	NOV/DEC	DEC/JAN	JAN/FEB	FEB/MAR	MAR/APR	APR/MAY	MAY/JUN	JUN/JUL	
	SHRAW 744	BHAD 744	ASWIN 720	KARTI 744	MARG 720	PAUSH 744	MAGH 744	FALG 672	CHAIT 744	BAISHA 720	JESTHA 744	ASHAD 720	
1983/84	22.04	16.54	14.04	15.04	11.55	14.46	16.06	20.16	19.87	17.67	21.14	19.59	17.34
1984/85	16.45	10.59	7.45	8.17	3.26	5.45	6.77	12.02	12.62	10.96	14.63	13.00	10.11
1985/86	20.94	13.71	10.73	10.86	8.13	14.11	15.81	22.51	20.50	15.49	17.19	18.17	15.65
1986/87	6.83	-1.34	-5.91	-6.52	-12.81	-8.67	-7.67	1.95	2.17	-1.47	0.74	1.52	-2.61
1987/88	1.93	-6.90	-12.59	-13.72	-22.51	-20.46	-20.02	-8.59	-6.80	-8.38	-5.80	-5.16	-10.75
1988/89	49.71	39.97	33.74	33.92	23.41	16.36	6.54	13.68	13.73	26.35	43.06	42.76	28.69
1989/90	41.05	30.74	23.52	23.25	10.56	2.38	-7.87	1.06	2.48	15.94	32.96	32.55	17.48
1990/91	30.39	19.36	10.95	10.12	-5.27	-14.84	-25.62	-14.47	-11.37	3.12	20.54	19.97	3.68
1991/92	94.96	83.24	73.64	72.27	54.25	41.32	28.52	39.92	44.28	64.18	83.38	82.66	63.69
1992/93	158.35	145.86	134.95	132.97	112.02	87.48	63.60	46.11	50.71	95.63	144.85	143.97	110.10
1993/94	220.46	207.11	194.75	192.09	167.89	101.87	48.94	33.62	37.76	84.93	204.82	203.76	142.15
1994/95	206.14	191.83	177.86	174.44	146.63	78.75	25.11	12.75	19.15	67.71	188.12	186.86	123.61
1995/96	190.26	174.90	159.13	154.89	123.07	53.12	-1.31	-10.38	-1.47	48.63	169.62	168.13	103.06
1996/97	172.68	156.15	138.39	133.22	96.97	24.73	-30.58	-36.01	-24.31	27.49	149.12	147.39	80.30
1997/98	153.22	135.39	115.44	109.25	68.08	-6.70	-62.97	-64.37	-49.59	4.09	126.44	124.42	55.11
1998/99	131.71	112.45	90.07	82.75	36.16	-41.42	-98.77	-95.71	-77.53	-21.77	101.36	99.05	27.27
1999/00	107.97	87.13	62.07	53.50	0.92	-79.75	-138.28	-130.31	-108.37	-50.31	73.69	71.04	-3.46
2000/01	81.78	59.19	31.17	21.23	-37.95	-122.04	-181.87	-168.48	-142.39	-81.79	43.16	40.14	-37.37
2001/02	52.92	28.40	-2.87	-14.32	-80.79	-168.64	-229.91	-210.54	-179.89	-116.49	9.52	6.09	-74.73

Table 3-8 AVAILABILITY OF POWER FOR UREA PLANT
(Months Operable at Different Rates)

	Availability of Power for 100 TPD ₁ /			Availability of Power for 200 TPD ₂ /			Availability of Power for 300 TPD ₃ /		
	Months operable at 100% at 50-99% lower than 50%	Months operable at 100% at 50-99% lower than 50%	Months operable at 100% at 50-99% lower than 50%	Months operable at 100% at 50-99% lower than 50%	Months operable at 100% at 50-99% lower than 50%	Months operable at 100% at 50-99% lower than 50%	Months operable at 100% at 50-99% lower than 50%	Months operable at 100% at 50-99% lower than 50%	Months operable at 100% at 50-99% lower than 50%
1989/90	4	3	5 (4)	-	4	7 (6)	-	1	11 (8)
1990/91	1	3	8 (6)	-	1	11 (8)	-	-	12 (11)
1991/92	12	-	-	7	5	-	3	7	2
1992/93	12	-	-	10	2	-	9	3	-
1993/94	12	-	-	10	2	-	9	1	2
1994/95	9	2	1	9	-	3 (1)	7	2	3 (2)
1995/96	9	-	3 (3)	7	2	3 (3)	7	-	5 (3)
1996/97	7	2	3 (3)	7	-	5 (3)	7	-	5 (3)
1997/98	7	-	5 (5)	7	-	5 (5)	6	1	5 (5)
1998/99	7	-	5 (5)	6	1	5 (5)	6	1	5 (5)

Notes: 1/ Power demand assumed at 20 Gwh per month
 2/ Power demand assumed at 40 Gwh per month
 3/ Power demand assumed at 60 Gwh per month
 a/ Figures in parentheses show a number of months operable at rates lower than 30%
 b/ Assuming commencement of operation in 1988/89 for Marsyangdi, 1991/92 for Sapt Gandaki No.1, 1992/93 for Sapt Gandaki No.2, and 1993/94 for Sapt Gandaki No.3, but no additional hydropower installation.

Source: Estimated on the basis of figures shown in Table 3-7

Table 3-9 COMPARISON OF CARBON DIOXIDE SUPPLIABILITY
FROM CEMENT PLANT FLUE GAS TO UREA
FERTILIZER PLANT IN NEPAL

Comparison	Cement Plants in Nepal	
	Hetauda Cement Indu., Ltd.	Himal Cement Co., (PVT) Ltd.
Location	Chaudaghare, Hetauda	Chobar, Kathmandu
Elevation, m	455	1,260
Pressure, ata	0.947	0.859
Carbon Dioxide Suppliability, TPD		
-1984	0	106
-1986	443	217
-1991	554	265
Flue Gas Supply Condition		
-Total Pressure	A	C
-CO ₂ Concentration	A	C
-CO Concentration	A	C
-O ₂ Concentration	A	C
-Moisture Content	B	B
-Dust Content	A	C
-NO _x , SO _x Concentration	B	B
-Temperature	B	B
-CO ₂ Tonnage	A	C
Reliability and Experience		
-1984	C	A
-1991	B	B
Overall Evaluation	A	C

Notes: Evaluation of Carbon Dioxide Suppliability for the Urea
Fertilizer Plant; A = Superior, B = Equivalent,
C = Inferior

Table 3-10 COMPARISON OF SITE CONDITIONS
FOR UREA FERTILIZER PLANT

	<u>SITE ALTERNATIVES</u>	
	<u>Hetauda</u>	<u>Kathmandu</u>
(1) Electric Power Suppliability	A	C
(2) Carbon Dioxide Suppliability	A	C
(3) Industrial Water Suppliability	A	C
(4) Soil Conditions and Available Space	A	C
(5) Equipments and Materials Transport	A	C
(6) Product Transport	A	C
(7) Environmental Protection	A	C
(8) Infrastructure	B	B
(9) Skilled Labor Availability	B	B

Notes: A = Superior, B = Equivalent, C = Inferior

Table 3-11

DESIGN BASIS FOR UREA FERTILIZER
PLANT IN THE KINGDOM OF NEPAL

1. Location	Hetauda, Nepal	
Latitude, North	27°24'	
Longitude, East	85°01'	
Altitude, Above Sea Level	445 meter	
2. Meteorological Data		
(1) Theoretical		
Standard Pressure, mb	959.8	
ata	0.9472	
(2) Temperature, °C -1980		
Maximum, Absolute	38.8 (April 24)	
Minimum, Absolute	3.0 (January 1)	
Monthly Average		
-Maximum	36.1 (April)	
-Minimum	5.8 (January)	
-Annual	22.8	
(3) Precipitation, mm -1980		
Annual	1,948	
Monthly Maximum	461 (June)	
Monthly Minimum	0 (January)	
Daily Maximum	158 (June 19)	
(4) Relative Humidity, % -1980	<u>AM 8:40</u>	<u>PM 5:40</u>
Annual Average	74	68
Monthly Average		
-January	83	74
-April	43	35
-June	74	76
-September	77	79
(5) Atmospheric Air Condition		
Pressure, ata	0.947	
Temperature, °C	23.0	
Relative Humidity, %	70.0	
Composition, kg/kg-Dry Air		
-Nitrogen	0.7453	
-Oxygen	0.2547	
-Dry Air	<u>1.0000</u>	
-Moisture	0.0133	
-Total Air	<u>1.0133</u>	
(6) Design Conditions of Urea Fertilizer Plant		
Temperature, °C	33.0	
Relative Humidity, %	75.0	
Maximum Hourly Precipitation, mm	50.0	
Pressure, ata	0.947	

3. Soil Data

<u>Layer</u>	<u>Below Ground Level meter</u>	<u>Soil</u>	<u>Safety Loading Intensity Ton/m²</u>
Top Soil	0.0 - 0.5	Soft Clay Silt,	0.0
Strata II	0.5 - 6.0	Gravel, Cobbles and Boulder Mixture	30.0
Strata III - Strata V	6.0 -	Dense Stiff Silty Sand	40.0

4. Ground Water

Ground Water Level	
Below Ground Level, m	3.8 - 8.0

5. Seismic Factor (Indian Standards)

Horizontal	0.125
Vertical	0.060

6. Wind Factor

<u>Height Above Ground Level m</u>	<u>Wind Pressure kg/m²</u>
0.0 - 30	100
30 - 35	104
35 - 40	105
40 - 45	108
45 - 50	111
50 - 60	115
60 - 70	118

7. Utility Supply Condition

(1) Electric Power

Receiving Point	Battery Limit of the Urea Fertilizer Plant
Voltage	66 KV or 132 KV
Phase	Three
Frequency	50 Hertz

(2) Cement Plant Flue Gas

Receiving Point	Outlet of Electrostatic-precipitator of the Hetauda Cement Industries, Ltd.
Pressure, at	0.947
Temperature, °C	113.0
Analysis (Wet, Molar Ratio)	
N ₂ , %	59.7
O ₂ , %	7.4
CO ₂ , %	18.4
CO, %	0.1
H ₂ O, %	14.4
SO _x , ppm	50
NO _x , ppm	150
Dust, mg/Nm ³	100

(3) Coal

Receiving Point Battery Limit of the Urea
Fertilizer Plant

Chemical Analysis, %

Moisture	2.4
Ash	10.0
Volatile Matter	40.0
Fixed Carbon	47.0
Carbon	70.0
Hydrogen	5.2
Sulfur	3.5
Nitrogen	1.1
Oxygen and Others	7.2
	<hr/>
	99.4

Heating Value, kcal/kg

Gross (High)	7,100
Net (Low)	6,805

Chemical Analysis of Ash

Ignition Loss	0.60
SiO ₂	58.00
Al ₂ O ₃	27.60
Fe ₂ O ₃	5.90
CaO	2.60
MgO	0.80
SO ₃	0.28
Na ₂ O	0.11
K ₂ O	1.70
TiO ₂ /V ₂ O ₃	-
MnO ₃ /NiO	-
P ₂ O ₅	1.25
Cl	-
	<hr/>
	98.84

(4) Raw Water

Source; Wells in the Urea Fertilizer Plant

Pressure; Atmospheric

Temperature; Ambient

Analysis, ppm;

pH	5.5
Electrical Conductivity, *	50
Hardness (CaCO ₃)	40
Calcium Hardness	13
Magnesium Hardness	27
Suspended Solids	40
Evaporated Residue	60
COD	5
SO ₄	6
Cl	4
Fe	0.15
Alkalinity (CaCO ₃)	30

* micro-mho/cm

Table 3-12 MAJOR FACILITIES FOR THE PROPOSED UREA FERTILIZER PLANT IN THE KINGDOM OF NEPAL

(1) Urea Fertilizer Plant	Daily Production Capacity of 275 TPD of Bagged Urea
(2) Location	Hetauda, Nepal
(3) Major Facility	
Process Plant	
-Hydrogen Plant	H ₂ Gas; 13,300 Nm ³ PH
-Nitrogen Plant	N ₂ Gas; 4,440 Nm ³ PH
-Ammonia Plant	Liquid Ammonia; 160 TPD
-Carbon Dioxide Plant	CO ₂ Gas; 207 TPD
-Urea Plant	Prilled Urea; 275 TPD
Utility Plant	
-Raw Water Intakes and Treatment	Raw Water; 183 TPH
-Demineralizer	Purified Water; 32 TPH
-Cooling Water Tower	Circulating Water; 6,500 TPH
-Waste Water Treatment	Waste Water; 55 TPH
-Instrument and Plant Air	Compressed Air; 1,500 Nm ³ PH
-Steam Generator	Steam; 27.5 TPH
-Electric Power Receiving	Electric Power; 86 MW
-Coal Receiving and Feeding	Coal; 250 Ton
-Emergency Electric Power Generating	Emergency Power; 0.8 MW
Storage and Shipping Facility	
-Hydron Gas Storage	H ₂ Gas; 33,000 Nm ³
-Nitrogen Gas Storage	N ₂ Gas; 2,000 Nm ³
-Ammonia Storage	Liquid Ammonia; 1,750 Ton
-Carbon Dioxide Storage	CO ₂ Gas; 20,000 Nm ³
-Bulk Urea	Prilled Urea; 2,100 Ton
-Bagged Urea	Bagged Urea; 7,000 Ton
-Urea Bagging	Bagged Urea; 40 TPH
-Urea Loading	Bagged Urea; 100 TPH
Auxiliary Facility	
-Administration Office	800 m ²
-Canteen	800 m ²
-Maintenance and Engineering Office	400 m ²
-Maintenance Work Shop	1,320 m ²
-Laboratory	400 m ²
-Ware House	320 m ²
-Gate House	30 m ²
-Car Port	150 m ²
-First Aid House	200 m ²
-Local Laboratory	30 m ²
Residential Colony	
-Residential Houses (Floor Space)	6,010 m ² (92 Housings)

Table 3-13

CONSUMPTION FOR UREA FERTILIZER
PRODUCTION

	<u>Consumption and production, Ton</u>		
	<u>Unit Product</u>	<u>Hourly</u>	<u>Daily</u>
Production;			
- Urea Fertilizer Prilled and Bagged, Ton	1.000	11.458	275.0
Consumption;			
- Electric Power, MW			
- Hydrogen Plant	5.411	61.9992	1,488.0
- Other Plants	<u>1.231</u>	<u>14.1052</u>	<u>338.5</u>
Sub-Total	6.642	76.1040	1,826.5
- Raw Water, Ton	16	200	4,800.0
- Atmospheric Air, Nm ³	1,520	19,000	456,000.0
- Cement Plant Flue Gas, Nm ³	2,596	32,450	778,800.0
- Fuel Coal, Ton	0.256	3.200	76.8
- Chemicals and Catalysts, USD/Ton-Urea -1984	2.717	33.963	815.1
- Fertilizer Bag, sheet	20.200	252.500	6,060.0

Notes: Electric power consumption for the hydrogen plant is
estimated as follows;

- 4.55 kWh/Nm³-H₂ (Project Life Averaged)
- 1,988.7 Nm³-H₂/Ton-Ammonia
- 0.580 Ton-Ammonia/Ton-Urea
- 97.0% - Rectifier and Transformer Efficiency

Table 3-14 INPUTS AND OUTPUTS FOR UREA FERTILIZER PRODUCTION

	Inputs				Outputs		
	Hydrogen Gas Nm ³	Nitrogen Gas Nm ³	Liquid Ammonia Ton	Carbon Dioxide Gas Ton	Prilled Urea Ton	Bagged Urea Ton	
Hydrogen Gas, Nm ³	(-)1.00	-	0.828	-	-	-	-
Nitrogen Gas, Nm ³	-	(-)1.00	0.177	-	-	-	-
Liquid Ammonia, Ton	-	-	(-)1,000	-	0.58	-	-
Carbon Dioxide, Ton	-	-	-	(-)1.00	0.75	-	-
Prilled Urea, Ton	-	-	-	-	(-)1.00	1.00	-
Bagged Urea, Ton	-	-	-	-	-	(-)1.00	-
Electric Power, kWh	4,550	0.33	1,028	128	148	-	-
Process Water, Ton	0.001	-	-	-	-	-	-
Cooling Water, Ton	0.145	0.036	220	133	112	-	-
Steam, Ton	-	-	(-)0.90	2.14	1.04	-	-
Condensate, Ton	-	-	1.00	-	0.90	-	-
Coal Fuel, Ton	-	-	-	-	-	-	-
Chemicals and Catalysts, USD-1984	-	-	-	-	-	-	2.72
Fertilizer Bag, Sheets	-	-	-	-	-	-	20.2
Hourly Production	13,300	4,440	6.66	8.625	11.458	11.458	-
Daily Production	319,200	106,560	160	207	275	275	-

Notes: 1) The figure in minus indicates production

2) The final product is bagged prilled urea which are produced from atmospheric air, flue gas from cement plant, electric power, fuel coal, chemicals and catalyst and fertilizer bags as major inputs.

Table 3-15 ORGANIZATION AND PERSONNEL REQUIREMENTS

Feasibility Study: On the Establishment of Urea Fertilizer Plant in the Kingdom of Nepal

Project: Urea Fertilizer Plant

Product: Bagged Urea

Capacity: Prilled Urea; 275TPD

Location: Kathmandu and Hetauda, Nepal

Organization for the Project	Managing Director, Director	General Manager, Manager	Senior Engineer and Officer	Supervisor, Foreman, Officer	Operator, Worker, Secretary	Total
1. Head Office and Regional Sales Office - Kathmandu	(6)	(2)	(2)	(3)	(2)	(15)
2. Urea Fertilizer Plant - Hetauda	(1)	(18)	(31)	(72)	(182)	(304)
2.1 Factory Director's Office	(1)	(1)	(2)	(4)	(4)	(12)
2.2 General Affair Department	(0)	(4)	(7)	(7)	(14)	(32)
- Administration Section	0	1	1	1	2	5
- Personnel Section	0	0	1	1	2	4
- Financing/Accounting Section	0	1	1	1	2	5
- Housing and Welfare Section	0	0	1	1	2	4
- Security and Health Section	0	1	1	1	2	5
- Legal Section	0	0	1	1	3	4
- Purchase and Product Sales Section	0	1	1	1	2	4
2.3 Production Department	(0)	(2)	(8)	(16)	(72)	(98)
- Hydrogen, Nitrogen and Ammonia Plant	0	1	4	8	36	49
- Carbon Dioxide and Urea Plant	0	1	4	8	36	49
2.4 Utility Department	(0)	(3)	(3)	(12)	(24)	(42)
- Water Treatment and Steam Boiler	0	1	1	4	8	14
- Cooling Water Tower and Electric Power	0	1	1	4	8	14
- Others	0	1	1	4	8	4
2.5 Maintenance and Inspection Department	(0)	(3)	(3)	(20)	(26)	(52)
- Maintenance Management	0	1	0	2	2	5
- Mechanical Section	0	0	1	5	6	12
- Electrical Section	0	1	0	5	6	12
- Instrumental Section	0	0	1	4	6	11
- Civil Construction Section	0	0	1	1	2	4
- Inventory Section	0	1	0	3	4	8
2.6 Product Handling Department	(0)	(2)	(3)	(3)	(20)	(36)
- Storage Management	0	2	1	1	8	12
- Bagging Section	0	0	1	1	10	12
- Loading Section	0	0	1	1	10	12
2.7 Technical and Development Department	(0)	(3)	(5)	(10)	(14)	(32)
- Production Management	0	1	1	2	2	6
- Development and Engineering Section	0	1	1	2	2	6
- Analytical Laboratory	0	1	1	2	6	10
- Training Section	0	0	1	2	2	5
- Product Sales Services	0	0	1	2	2	5
3. Total Personnel for the Project	7	20	33	75	184	319

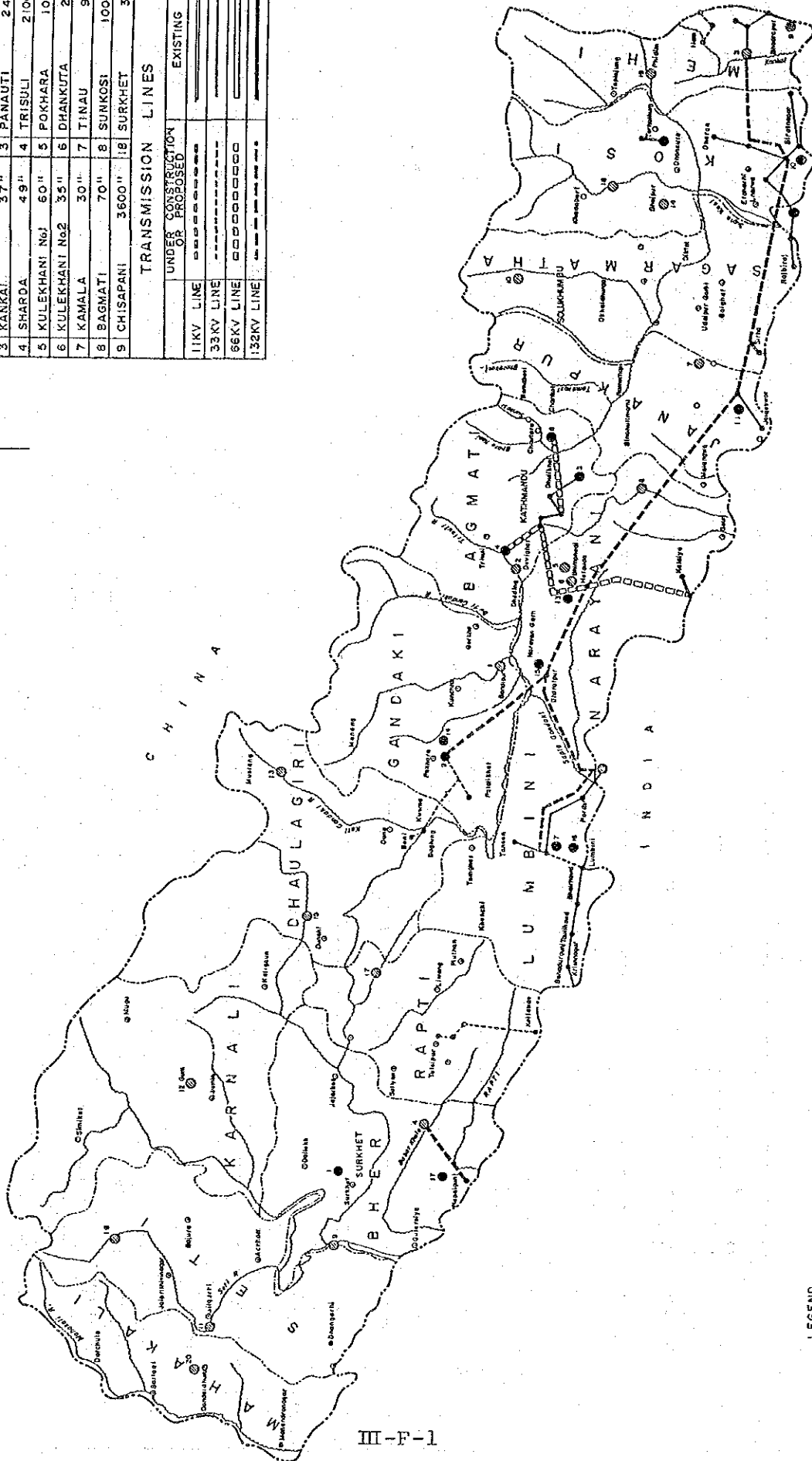
Notes: 1) Additional contract laborers for product bagging and loading is assumed during peak shipping season.

2) During annual maintenance work for 35 days, additional maintenance supervisor and labor are contracted (Vendor specialist; 10, Inspector; 15, Laborer; 315, Total; 335 persons) whose costs are included in maintenance cost for financial analysis.

Figure 3-1 HYDRO POWER STATIONS AND MAIN POWER TRANSMISSION LINES IN NEPAL

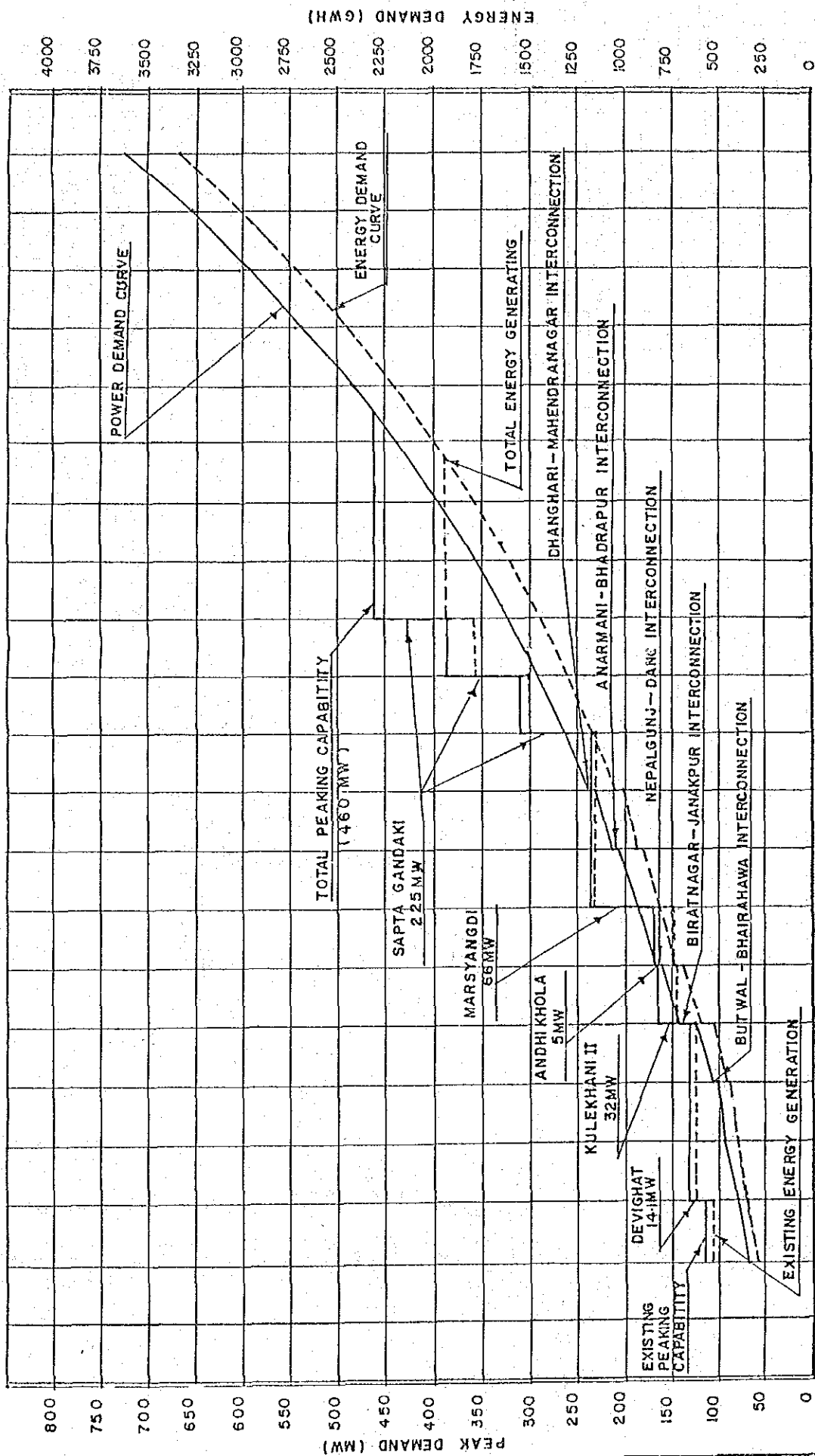
UNDER CONSTRUCTION OR PROPOSED PROJECTS		EXISTING PROJECTS	
1	MARSHYANGDI 40MM	1	PHARPING 500KW
2	DEVIGHAT 14"	2	SUNDARIJAL 640 "
3	KANKAL 37 "	3	PANAUTI 2400 "
4	SHARDA 49 "	4	TRISULI 21000 "
5	KULEKHANI No1 60 "	5	POKHARA 1088 "
6	KULEKHANI No2 35 "	6	DHANKUTA 240 "
7	KAMALA 30 "	7	TINAU 960 "
8	BAGMATI 70 "	8	SUNKOSI 10050 "
9	CHISAPANI 3600 "	9	SURKHET 345 "

TRANSMISSION LINES	
UNDER CONSTRUCTION OR PROPOSED	EXISTING
11KV LINE	—————
33KV LINE	—————
66KV LINE	—————
132KV LINE	—————



III-F-1

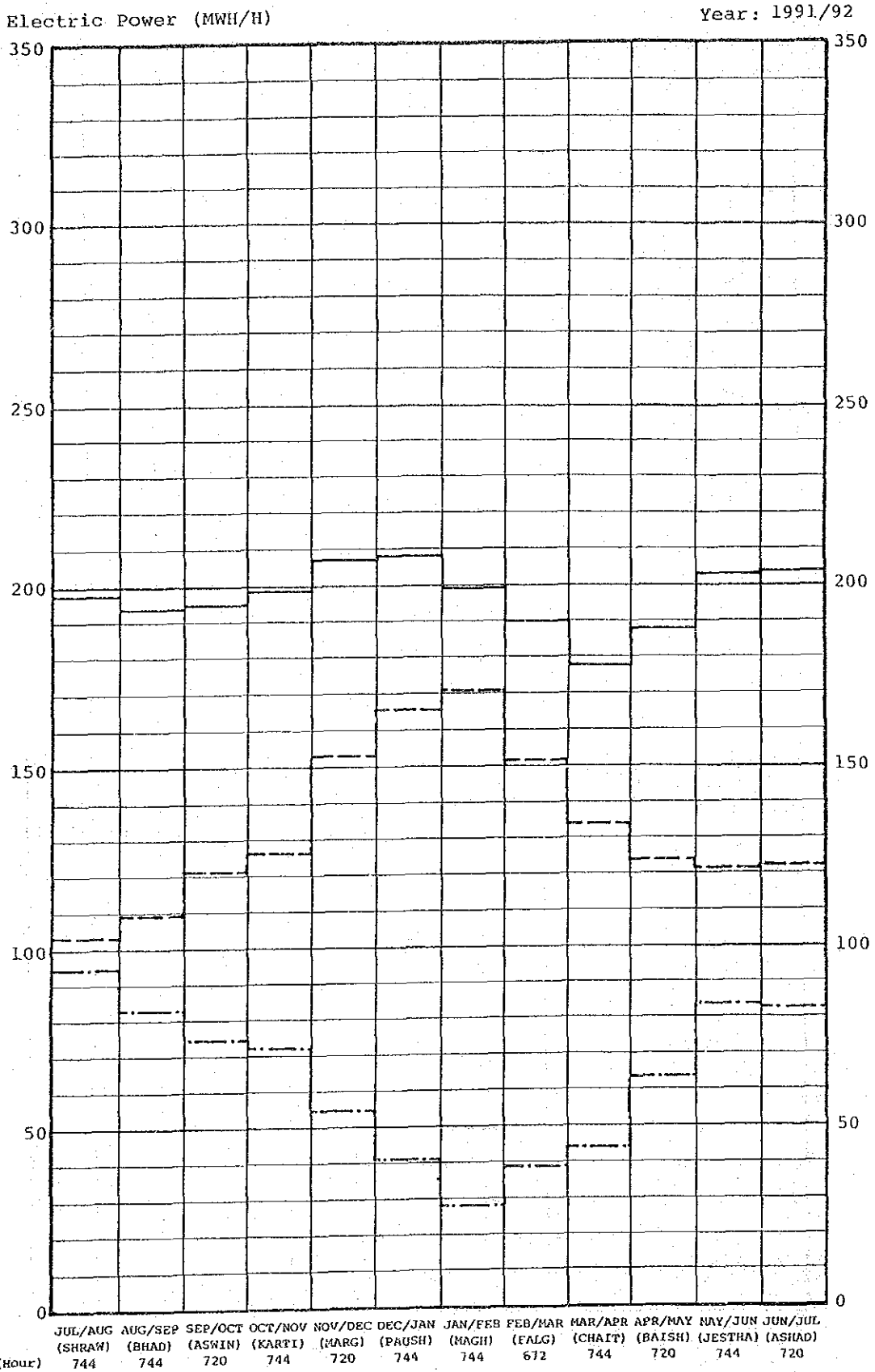
Figure 3-2 NEPAL POWER SYSTEM INTEGRATED DEMAND AND GENERATION EXPANSION



1981/82 82/83 83/84 84/85 85/86 86/87 87/88 88/89 89/90 90/91 91/92 92/93 93/94 94/95 95/96 96/97 97/98 98/99 99/2000 00/01/02

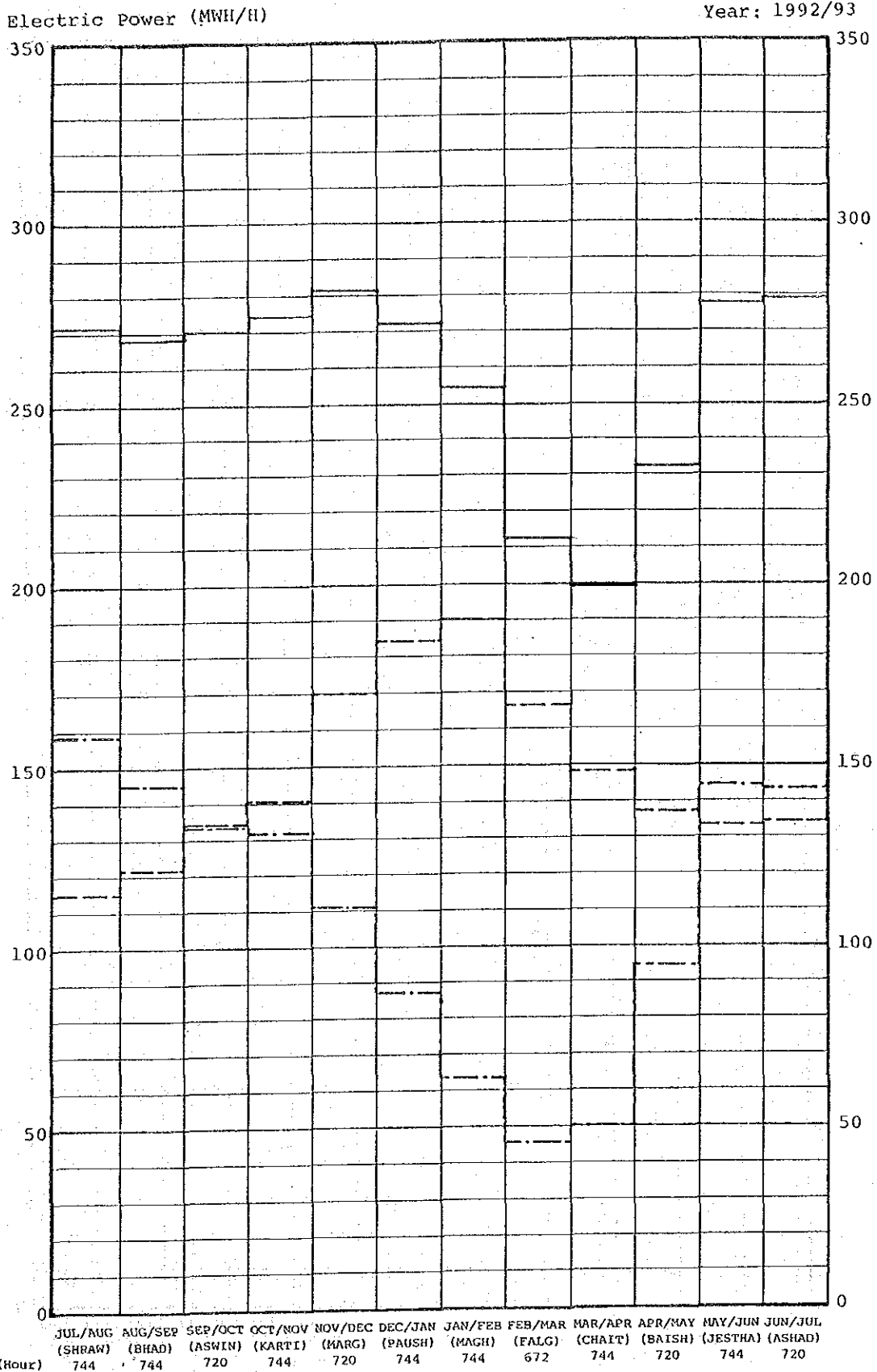
YEARS

Figure 3-3 PROJECTED ELECTRIC POWER GENERATION CAPABILITY AND CONSUMPTION IN NEPAL (1)



Notes: ——— Generating Capability (MWH/H)
 - - - Consumption (MWH/H)
 - · - Surplus (MWH/H)

Figure 3-3 PROJECTED ELECTRIC POWER GENERATION CAPABILITY AND CONSUMPTION IN NEPAL (2)

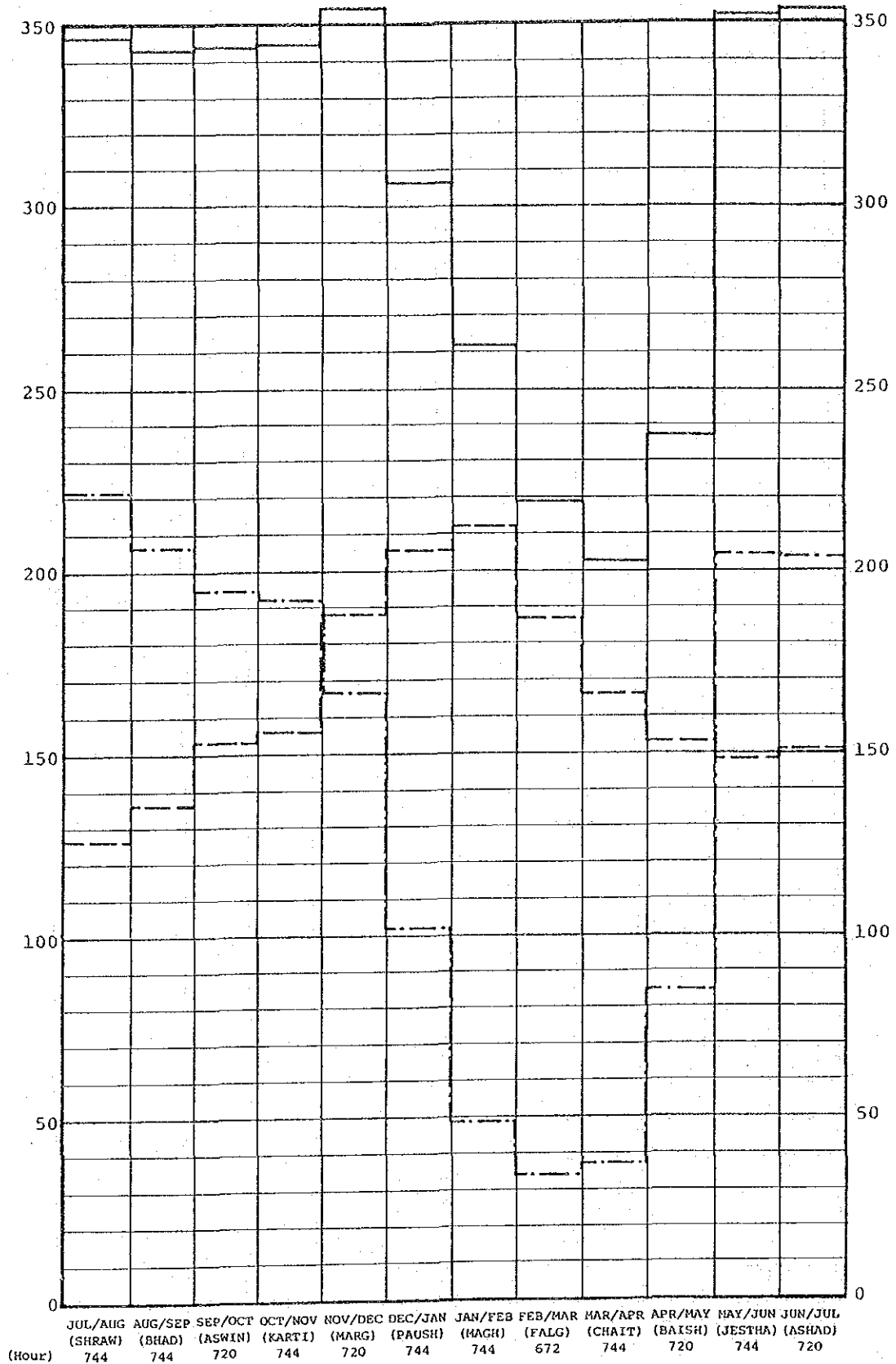


Notes:
 ——— Generating Capability (MWH/H)
 - - - Consumption (MWH/H)
 - · - Surplus (MWH/H)

Figure 3-3. PROJECTED ELECTRIC POWER GENERATION CAPABILITY AND CONSUMPTION IN NEPAL (3)

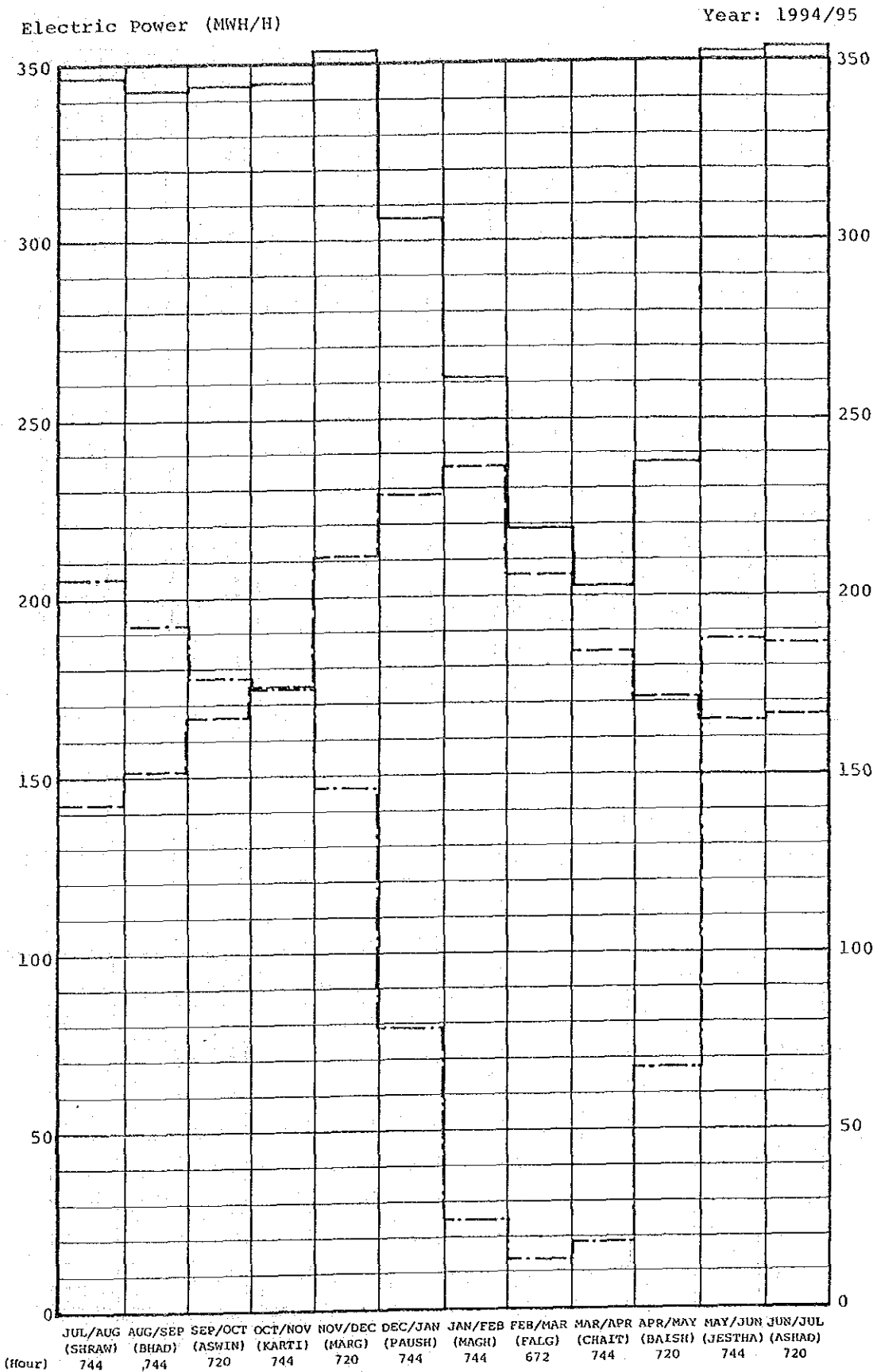
Electric Power (MWH/H)

Year: 1993/94



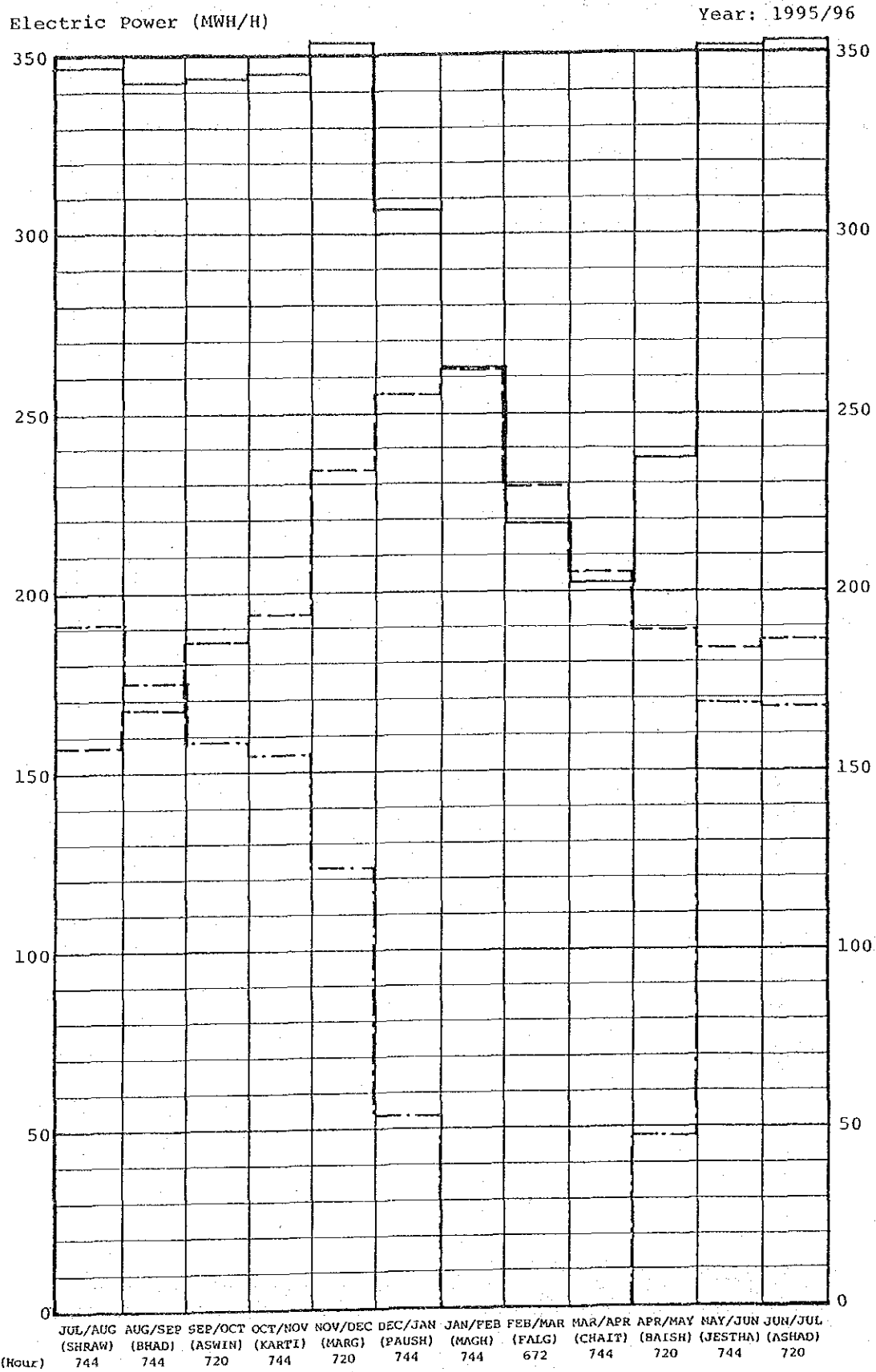
Notes: ——— Generating Capability (MWH/H)
 - - - Consumption (MWH/H)
 - · - Surplus (MWH/H)

Figure 3-3 PROJECTED ELECTRIC POWER GENERATION CAPABILITY AND CONSUMPTION IN NEPAL (4)



Notes: ——— Generating Capability (MWH/H)
 - - - Consumption (MWH/H)
 - · - Surplus (MWH/H)

Figure 3-3 PROJECTED ELECTRIC POWER GENERATION CAPABILITY AND CONSUMPTION IN NEPAL (5)



Notes: ——— Generating Capability (MWH/H)
 - - - Consumption (MWH/H)
 - · - Surplus (MWH/H)

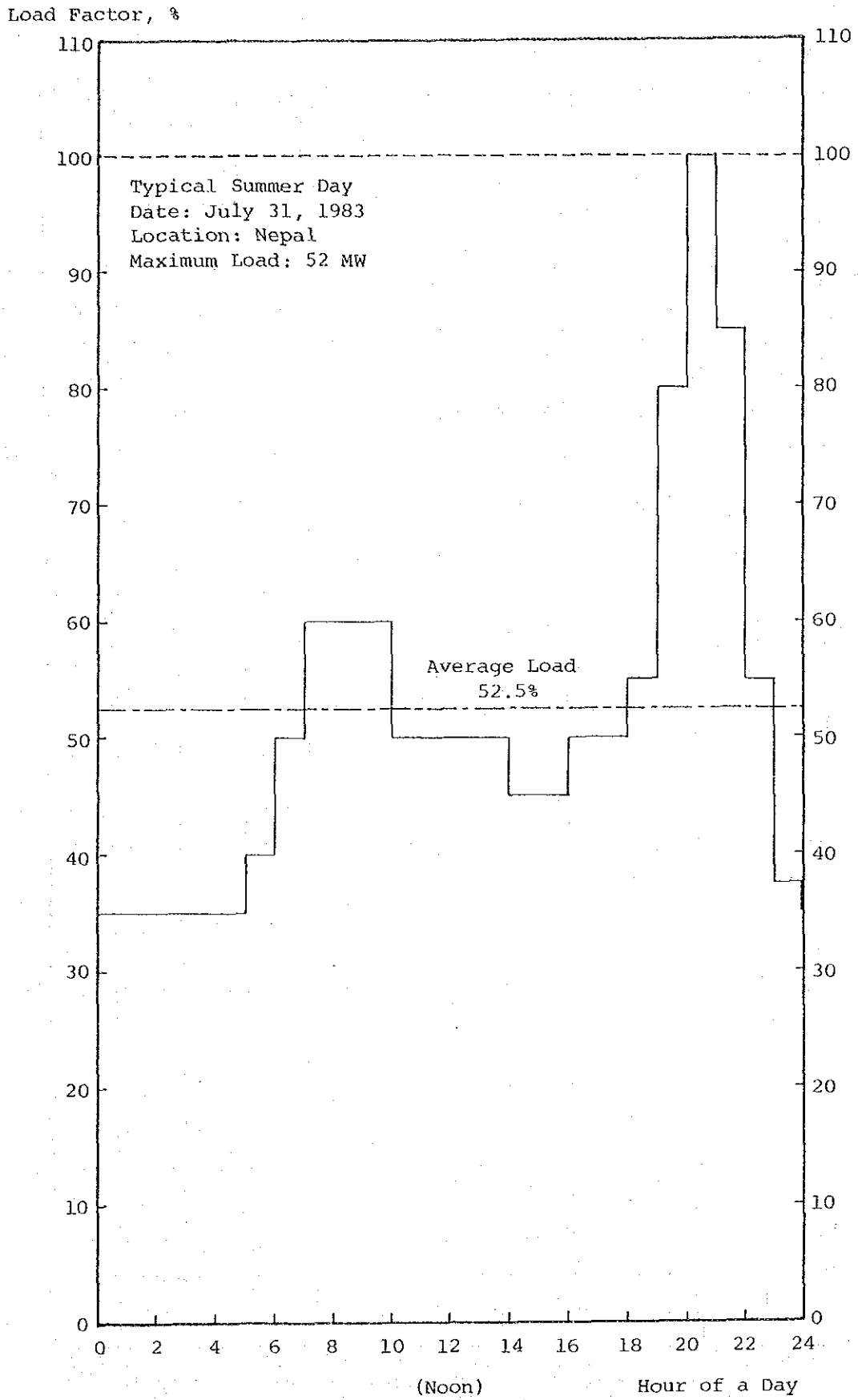


Figure 3-4 HOURLY ELECTRIC POWER CONSUMPTION PATTERN (1)

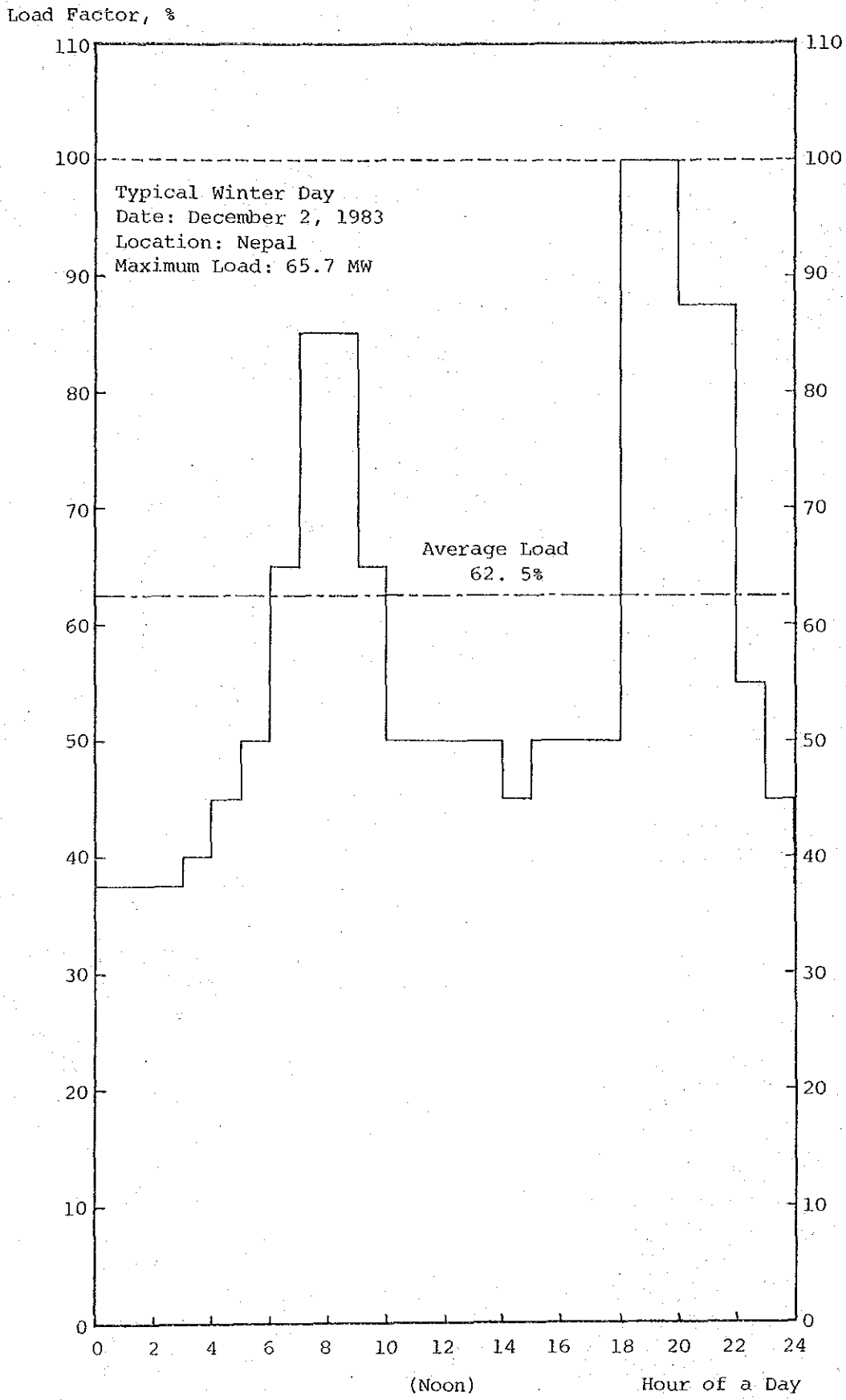
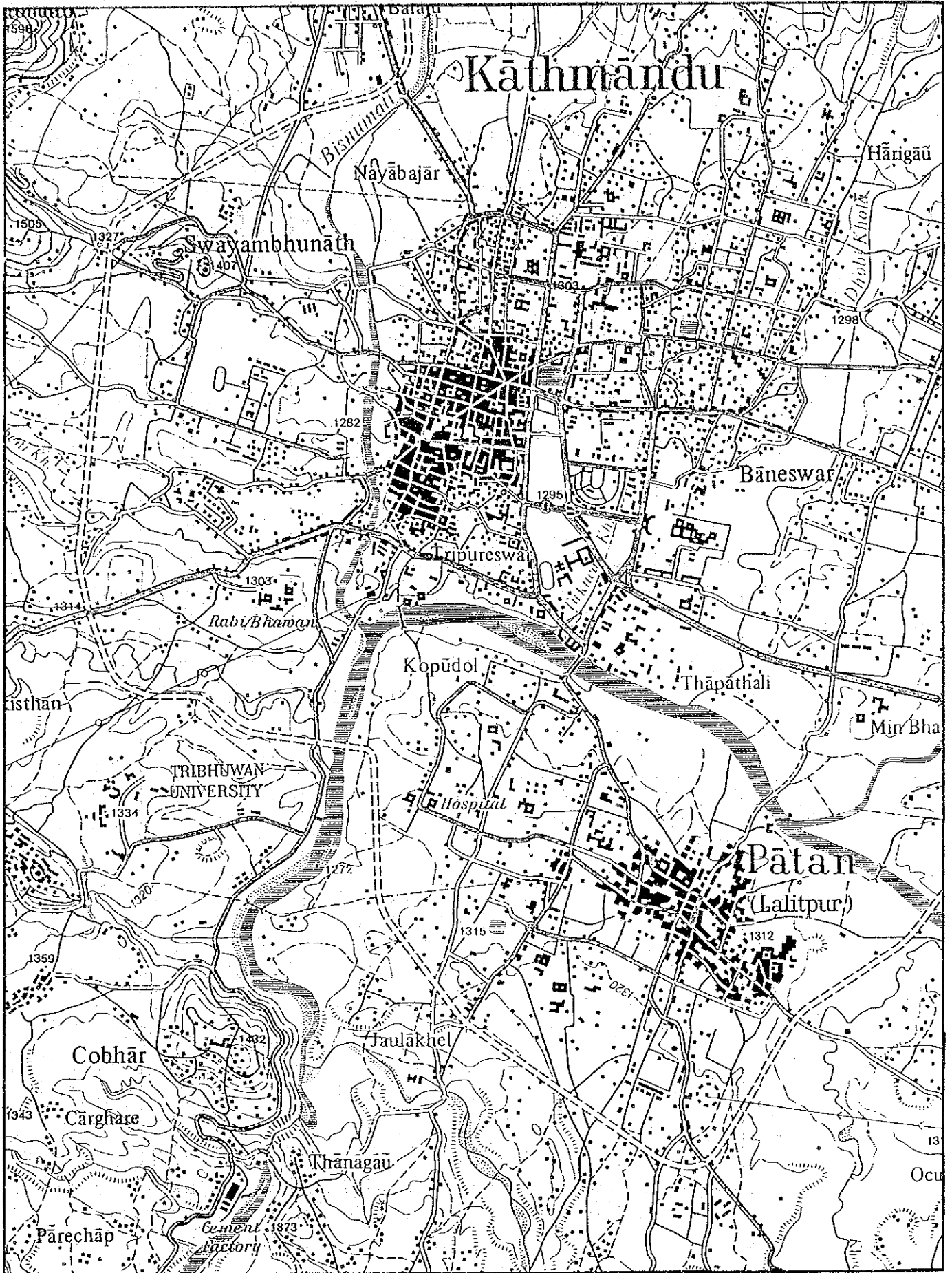
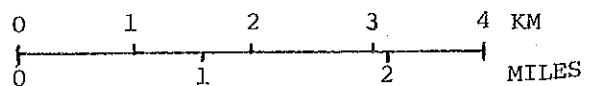


Figure 3-4 HOURLY ELECTRIC POWER CONSUMPTION PATTERN (2)

Figure 3-5 LOCATION MAP OF HIMAL CEMENT CO.(PVT) LTD., CHOBAR, KATHMANDU



Scale



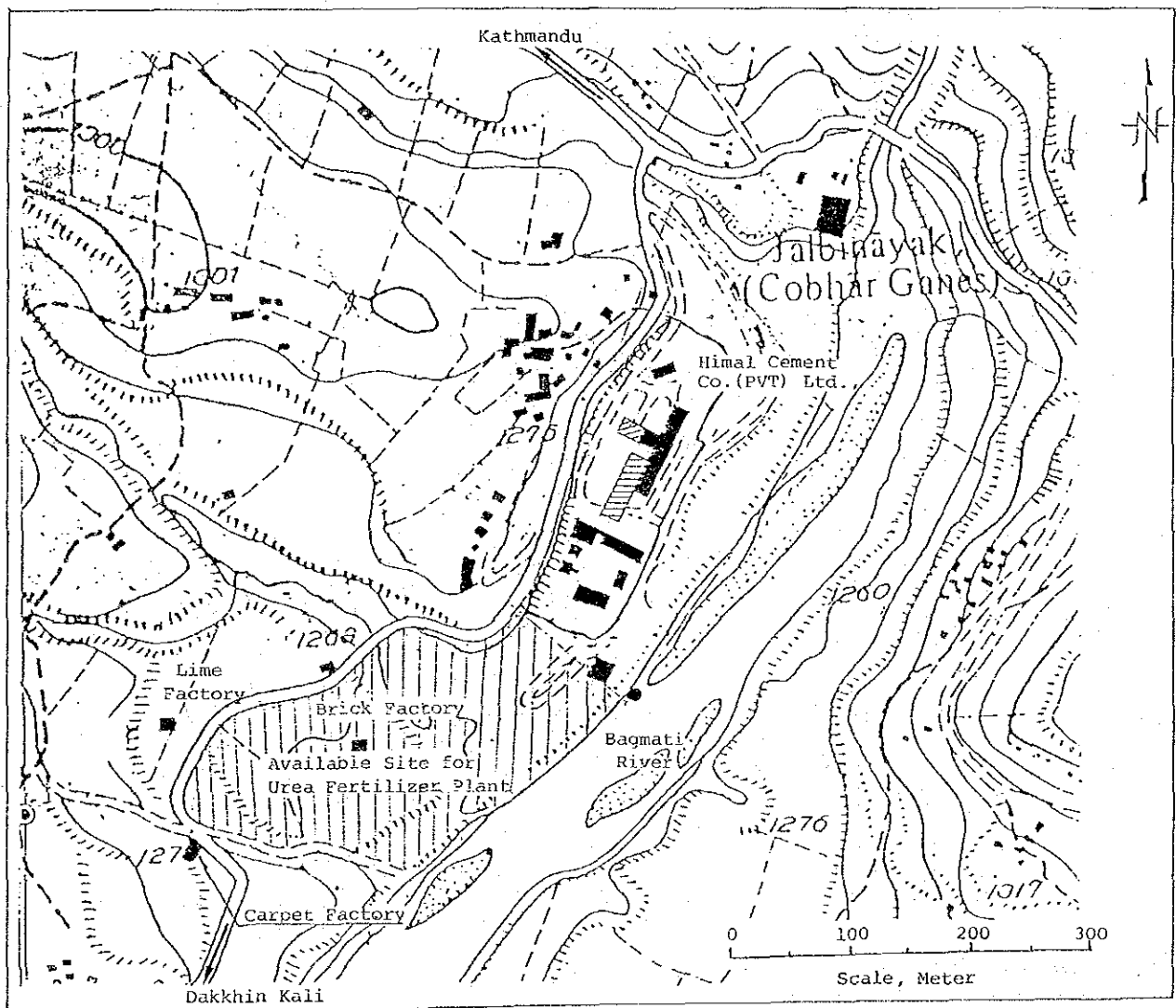


Figure 3-6

AVAILABLE SITE FOR UREA FERTILIZER PLANT
 AT HIMAL CEMENT CO. (PVT) LTD., CHOBAR,
 KATHMANDU

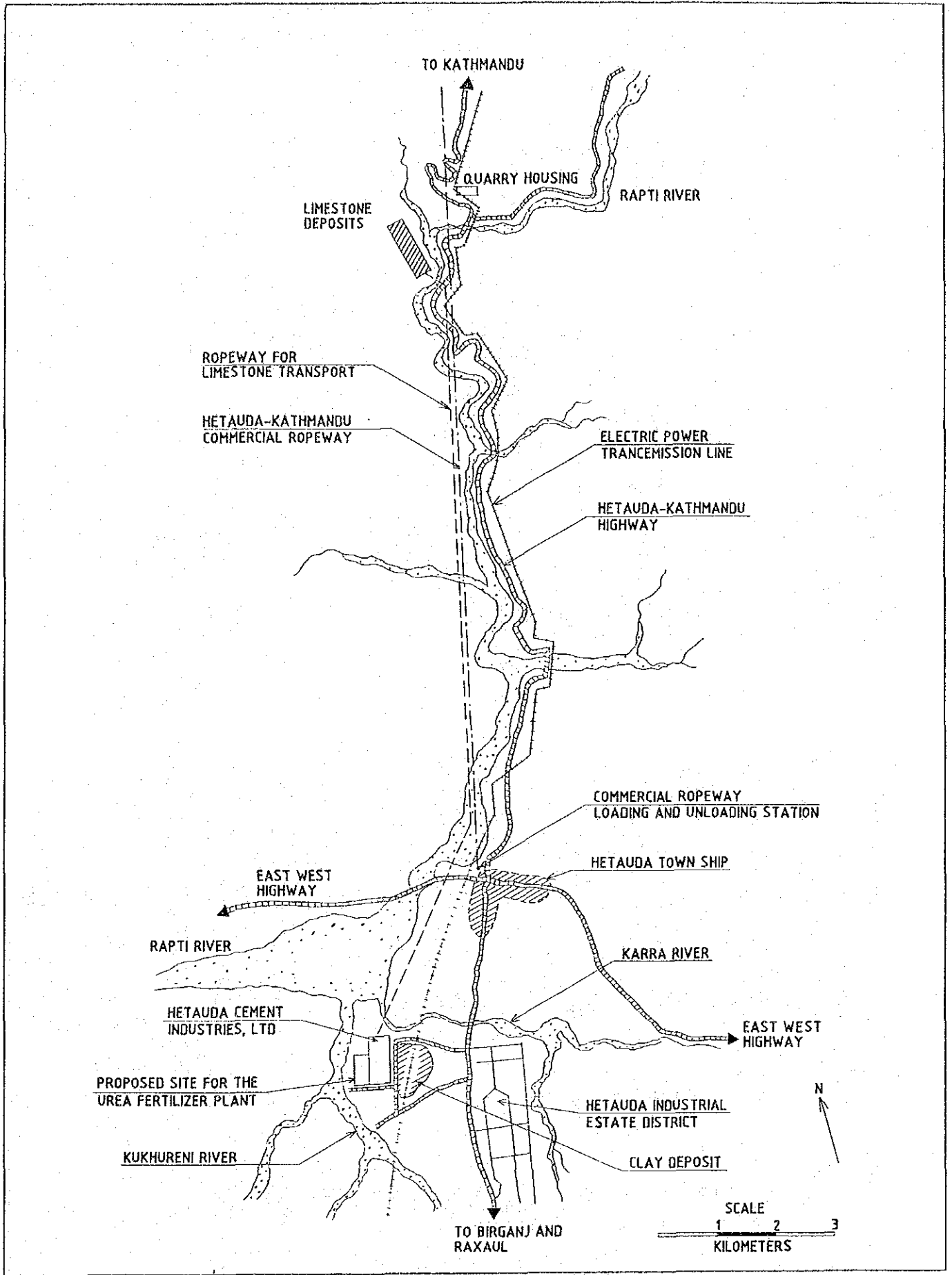
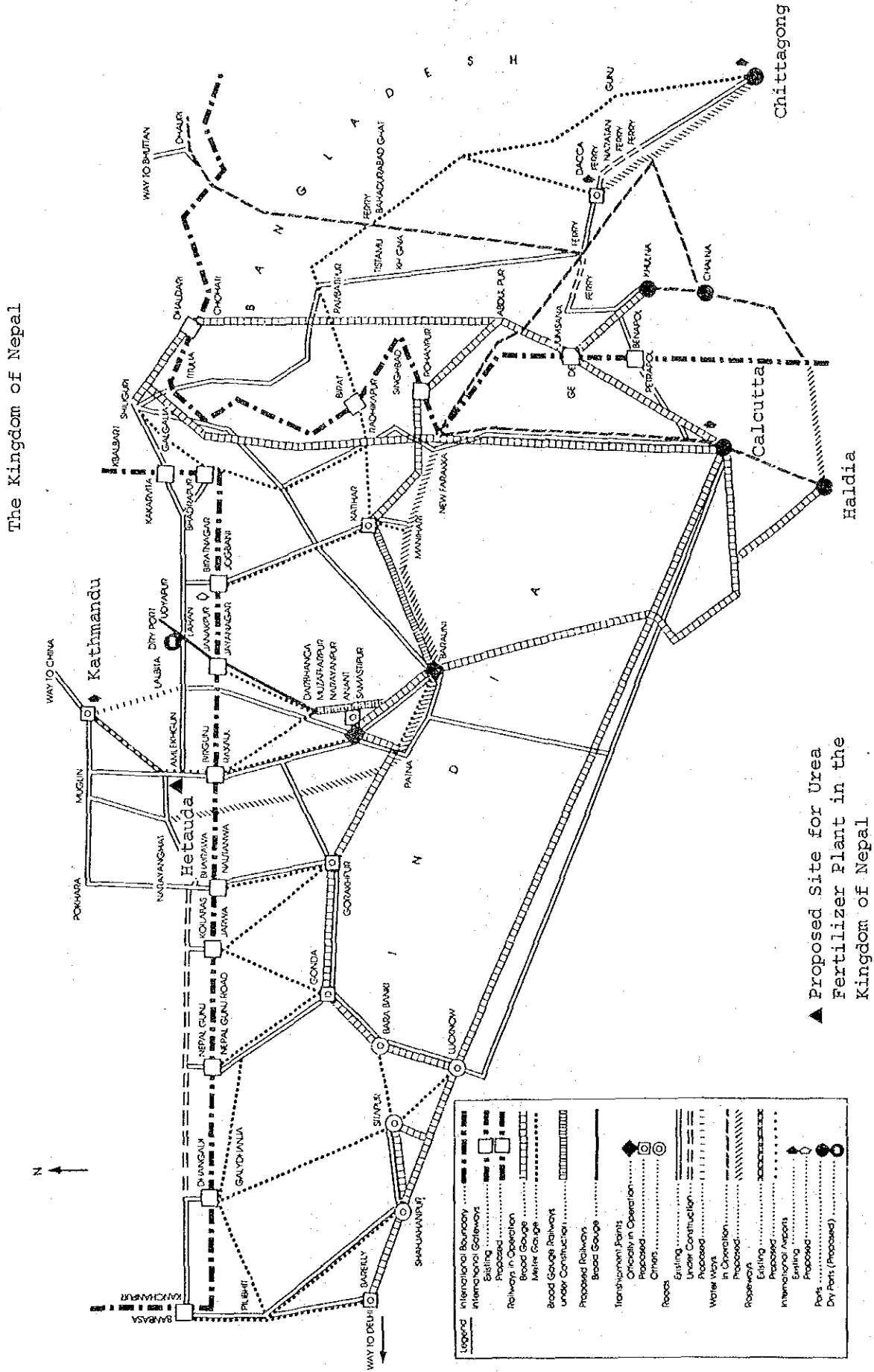


Figure 3-7 GENERAL LOCATION MAP FOR PROPOSED UREA FERTILIZER PLANT IN THE KINGDOM OF NEPAL

Figure 3-8 SCHEMATIC INLAND TRANSPORT ROUTES FOR EQUIPMENT AND MACHINERY FOR UREA FERTILIZER PROJECT IN NEPAL



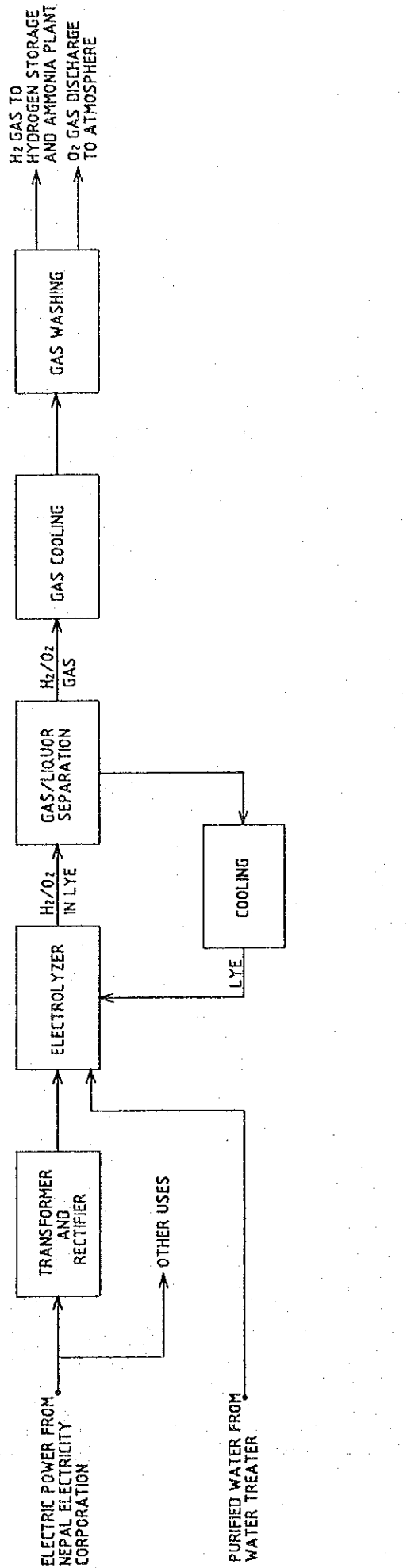


Figure 3-9 BLOCK FLOW DIAGRAM FOR HYDROGEN PLANT

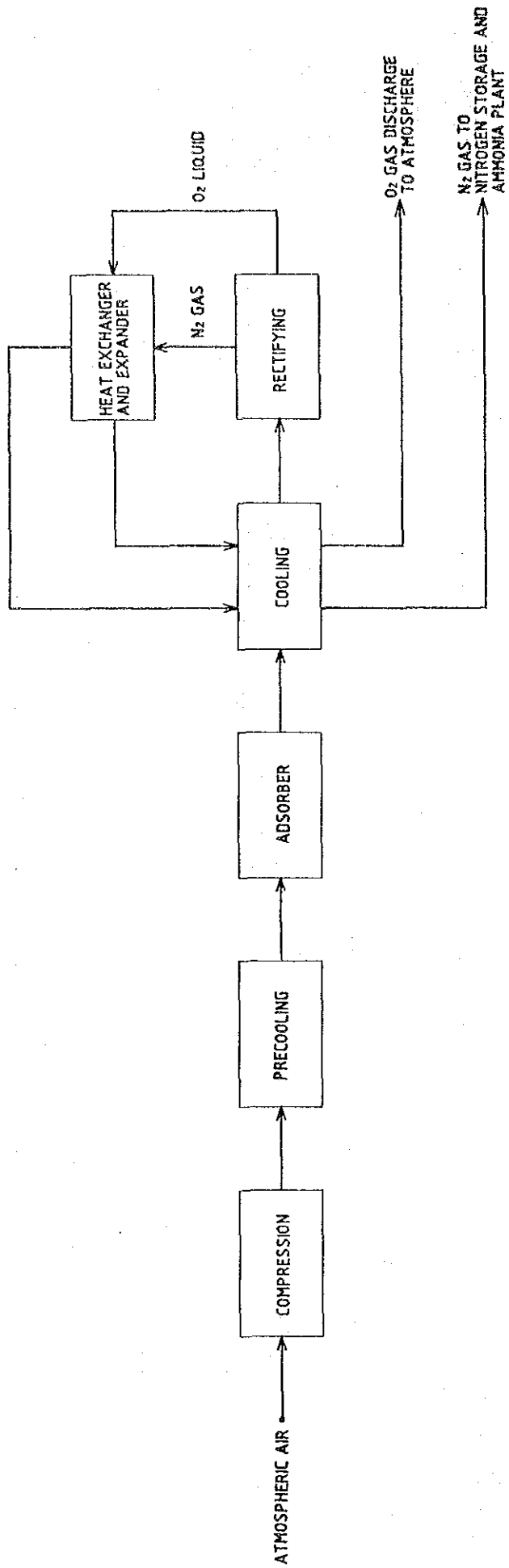


Figure 3-10 BLOCK FLOW DIAGRAM FOR NITROGEN PLANT

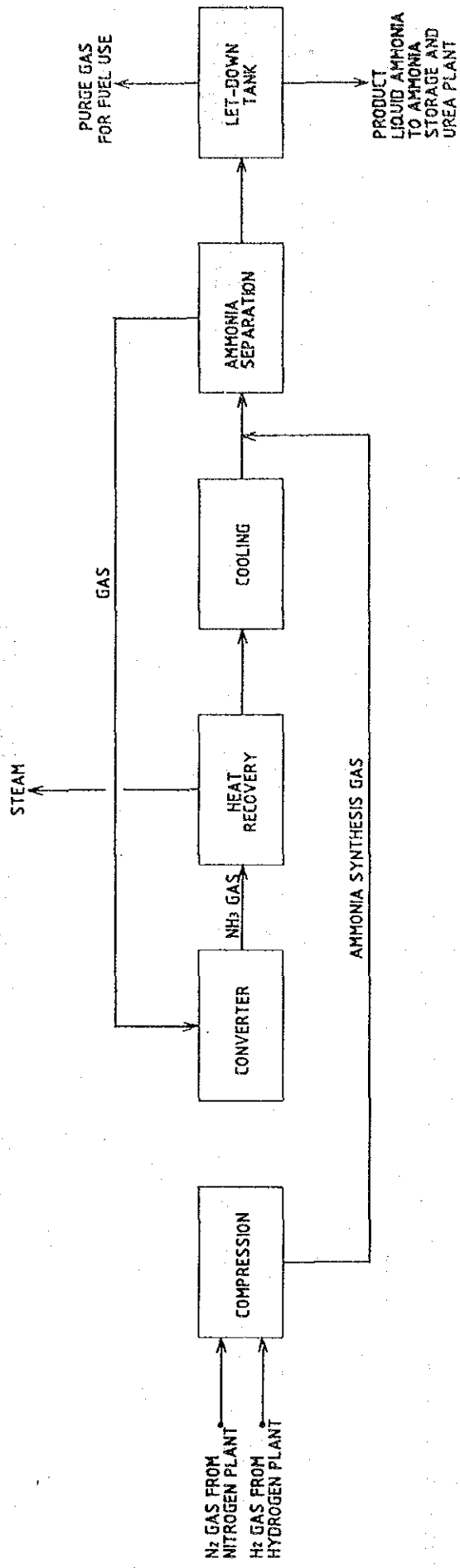


Figure 3-11 BLOCK FLOW DIAGRAM FOR AMMONIA PLANT

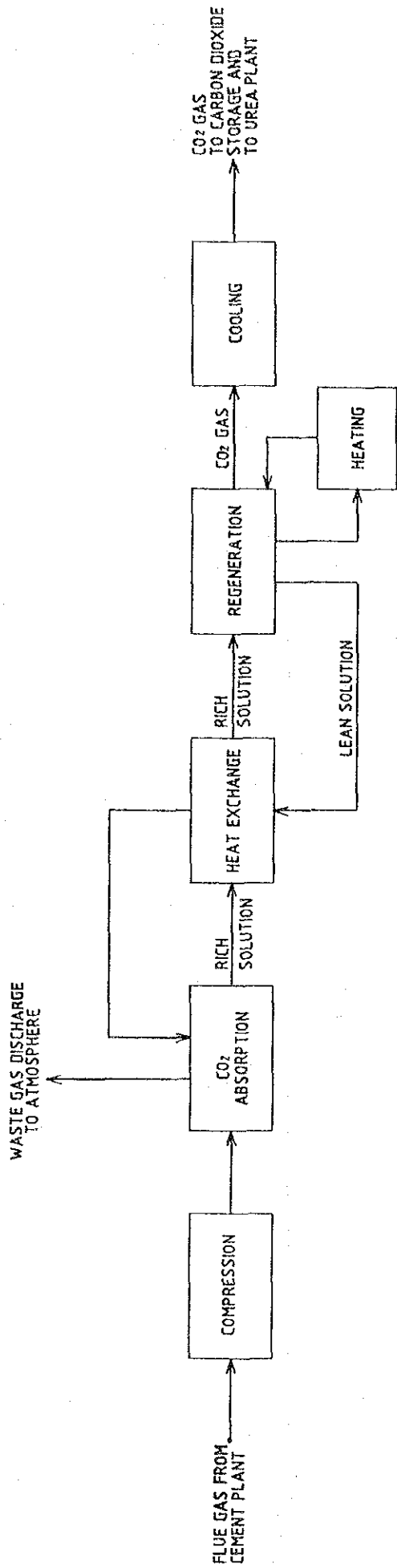


Figure 3-12 BLOCK FLOW DIAGRAM FOR CARBON DIOXIDE GAS PLANT

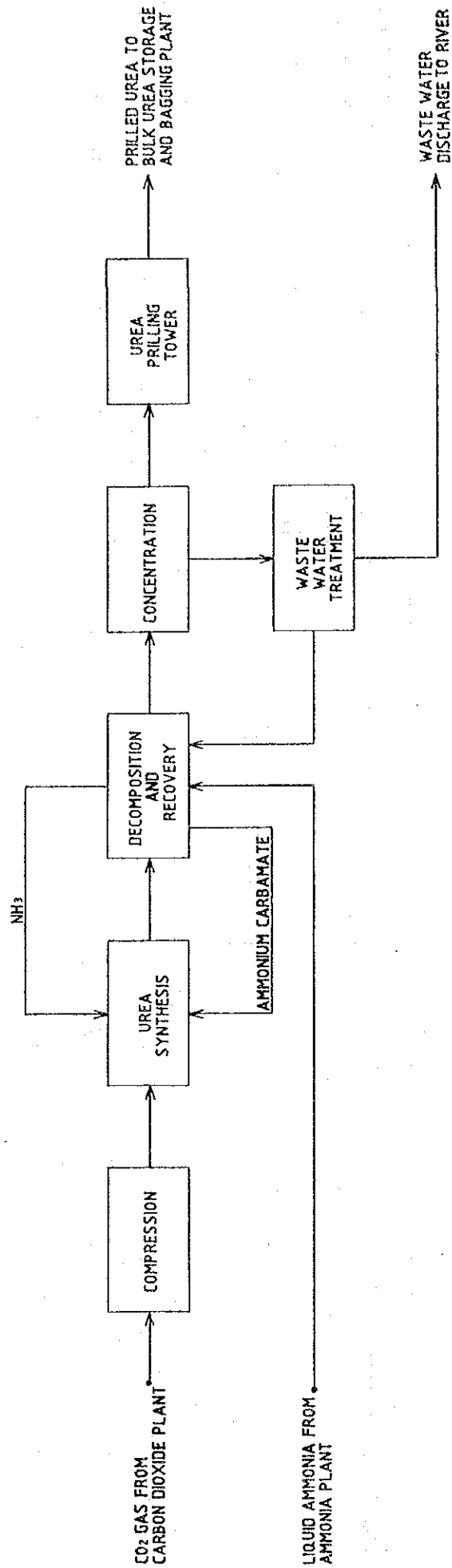
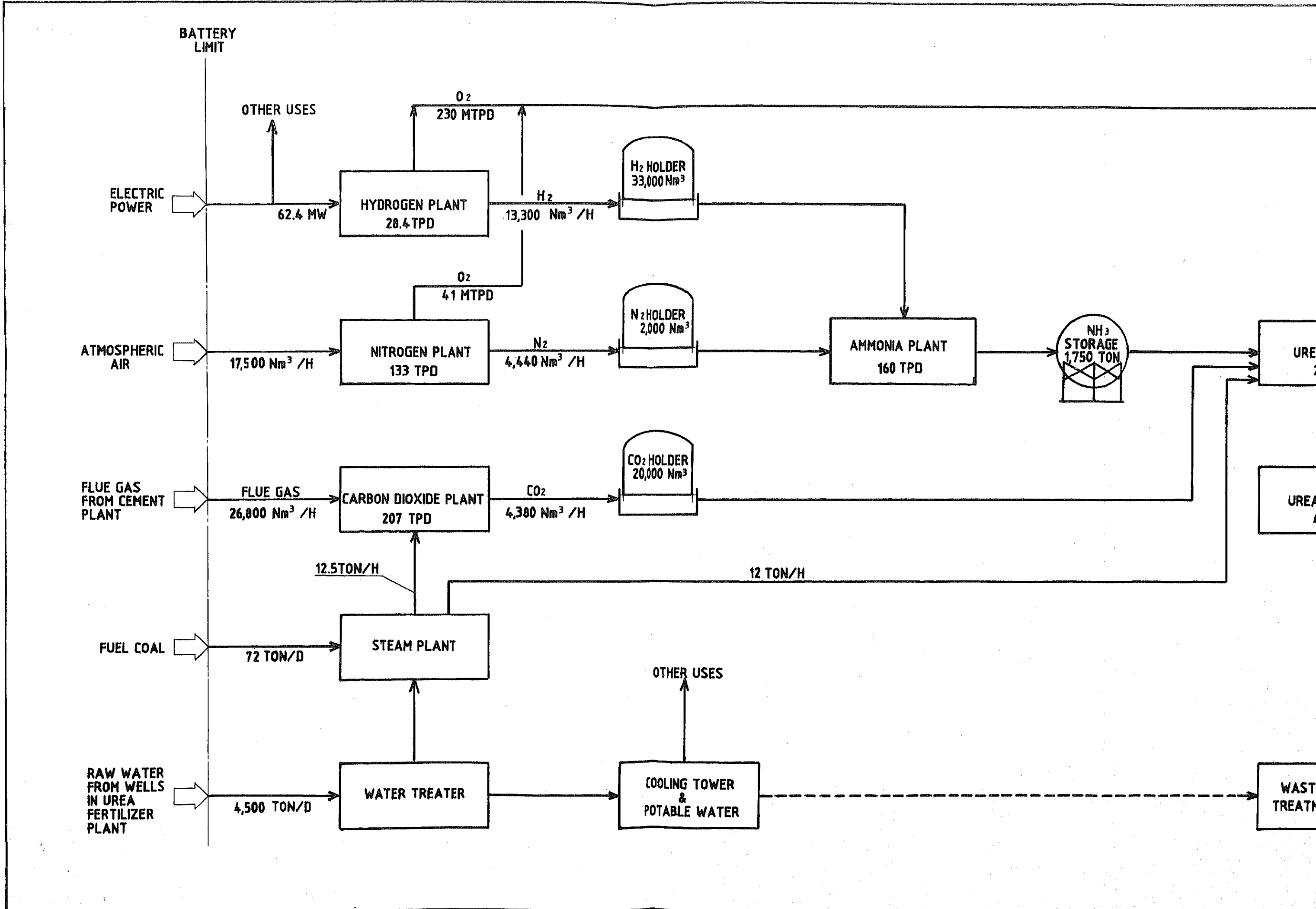
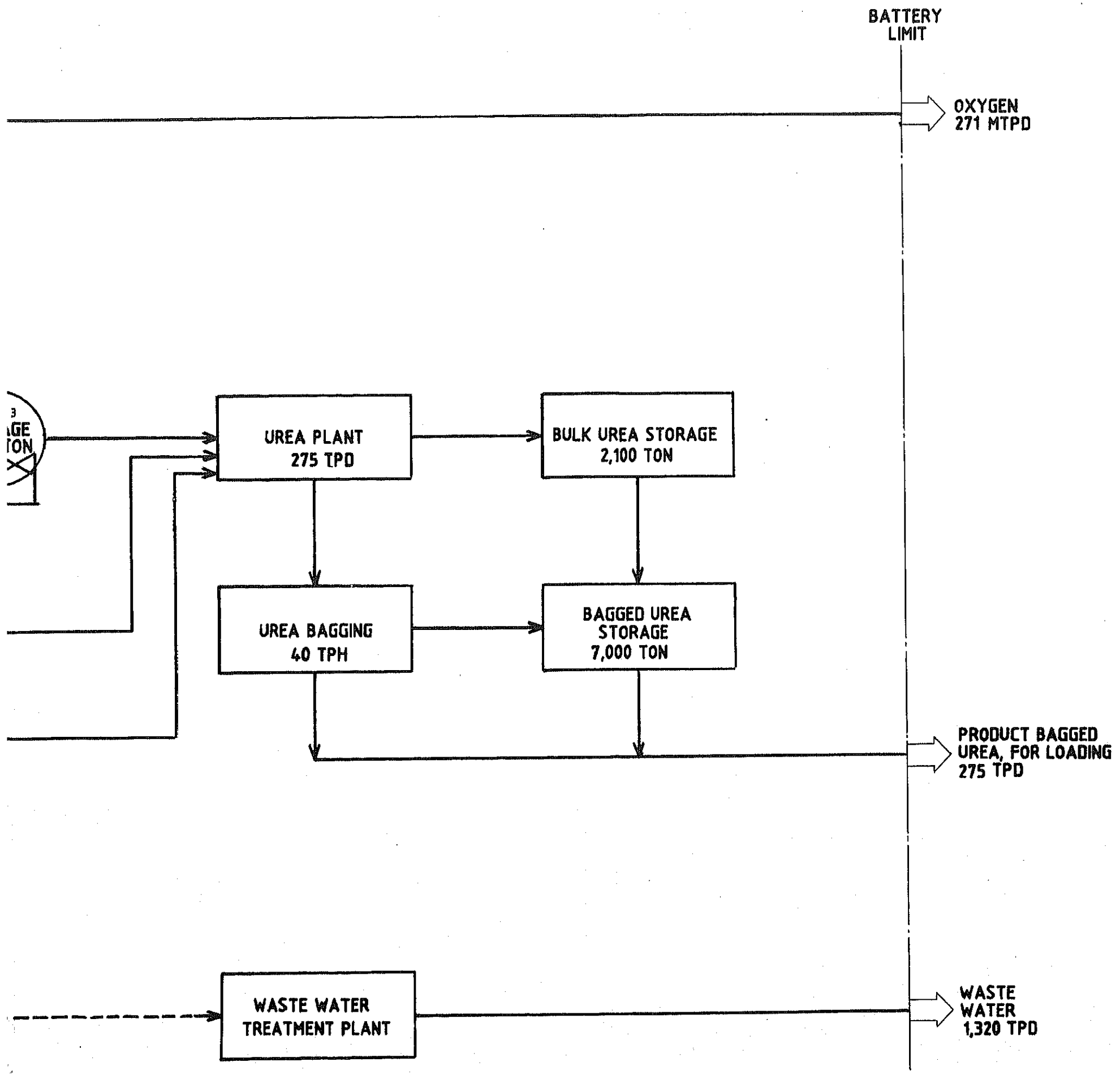


Figure 3-13 BLOCK FLOW DIAGRAM FOR UREA PLANT





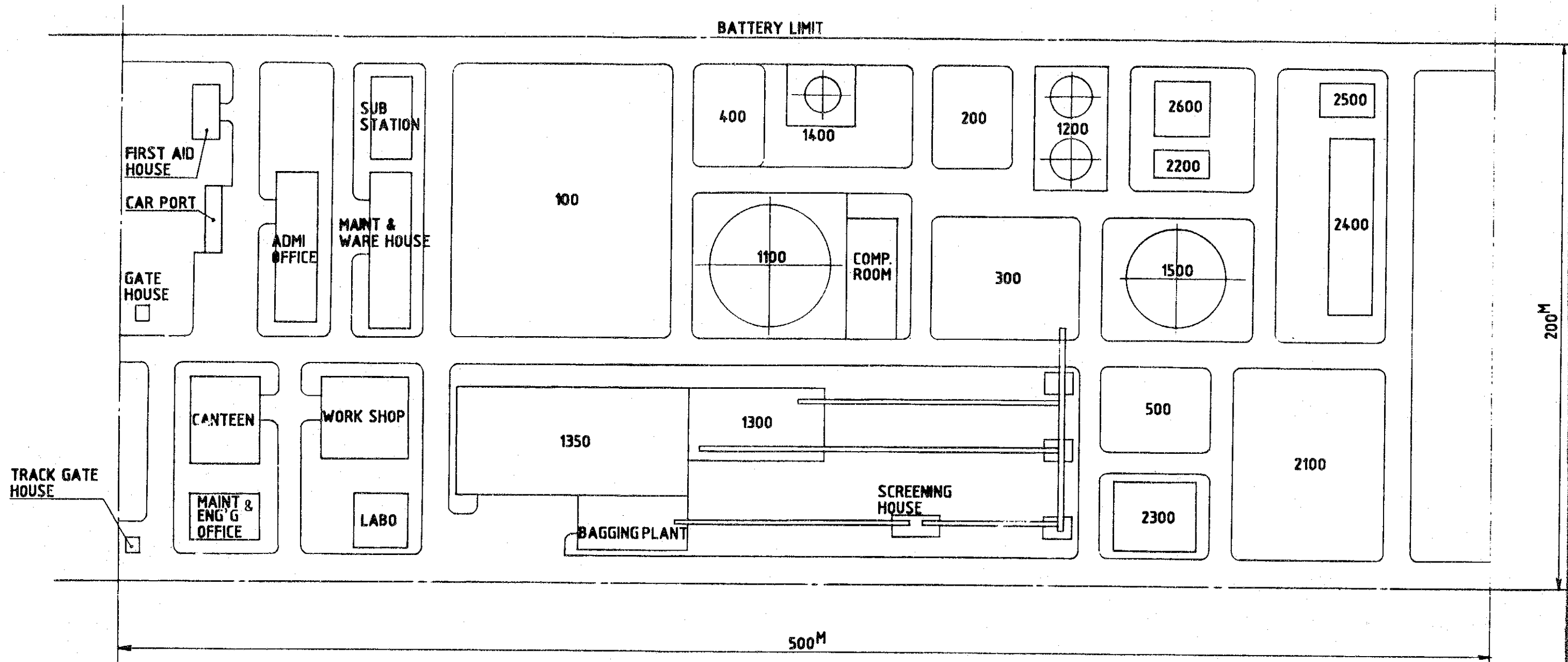
FEASIBILITY STUDY ON THE ESTABLISHMENT OF UREA FERTILIZER PLANT IN THE KINGDOM OF NEPAL

Figure 3-14
 UREA FERTILIZER PLANT
 BLOCK FLOW DIAGRAM

JICA, JUNE, 1984

KUKHURENI RIVER

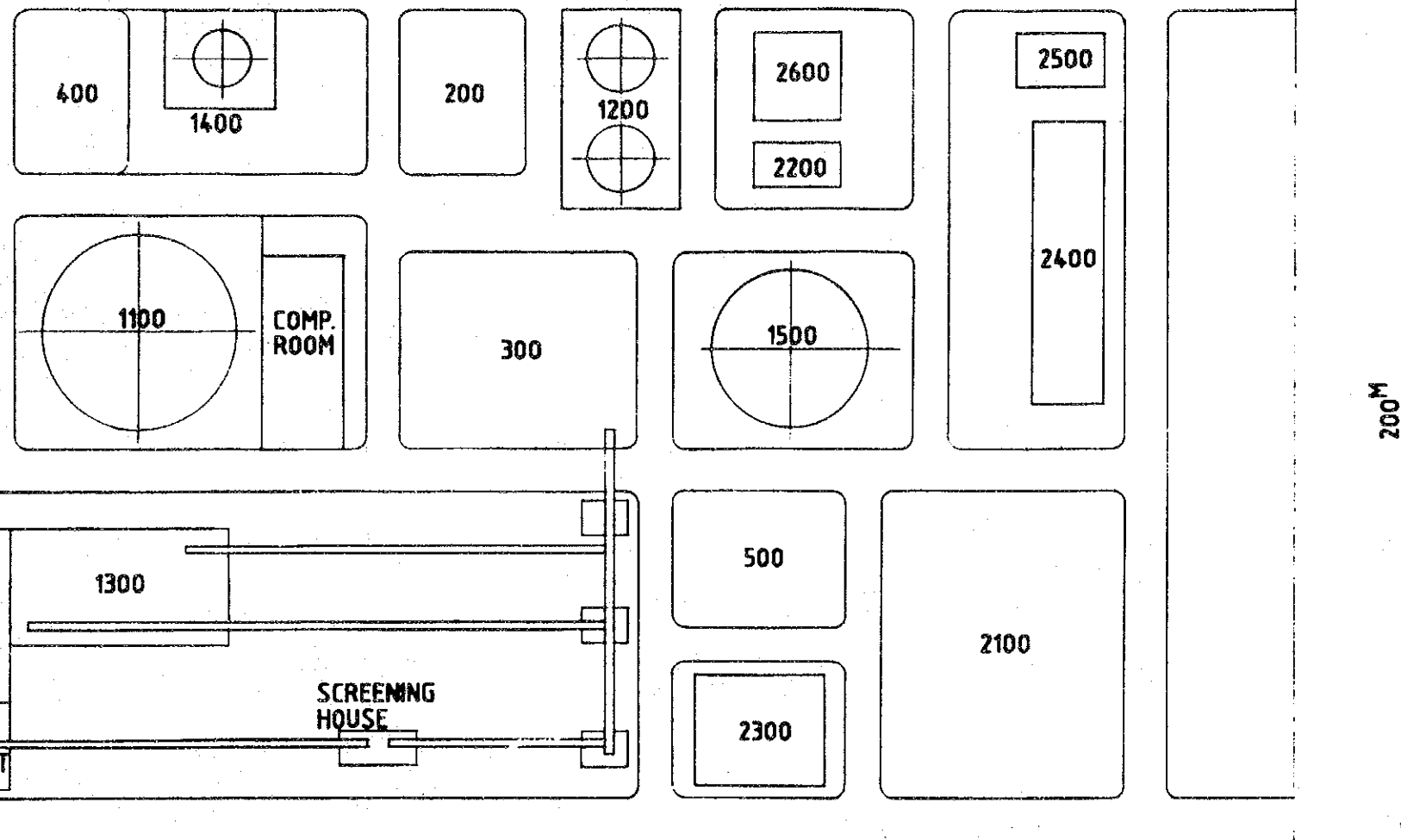
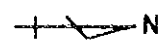
BATTERY LIMIT



HETAUDA CEMENT PLANT,
CEMENT INDUSTRIES LTD.,

KUKHURENI RIVER

BATTERY LIMIT



SECTION NO.	DESIGNATION
100	HYDROGEN PLANT
200	AMMONIA PLANT
300	UREA PLANT
400	NITROGEN PLANT
500	CARBON DIOXIDE PLANT
1100	HYDROGEN STORAGE
1200	AMMONIA STORAGE
1300	BULK UREA STORAGE
1350	BAGGED UREA STORAGE
1400	NITROGEN STORAGE
1500	CARBON DIOXIDE STORAGE
2100	WATER TREATMENT SYSTEM
2200	FUEL SYSTEM
2300	STEAM GENERATOR
2400	COOLING TOWER
2500	AIR COMPRESSOR
2600	EMERGENCY GENERATOR
3000	RESIDENTIAL COLONY OUTSIDE OF BATTERY LIMIT (HOUSING OF 92 RESIDENT EMPLOYEES FOR 6,010 m ² OF FLOOR SPACE IN 18,000 m ² OF SITE AREA)

HETAUDA CEMENT PLANT,
CEMENT INDUSTRIES LTD.,

FEASIBILITY STUDY ON THE ESTABLISHMENT
OF UREA FERTILIZER PLANT IN THE KINGDOM
OF NEPAL

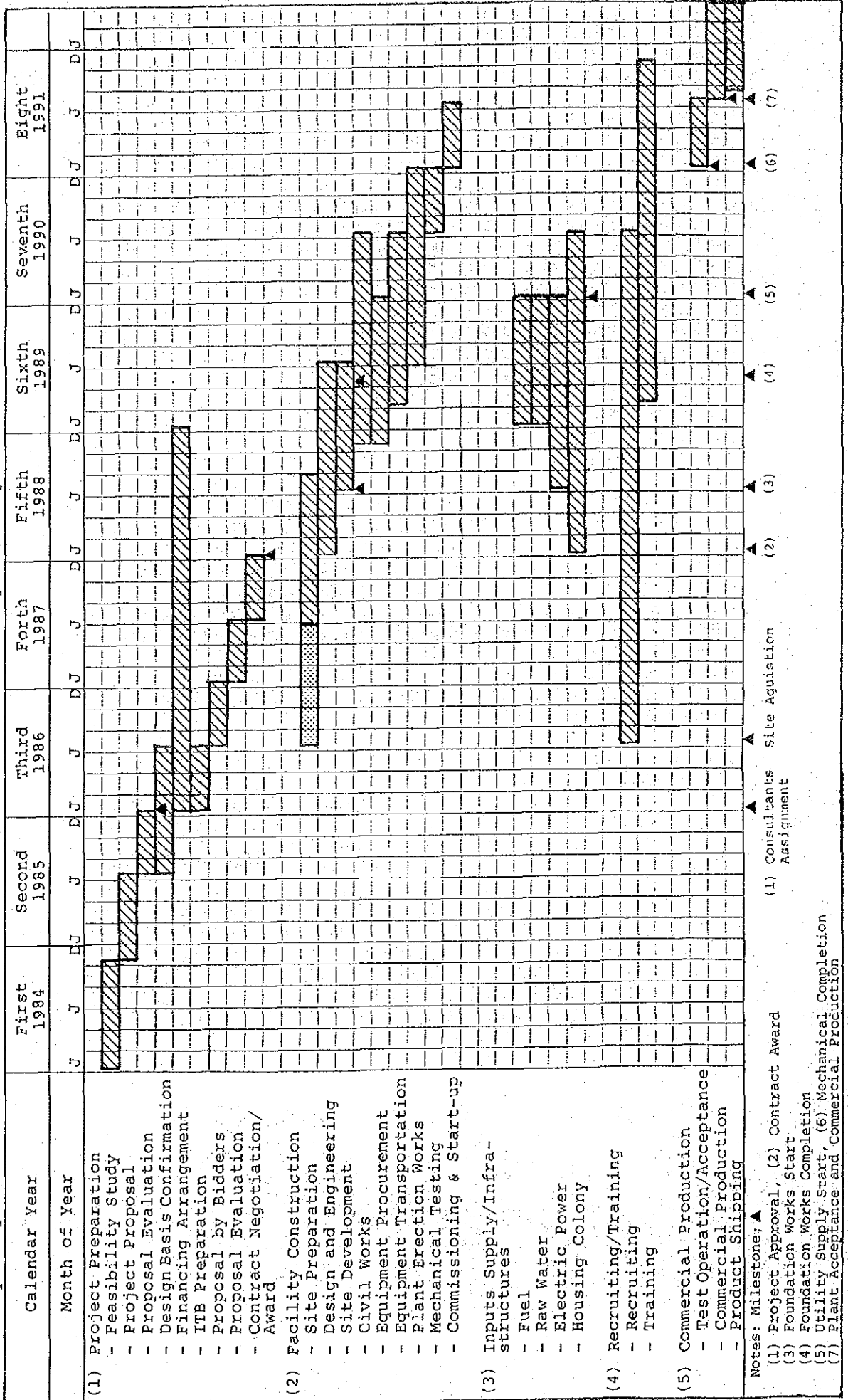
Figure 3-15

UREA FERTILIZER PLANT
GENERAL PLOT PLAN

JICA, JUNE, 1984

Figure 3-16 PROJECT IMPLEMENTATION SCHEDULE

Project: Urea Fertilizer Plant
 Product: Urea, 275 TPD
 Location: Hetauda, Nepal
 Feasibility Study: On the Establishment of Urea Fertilizer Plant in the Kingdom of Nepal



第 IV 編

資金計画および財務分析

第 1 章 序 論

第 2 章 総所要資金および資金計画

第 3 章 ネパール王国の電力価格と電力経済コスト

第 4 章 操業費用の見積り，並びに財務分析

第 5 章 本計画の経済分析

第 6 章 本計画の総合評価

第IV編 資金計画および財務分析

第1章 序 論

第IV編では本計画について財務分析及び経済評価の結果を論述する。財務分析および経済評価の前提となる計画の内容は次の通りである。

- (1) 生産規模 : 粒状尿素 (50 kg 袋詰) 日産 275 トン
- (2) 商業生産開始時期 : 1991 年 7 月初旬
- (3) プロジェクトの経済ライフ期間 : 商業生産開始後 15 年

なお、本編の構成は以下の通りである。すなわち、第2章において本計画の総所要資金額および資金計画を説明し、第3章では財務分析及び経済評価の前提にした電力単価および電力経済コストについて説明する。第4章では本計画の操業費見積並びに財務分析を行い、第5章では本計画の経済評価を行う。第6章では第4章及び第5章で行った財務分析及び経済評価の結果を踏まえ、本計画の総合評価を論ずる。

第2章 総所要資金および資金計画

2-1 総所要資金

2-1-1 総所要資金の見積

本計画完成までの総所要資金額は、予備費（フィジカル・コンティンジェンシーおよびプライス・コンティンジェンシー）、操業準備費、初期運転資金、建設中金利を含め144.79百万USドルと見込まれる。その中、外貨所要金額は119.87百万USドル、現地貨資金額は24.92百万USドルである。資金予算の概括表は表4-1に示し、その詳細内訳は付録IV-1に添付する。総所要資金予算は付録IV-1で提示した建設費見積額(1984年中期価格基準)を基礎にして算定した。

2-1-2 総所要資金予算見積の主要前提条件

(1) 操業準備費

操業準備費は本計画の実施に要する実施機関側の諸費用、工場要員の訓練費用、スタート・アップ中の人件費および原材料費、その他操業準備期間に発生する実施機関側の諸費用を考慮して算定した。

(2) フィジカル・コンティンジェンシー

フィジカル・コンティンジェンシーは、サイト条件その他設計条件の不確定要素や見積精度に帰因し、実際の工事段階で生じる予算増加に備えるためのものである。フィジカル・コンティンジェンシー予算は、建設基準見積額の5%を見込んでいる。

(3) プライス・コンティンジェンシー

プライス・コンティンジェンシーは、建設費基準見積時点以降の各費用要素の値上りによる予算増に備えるためのものである。欧米、並びに日本における化学プラント機器価格について最近の傾向をみると、年率3~4%の値上りとなっている。(付録IV-2) 今後世界的な経済情勢に大幅な変動がない限り、この傾向は続くものと予想される。この観点から、外貨資金については年率3.5%のエスカレーションを基準にしてプライス・コンティ

ンジェンシーを積算した。一方、最近におけるネパール王国の物価指数を分析すると、為替レートの変動を考慮した調整後の物価傾向は世界的なインフレに準じた傾向をたどっている。(付録IV-2) 世界銀行の予測によれば、将来の世界的物価上昇率は年率6%と予測されている。ネパール王国の物価も米ドル表示として見た場合、今後この傾向をたどると見て、現地貨資金予算(米ドル換算額)については年率6%のエスカレーションを基準にしてプライス・コンティンジェンシーを積算した。

(4) 初期運転資金

初期運転資金は製品在庫、売掛、買掛、原材料在庫に係る資金需要を考慮して算出した。その詳細は付録IV-3として添付する。

(5) 建設中金利

建設中金利は建設費基準見積額に予備費、操業準備費、および初期運転資金を加算した総額を基準にし、かつ資金計画および想定融資条件(2-2に記述)を仮定して積算した。

2-2 資金計画

2-2-1 資金計画策定の基本前提条件

本計画の資金計画は、前節に提示した総所要資金額を前提として策定する。現時点では本計画に対する融資源、並びに実施機関の形態に関して確定していないため、本章で提示した資金計画の策定に当り下記前提条件を仮定した。

(1) 資金調達についての基本構成

総所要資金の30%は、本計画実施のために設立されると思われる新会社の資本金によって充足され、残りの70%は当該新会社の借入れ金によって充足されるものと想定する。出資金は現地貨支出に先ず充当されるが、資金に余裕が出た場合、当該余剰資金は外貨支出(特に外貨借入れ金の建設期間中金利支払)に充当されるものと想定する。借入れ金は全て外貨支払に充当されるものとする。

(2) 借入れ金の融資条件

融資源は今のところ確定していないため、現時点では借入れ金の融資条件も不明である。
しかしながら、本調査では財務分析のため次の条件を仮定する。

(イ) 外貨借入れ金

- i) 金 利 : 年率 5 %
- ii) 返済据置き期間 : 建設期間
- iii) 返済条件 : 営業運転開始の年より 15 年間に亘る年次均等割賦返済

(ロ) 現地貨借入れ金 (短期資金の借入れに限定する)

- i) 金 利 : 年率 15 %
- ii) 返済条件 : 借入れ後 1 年以内の一括返済

2-2-2 資金計画

上記の前提に基づき策定した本計画の資金計画は、下記の通りである。

	(単位：百万 US ドル)		
	外貨資金	内貨資金	計
資本金	18.52	24.92	43.44
借入れ金	101.35	—	101.35
総所要資金	119.89	24.92	144.79

第3章 ネパール王国の電力価格と電力経済コスト

3-1 現行価格と過去の推移

3-1-1 現行価格

1984年1月現在のNEC電力料金を、表4-2に示す。ネパール王国の電力料金は、用途に応じてそれぞれ個別の料金が設定されているが、工業用電力については需要規模によって3段階に分れている。工業用電力料金単価を上表から抜粋すると、次の通りである。

工業用電力料金単価
(1984年1月現在)

需要規模	A 地区 ¹⁾		B 地区 ²⁾	
	基本料金	電力量料金	基本料金	電力量料金
小規模需要家 (50 kW 以下)	Rs 16/kW/月 (設置機械能力基準)	Rs 0.56/kWh	Rs 16/kW/月 (設置機械能力基準)	Rs 0.56/kWh
中規模需要家 (50 kW 以上 500 kW 以下)	Rs 45/kW/月 (最大需要基準)	Rs 0.52/kWh	Rs 40/kW/月 (最大需要基準)	Rs 0.52/kWh
大規模需要家 (500 kW 以上)	Rs 50/kW/月 (最大需要基準)	Rs 0.50/kWh	Rs 50/kW/月 (最大需要基準)	Rs 0.50/kWh

(注1) Bagmati, Marayani, Ganuaki, Lumbini 地区

(注2) 上記以外の地区

第III編第2章で論じた通り、ネパール王国の電力需給状況は乾季と雨季では大幅に異なり、また一日の負荷状況と時間帯によって大幅に変動するが、工業電力料金は使用月、もしくは使用時間帯に関係なく需要規模ごとの年間一率料金となっている。

上記の料金単価に基づき、尿素肥料工場で使用する電力単価を計算すると次のようになる。

基本料金 ³⁾	Rs 0.07/kWh
電力量料金	Rs 0.50/kWh
計	Rs 0.57/kWh
	US\$3.56/kWh ⁴⁾

(注3) $\frac{Rs\ 50/kW/月 \times 83,000\ kW}{1,992,600\ kWh/日 \times 30\ 日} = Rs\ 0.07$

(注4) 為替レート：Rs 16/US\$

3-1-2 過去の電力料金推移および価格水準

NECの電力料金は政府が決定する。ネパール王国政府は、1981/82年まで電力料金を低く押える政策を取ってきた。1972/73年を100とした実質価格指数によって、1974/75年、1979/80年、1981/82年における各年の電力価格水準をみると、102、136、132となり、1981/82年の価格水準は1979/80年の水準をむしろ下回り、1979/80～1981/82年の実質価格上昇率は年平均3%に留まっている。表4-3は、1981年にネパール王国政府の水資源、およびエネルギー委員会(WEC)が長期限界費用(LRMC)を基準にした、必要料金水準と実際の料金を比較したものである。

同表の数値から明らかなように、当時の料金水準はLRMCの20～30%程度に押えられていた。言い換えれば、電力消費量は大幅な国家補助を受けたことになる。当時の料金水準は、投資リターン6%を見込んだ実際の電力供給コストに対し50%以下の水準で、これは直ちにNECの財務状態を圧迫する大きな要素となった。Marsyandi計画の融資審査に際し、6%の投資リターンを確保するため世界銀行は、当時の電力料金を130%まで引上げる様勧告した。ネパール王国政府はこの勧告を踏まえ1983年5月に料率改訂を行い平均料率を約58%上げたが、その後、同年8月に一部の料率を引下げ、今日に至っている。現行工業用電力料金は次に示す通り、改訂前料金に比べ小規模需要家向料金の場合約53%、中・大規模需要家の場合、約68%引き上げられたことになる。

工業用電力料金の比較

	(A)改訂前料率	(B)現行料率	B/A (%)
小規模需要家	Rs 0.38/kWh ¹⁾	Rs 0.58/kWh ³⁾	+53
中・大規模需要家	Rs 0.34/kWh ²⁾	Rs 0.57/kWh ⁴⁾	+68

(注1) 基本料金 $\frac{Rs.12/kW \times 50 kW}{50 kW \times 740 \text{時間}} = Rs.0.02$

電力量料金 $\frac{Rs.0.36}{計} = Rs.0.38$

(注2) 基本料金 $\frac{Rs.30/kW \times 600 kW}{600 kW \times 740 \text{時間}} = Rs.0.04$

電力量料金 $\frac{Rs.0.30}{計} = Rs.0.34$

(注3) 基本料金 $\frac{Rs.16/kW \times 50 kW}{50 kW \times 740 \text{時間}} = Rs.0.02$

電力量料金 $\frac{Rs.0.56}{計} = Rs.0.58$

(注4) 基本料金	$\frac{Rs.50/kW \times 600 kW}{600 kW \times 740 \text{時間}}$	=Rs.0.07
電力量料金		Rs.0.50
	計	Rs.0.57

3-2 電力経済コストと将来の電力価格動向

3-2-1 電力の経済コスト

これまでに開発された水力電所はすべて小規模で、また大半が流れ込方式のものであるため、発電コストは割高である。現在建設中の発電所も同様である。しかし、1990年代以降における完成が計画されている Sapta Gandaki 計画を始めとする水力発電計画は、200 MW 以上の中規模計画となるため、将来の発電限界コストは現在の発電コストより低下する傾向にある。Sapta Gandaki 計画の投資所要金額を基礎にして1990年代以降の電力経済コスト（長期限界コスト L RMC）を試算すると、1984年中期固定価格として次のようになる。（計算基礎は、付録IV-4を参照）

	(単位：US セント/kWh)	
	割引率 6 %	割引率 12 %
確定エネルギー	6.82	9.79
二次エネルギー	1.17	1.70
加重平均	3.87	5.56

割引率6%を基準にした長期限界コストと対比して現行工業用電力価格を見ると、確定エネルギーの場合、現行料金水準(3.56 US セント/kWh)は長期限界コストの約50%程度のレベルであるが、二次エネルギーについては特別金制度がないため、長期限界コストの約3倍となっている。現在ネパール王国における工業用電力需要は、そのほとんど全てが昼間需要で、しかもピーク時およびオフピーク時に関係なく消費している。したがって確定エネルギー需要に限定される。このような需要パターンから、季節料金や時間帯料金制度を採用する意味は今のところ無いが、本調査で検討される尿素肥料工場の様に二次エネルギーの利用を前提にした工場に対しては、現行電力料金制度は適切でない。二次エネルギーの限界コストに基づき、特別料率が設定される必要がある。

3-2-2 将来の電力料金に関する政府の価格政策

前述の通りネパール王国の電力料金は1983年5月に改訂が行われ、大幅な料率アップとなった。しかしながら、確定エネルギーの場合、長期限界コストに比較すると、現行料金水準はまだかなり低い水準にあり、世界銀行が勧告している水準まで引上げるためには、現行水準を更に40%程度引上げる必要がある。ただし、ネパール王国政府としては、消費者側の支払い能力等の問題もあり、世界銀行の勧告水準まで直ちに引上げるかどうかについては今のところ決定していない。また、将来における長期的な電力料金政策についても、ネパール王国政府としての確定した方針は出されていない。

ネパール王国には本計画の様に、大量な電力を消費する工業がこれまで皆無であったため、現行電力料金体系は、この様な超電力需要を考慮したものではない。したがって、尿素工場向け供給電力について、特別料金を適用する制度はない。しかし、ネパール王国政府としては、(イ)本計画のフィージビリティに対する電力価格の影響、(ロ)本計画が電力部門へ及ぼす諸影響を見極めた上で、必要に応じ、特例として本計画向けの特別料金を設定する方針である。

3-3 本計画の電力コスト

3-3-1 財務分析の前提となる電力価格

本計画に適用する電力料金については前項に述べた通り、現在のところネパール王国政府としての方針が確定していないため、或る仮定のもとに財務分析を行わざるを得ない。

現行料金単位に基づき、尿素肥料工場向けの電力料金を算定すると1984年現在57パイサ/kWh (3.56 USセント/kWh)である。(3-1-1参照) この価格を基準にして、年率6%価格上昇率を乗じて1991年現在価格を算定すると、5.35 USセント/kWhとなる。世界銀行の勧告水準まで引上げられる可能性もあり、その場合1991年現在の価格は、上記価格の40%増(7.49 USセント/kWh)を見込む必要があるが、この方針は今ところ未定であり、この価格水準を想定する確定的根拠に欠ける。したがって、基本分析の前提としては現行料金が適用されるものと想定し、かつ、将来の物価上昇率を年率6%として想定した前記1991年価格(5.35 USセント/kWh)を基準にし、その後の上昇率を引続き年率6%と仮定する。しかし、本計画向けの特別料金が設定される可能性もあり、ネパール王国政府の判断材料に資するため、上記価格水準の変動に伴う感度分析を行い、その結果に基づき、本計画が財務上存立しうるための電力価格水準を提言する。

3-3-2 経済評価の前提となる電力の経済コスト

電力の経済コストは、電力の長期限界費用（LRMC）によって評価される。ネパール王国における電力の1990年代以後のLRMCは、割引率6%、1984年中期固定価格として、

確定エネルギー	6.82 USセント/kWh
二次エネルギー	1.17 USセント/kWh

と評価される。(3-2-1 及び付録IV-7 参照)

本調査で提案されている尿素工場の生産能力は最終製品尿素の生産量が日産275トンであるが、24時間連続操業を行うとして電力消費量は次の通りとなる。

	1時間当り消費量 (kWh)	1日当り消費量 (kWh)	(%)
水素プラント	62,322	1,495,728	(81.54)
アンモニア/尿素 プラントとその他 諸設備	14,105	338,520	(18.46)
総プラント	76,427	1,834,248	(100.00)

上記数値より明らかなように電力消費量のうち約82%は水素プラントで消費される。ネパール王国の電力事情に合せ、本計画では次の様な操業条件を前提にしている。

- (1) 電力供給が最も逼迫する乾季のうち2.5ヶ月（1月～3月中旬）は、操業を全面的に停止する。
- (2) 上記操業停止期間の前後各1ヶ月（12月並びに3月後半より4月前半までの1ヶ月）は、電力供給に若干余裕が出るため、夜間はフル操業を行なうが、昼間は50ないし60%ロードによりアンモニアおよび尿素の生産を行い、月間平均操業率75%の操業を維持する。なお、水素プラントの操業は、朝夕のピーク時を避け、オフピーク時のみ操業する。ただし、オフピーク時の操業では、余剰電力を活用して余剰の水素を生産し、これを貯蔵して、ピーク時におけるアンモニアの生産に必要な水素の供給にあてる。
- (3) 残りの7.5ヶ月（4月後半より11月末まで）は、電力供給に充分余力が出るため、昼夜連続のフル操業を維持する。

上記のような操業条件を維持することにより、年間稼働率は年間標準操業日数 330 日に対し 83 %に限定されることになるが、電力ピーク需要を圧迫することなく消費の大部分を、現在未活用になっている二次エネルギーによって賄うことが出来る。この様な操業条件の設定によって本計画は二次エネルギーを最大限に有効活別することを目指している。かかる操業条件を前提にした場合の確定エネルギーおよび二次エネルギーの消費配分は、次の様に想定される。

- (1) 昼間連続フル操業を継続する 7.5 ヶ月間は全て二次エネルギーによって賄われる。
- (2) 月間平均操業率を 75 %におさえる 2 ヶ月間については、夜間 9 時間はフル操業、残りの 15 時間は 60 %ロードによる操業を維持することになるが、アンモニア/尿素プラント、並びにその他諸設備（水素プラントを除く）をピーク時間帯（6 時間）に操業するため必要となる電力のみが確定エネルギーを消費することになり、それ以外電力消費は全て二次エネルギーによって賄われる。なお水素プラントは、ピーク時間帯に操業を停止してオフピーク時のみ操業するので、当該プラントの操業に必要な電力は全て二次エネルギーによって賄うことが出来る。

この想定に基づき、確定エネルギーおよび二次エネルギーの年間消費量を次に試算する。

(1) 二次エネルギー消費量

(イ) 昼夜連続フル操業を維持する 7.5 ヶ月 (1,834.25 MWh/日×228 日)	418.21 GWh
(ロ) 月間平均操業率 75 %ロードの操業を維持する 2 ヶ月 (12 月並びに 3 月後半から 4 月前半までの 1 ヶ月)	
i) 水素プラントを月間平均操業率 75 %ロードで操業 するに必要な電力 (1,495.73 MWh/日×0.75×62 日)	69.55 GWh
ii) 水素プラント以外のプラントを昼間オフピーク時 9 時間 60 %操業、夜間 9 時間フル操業するに必要な電 力。その他部分的に消費する電力 {(14.105 MWh/時×0.6×9 時間)+(14.105 MWh/ 時×9 時間)+ 32.74 MWh/日}×62	14.62 GWh
総消費量	<u>502.38 GWh</u>

(2) 確定エネルギー消費量

- (イ) 月間平均操業率 75 % ロードの操業を維持する 2 ヶ月間において、毎日の最ピーク時 3 時間にアンモニア及び尿素プラント等を 60 % 操業するに必要な電力
(10.00 MWh/時×0.6×3 時間×62 日)

1.12 GWh

上記の計算から明らかなように、一年間に消費する電力の 99.78 % が二次エネルギーによって賄われ、確定エネルギーの消費は僅か 0.22 % である。したがって、尿素肥料工場で消費される電力の経済コストは、1984 年固定価格として、

$$(1.17 \times 0.9978) \times (6.82 \times 0.0022) = 1.182 \text{ US セント/kWh}$$

と評価される。したがって経済評価ではこのコストを基礎とする。

第4章 操業費用の見積り、並びに財務分析

4-1 操業費用見積りおよび財務諸表計算（基準予算）のための前提条件

本計画についての操業費用見積り、並びに財務諸表計算（基準予算）および財務分析のため仮定した主要前提条件は、下記の通りである。なお、財務諸表計算は逐年の当年価格を基準とし、財務収益率（内部収益率）の計算は、1986年固定米ドル価格を基準にした割引キャッシュ・フローによる。

(1) 本計算の実施スケジュール及び経済ライフ期間

本編第1章に記載した通りとする。

(2) 価格上昇率

2-1-2(2)で説明した通り、将来の世界的インフレ率は年6%と予測され、ネパール王国内の物価も米ドル貨表示で見れば同様の傾向をたどると見込まれる。したがって、価格上昇率は年6%とする。ただし人件費については、年率5%の上昇とする。

(3) 資金計画および負債返済計画

財務計算および財務分析の前提となる融資諸条件は、2-2に記述の通りとする。

(4) 売上高

本計画の売上高は、本計画の最終製品である粒状尿素(50kg袋詰)について、以下に述べる年次生産計画および販売計画、並びに販売予想価格を基に計算する。

A. 年次生産計画及び販売計画

本計画は1991年7月初旬に、営業運転を開始するものと想定した。表4-4は、1991年7月より15年間(経済ライフ期間)の年次生産計画および販売計画を示している。この生産・販売計画は、次の様な諸条件を前提として策定されたものである。販売計画は第II編で提

示した将来の予測需要(末端販売可能量)を基に、流通在庫を末端販売量の20%とし、毎年の流通在庫増加量を含め、AICが引取るものとして策定した。生産量は工場在庫を20日分相当の生産量と見込み、AIC向け販売量に毎年の工場在庫増加量を加えた数量を生産するものとして策定した。本編第2章に述べた通り、電力供給の制約から標準操業日数330日に対し、83%を超える年間稼働率を見込むことは現実的でない。しかし、生産計画は初年度約60%の年間稼働率から徐々に向上し、15年目の2005/06年において約80%が見込まれているので、電力供給上の問題は発生しない。

B. 販売見込価格

財務計算の前提とした尿素(袋詰め)1トン当りの工場出荷価格を表4-5に示す。この価格は、将来の国際価格予測(CIF Calcutta)を基にネパール王国末端市場までの内陸運賃および諸掛を加え、一方、尿素工場から国内末端市場までの運賃・諸掛を控除して予測した。(表2-28, 第II編参照)

(5) 操業費算定要素

A. 比例費要素

本計画の生産費を算定するに当り、その前提となる比例費項目(すなわち電力、石炭、触媒および化学品、包装袋)についての原単位を表4-6に示す。これ等の項目について、生産費計算上見込んだ単価を以下に説明する。

(イ) 電力

基準計算上の電力単価については、本編第2章に説明した通り、1984年現在価格3.56 USセント/kWh、その後のエスカレーションを年率6%と見込んで計算した1991年価格5.35 USセント/kWhを基準にし、その後の上昇率を引続き年率6%とする。なお、加えて、電力単価水準の各種変動に伴う感度分析を行う。

(ロ) 石炭

石炭は、インドから輸入される。1984年における輸入価格はネパール国境仕切り価格で、1トン当たり600ルピーである。工場サイトまでの運賃を加算すると、工場着650ルピーと

推定され、この価格は 40.63 US ドルに相当する。年率 6% の価格上昇を見込み、1991 年価格を 61.09 US ドルとし、その後も引続き年率 6% の価格上昇により、逐年価格を予測する。

(イ) 触媒および化学品

尿素生産のためには触媒のほか、数種の化学品が消費され、これ等は全て輸入することになる。国際市場での購入を想定し、Culcutta 経由工場サイトまでの運賃諸掛を含んだ費用は、1984 年現在の価格として製品尿素 1 トン当たり 2.72 US ドルと見込まれる。今後の価格上昇率を年率 6% とすると、1991 年現在の価格は 4.09 US ドルとなる。この価格を基準にし、その後の価格上昇を引続き年率 6% として逐年価格を計算する。

(ニ) 包装袋

製品尿素的包装袋には、ポリエチレン・フィルム袋内装の 50 kg ジュート袋を使用する予定である。ジュート袋は国内の既存ジュート袋メーカーから購入し、また、内装ポリエチレン・フィルム袋も既存国内メーカーから購入する。その価格は 1984 年現在において、1 袋（ポリエチレン・フィルム袋を含む）当り 6 ルピー（37.5 US セント）と見込まれる。年率 6% の価格上昇率とすると、1991 年現在価格は 56.4 US セントとなる。この価格を基準にし、同率の価格上昇を見込んで逐年価格を計算する。

B. 固定費要素

(イ) 人件費

Himal セメント工場および Hetauda セメント工場の基準給与、並びに諸手当・付加給付等を基準にし、かつ、第 III 編に示した本計画の人員計画による総人員 312 名（役員を除く）に基き算定した本計画の年間総人件費は、表 4-7 に示す通り、1984 年現在価格で 3.64 百万ルピー（1 人当平均人件費 11,660 ルピー）と見込まれる。この金額を米ドルに換算すると、年間総額 227,333 US ドル（1 人当り平均人件費 729 US ドル）となる。人件費の平均上昇率は年率 5% と見込まれ、したがって、1991 年の年間総人件費を 319,880 US ドルとする。なお、ネパール王国では法律（ネパール工場法）によって、各企業は雇用従業員の傷害保険に入らなければならない。平均保険料は従業員給与額の 3.5% である。これに加え、多くの企業が任意傷害保険に入っている。その平均料率は従業員給与額の 0.4% になり、総

保険料は給与の3.9%となる。上記総人件費のうち給与額は52.63%で、その3.9%とすると、保険料は人件費総額の約2%に相当する。したがって、保険料を含む年間人件費総額は、1991年現在で326,228 USドルとなる。この金額を基準にし、その後の上昇率を5%として毎年の人件費を計算する。

(ロ) 租税公課及び保険料

工場資産に対する租税は課されない。工場資産の損害保険料は国営保険会社 (Rastriya Beema Sansthan) の料率によって、償却後固定資産額の1.175%とする。その内訳は次の通りである。

i) 基本料率	Rs. 4.15/1,000
ii) 追加料金	
地震	Rs. 2.60/1,000
水害	Rs. 2.00/1,000
暴動	Rs. 1.50/1,000
爆発	Rs. 1.50/1,000
iii) 総料率	Rs. 11.75/1,000

(ハ) 工場補修費

一般に、アンモニア/尿素工場の年間補修費は総建設費の2.5%程度である。しかし、本計画では水素プラントで用いる電解用電極の保全費がかかるため、営業運転初年度の1991年における工場補修費として総建設費の3%を見込み、その後毎年6%の上昇率により算定する。

(ニ) 償却費

ネパール王国の税法により、下記耐用年数による全額の定額償却が認められている。

i) 建物, 排水設備, 給水設備	20年
ii) 機械, 工具類	10年

iii) 輸送機械, 家具調度品, 事務機器	5年
iv) 上記以外の固定資産	10年
v) 創業費及び操業準備費(資本計上分)	10年

上記の基準に従い、本計画についての償却費を計算する。各償却項目ごとの総所要資金計上区分は表 4-8 に示す。

C. 一般管理費

Himal セメント工場及び Hetauda セメント工場の実績に基づき、人件費の 70% とする。

D. 法人所得税

工業企業法および税法に定める基準に従い計算する。これらの法律に定める免税期間および税率は、下記の通りである。

(イ) 免税期間

工業企業法の規定によって、法人税の免税が付与される。免税期間は同法に定める事業の種類によって異なるが、本計画は同法による「大型製造業」に属し、下記の免税期間が適用される。

- i) 20~50%の付加価値率¹⁾が期待される事業 : 5年間の免税
- ii) 50%以上の付加価値率¹⁾が期待される事業 : 付加価値率が10%増加するごとに、免税期間1年を追加する。

(注1)「付加価値率」とは年間総生産費に対する純内貨費用(輸入原材料費, 雇用外国人への支払給与, ロイヤルティー, コンサルタント・フィー, 輸入資産の償却費等, 外貨支出費用を差引いた後の残余費用)の比率を意味する。

(ロ) 法人税率

ネパール王国の法人税は累進課税方式を採っており、1983/84年度の法人税率は、次の通りである。

課税所得額		税率
Rs. 5,000 以下		5 %
Rs. 5,000 以上	Rs. 10,000 以下	10 %
Rs. 10,000 以上	Rs. 15,000 以下	15 %
Rs. 15,000 以上	Rs. 25,000 以下	20 %
Rs. 25,000 以上	Rs. 40,000 以下	25 %
Rs. 40,000 以上	Rs. 55,000 以下	30 %
Rs. 55,000 以上	Rs. 85,000 以下	40 %
Rs. 85,000 以上	Rs. 285,000 以下	50 %
Rs. 285,000 以上		55 %

E. その他諸税

(イ) 輸入税

建設用機械および器材、並びに操業に要する部品、および化学品については1%の輸入税が課される。

(ロ) 販売税

生産された尿素肥料の販売に対しては、販売税が免除される。

F. 売掛及び買掛

売掛および買掛期間は、0.5ヶ月を見込む。

G. 配当金

財務計算上は配当を見込まず、税引後の収益は全て内部留保金として計上する。

4-2 収入及び操業費

4-2-1 収入

本計画の収入としては、尿素肥料工場で生産された製品尿素的の販売による収入のみに限定して計上した。予想収入金額は、表 4-4 に示した販売計画と表 4-5 に示した販売予想単価を基に計算した。

本計画の収入は、年次販売量の増加と販売価格の上昇によって、年々増加することが予想され、表 4-9 に示す通り、本計画の営業初年度に当る 1991/92 年の予想収入 25.0 百万 US ドルに対し、5 年目の 1995/96 年には 40.8 百万 US ドル、10 年目の 2000/01 年には 60.7 百万 US ドル、15 年目の 2005/06 年には、86.4 百万 US ドルに達する見込みである。

4-2-2 操業費

本計画の逐年操業費を、1991/92 年より 2005/06 年までの 15 年間に亘り、当年価格基準により算定した。この操業費に基づき算定した製品尿素 1 トン当りの総生産費（当年価格基準）を、表 4-10 に示す。同表に示した生産費には、比例費（電力・石炭・触媒・化学品包装袋の費用）、固定費（人件費・補修費・保険料）、償却費、一般管理費、借入金金利を含んでいる。

比例費については、それを構成する各費用要素の単価が年々上昇すると見込まれるため、1 トン当りの比例費は、年を重ねるに従って高くなると予想される。一方、固定費については、人件費、補修費、一般管理費の様に毎年の物価上昇に伴って増加する要素と、保険料、償却費、借入れ金利の様に年を経るに従って減少する要素が重なるため相互に相殺する部分があるが、減少費用の方が増加費用を上回るため、借入金金利を含んだ年間固定費は、年々減少すると予想される。加えて、年間稼働率は毎年徐々に上昇することが見込まれるため、1 トン当りの固定費は、年を経るに従って減少する見込みである。このような比例費と固定費の将来傾向から、将来における総生産費の長期傾向は、比例費中に含まれる各費用要素の価格動向に大きく影響される。本計画における尿素生産費にとって最も影響する比例費要素は、電力費である。これまでに述べた通り本計画は、大量の電力を消費するため供給される電力の単価と、その将来動向如何によって、尿素的の生産費は大幅に変る。表 4-10 では電力単価の変化による影響を見るための年次別基準見積みコストを示すと共に、電力単価が低下した場合の尿素生産費、並びに電力費を除いた尿素生産費を示した。基準見積みコストは、現行料率による電力単価（1984 年現在 3.56 US セント）を基準に、毎年のエスカレーションを 6 % とした場合の各年次単価（当年価

格)を基礎にした。また、この基準単価に対し20%、40%、60%、80%、100%の単価削減を仮定した、年次ごとの1トン当り尿素生産費を試算した。現行料率による電力単価(3.56 USセント)を基準にし、年率6%のエスカレーションを見込むと、1991年時点の電力単価は5.35 USセント、すなわち約50%アップとなり、この場合、1991年時点での尿素1トン当り生産費に占める電力費は、USセント $5.35/\text{kWh} \times 6,642 \text{ kWh}/\text{トン} = \text{US\$}355.3/\text{トン}$ となる。なお、電力単価が引続き年率6%で上昇するとすれば、尿素生産費中の電力費は次に示す通り、年々大幅に増加する見込みである。

年次	電力単価 (US\$/kWh)	尿素/トン当りの (A)電力費 (US\$/t)	尿素1トン当りの (B)総生産費 (US\$/t)	A/B (%)
1991/92	5.35	355.3	836.0	42.5
1995/96	6.76	443.0	854.3	51.9
2000/01	9.04	600.4	948.9	63.3
2005/06	12.10	803.7	1,025.6	78.4

この生産費水準は、将来における尿素の輸入価格を遥かに上回っており、本計画で生産される尿素のコスト水準を輸入品の価格水準まで引下げるためには、電力消費が最も少ない電解技術の採用と、電力単価の引下げが鍵となる。

本調査では、実績のある諸種の電解技術を広く検討した結果、実績のある最も効率的な電解技術の採用を前提として生産費の算定を行っている。したがって生産費を引下げるため残された可能性は、ネパール政府として電力単価の引下げ決定であると言わざるを得ない。本計画における尿素生産費の算定基礎、並びに生産費構造を示すため、本計画の経済ライフ期間の中間年次に当たる1997/98年のコスト詳細を表4-11に例示する。

4-3 財務分析

本計画の経済ライフ期間として設定した、1991/92年から2005/06年までの15年間に亘る財務諸表の作表を行い、当該諸表を基に本計画の財務分析を行った。財務諸表計算に当っては、前節に述べた如く、電気料金が本計画の財務状態に与える影響度の重要性に鑑み、現行単価水準を基礎にした計算のほか、その水準から20%、40%、60%、80%、100%をそれぞれに削減した5ケースについて計算した。

その結果を表 4-12～4-17 に要約する。なお各ケースごとの財務諸表並びに財務分析表は、付録 IV に添付する。

分析結果についての考察をまとめると以下に述べる通りである。

(1) 経常収入

本計画の収入は、4-2-1 に述べた通り、年々増加する見込みであるが、一方、コスト側も増加する。4-2-2 で分析した通り、電力費の占める比率が大きいため、特に電力単価の如何が、計画の収支に大きく影響する。計算の前提とした年率 6% による電力単価の上昇を見込んだ場合、現行価格水準では本計画の経済ライフ期間の全期間に亘り、税引後の純収益は赤字である。電力単価を現行価格水準から 20% 引下げても、10 年間は赤字で、11 年目よりかろうじて黒字に転ずることが予想される。40% 引下げた場合、赤字の年度は最初の 6 年間に短縮されるものの、それまでの累積赤字は 44.5 百万 US ドルにのぼり、13 年目に入ってようやく累積赤字が解消されると予想される。もし、60% 引下げられれば、経常収支はかなり改善され、最初の 3 年間は赤字であるが、4 年目から黒字に転じる見込みである。しかし、累積赤字を解消するには 7 年間を要し、実質的な黒字経営は、8 年目以降である。80% までの引下げが行われれば、収支状況は大幅に改善される。最初の 2 年間は赤字であるが、3 年目より黒字に転じ、累積赤字も 3 年間で解消される見通しである。しかも、純収益額は年々増加し、予想純収益額は 3 年目の 1.9 百万 US ドルから、10 年目には 15.5 百万 US ドル、15 年目には 35.2 百万 US ドルになる見込みである。

(2) 資金繰り予想

経常収支が赤字であれば赤字を補填するための短期借入れが必要となり、その借入金利がかさむため経常収支が悪化するばかりか、資金繰りが苦しくなる。前述の経常収支はこのような短期借入れ資金の金利支払いをおり込んだものであるが、実際の短期融資手当てに伴う諸問題が発生する可能性もあり、資金繰り上の問題を考慮すれば、長期に亘る赤字経営は好しくない。本計画のような大型投資プロジェクトの場合、商業生産開始後 2～3 年の赤字はやむを得ないが、それ以上の赤字が続くような計画は資金繰り上健全性に欠ける。この観点から、資金繰り上の健全性を保つためには、電力価格が少なくとも現行価格水準の 40% 以下の水準となる様、引下げられる必要がある。そうすれば資金繰り上も安定して来ると予想される。

(3) 負債返済能力

財務計算の前提として、4-1 に述べた通り自己資金率を 30 %とし、長期借入れ金の融資条件については、金利を年 5 %、返済期間を商業運転開始後 15 年と仮定した。この仮定の基に計算したデット・サービス比率（表 4-12～4-17）を基礎として本計画の負債返済能力を見ると、電力単価が現行単価水準の 40 %の水準まで引下げられれば、初年度を除き満足すべき財務状態が予想される。もし、この単価水準以下まで引下げられれば、初年度から充分返済能力を持ち得る状態となる。

以上の考察結果から、本計画が健全な財務状態を保ち得るための要件としては、少なくとも、電力単価を現行価格水準の 40 %程度までに引下げることが必要であると判断される。

4-4 本計画の収益性

本計画の収益性を測定するために、前記財務諸表計算結果から、割引きキャッシュ・フロー法により総投資に対する内部収益率（財務収益率）の分析を行う。その結果は下記の通りである。

	当年価格基準による内部収益率 (%)		固定価格基準による内部収益率 (%)	
	税引前	税引後	税引前	税引後
(1) 現行価格水準の80%	3.70	3.06	(マイナス)	(マイナス)
(2) 現行価格水準の60%	8.17	6.16	2.23	0.37
(3) 現行水準の40%	11.78	9.38	5.59	3.36
(4) 現行水準の20%	14.87	12.24	8.48	6.02
(5) (電力価格一零)	17.61	14.84	11.03	8.44

現行価格水準（すなわち 1984 年時点の単価を 3.56 US セント/kWhとし、年率 6 %による価格上昇を見込んだ毎年の電力価格）では前述の通り、本計画経済ライフ期間中毎年赤字が続くため、財務的に存立し得ない。現行価格水準の 80 %に引下げられれば、当年、価格基準において税引後の投資利益を若干生む状態となるが、将来のインフレによる資産価値の減少を考慮に入れた固定価格基準による評価では依然として投資利益を生み得ない。電力価格が現行価格水準の 40 %以下に下って始めて、固定価格基準により或る程度の税引後投資利益が期待できる。しかし、財務的にみた本計画の収益性は非常に低く、電力価格が現行価格水準の 20 %程度に引

下げられたとしても、税引後の投資利益率は、固定価格基準において6.02%である。この期待投資利益率は、商業資金の利回り率に比べるとかなり低く、したがって、もし本計画を民間投資、並びに商業金融による資金調達を前提とする限り、投資促進を正当化できるだけの財務収益性は期待出来ない。今日、世界各地で建設されている尿素肥料工場は、ほとんどが天然ガスを原料とする大型工場で、その規模はアンモニア・プラント1,000トン/日以上、尿素プラント1,700トン/日以上である。尿素製造のための中間原料となるアンモニアを、製造するための原料としては、天然ガスが最も経済的である。しかも天然ガスを原料としてアンモニアを製造すると、炭酸ガスが副産され、尿素製造のための原料としてアンモニアと同時に必要になる炭酸ガスは、上記副産炭酸ガスが利用できるため、更に経済的である。このような尿素肥料工業の世界状況に比べ、本計画は生産規模が小さく、資金関連コストが割高になる上に、アンモニアの原料となる水素を水の電気分解に求め、炭酸ガス源をセメント工場排ガスからの回収に求めるという方法をとるため、コスト的にかなりハンディキャップのある計画であるだけに、本来、高収益性は望み得ない。したがって、ネパール王国政府として本計画を実施するためには、国家プロジェクトとして公共投資と低利資金の調達により推進する必要がある。その場合、同国政府として、本計画についての投資を決定するためには、財務的な収益性よりもむしろ本計画のもつ経済的投資効果を基準とするべきであろう。この観点から、次章では本計画の経済効果を分析するが、その結果、国家経済的立場から本計画の実施が決定されたとしても、本計画が財務的に存立し得るための最低限の要件は満す必要がある。その要件は、本計画の財務流動性を保ち、債務弁済に耐える健全な財務構造を維持するための条件を政府として保証することであり、そのためには前節で論じた如く、政府として電力価格を現行価格水準の40%以下に引下げるが大前提となる。