

Bangladesh Power Sector Data Book

Power Cell

June, 2006

Table of Contents

Sl. No.	Description	Page No.
01.	Power Sector At A Glance	01
02.	Power Sector Key Statistics for FY 1996-2001.....	02
03.	Power Sector Key Statistics for FY 2001-2006	03
04.	Operational Data of Generation, Trans. & Dist. for FY 2004-2005.....	04
05.	System Loss of the utilities at different voltage level for FY 2004-05	05
06.	Operational Data of Generation, Trans. & Dist. for FY 2005-06 (upto March, 2006)	06
07.	System Loss of the utilities at different voltage level for FY 2005-06 (upto March, 2006).....	07
08.	Category wise Consumer Number for FY 2004-05.....	08
09.	Energy Consumption for FY 2004-05.....	09
10.	Distribution System Loss: Year wise (1999-2005)	10
11.	Standard Loss of a Utility Sys. & Tech. dist. loss of PDB, DESA & REB	11
12.	List of Power Stations	12
13.	List of IPP's installed during FY 1996-2001.....	14
14.	List of IPP's installed during FY 2001-2006.....	15
15.	Salient features of contract for different IPP's.....	16
16.	List of Small Power Plants (SPPs)	21
17.	Salient features regarding Rental Power Plant in BPDB.....	22
18.	Installation of capacity banks and its benefits.....	23
	18.1 PGCB	
	18.2 DESA	
	18.3 REB	
	18.4 DESCO	
19.	Year wise Power Generation & Load Shedding.....	27
20.	Load Management System using GIS technology.....	28
21.	Reduction of Load Shedding through management.....	32
22.	Installation of pre-paid metering.....	34
	22.1 BPDB	
	22.2 DESCO	
	22.3 DESA	
23.	Information regarding Captive Power Plant.....	37
24.	Tariff Rationalization.....	38
25.	Electricity Retail Tariff of BPDB/DESA/DESCO/WZPDCO	39
26.	Bulk Supply Tariff for the Distribution Entities.....	40
27.	Account Receivable & Exemption of surcharge.....	41
28.	Year wise Revenue Collection & Collection/Import Ratio.....	43
29.	Short term Investment Plan from Jan, 2006 to Dec, 2008	44
30.	Status of Renewable Energy in Bangladesh.....	51
31.	Renewable Energy activities and establishment of SEDA.....	52

Power Sector At A Glance

	<u>Upto June, 2005</u>	<u>Upto March, 2006</u>
❑ Present Installed Capacity	: 5025 MW	: 5275 MW
• Public Sector	: 3735 MW	: 3985 MW
• Private Sector	: 1290 MW	: 1290 MW
❑ Generation Capability (Inc. IPP)	: 4030 MW	: 4385 MW
❑ Peak Demand	: 3751 MW	: 3812 MW
❑ Total Transmission Lines	: 6758 Circuit KM	
• 230 kV	: 1466 Circuit KM	
• 132 kV	: 5292 Circuit KM	
❑ Grid sub-station Capacity		
• 230/ 132 kV	: 4375 MVA	
• 132/33 kV	: 7676 MVA	
❑ Net Energy Generated (FY 2004-05)	: 21408 mkWh	: 16894 mkWh
❑ Energy Sold (FY 2004-05)	: 16685 mkWh	: 13484 mkWh
❑ System Loss (Transmission & Dist.)	: 22.79%	: 20.97%
• Transmission Loss	: 6.16%	: 5.63%
➤ PGCB	: 3.63%	: 3.68%
➤ DESA	: 10.44%	: 8.36%
• Distribution Loss		
☐ PDB	: 20.00%	: 19.16%
☐ DESA	: 21.94%	: 20.19%
☐ REB	: 13.78%	: 12.53%
☐ DESCO	: 16.64%	: 16.32%
☐ WZPDCo	: 19.66%	: 15.90%
☐ National	: 17.83%	: 16.33%
❑ Collection/Import Ratio		
• PDB	: 84.16%	: 87.44%
• DESA	: 71.09%	: 81.07%
• REB	: 84.44%	: 84.89%
• DESCO	: 80.92%	: 84.05%
• WZPDCL	: 89.05%	: 81.53%
❑ Distribution Line (Total)	: 244104 Km	: 254263 Km
❑ Consumer Number	: 8.80 million	: 9.53 million
❑ Access to Electricity of Population	: 38%	: N/A
❑ Per Capita Generation	: 158 kWh	: N/A
❑ Generation Mix		For Mar'06
• Gas	: 91%	: 86%
• Hydro	: 2%	: 3%
• Liquid Fuel	: 7%	: 8%
• Coal	: -	: 3%

Power Sector Key Statistics (FY 1996 to FY 2001)

Item	FY 1995-96	FY 1996-97	FY 1997-98	FY 1998-99	FY 1999-2000	FY 2000-2001	Achievement	
							quantity	%
Installed Capacity (MW)	2908	2908	3091	3603	3711	4005	1097	38%
Generation Capacity (derated) (MW)						3115		
Maximum Demand Served (MW)	2087	2114	2136	2449	2665	3033	946	45%
Net Energy Generation (MkWh)								
(a) BPDB	11474	11858	12882	13872	14319	14062	2588	
(b) IPP & mixed				578	1244	2193	2193	
Total	11474	11858	12882	14450	15563	16255	4781	42%
Transmission Line (KM)	3122	3159	3159	3287	3438	3738	616	20%
Distribution Line (KM)	112222	125325	135051	147102	156777	176179	63957	57%
Total Number of Consumer (lacs)	30.97	34.51	39.24	43.33	48.83	55.30	24.33	79%
Agriculture Consumer (lacs)	0.75	0.79	0.84	0.90	0.94	1.1	0.35	48%
Number of Village Electrified	20841	22488	25986	29332	31388	35797	14956	72%
Access to Electricity (%)	15	17	19	20	23	25	10	64%
Per Capita Generation (kWh)	97	99	102	113	120	129	32	33%
System Loss (Tr & Dist) (%)	31.20	30.40	31.30	31.80	31.60	28.43	-2.77	-9%

Power Sector Key Statistics (FY 2001 to FY 2006)

Item	FY 2000-2001	FY 2001-2002	FY 2002-2003	FY 2003-2004	FY 2004-2005	FY 2005-2006 (upto March'06)	Achievement	
							quantity	%
Installed Capacity (MW)	4005	4260	4710	4710	5025	5275	1270	32%
Generation Capacity (derated) (MW)	3115	3332	3780	3780	4030	4385	1270	41%
Maximum Demand Served (MW)	3033	3248	3458	3622	3751	3812	779	26%
Net Energy Generation (MkWh)								
(a) BPDB	14062	13674	12159	12584	13223			
(b) IPP & mixed	2193	3771	6299	7478	7939			
(c) REB				240	246			
Total	16255	17445	18458	20302	21408		5153	32%
Transmission Line (KM)	3738	3750	3859	3919	4038		300	8%
Distribution Line (KM)	176179	192140	209932	226232	244104	254263	78084	44%
Total Number of Consumer (lacs)	55.3	63.33	70.64	79.6	88.47	95.3	40	72%
Agriculture Consumer (lacs)	1.1	1.21	1.35	1.53	1.78	2.15	1.05	95%
Number of Village Electrified	35797	39028	41814	44,546	47612	48925	13128	37%
Access to Electricity (%)	25	30	32	35	38		13	52%
Per Capita Generation (kWh)	129	136	144	155	158		29	22%
System Loss (Tr & Dist) (%)	28.43	27.97	25.69	24.49	22.79	20.97	-7.5	-26%

**OPERATIONAL DATA OF
GENERATION, TRANSMISSION & DISTRIBUTION SYSTEM
FOR THE FISCAL YEAR, 2004 - 2005**

Generation

Source of Generation	Gross Energy Generated MKWh	Station Use MKWh	Station Use %	Net Energy Generated MKWh	Remarks
Public(BPDB)	14066.997	843.719	6.00%	13223.278	
IPP's				7939.195	
IPP's(REB)				246	
Total				21408.473	

Note: IPP- Independent Power Producer

Transmission

Name of Organization	Net Generation in GWh	Energy Import in GWh	Transmission Loss in GWh	Transmission Loss in %	Remarks
PGCB	21162.47	20394.28	768.19	3.63	
DESA	5134.77	4598.89	535.88	10.44%	
Global	21162.47	19858.40	1304.08	6.16	

BPDB Sales to

DESA Sales to

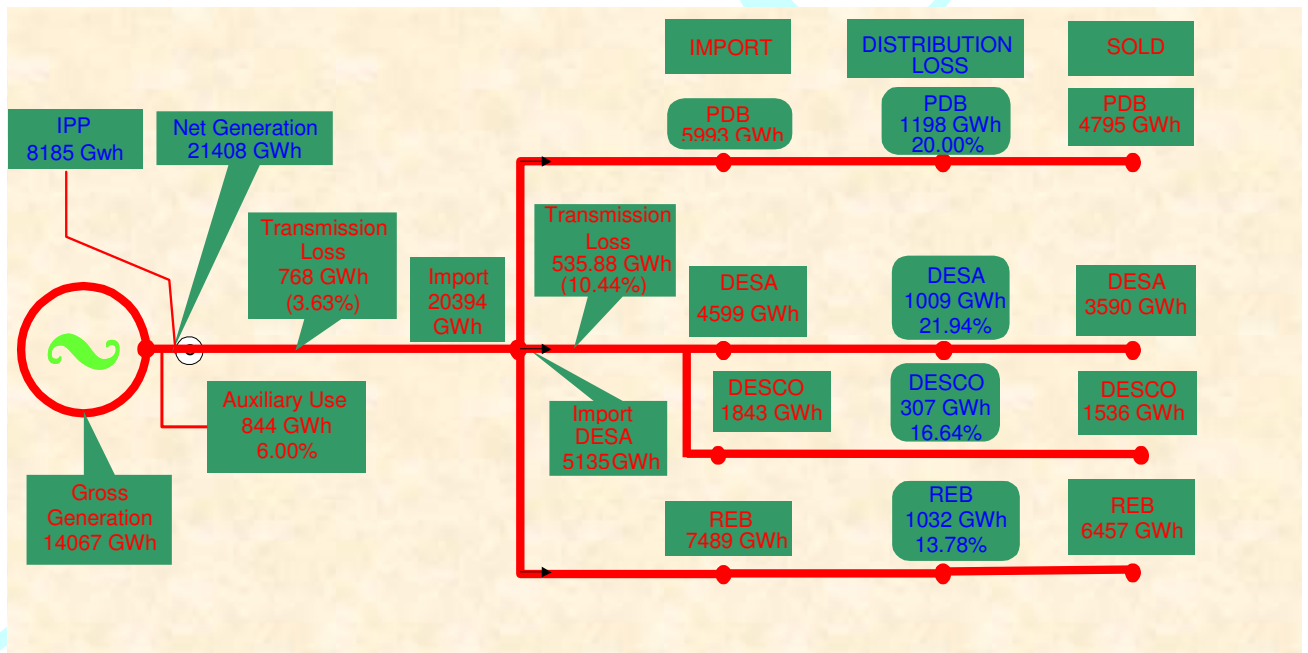
	Sales (MKWh)		Sales (MKWh)
BPDB Zones	5993.05		
DESA	5134.774	DESA Zones	4598.89
DESCo	1843.133	DESCo	0
WZPDCO	388.572	WZPDCO	0
REB/PBS's	7034.752	REB/PBS's	0
Total	20394.281	Total	4598.89

DISTRIBUTION LOSSES OF THE UTILITIES

Name of Organization	Energy Import in GWh	Energy Sales in GWh	Distribution Loss in GWh	Distribution Loss in %	Remarks
PDB	5993.05	4794.64	1198.41	20.00	
DESA	4598.89	3589.69	1009.20	21.94	
REB(Inc. IPP)	7489.15	6457.14	1032.01	13.78	
DESCO	1842.89	1536.31	306.58	16.64	
WZPDCO	388.57	312.20	76.38	19.66	
GLOBAL (Dist.)	20312.55	16689.97	3622.58	17.83	
GLOBAL Trans. & Dist.	21616.87	16689.97	4926.90	22.79	

Figure Next Page

System Loss of the Utilities at Different Voltage Level (FY 2004-05)



(Data in the previous page)

**OPERATIONAL DATE OF
GENERATION, TRANSMISSION & DISTRIBUTION SYSTEM
FOR THE FISCAL YEAR, 2005 - 2006(Upto March,06)**

Generation

Source of Generation	Gross Energy Generated MKWh	Station Use MKWh	Station Use %	Net Energy Generated MKWh	Remarks
Public(BPDB)	11284.875	699.416	6.20%	10585.459	
IPP's				6108.641	
IPP's(REB)				200	
Total				16894.1	

Transmission

Name of Organization	Net Generation in GWh	Energy Import in GWh	Transmission Loss in GWh	Transmission Loss in %	Remarks
PGCB	16694.10	16079.66	614.44	3.68	
DESA	3896.05	3570.29	325.76	8.36%	
Global	16694.10	15753.90	940.20	5.63	

BPDB sales to

DESA Sales to

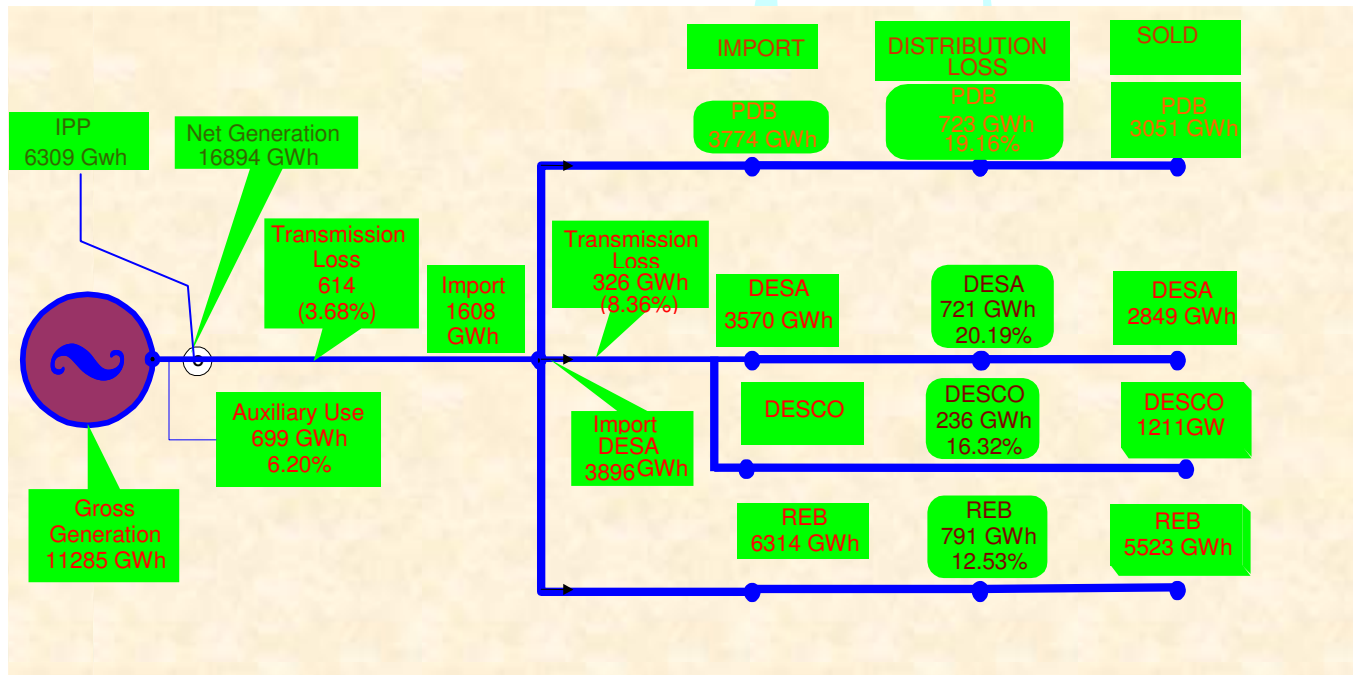
Sales to	Sales (MKWh)	Sales to	Sales (MKWh)
BPDB Zones	3773.536		
DESA	3896.047	DESA Zones	3570.29
DESCo	1452.282	DESCo	0
WZPDCO	1009.765	WZPDCO	0
REB/PBS's	5948.032	REB/PBS's	0
Total	16079.662	Total	3570.288

DISTRIBUTION LOSSES OF THE UTILITIES

Name of Organization	Energy Import in GWh	Energy Sales in GWh	Distribution Loss in GWh	Distribution Loss in %	Remarks
BPDB	3773.54	3050.57	722.97	19.16	
DESA	3570.29	2849.39	720.90	20.19	
REB(Inc. IPP)	6314.16	5523.17	790.99	12.53	
DESCO	1447.49	1211.22	236.26	16.32	
WZPDCO	1009.77	849.19	160.58	15.90	
GLOBAL (Dist.)	16115.24	13483.54	2631.70	16.33	
GLOBAL Trans. & Dist.	17060.23	13483.54	3576.69	20.97	

Figure Next Page

System Loss of the Utilities at Different Voltage Level FY 2005-06 (upto March,2006)

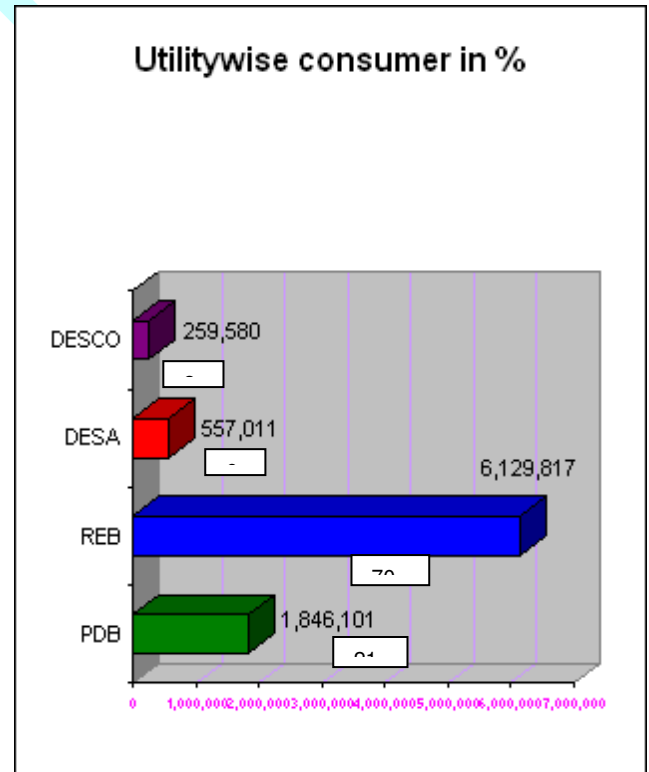
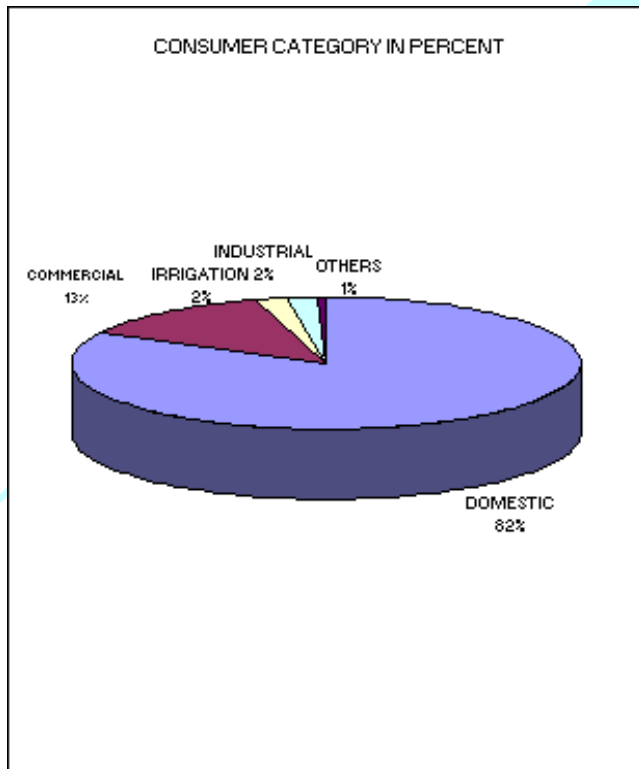


(Data in the previous page)

CONSUMER NUMBER (CATEGORYWISE) (FY 2004 - 05)

NAME OF THE UTILITY	CONSUMER CATEGORY IN NUMBERS					TOTAL	UPTO THE MONTH
	DOMESTIC	COMMERCIAL	IRRIGATION	INDUSTRIAL	OTHERS		
PDB	1,405,842	352,540	14,806	45,345	27,568	1,846,101	June,05
REB	5,175,322	674,220	162,891	104,314	13,070	6,129,817	June,05
DESA	470,364	64,778	22	18,944	2,903	557,011	June,05
DESCO	232,338	19,379	17	4,187	3,659	259,580	June,05
TOTAL	7,283,866	1,110,917	177,736	172,790	47,200	8,792,509	
(% of Total)	82.84%	12.63%	2.02%	1.97%	0.54%	100.00%	

Note:(1) Others include mosque, church, school, madrasa, street light, pump etc.
(2) Consumer of WZPDCo included in PDB's list

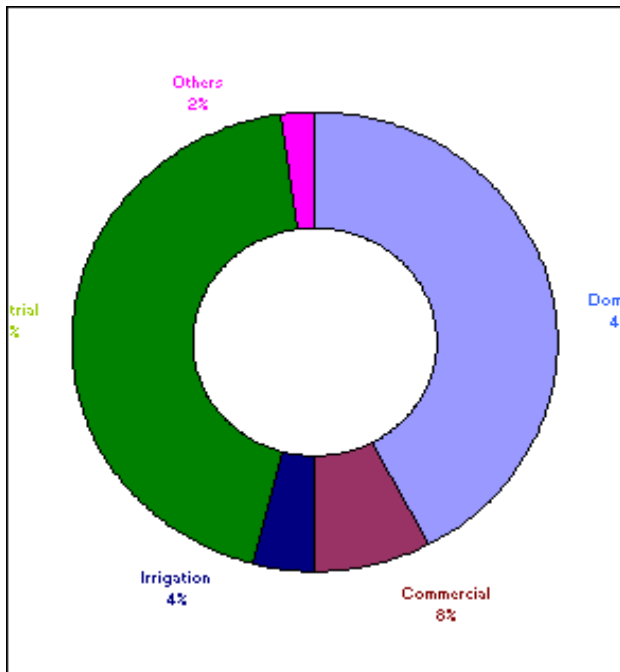


ENERGY CONSUMPTION

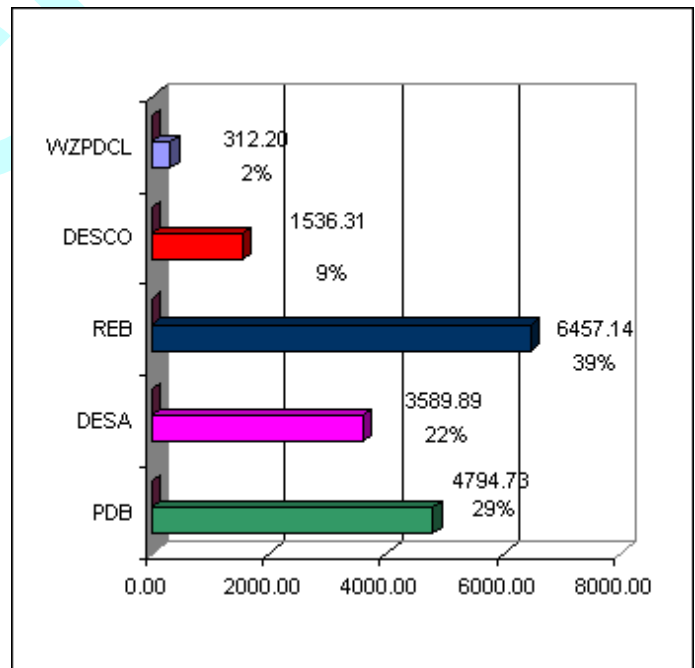
(FY 2004 - 05)

CONSUMER CATEGORY	ENERGY SOLD IN A YEAR (MKWh)					TOTAL
	PDB	DESA	REB	DESCO	WZPDCL	
Domestic	2016.19	1430.59	2757.54	741.78	123.84	7070
Commercial	498.72	261.67	361.379	121.36	31.36	1274
Irrigation	76.90	0.36	594.615	0.04	2.31	674
Industrial	1962.98	1841.68	2730.118	618.34	133.64	7287
Others	239.94	55.59	13.483	54.79	21.06	385
Total	4794.73	3589.89	6457.14	1536.31	312.20	16690
%	29%	22%	39%	9%	2%	100%

CATEGORY WISE CONSUMPTION IN %

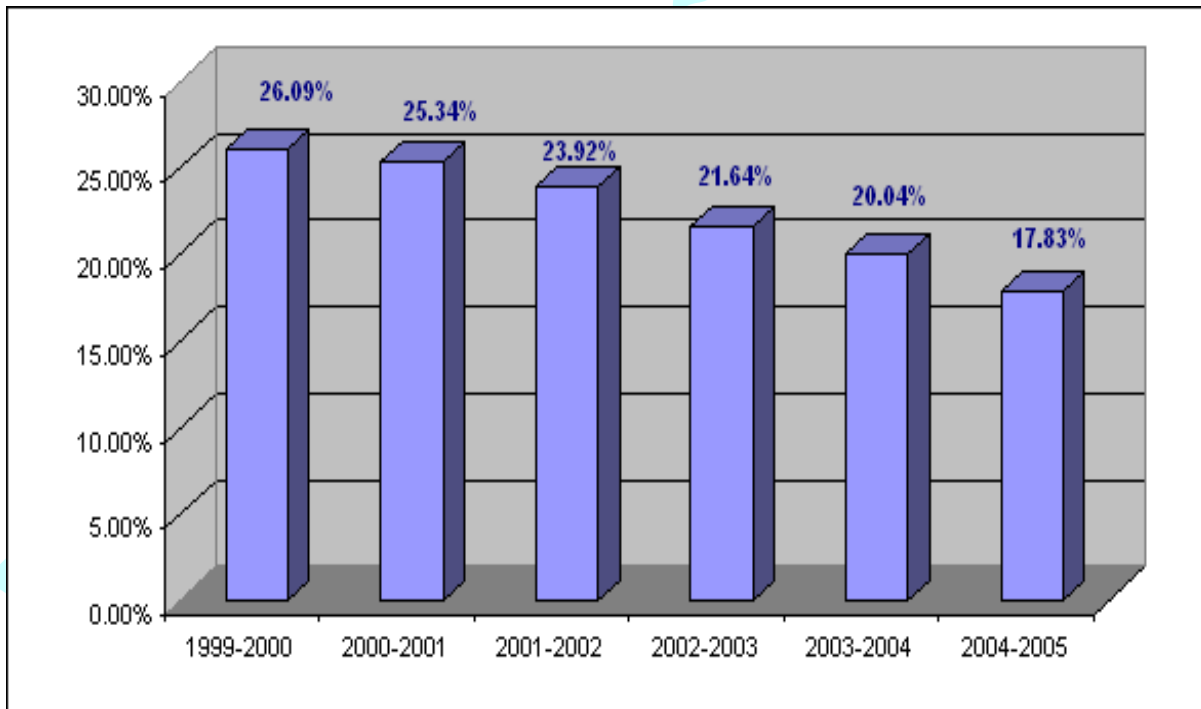


UTILITY WISE CONSUMPTION IN %



Distibution System Loss: Yearwise (1999-2005)

FY	PDB	REB	DESA	DESCO	Total
1999-2000	27.73%	16.24%	26.88%	32.47%	26.09%
2000-2001	26.11%	18.08%	27.77%	29.86%	25.34%
2001-2002	24.50%	16.61%	29.71%	26.66%	23.92%
2002-2003	22.35%	17.33%	27.97%	21.06%	21.64%
2003-2004	21.33%	15.60%	25.62%	19.24%	20.04%
2004-2005	20.00%	13.78%	21.94%	16.64%	17.83%



STANDARD LOSS OF A UTILITY SYSTEM

Loss Source		Type of Power System		
Equipment rating	Location	Strong %	Medium %	Weak %
Step up 11/132 KV transformer	At Power Station	0.25	0.375	0.50
Primary 230 KV line	Transmission line	0.50	0.750	1.00
Primary 230/132 KV Grid	Grid Sub-station	0.25	0.375	0.50
Secondary 132 KV line	Transmission line	1.00	1.500	2.00
Secondary 132/33 KV Grid	Grid Sub-station	0.25	0.375	0.50
Sub Total (Transmission Loss)		2.25	3.375	4.50
Primary 33 KV line	Distribution line	2.00	3.000	4.00
Primary 33/11 S/S.	Distribution Substation	0.25	0.375	0.50
Secondary 11 KV or 0.4 KV line	Distribution line	3.00	4.000	5.00
Secondary 11/0.415 S/S.	Distribution Substation	0.25	0.375	0.50
	Service Drop	1.00	1.500	2.00
	Metering Equipment			
Sub Total (Distrubution Loss)		6.50	9.25	12.00
Grand Total (Transmission & Distrubution Loss)		8.75	12.63	16.50

Reference: Power System in Asia & Pacific with emphasis on Rural Electrification (206), Published by United Nations

STANDARD TECHNICAL LOSS OF THE UTILITIES OF BANGLADESH

Organization	Technical Loss		
	Transmission %	Distribution %	Total %
PDB System	3.00	7.00	10.00
DESA System	2.00	7.50	9.50
REB/PBS System	0.50	8.50	9.00

Note: As per study result carried out jointly by PDB, DESA, REB & W/B. on PDB, DESA & REB system.

List of Power Stations

Sl. No.	Name of Power Station	Unit No.	Type of Fuel	Date of Commissioning	Type of plant	Installed Capacity (MW)	Present Generation Capacity (MW)	Peak Hour Generation (MW)	Remark
Public Sector									
1	Karnafuli Hydro	1	Hydro	26-02-1962	Hydro	40	46	40.00	
		2		8-1-1962	Hydro	40	46	34.00	
		3		8-1-1982	Hydro	50	50	0.00	
		4		11-1-1988	Hydro	50	50	0.00	
		5		11-2-1988	Hydro	50	50	32.00	
Sum						230	242	106.00	
2	Ashuganj	1	Gas	17-07-1970	ST	64	64	60.00	
		2		8-7-1970	ST	64	64	60.00	
		3		17-12-1986	ST	150	150	150.00	
		4		04-05-1987	ST	150	85	80.00	
		5		21-03-1988	ST	150	80	0.00	
		1		15-11-1982	CT CC	56	40	30.00	
		2		28-03-1984	ST	34	40	32.00	
		3		23-03-1986	CT CC	56	20	16.00	
Sum						724	543	428.00	
3	Siddhirganj	4	Gas	29-04-1970	ST	50	30	30.00	
	Siddhirganj		Gas	Dec, 2004		210	210	200.00	
4	Haripur	1	Gas	31-10-1987	CT	33	30	0.00	
		2		15-11-1987	CT	33	31	0.00	
		3		2-12-1987	CT	33	32	0.00	
Sum						99	93	0.00	
5	Ghorasal	1	Gas	16-06-1974	ST	55	40	0.00	
		2		13-02-1976	ST	55	40	30.00	
		3		14-09-1986	ST	210	190	140.00	
		4		18-03-1989	ST	210	200	180.00	
		5		15-09-1994	ST	210	200	190.00	
		6		31-01-1999	ST	210	200	190.00	
Sum						950	870	730.00	
6	Tongi Power Station	1	Gas	14-03-2005	GT	105	80	29.00	
7	Shahjibazar	1-7	Gas	1968-69	CT	96	54	10.00	#1,3,7 Under maint. since '03,00,01 Under maint. since 01/02/06 Under maint. since 09/02/06
		8		28-03-2000	CT	35	35	30.00	
		9		25-10-2000	CT	35	35	0.00	
Sum						166	124	40.00	
8	Fenchuganj CC	1	Gas	24-12-1994	CT	30	30	27.00	
		2		31-01-1995	CT CC	30	30	27.00	
		3		08-06-1995	ST	30	30	12.00	
Sum						90	90	66.00	
9	Sylhet	1	Gas	13-12-1986	CT	20	20	19.50	
10	Raozan	1	Gas	28-03-1993	ST	210	180	150.00	

Sl. No.	Name of Power Station	Unit No.	Type of Fuel	Date of Commissioning	Type of Plant	Installed Capacity (MW)	Present Generation Capacity (MW)	Peak Hour Generation (MW)	Remark
		2		21-09-1997	ST	210	210	170.00	
						420	390	320.00	
11	Sikalbaha	1	Gas	24-04-1984	ST	60	50	42.00	
		1		13-10-1986	CT	28	21	10.00	
		2		23-10-1986	CT	28	0	0.00	
	Sum					116	71	52.00	
	Sub-Total (East)					3180	2763	2020.5	
1	Khulna	1	F. oil/SKO	25-05-1973	ST	60	50	47.00	
		2		7-7-1984	ST	110	90	0.00	
		1		7-6-1980	CT	28	14	12.00	
		2		3-6-1980	CT	28	18	14.00	
	Sum					226	172	73.00	
2	Bheramara	1	HSD	28-07-1976	CT	20	18	16.00	
		2		27-04-1976	CT	20	19	17.00	
		3		19-01-1980	CT	20	19	17.00	
	Sum					60	56	50.00	
3	Saidpur	1	O/LDO/HSD	25-06-1981	D	3.75	2	2.00	
		1		17-09-1987	CT	20	20	18.00	
	Sum					23.75	22	20.00	
4	Thakurgaon	1-4	LDO	06-06-1966	D	6	4	3.50	
5	Barisal	1-2	HSD	1975-1980	D	2.6	2	2.00	
		1		05-08-1984	CT	20	16	15.00	
		2		04-10-1987	CT	20	16	15.00	
	Sum					42.6	34	32.00	
6	Rangpur	1	HSD	16-08-1988	CT	20	20	18.00	
7	Bhola	1-2	F/ Oil	08-10-1988	D	6	0	0.00	
			HSD	1975-80	D	1.5			
8	Baghabari	1st	Gas	04-06-1991	CT	71	71	0.00	Under maint. since 17/11/05
9	Baghabari 100 MW	2	Gas	25-11-2001	CT	100	100	97.00	
10	Barapukuria	2	Coal	31-01-2006 15-02-2006		250		209.00	
	Sub Total (West)					805.35	479	502.5	
Mix Sector :									
1	Rural Power Company (RPC) (Mymensingh)	2	Gas	1-9-1999	CT	70	70	106.00	
		2	Gas	10-10-2000	CT	70	70	106.00	
	Sub Total					140	140	106.00	
Private Sector :									
1	Haripur BMPP	8	Gas	30-06-1999	CT	110	110	94.00	
2	KPCL	18	F. oil	12-10-1998	D	110	110	90.00	
3	Haripur , AES,	1	Gas	23-05-2001 1-12-2001	CC	360	360	350.00	
4	Baghabari BMPP	1	Gas	26-06-1999	CT	90	90	88.00	#2 Under maint. since 24/01/06
5	Megnaghat,AES	1	Gas	26-11-2002	CCPP	450	450	442.00	
6	REB	11x3	Gas	01-09-2003		30	30	30.00	
	Sub Total (private)					1150	1150	1094.00	
	Grant Total					5275.35	4532	3723	

List of Independent Power Producer (1996-2001)

Implemented under Private Sector Power Generation Policy of Bangladesh

SI No	Name of Power Plant	Fuel Type	Installed Capacity (MW)	Generation Capability (MW)	Date of Signing Agreements/ Security Package	Commercial Operation Date (COD)	Contracted Levelized Tariff (US cents/kWh)	Plant Factor	Minimum Offtake Payment
1	Khulna Power Company Ltd. (KPCL), Engine Generator	F. Oil	110	110	16/10/1997	12/10/1998	5.83 (For liquid fuel) 4.40 (For Gas)	80%	**OMT charge
2	Baghabari, WESTMONT, GT	Gas	90	90	1/6/1998	26/06/99	4.30	80%	**OMT charge
3	NEPC, Haripur. Gas Generator	Gas	110	110	10/3/1998	30/06/99	4.41	80%	**OMT charge
4	Rural Power Co. Ltd. (RPCL), Mymensingh, GT	Gas	140	140	1994	14/04/01	4.30	80%	Capacity Payment
5	AES, Haripur CC	Gas	240 120	360	17/09/1998	03/06/01 (SC) 01/12/01 (CC)	2.73*	85%	Capacity Payment
6	AES, Meghnaghat CC	Gas	450	450	29/07/1999	26/11/02	2.79*	85%	Capacity Payment
7	Summit Power Co. Ltd. (Dhaka PBS-1, Narsingdi PBS-1, Comilla PBS-1)	Gas	3X10=30	30	10/2/2000	1/10/2003	1.65 Tk/kWh	75%	Capacity Payment
	Total		1290	1290					
* Based on Indicative Gas Price: 2.40 US\$/GJ; Present Gas Price: 1.20 US\$/GJ									
**If the plant is operated at less than 50% in any month then payment of the OMT (Operation, Maintenance and Capacity Payment Tariff) for the 50% energy of the plant at 50% OMT rate and FT (only Fuel Tariff) for actual energy.									

List of Independent Power Plant Producer (2001-2006)

Implemented under Private Sector Power Generation Policy of Bangladesh

SI No	Name of Power Plant	Fuel Type	Installed Capacity (MW)	Generation Capability (MW)	Date of Signing Agreements/ Security Package	Commercial Operation Date (COD)	Contracted Levelized Tariff (US ents/kWh)	Plant Factor	Minimum Offtake Payment
1	AES, Haripur CC	Gas	240 120	120	17-09-1998	03-06-01 (SC) 01-12-01 (CC)	2.73*	75%	Capacity Payment
2	AES, Meghnaghat CC	Gas	450	450	29-07-1999	26/11/02	2.79*	75%	Capacity Payment
3	Summit Power Co. Ltd. (Dhaka PBS, Narsingdi PBS, Comilla PBS)	Gas	3X10=30	30	10-02-2000	1/10/2003	1.65 Tk/kWh	75%	Capacity Payment
4	2nd Baghabari, WESTMONT, GT	Gas	40	40	28-03-2004	August, 2006	2.79	80%	**OMT charge
5	Rural Power Co. Ltd. (RPCL), Mymensingh, GT	Gas	70	70		September, 2006	4.30	80%	Capacity Payment
6	Meghnaghat CC (2nd Phase); BON Consortium	Gas	450	450	Signing PPA, IA on April, 2006	2008	2.7865*	75%	Capacity Payment
7	Summit Power Co. Ltd. (Narsingdi PBS-1)	Gas	24	24	28-06-2005	2006 (After 13 month from agreement)	Less than 3 Paisa from B.S.T of PBS		
8	Summit Power Co. Ltd. (Comilla PBS-1)	Gas	13	13	28-06-2005	2006 (After 13 month from agreement)	Less than 3 Paisa from B.S.T of PBS		
9	Summit Power Co. Ltd. (Dhaka PBS-1)	Gas	25	25	20-03-2006	2007	Less than 3 Paisa from B.S.T of PBS		
	Sub-total (4-8)		622	622					
	Total		1222	1222					
* Based on Indicative Gas Price: 2.40 US\$/GJ; Present Gas Price: 1.20 US\$/GJ									
** If the plant is operated at less than 50% in any month then payment of the OMT (Operation, Maintenance and Capacity Payment Tariff) for the 50% energy of the plant at 50% OMT rate and FT (only Fuel Tariff) for actual energy.									

Salient Features of Different IPP's

SI No.	Subject	Khulna Power Company	NEPC Consortium Power Ltd	Westmont Power Bangladesh Ltd	Rural Power Company Ltd	AES Haripur Private Ltd	AES Meghnaghat Ltd
1	Term of the Agreement	15 Years	15 Years	15 Years	15 Years	22 years	22 years
2	Site for the Power Plant	Goalpara, Khulna	Haripur, Narayangonj	Bgahabari Sirajgonj	Shambhugonj, Mymensingh	Haripur Narayangonj	Meghnaghat
3	Contracted Capacity	110 MW	110 MW	130 MW (90 MW in Operation)	140 MW	360 MW	450 MW
4	Levelised Tariff	5.83 US\$ cents for liquid fuel 4.40 3us cents at 80% plant factor (PF) at gas Price USD 1.117/MSCF(Plant is being operated by gas)	4.313 US cents at 80% plant factor (PF) at gas price USD 1.117/MSCF (Plant is being operated by gas)	4.30 US cents at 80% plant factor (PF) at gas price USD 1.117/ MSCF (Plant is being operated by gas)	4.30 US cents at 80% plant factor (PF) at gas price USD 1.117/ MSCF (Plant is being operated by gas)	2.73 US cents at 85 % plant factor (PF) at gas price USD 2.4/GJ (Plant is being operated by gas)	2.79 Us Cents at 85% plant factor (PF) at gas Price USD 2.4/GJ which includes the supply of 1395 MkwH electricity to BPDB prior to COD free of cost.(Plant is being operated by gas)
5	Tariff Structure	FT+OMT (at 50%,60%,70% &80% PF) FT for fuel OMT For Operation & Maintenance FT is same at varying PF, OMT per kwh decreases with increases with increasing PF.	FT+OMT (at 50%,60%,70% &80% PF) FT for fuel OMT For Operation & Maintenance FT is same at varying PF, OMT per kwh decreases with increases with increasing PF	FT+OMT (at 50%,60%,70% &80% PF) FT for fuel OMT For Operation & Maintenance FT is same at varying PF, OMT per kwh decreases with increases with increasing PF.	Capacity+ Energy Capacity for fixed cost energy for fuel & Variable O&M, Fuel price is same at varying PF	Capacity+ Energy , capacity for fixed cost, energy for fuel & variable O&M, Fuel Price decreases with	Capacity+ Energy , capacity for fixed cost, energy for fuel & variable O&M, Fuel Price decreases with
6	Submission of invoice	Monthly	Monthly	Monthly	Monthly	Monthly	Monthly
7	Minimum Guaranteed payment	If the Plant is operated at less than 50% in any month then payment of the OMT for the 50% energy of the plant at 50% OMT rate and FT for actual energy.	If the Plant is operated at less than 50% in any month then payment of the OMT for the 50% energy of the plant at 50% OMT rate and FT for actual energy.	If the Plant is operated at less than 50% in any month then payment of the OMT for the 50% energy of the plant at 50% OMT rate and FT for actual energy.	If the Plant is operated at less than 50% in any month then payment of the OMT for the 50% energy of the plant at 50% OMT rate and FT for actual energy.	Capacity payment for the month and energy Payment for actual energy dispatched	Capacity payment for the month and energy Payment for actual energy dispatched

Salient Features of Different IPP's

Sl No.	Subject	Khulna Power Company	NEPC Consortium Power Ltd	Westmont Power Bangladesh Ltd	Rural Power Company Ltd	AES Haripur Private Ltd	AES Meghnaghat Ltd
8	Payment due date	Within 45 days after submission of bill	Within 45 days after submission of bill	Within 45 days after submission of bill	Within 35 days after submission of bill (bill is submitted after 7 days of the following month)	Within 25 days after submission of bill (bill is submitted after 7 days of the following month)	Within 25 days after submission of bill (bill is submitted after 7 days of the following month)
9	Late payment interest at the rate of	Bank Rate	Bank Rate	Bank Rate	Bank Rate	Bank Rate+ 4%	Bank Rate+ 4%
10	Payment is Guaranteed by	Letter of Credit (L/C) provided by BPDB of 2 months MGP and also by GOB Guarantee	Letter of Credit (L/C) provided by BPDB of 2 months MGP and also by GOB Guarantee	Letter of Credit (L/C) provided by BPDB of 2 months MGP and also by GOB Guarantee	L/c provided by BPDB of 2 month capacity Payment. The company can collect the amount from PBS who are the share holder of RPC against the electricity bill to be paid by them to BPDB	L/C Provided by BPDB of 2 months Capacity payment and also by GOB Guarantee	L/C Provided by BPDB of 2 months Capacity payment and also by GOB Guarantee
11	Exchange rate indexation	99% of the OMT payment is indexed with prevailing exchange rate for dollar to taka	99% of the OMT payment is indexed with prevailing exchange rate for dollar to taka	Indexation is made for the foreign currency portion of the tariff with the prevailing exchange rate for dollar to taka	Indexation is made for the foreign currency portion of the tariff with the prevailing exchange rate for dollar to taka	Indexation is made for the foreign currency portion of the tariff with the prevailing exchange rate for dollar to taka	Indexation is made for the foreign currency portion of the tariff with the prevailing exchange rate for dollar to taka
12	Inflation indexation	Built in within the tariff	Built in within the tariff	Built in within the tariff	Foreign portion of the tariff is indexed with the variation of the US CPI from the reference value (it is limited within 1% increase from the previous quarter) Local portion of the tariff is indexed with local inflation from reference value	Foreign portion of the tariff is indexed with the variation of the US CPI from the reference value (it is limited within 1% increase from the previous quarter) Local portion of the tariff is indexed with local inflation from reference value	Foreign portion of the tariff is indexed with the variation of the US CPI from the reference value (it is limited within 1% increase from the previous quarter) Local portion of the tariff is indexed with local inflation from reference value

Salient Features of Different IPP's

SI No.	Subject	Khulna Power Company	NEPC Consortium Power Ltd	Westmont Power Bangladesh Ltd	Rural Power Company Ltd	AES Haripur Private Ltd	AES Meghnaghat Ltd
13	Permitted Outage	36 days each year except every 5 th year having 48 days	36 days each year except every 5 th year having 48 days	36 days each year except every 5 th year having 48 days	36.5 days each year except every 3 rd year having 51.5 days	36.5 days each year except every 3 rd year having 51.5 days	36.5 days each year except every 3 rd year having 57 days. Company is entitled to get incentives for its saving of outage hours from 36.5 days for each year and 51.5 days for every 3 rd year.
14	Number of free start up	No limit	No limit	No limit	30 for each gas turbine (120 total annually)	11 start up annually	20 for each gas turbine (40 total annually)
15	Start up payment for each start up beyond the no of free start up	No payment	No payment	No payment	USD 1120 for each gas turbine Start up	USD1380	USD 5000 AND payment of gas for 500 GJ for each gas turbine
16	Liquidated Damages for less availability of the plant than required as per agreement	Liquidated damage are to be paid to BPDB by each company for less availability than required as per agreement	Liquidated damage are to be paid to BPDB by each company for less availability than required as per agreement	Liquidated damage are to be paid to BPDB by each company for less availability than required as per agreement	Liquidated damage are to be paid to BPDB by each company for less availability than required as per agreement	Liquidated damage are to be paid to BPDB by each company for less availability than required as per agreement	Liquidated damage are to be paid to BPDB by each company for less availability than required as per agreement

Salient Features of Different IPP's

Sl No.	Subject	Khulna Power Company	NEPC Consortium Power Ltd	Westmont Power Bangladesh Ltd	Rural Power Company Ltd	AES Haripur Private Ltd	AES Meghnaghat Ltd
17	Import permit and exemption of tax, custom duties and VAT for the imported items	The Company and contractors shall be entitled to import without restriction and without payment of any taxes including custom duties and VAT all items required for design, construction, completion operation and maintenance of the project as per Implementation Agreement (IA) Signed between the Company and the Govt. Company and its contractors shall be allowed to import plant and equipment prior to commercial operation date and spare parts until 12 the anniversary of commercial operation date of the value of 10% of total equipment cost without paying any tax, custom duties and VAT, as per IA	The Company and contractors shall be entitled to import without restriction and without payment of any taxes including custom duties and VAT all items required for design, construction, completion operation and maintenance of the project as per Implementation Agreement (IA) Signed between the Company and the Govt. Company and its contractors shall be allowed to import plant and equipment prior to commercial operation date and spare parts until 12 the anniversary of commercial operation date of the value of 10% of total equipment cost without paying any tax, custom duties and VAT, as per IA	The Company and contractors shall be entitled to import without restriction and without payment of any taxes including custom duties and VAT all items required for design, construction, completion operation and maintenance of the project as per Implementation Agreement (IA) Signed between the Company and the Govt. Company and its contractors shall be allowed to import plant and equipment prior to commercial operation date and spare parts until 12 the anniversary of commercial operation date of the value of 10% of total equipment cost without paying any tax, custom duties and VAT, as per IA	NO IA signed	The Company and its contractors shall be entitled to import without restriction all items required for the design, construction, completion operation and maintenance of the facility. Company and its contractors shall be allowed to import plant and equipment prior to commercial operation date and spare parts until 12 the anniversary of commercial operation date of the value of 10% of total equipment cost without paying any tax, custom duties and VAT, as per IA	The Company and its contractors shall be entitled to import without restriction all items required for the design, construction, completion operation and maintenance of the facility. Company and its contractors shall be allowed to import plant and equipment prior to commercial operation date and spare parts until 12 the anniversary of commercial operation date of the value of 10% of total equipment cost without paying any tax, custom duties and VAT, as per IA

Salient Features of Different IPP's

Sl No.	Subject	Khulna Power Company	NEPC Consortium Power Ltd	Westmont Power Bangladesh Ltd	Rural Power Company Ltd	AES Haripur Private Ltd	AES Meghnaghat Ltd
18	Event of default and cure of defaults	In the agreement with each company events of default of the party to the agreement is defined. Each agreement has defined procedure to cure the default	In the agreement with each company events of default of the party to the agreement is defined. Each agreement has defined procedure to cure the default	In the agreement with each company events of default of the party to the agreement is defined. Each agreement has defined procedure to cure the default	In the agreement with each company events of default of the party to the agreement is defined. Each agreement has defined procedure to cure the default	In the agreement with each company events of default of the party to the agreement is defined. Each agreement has defined procedure to cure the default	In the agreement with each company events of default of the party to the agreement is defined. Each agreement has defined procedure to cure the default
19	Termination of the agreement	<p>BPDB or GOB can terminate the Agreement any party and encash the performance bond due to company's event of default. BPDB and GOB may become the owner of the plant by paying the compensation amount as described in the agreement.</p> <p>Company can terminate the agreement due to events of defaults by BPDB or GOB, in that case, GOB has to pay a compensation amount in exchange of which the company transfers the plant to GOB as per IA.</p>	<p>BPDB or GOB can terminate the Agreement any party and encash the performance bond due to company's event of default. BPDB and GOB may become the owner of the plant by paying the compensation amount as described in the agreement.</p> <p>Company can terminate the agreement due to events of defaults by BPDB or GOB, in that case, GOB has to pay a compensation amount in exchange of which the company transfers the plant to GOB as per IA.</p>	<p>BPDB or GOB can terminate the Agreement any party and encash the performance bond due to company's event of default. BPDB and GOB may become the owner of the plant by paying the compensation amount as described in the agreement.</p> <p>Company can terminate the agreement due to events of defaults by BPDB or GOB, in that case, GOB has to pay a compensation amount in exchange of which the company transfers the plant to GOB as per IA.</p>	Any party can terminate the agreement due to default of other party.	BPDB or GOB can terminate the agreement due to company's default and encash the proposal security GOB may elect to purchase the plant by paying compensation amount which involves the amount related with debt.	Company can terminate the agreement due to BPDB or GOB event of default, in that case, GOB has to pay a compensation amount which involves the amount related to debt, equity and other costs

List of Small Power Plants (SPPs)

Under Policy Guideline for small power plant in Private Sector Facilitated by Power Cell

SI. No.	Name of the Plant & Address	Capacity (MW)	Date of Issue License	License Issued by
1.	M/S Meghna Energy Ltd. 125/A, Motijheel C/A, Dhaka-1000. Tel: 9568181.	9.9 MW	01-02-2001	Electrical Advisor & Chief Electrical Inspector
2.	M/S Rahim Energy Ltd. 29/10, K, M, Dash Lane, Tikatoli, Dhaka. Tel: 9557621.	30.00 MW	14-12-2002	Electrical Advisor & Chief Electrical Inspector
3.	M/S Surma Energy Ltd. 121/B, Gulshan Avenue, Dhaka-1212. Tel: 8825982, 8817459, 8312014.	30.00 MW	20-02-2003	Electrical Advisor & Chief Electrical Inspector
4.	M/S Amirate Power Co. Ltd. 138, Gulshan Avenue, Suit No.304 (4 th floor), Gulshan-2, Dhaka. Tel: 9882438, 9892091.	10.00 MW	01-07-2003	Electrical Advisor & Chief Electrical Inspector
5.	M/S Unique Power Plant Ltd. Suit No. 1003, Sena kalyon Bhaban, 195, Motijheel C/A, Dhaka-1000. Tel: 9552880, 9565451.	10.80 MW	27-07-2003	Electrical Advisor & Chief Electrical Inspector
	Total :	90.70 MW		

Salient features regarding Rental Power Plant in BPDB

Sl. No.	Name of Power Plant with location	Plant Capacity	Type of Fuel	Quotd rate Tk/Kwh	Responsive Lowest Tenderer	Remarks
1	Kumargoan (Sylhet)	20 MW \pm 10% Trailer/Skid Mounted.	Gas	2.799	Summit Industrial & Mercantile	Proposal sent to Ministry on 17/04/2006
2	Shahjibazar (Hobigonj)	80 MW \pm 10% Trailer/Skid Mounted.	Gas	2.630	United & Neptune	Proposal sent to Ministry on 22/03/2006
3	Bogra	20 MW \pm 10% Trailer/Skid Mounted.	Gas	3.016	GBB Ltd	Proposal sent to Ministry on 22/03/2006
4	Thakurgaon	20 MW \pm 10% (with Dual fuel Provision) Trailer/Skid Mounted.	HFO	12.230	Consortium Tallu	Proposal sent to Ministry on 22/03/2006
5	Fenchugonj (Sylhet)	50 MW \pm 10% (with Dual fuel Provision) Trailer/Skid Mounted.	Plant No. 1: 25 MW on Gas. Plant No. 2: 25 MW on HFO/Gas.	2.830	Ornate Service Ltd	Proposal sent to Ministry on 09/04/2006
6	Katakhali (Rajshahi)	20 MW \pm 10% (with Dual fuel Provision) Trailer/Skid Mounted.	HFO for 2 yrs Gas for 13 yrs	8.524 (HFO) 2.538 (Gas)	Consortium Tallu	Proposal under evaluation
7	Siklbaha (Chittagong)	100 MW \pm 20% (with Dual fuel Provision) Barge Mounted.	Option 1: HFO for 2 yrs Gas for 13 yrs Option 2: Oil for 15 yrs	Option 1: 10.526 (HFO) 2.565 (Gas) Option 2: 10.486 (HFO)	Noorpore Power Co. Ltd	Proposal under evaluation
8	Noapara (Jessore)	50 MW \pm 20% (with Dual fuel Provision) Barge Mounted.	HFO for 5 yrs Gas for 10 yrs	11.323 (HFO) 2.737 (Gas)	Hosaf-CMEC	Proposal under evaluation

Note: HFO: Heavy Furnasce Oil

Installation of Capacitor Bank for Power Factor Improvement

A. Installed by PGCB:

List of Existing Capacitor Bank Connected to 33 kV Bus

1. Rajshahi and Rangpur Zone:

Name of Sub Station	Installed (MVAR)	Remarks
Ishurdi	$6 \times 5 = 30$	Voltage condition and Power factor has improved after installation
Natore	$4 \times 5 = 20$	-Do-
Bogra	$8 \times 5 = 40$	-Do-
Rajshahi	$4 \times 5 = 20$	-Do-
Rangpur	$8 \times 5 = 40$	-Do-
Saidpur	$8 \times 5 = 40$	-Do-
Thankurgaon	$7 \times 5 = 35$	-Do-
Naogaon	$4 \times 5 = 20$	-Do-

2. Chittagong Zone:

Name of Sub Station	Installed (MVAR)	Remarks
Madunaghat	$3 \times 5 = 15$	Voltage condition and Power factor has improved after installation
Halishahar	$4 \times 5 = 20$	-Do-
Kulshi	$3 \times 5 = 15$	-Do-

3. Khulna Zone:

Name of Sub Station	Installed (MVAR)	Remarks
Khulna Central	$5 \times 5 = 25$	Voltage condition and Power factor has improved after installation
Jhenidah	$2 \times 5 = 10$	-Do-
Jessore	$3 \times 5 = 15$	-Do-
Barisal	$4 \times 5 = 20$	-Do-
Faridpur	$2 \times 5 = 10$	-Do-

4. DESA and Central Zone

Name of Sub Station	Installed (MVAR)	Remarks
Hasnabad	$3 \times 5 = 15$	-Do-
Tongi	$2 \times 5 = 10$	-Do-

Installed Total: = 400 MVAR

Capacitor Bank at 7 Grid Sub-stations Project

1. Dhaka Zone:

Name of Sub Station	Capacity (MVAR)	Remarks
Tongi	10 x 4 = 40	Voltage condition and Power factor has improved after installation
Ullon	10 x 4 = 40	-Do-
Mirpur	10 x 4 = 40	-Do-
Kabirpur	5 x 4 = 20	-Do-
Hasnabad	5 x 4 = 20	-Do-

2. Comilla Zone:

Name of Sub Station	Capacity (MVAR)	Remarks
Sylhet	5 x 4 = 20	Under Installation

3. Northern Zone:

Name of Sub Station	Capacity (MVAR)	Remarks
Thakurgaon/Palashbari	5 x 4 = 20	Under Installation
Chapi Nowabganj	5 x 4 = 20	Under Installation
Total Capacity: = 220 MVAR		

Capacitor Banks Under Installation by Greater Chittagong Project

Name of Sub-station	Installed (MVAR)
Bakulia 132/33 kV	5 x 7 = 35
Dohazari 132/33 kV	5 x 6 = 30
Cox's Bazar 132/33 kV	5 x 7 = 35
Baraulia 132/33 kV	5 x 7 = 35
Hathazari 230/132 kV	5 x 7 = 35

Total Capacity: = 170 MVAR

Capacitor Banks to be Installed by 2008 Under Shunt Compensation Project of PGCB

1. Dhaka Zone:

Name of Sub-station	Capacity (MVAR)
Rampura 230/132 kV	2 x 45 = 90
Aminbazar 230/132 kV	2 x 45 = 90

2. Chittagong

Name of Sub-station	Capacity (MVAR)
Hathazari 230/132 kV	1 x 45 = 45
Dohazari 132/33 kV	1 x 45 = 45
Bakulia 132/33 kV	1 x 45 = 45

3. Khulna Zone:

Name of Sub-station	Capacity (MVAR)
Barisal 132/33 kV	1 x 45 = 45
Jessore 132/33 kV	1 x 45 = 45
Madaripur 132/33 kV	1 x 45 = 45

Total Capacity: = 450

B. Installed by DESA:

Report as on 26-06-2006

Sl. No.	Total Demand in DESA System MVAR	Functioning Capacitor Bank in System			Work under Implementation		Add. Requirement	Remark
		Fixed Type	Switch Type	Total	Fixed Type	Switch Type		
		MVAR	MVAR	MVAR	MVAR	MVAR	MVAR	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	309.00	81.00	58.90	139.90	15.00	91.10	63.00	After installation of 139.90 MVAR capacitor bank about 3% of capacity released in system and power factor improved.

Installation of Capacitor Bank for Power Factor Improvement

C. Installed by REB:

পবিবো ১১ কেভি লাইনে ইতিমধ্যে ৫৯টি সমিতিতে ১০৫ মেগাভার ক্যাপাসিটর স্থাপন করেছে। প্রয়োজন অনুযায়ী আরো ক্যাপাসিটর স্থাপনের নিমিত্তে মালামাল সংগ্রহ প্রক্রিয়াধীন রহিয়াছে।

D. Installed by DESCO

ডেসকো এলাকার স্থাপনকৃত ক্যাপাসিটর ব্যাংক এর তথ্য -

বারিধারা	- ৭,২০০ KVAR
কাফরুল	- ১১,৮০০ KVAR
পল্লুবী	- ৭,৯৫০ KVAR
কল্যাণপুর	- ৭,২০০ KVAR
গুলশান	- ১৮,৩০০ KVAR
উত্তরা	- ১২,৯০০ KVAR

আগামী এক মাসের মধ্যে ডেসকোর ৬ (ছয়) টি বিক্রয় ও বিতরণ বিভাগে প্রতিটি ৩০০ KVAR ক্ষমতা সম্পন্ন ৮ (আট) টি ক্যাপাসিটর ব্যাংক স্থাপন করা হবে যার ক্ষমতা সর্বমোট ১৪,৪০০ KVAR। ডেসকো এরিয়াতে ০.৯৫ এর উপর পাওয়ার ফেক্টর মেইনটেইন করা হচ্ছে যার ফলে লাইন ভোল্টেজ ও লাইন ক্যাপাসিটি বৃদ্ধি পেয়েছে।

YEARWISE POWER GENERATION & LOAD SHEDDING

Period-1

(1996-2001)

Financial Year	Actual Generation (MW)	Load Shedding (MW)	System Loss (%)
1996	2087	545	31.20%
1997	2114	674	30.40%
1998	2136	711	31.30%
1999	2449	774	31.80%
2000	2665	536	31.60%
2001	3033	663	28.47%

Period-2

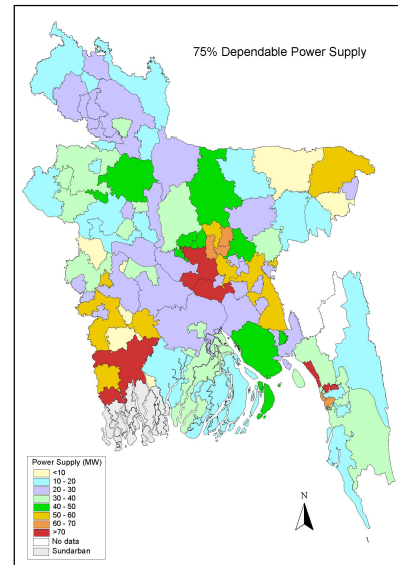
(2001-2006)

Financial Year	Actual Generation (MW)	Load Shedding (MW)	System Loss (%)
2001	3033	663	28.47%
2002	3248	367	27.97%
2003	3458	468	25.69%
2004	3622	694	24.49%
2005	3751	770	22.79%
2006 (upto Mar, 2006)	3812	891	20.97%

Load Management System using GIS technology

Background and Rational

The supply of electricity and access to it has great impact national economy. Only about one third of the country's has access to electricity. The demand of electricity is also at about 8% per year. The average generation of electricity 3000 MW compared to average demand of 4400 MW. operational failure of power stations add to the shortage the situation more difficult. The crisis of electricity become critical at dry season during the irrigation season. At the of next irrigation season, the Government of Bangladesh use the generated electricity for the most betterment of the meeting was held chaired by the Secretary, power division agencies involved in power generation and distribution to up coming crisis period in a planned way. CEGIS was to provide assistance for preparing the plan by analysis demand and irrigation data and develop a decision support optimal allocation of power to fulfill the Government



on the population increasing is about Temporary and make most beginning wanted to country. A with all the address the instructed historical system for objectives.

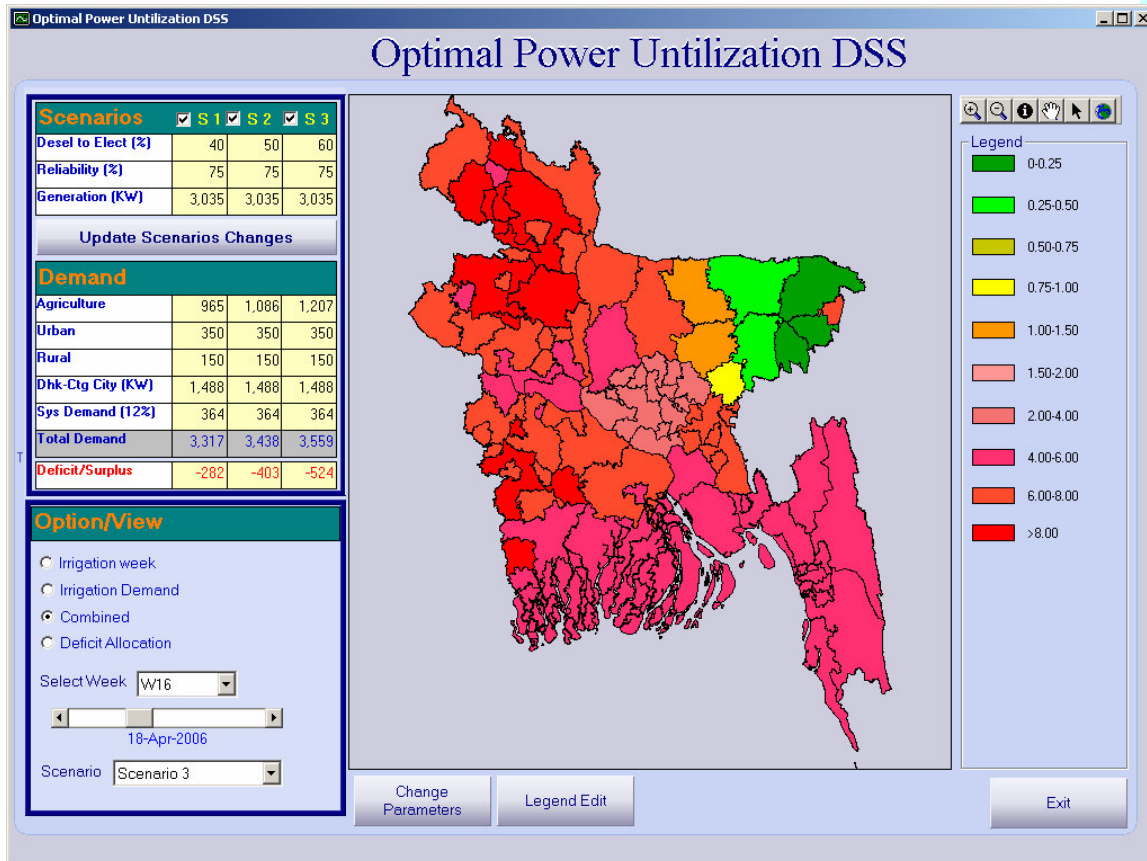
The major constraints of the Bangladesh power sector improvement is high accounts receivable, high non-technical and commercial loss, inability to service debt, lack of resources for expansion and major maintenance, lack of commercial orientation and inefficient management. Inadequate supply, poor maintenance and poor planning because of weak finances have resulted in low availability of state-owned power plants, serious transmission and distribution bottlenecks and equipment failures. In order to understand and visualize the issues concerning load management and its distribution, it is felt necessary to use GIS based Load Management System.

The demand of Electricity is not constant. It varies over time and location based on the people's activity. Demand also varies over the year for irrigation and summer. Irrigation activity does not start simultaneously in all part of the country. Similarly commercial demand varies over the period of the day. If such factors are not included in the allocation of electricity it cannot be rationalized. Since the resource is limited, a rational approach has to be established to priorities between demands to address the most critical needs that would have more contribution to the national growth.

Power Cell initiated a program called "GIS based Load Management System" to improve the total system for efficient and optimal allocation of the available power supply. GIS integrated different levels of information on supply and demand form concerned departments, which will enable to address management issues within the power sector and visualize the improvement against the measures taken up by the management.

Irrigation Demand and Allocation

In early February, an analysis was carried out to estimate the irrigation demand and its distribution over Bangladesh using Remote Sensing and DAE data as an example shown below (18 April 2006 scenario). Peak irrigation demand varies zone to zone depending on climate and land use characteristics.

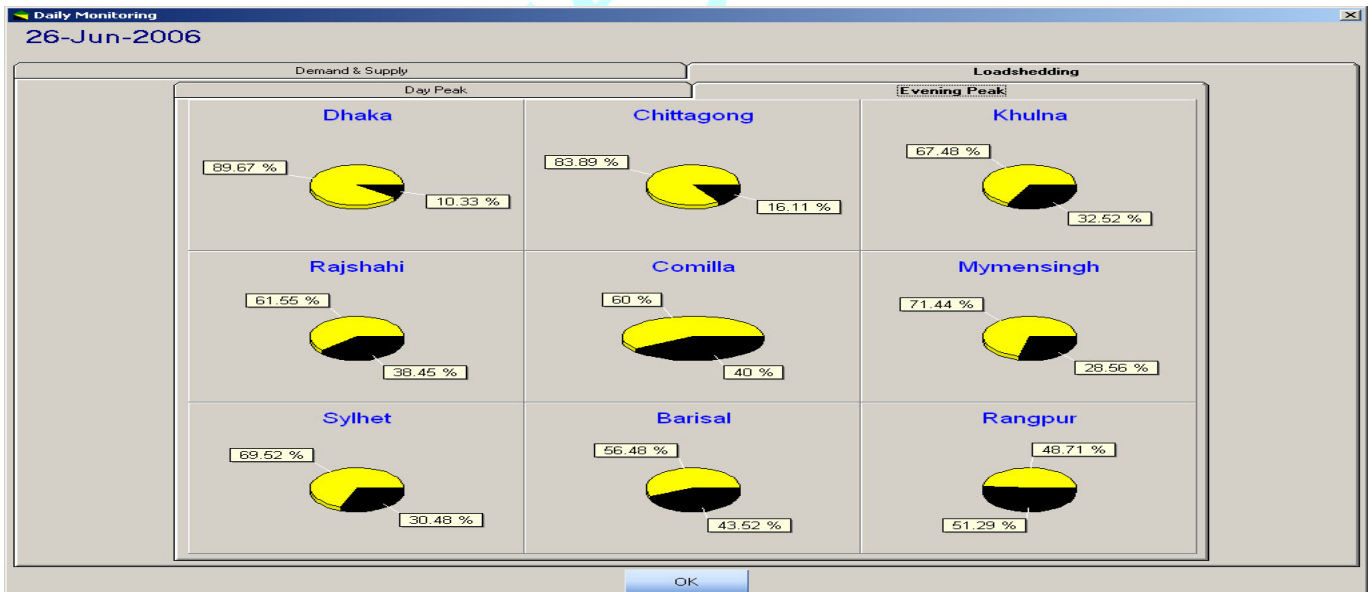
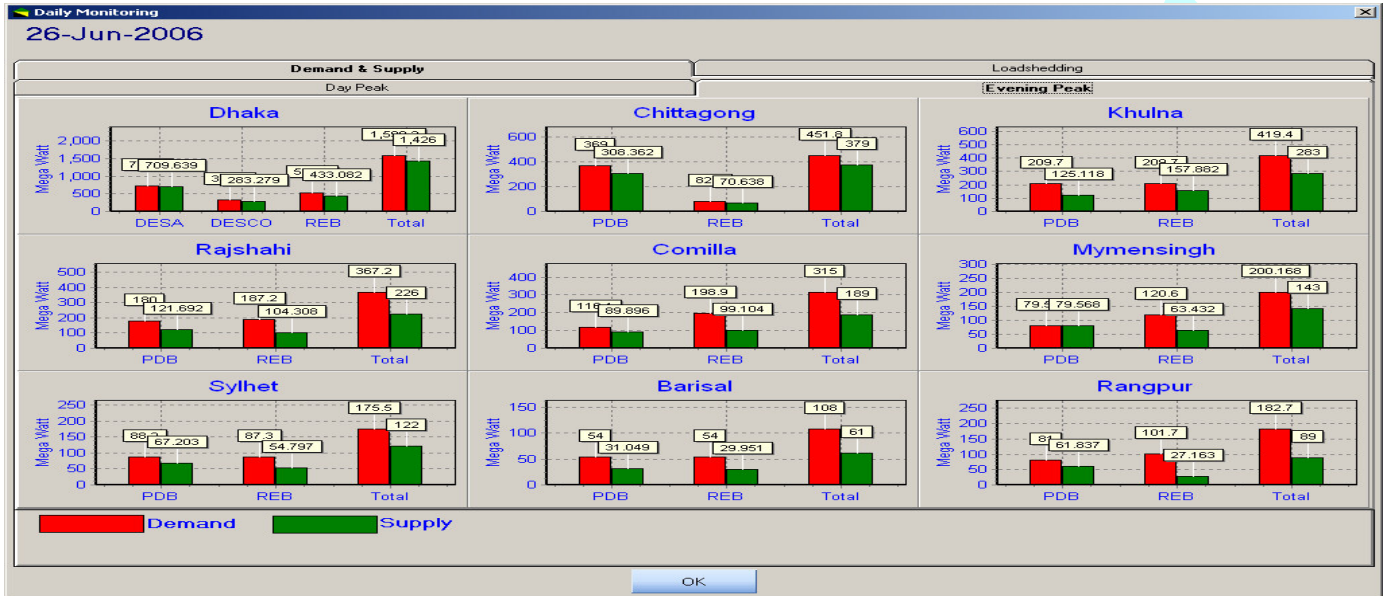


The irrigation demand by zones are shown below but total demand of all the zones never come same time. Even the total demand is about 1260 MW but actually supply is about 760 MW as the load diversion is much less than the total demand. REB and PDB ensure minimum 8 hours electric supply during irrigation period.

Area	Irrigation Demand (MW)
Dhaka	42
Mymensingh	128
Sylhet	0
Comilla	76
Chittagong	18
Khulna	220
Barisal	14
Rajshahi	311
Rangpur	230

Demand and Supply

Base on daily data from PGCB and other organization, the Load Management Software produce set of outputs for the efficient management. Load shed was computed for each zone and by distribution agencies as well as for the day and evening peak time as shown bellow.



Load Management in Dhaka City

Both DESA and DESCO prepared a schedule for load shed for each feeder/distribution system under different load availability scenarios. The program has following objectives:

1. To provide Daily Load Schedule to the public user.
2. Generate customize report on the basis of different query on Load Schedule and public reply
3. Integrate web base GIS to make better understanding to the user.
4. Store Public feed back on load Schedule to make interaction between power division of Bangladesh and the End User.

Dhaka City Load Management
Power Division, Ministry of Power, Energy & Mineral Resources
GOVERNMENT OF THE PEOPLE'S REPUBLIC OF BANGLADESH

Home Load Schedule Report Basket Notice Links Contact Us About Us

Area: Search

Agency Name: DESA
Circle Name: Satmorjit
Substation Name: Satmorjit
Feeder Name: Katasur O/H
Area: Ali Nur and Dhaka Real Estate

Top Notice

- Today great new is..
- Due to failure of Fensogonj Grid
- Big problem there..
- Notice for Banani area
- Notice for Banani area

Developed & Maintained By
GIS

Today Load Schedule

Hour*	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Load Schedule	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Black	Black	Yellow	Yellow	Yellow	Black	Black	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow

Tomorrow Load Schedule

Hour*	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Load Schedule	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Black	Black	Yellow	Yellow	Yellow	Black	Black	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow

Note:
Hour* = Load Shed Start Time(One Hour Duration)
Yellow Electricity Available
Black Load Shed

Post Comments

Based on the planned load shed schedule and predicted load availability a web based load management software were developed as in the following page.

Dhaka Electric Supply Company Limited (DESCO)

Load Shedding on 11kV Feeders

Allocation of Dhaka City - 1300 MW

Allocation of Substation -19 MW

Substation:- Kafrul 33/11kV

Feeder Name & User Division	Area under the Feeders	Load Shedding Time (Hourly)																							
		17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00
Monipur (S & D Kallyanpur)	Sec-6 Block#Ka, Barobag, Monipur, Shapla Housing, First Housing	3.83	3.66	4.3	4.33	4.5	4.66	4.25	3.91	3.16	3	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	3.33	3.5	3.58	2.83	3.5	3.5	3.66	3.75	4
Muktizoddah (S & D Kallyanpur)	10 no Gollchokkor, Chaurongi Market, Rokeyasharoni West, West Monipur	3.16	3.16	3.33	3.33	3.33	2.75	2.33	2.25	2	1.66	1.66	1.66	1.66	1.66	1.66	2.75	3	3	3	3	2.33	2.75	3.16	3.16
Senpara (S & D Kafrul)	Senpara, 1 no Building, Nam Garden, Kazipara	3.83	3.66	4.33	4.33	4.33	4.66	4.25	3.91	3.16	3	2.83	2.83	2.83	2.83	3.33	3.5	3.58	2.83	3.5	3.5	3.66	3.75	4	
Cant Bazar (S & D Kafrul)	Sec-14 to Old Kachukhet West Side	3.55	3.5	4.5	4.33	4.33	4.33	3.75	3.75	2.91	2.83	2.66	2.66	2.66	2.66	3.25	3.25	3.58	3.41	3.33	3	3.25	3.33	3.33	
Ibrahimpur (S & D Kafrul)	Navy Colony, Ibrahimpur	1.66	1.66	2.33	2.41	2.33	2.33	2.25	2	1.66	1.66	1.66	1.66	1.66	1.66	1.66	1.66	1.66	1.66	1.66	1.66	1.66	1.66	1.67	
South Kafrul (S & D Kafrul)	Sec-14 to Rajanigondha Market(East Side), South Kafrul	4.46	4.46	4.33	4.33	3.96	3.96	3.7	2.96	2.9	2.75	2.75	2.75	2.75	2.75	3.28	3.28	3.16	3.16	3.15	3.11	3.13	3.4	3.4	
Vasantek (S & D Kafrul)	Vasantek, Lalasarai, Dhamalcot, Dewanpara	2.33	2.33	3.33	3.5	3.66	3.66	3	2.75	2.75	2.33	2.33	2.33	2.33	2.33	1.83	1.83	1.91	1.83	1.83	2	2	2.16	2	

r Load (MW)

Load Shedding Period

Dhaka Electric Supply Company Limited (DESCO)

Load Shedding on 11kV Feeders

Allocation of Dhaka City -
1200 MW
Allocation of Substation -18
MW

Feeder Name & User Division	Area under the Feeders	Load Shedding Time (Hourly)																								
			17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00
Monipur (S & D Kallyanpur)	Sec-6 Block#Ka, Barobag, Monipur, Shapla Housing, First Housing	*	3.83	3.66	4.3	4.33	4.5	4.66	4.25	3.91	3.16	3	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	3.33	3.5	3.58	2.83	3.5	3.5	3.66	3.75	4
Muktizoddah (S & D Kallyanpur)	10 no Gollchokkor, Chaurongi Market, Rokeyasharoni West, West Monipur	*	3.16	3.16	3.33	3.33	3.33	2.75	2.33	2.25	2	1.66	1.66	1.66	1.66	1.66	1.66	2.75	3	3	3	3	2.33	2.75	3.16	3.16
Senpara (S & D Kafrul)	Senpara, 1 no Building, Nam Garden, Kazipara	*	3.83	3.66	4.33	4.33	4.33	4.66	4.25	3.91	3.16	3	2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	3.33	3.5	3.58	2.83	3.5	3.5	3.66	3.75	4
Cant Bazar (S & D Kafrul)	Sec-14 to Old Kachukhet West Side	*	3.55	3.5	4.5	4.33	4.33	4.33	3.75	3.75	2.91	2.83	2.66	2.66	2.66	2.66	2.66	3.25	3.25	3.58	3.41	3.33	3	3.25	3.33	3.33
South Kafrul (S & D Kafrul)	Sec-14 to Rajanigondha Market(East Side), South Kafrul	*	4.46	4.46	4.33	4.33	3.96	3.96	3.7	2.96	2.9	2.75	2.75	2.75	2.75	2.75	2.75	3.28	3.28	3.16	3.16	3.16	3.16	3.16	3.4	3.4
Vasantek (S & D Kafrul)	Vasantek, Lalasarai, Dhamalcot, Dewanpara	*	2.33	2.33	3.33	3.5	3.66	3.66	3	2.75	2.75	2.33	2.33	2.33	2.33	2.33	2.33	1.83	1.83	1.91	1.83	1.83	2	2	2.16	2

* Feeder Load (MW)

■ Load Shedding Period

Pre-Paid Metering

A. BPDB

Name of the Project Site	Project of Meter (Nos.)	Number of Meter (Nos.)	Per Month Collection before Implementation of Pre-Payment Meter (Tk. Lac)	Per Month Collection after Implementation of Pre-Payment Meter (Tk. Lac)	Increase of revenue collection (%)	Avg. feeder System loss before Meter Installation (%)	Avg. Feeder System Loss at Present (%)	Achievement	Benefit	Remarks
Shajalal Upshahar feeder, Sylhet	306.93	2400-1P 20-3P	Avg. 11.90	Avg. 15.37	38.00%	19.64%	7.41%	Reduces System Loss 12.23%	Revenue Collection increases 38% i.e. per month revenue collection increases Tk. Avg. 3.47 lac	Investment will be return within 05 yrs 06 months
Town-01 Feeder, Sirajgonj	453.70	3039-1P 76-3P	Feeder wise collection did not prepare on that time	Avg. 7.60	30.00%	20.26%	18.00%	Reduces System Loss 2.26%	Revenue Collection increases 30% i.e. per month revenue collection Avg. 7.60 lac	Investment will be return within 06
Hospital Feeder, Bogra	414.54	3400-1P 104-3P	Feeder wise collection did not prepare on that time	Avg. 10.00	-	19.11%	7.75%	Reduces System Loss 11.36%	Per month revenue collection Avg. 7.60 lac	Investment will be return within 07 yrs 06 months
Agrabad H-17 Feeder, Chittagong	649.58	5789-1P 204-3P	Feeder wise collection did not prepare on that time	Avg. 3.00	-	23.97%	-		-	Investment of meters on going

Extension Under Revenue Budget

Partial Area of Shajalal Upshahar and Supanighal Feeder, Sylhet	498.57	5500-1P 80-3P	Contract Under Process							
Sirajgonj ESU	-	1200-1P 300-3P	Tender Under Process							

Pre-Paid Metering

Name of the Project Site	Project of Meter (Nos.)	Number of Meter (Nos.)	Per Month Collection before Implementation of Pre-Payment Meter (Tk. Lac)	Per Month Collection after Implementation of Pre-Payment Meter (Tk. Lac)	Increase of revenue collection (%)	Avg. feeder System loss before Meter Installation (%)	Avg. Feeder System Loss at Present (%)	Achievement	Benefit	Remarks
Under KW Grant (Euro 4.00 Million)										
Khulshi H-01 Feeder, Chittagong	2235.79	8500-1P 450-3P		-	-	24.25%	-	-	-	Project will be completed within June 2007
Khulshi H-03 Feeder, Chittagong				-	-	26.05%	-	-		
Stadium H-05 Feeder, Chittagong				-	-	17.34%	-	-		

Country Wide Application Program for Prepayment Metering Project										
DPP for Chittagong Zone Prepayment Metering Project	-	358000-1P 9800-3P	DPP is Submitter in Planning Commission							
DPP for Rajshahi Zone Prepayment Metering Project	-	252000-1P 6075-3P	DPP is Submitter in Planning Commission							
DPP for Central Zone Prepayment Metering Project	-	218000-1P 3250-3P	DPP is Submitter in Planning Commission							
DPP for Comilla Zone Prepayment Metering Project	-	133000-1P 4050-3P	DPP is Submitter in Planning Commission							

Pre-Paid Metering

B. DESCO

- এখন পর্যন্ত ২.৯৮৩ টি প্রি-প্রেইড মিটার স্থাপন করা হয়েছে।
- এপ্রিল ২০০৫ এবং এপ্রিল ২০০৬ এর তথ্য পর্যালোচনা করে দেখা যায় যে, উক্ত গ্রাহকদের বিদ্যুতের ব্যবহার ১৪.৫৫ বৃদ্ধি পেয়েছে।
- এছাড়াও উক্ত পর্যালোচনায় ৫-৬% সিস্টেম লস হ্রাস পেয়েছে উক্ত গ্রাহকদের বিদ্যুৎ বিতরণের ক্ষেত্রে।

C. DESA

টার্গকী ভিত্তিতে প্রি-প্রেইড এনার্জি মিটার সরবরাহ, স্থাপন পরিচালন ও সংরক্ষণ কাজ।

ডেসা এলাকায় প্রি-পেইড মিটারিং পদ্ধতি চালু করার উদ্দেশ্যে একটি পাইলট প্রজেক্টের আওতায় বিক্রয় ও বিতরণ বিভাগ সেগুনবাগিচার রুচিতা ১১ কেভি ফিডার এবং বিজয় নগর ১১ কেভি ফিডারের অধীনে সকল গ্রাহক আঙ্গিনায় প্রি-প্রেইড মিটারিং স্থাপনের পরিকল্পনা করা হয়েছে। রুচিতা ফিডারে ২৩৩ জন এবং বিজয়নগর ফিডারে ১৬৪৩ জন গ্রাহক রয়েছে। টার্গকী ভিত্তিতে প্রি-পেইড এনার্জি মিটার সরবরাহ, স্থাপন, পরিচালন ও সংরক্ষণ কাজের দরপত্র ২৩/০২/০৪ ইং তারিখ আহ্বান করা হয়। উক্ত দরপত্রে ২২০০ টি সিঙ্গেল ফেজ প্রি-পেইড মিটার এবং ৩০০ টি ত্রি ফেজ প্রি-পেইড মিটার সরবরাহের সংস্থান রয়েছে। এ প্রকল্পে অর্থায়ন ডেসার রাজস্ব খাত হতে মিটানোর ব্যবস্থা রয়েছে। প্রি-পেইড মিটার স্থাপন কাজের আহ্বানকৃত দরপত্রটি গত ২৫/০৭/২০০৫ ইং তারিখে বাতিল করা হয়। ডেসার প্রি-পেইড মিটার ক্রয় সংক্রান্ত বিষয়ে উক্ত দরপত্রে অংশগ্রহণকারী K.C.J. & Associated Ltd. এর পক্ষ হইতে মাননীয় বিদ্যুৎ প্রতিমন্ত্রী মহোদয়ের দপ্তরে একটি অভিযোগপত্র দাখিল করা হয়। সরকারী ক্রয় কার্যক্রমের স্বচ্ছতা ও জবাবদিহিতা প্রতিষ্ঠার লক্ষ্যে বিষয়টির তদন্ত করার জন্য প্রতিমন্ত্রী মহোদয় নির্দেশ প্রদান করেন। সূত্র নং-বিজ্ঞাপন/বিঃউঃ-১/ডেসা/বিবিধ ৮/২০০০/৪৮৮, তারিখ ০৭/০৮/২০০৫ ইং মোতাবেক বিদ্যুৎ বিভাগের (প্রশাসন-১) শাখার সিনিয়র সহকারী সচিব জনাব মোঃ নূরুল আমীনকে বিষয়টি তদন্ত করে ৭(সাত) দিনের মধ্যে যুগ্ম-সচিব (উঃ) মহোদয়ের বরাবরে প্রতিবেদন দেয়ার জন্য অনুরোধ করা হয়। পূর্বে আহ্বানকৃত প্রি-পেইড মিটার সরবরাহ ও স্থাপন কাজের দরপত্রের উপর মন্ত্রণালয় হইতে তদন্তের নির্দেশের প্রেক্ষিতে কর্তৃপক্ষ নিম্নোক্ত সিদ্ধান্ত গ্রহণ করে :-

“ পূর্বে আহ্বানকৃত প্রি-পেইড মিটার সরবরাহ সরবরাহ ও স্থাপন কাজের দরপত্রের উপর বিদ্যুৎ, জ্বালানী ও খনিজ সম্পদ মন্ত্রণালয় হতে কোন নির্দেশনা না পাওয়া পর্যন্ত নতুন করে টার্গকী ভিত্তিতে প্রি-পেইড মিটার সরবরাহ ও স্থাপন কাজের দরপত্র আহ্বানের বিষয়টি স্থগিত থাকবে “

পূর্বে আহ্বানকৃত প্রি-পেইড মিটার সরবরাহ ও স্থাপন কাজের দরপত্রের উপর মন্ত্রণালয় হইতে সিদ্ধান্ত/নির্দেশনা পাওয়া গেলে পরবর্তী কার্যক্রম হাতে নেওয়া হবে।

ক্যাপটিভ পাওয়ার প্ল্যান্ট সংক্রান্ত তথ্যাদি

- সারা দেশে গ্যাস ভিত্তিক ও তরল জ্বালানী চালিত প্রায় ১১০০ মেগাওয়াট ক্যাপটিভ পাওয়ার প্ল্যান্ট রয়েছে।
 - বর্তমানে গ্যাস ভিত্তিক প্রায় ১৫০ মেগাওয়াট উদ্বৃত্ত ক্যাপটিভ পাওয়ার রয়েছে যা অনতিবিলম্বে অন্তর্বর্তীকালীন পাওয়ার পারচেজ এগ্রিমেন্ট চুক্তি স্বাক্ষর করে ক্রয় করা যায়। সংযোগ সুবিধা সৃষ্টির প্রয়োজন হবে বিধায় অদূর ভবিষ্যতে আরো প্রায় ৩৫০ মেগাওয়াট ক্যাপটিভ পাওয়ার গ্রীডে সংযুক্ত করা যাবে।
 - ক্যাপটিভ পাওয়ার প্ল্যান্ট থেকে বিদ্যুৎ ক্রয়ের ফলে একদিকে বিদ্যুতের ঘাটতি কিছুটা লাঘব হবে এবং অন্যদিকে বেসরকারী মালিকদের বিনিয়োগের সর্বোত্তম ব্যবহার (Optimum utilization) হবে।
 - উদ্বৃত্ত বিদ্যুৎ বিক্রি করার ফলে প্ল্যান্ট ফ্যাক্টর বৃদ্ধি পাবে বিধায় ক্যাপটিভ পাওয়ার মালিকদের প্রতি ইউনিট বিদ্যুতের উৎপাদন ব্যয় আগের থেকে হ্রাস পাবে এবং জাতীয় উৎপাদনে ভূমিকা রাখবে।
- ১৩২ কেভি লেভেলে প্রতি ইউনিট বিদ্যুতের মূল্য ২.১২ টাকা। এ মূল্যের মধ্যে ০.২৩ টাকা হুইলিং চার্জ রয়েছে। হুইলিং চার্জ বাদে উৎপাদন ব্যয় দাঁড়ায় ১.৯০ টাকা।
- ক্যাপটিভ পাওয়ার মালিকদের বিনিয়োগকে sunk cost হিসেবে বিবেচনা করে সরকার প্রতি ইউনিট ক্যাপটিভ পাওয়ার সর্বোচ্চ ১.৯০ টাকা দরে ক্রয়ের বিষয়টি বিবেচনা করছে, যা থেকে ক্যাপটিভ প্ল্যান্ট মালিকদের প্রতি ইউনিট থেকে ৩০ থেকে ৪০ পয়সা মুনাফা হওয়ার কথা।

বিদ্যুৎ এর ট্যারিফ বৃদ্ধির প্রস্তাব

- গত ১ সেপ্টেম্বর ২০০৩ ইং তারিখে সর্বশেষ ট্যারিফ বৃদ্ধি করা হয়েছিল।
- সম্প্রতি বিদ্যুৎ বিভাগ কর্তৃক প্রণয়নকৃত ট্যারিফ বৃদ্ধির প্রস্তাবে শুধুমাত্র শহরাঞ্চলের গ্রাহকদের (যারা মোট গ্রাহক সংখ্যার ২৭ শতাংশ) জন্য খুচরা ট্যারিফ ৫ শতাংশ বৃদ্ধির সুপারিশ করা হয়েছে। এই প্রস্তাবে নিম্ন আয়ের গ্রাহকদের ক্রয় ক্ষমতা বিবেচনায় আবাসিক গ্রাহক শ্রেণীর ১ম ধাপ (০-১০০ ইউনিট পর্যন্ত) এর জন্য ট্যারিফ অপরিবর্তিত রাখা হয়েছে। এর ফলে গ্রামাঞ্চলের গ্রাহক (যারা মোট গ্রাহক সংখ্যার ৭৩ শতাংশ) এবং শহরাঞ্চলের নিম্ন আয়ের আবাসিক গ্রাহক (০-১০০ ইউনিট পর্যন্ত)দের উপর ট্যারিফ বৃদ্ধির কোন প্রভাব পড়বে না।
- ডেসা, ডেসকো, ওজোপাড়িকো, বিউবো ও ৯ টি সচ্ছল পল্লী বিদ্যুৎ সমিতি এর জন্য বাল্ক ট্যারিফ ১০ শতাংশ বৃদ্ধির প্রস্তাব করা হয়েছে; বাকী ৫৮টি অসচ্ছল ও প্রান্তিক পল্লী বিদ্যুৎ সমিতির বাল্ক ট্যারিফ অপরিবর্তিত রাখা হয়েছে। শহরাঞ্চলের বিদ্যুৎ বিতরণের দায়িত্বে নিয়োজিত সংস্থাগুলো অর্থাৎ ডেসা, ডেসকো, ওজোপাড়িকো ও বিউবো ৫ শতাংশ খুচরা ট্যারিফ বৃদ্ধির ফলে অতিরিক্ত রাজস্ব এবং সিস্টেম লস হ্রাস ও দক্ষতা বৃদ্ধির মাধ্যমে ১০ শতাংশ বাল্ক ট্যারিফ বৃদ্ধি সমন্বয় করবে।
- জ্বালানী তেল, গ্যাস এর মূল্য বৃদ্ধি এবং বৈদেশিক মুদ্রার বিনিময় হারের বৃদ্ধিজনিত কারণে আই পি পি থেকে ক্রয়কৃত বিদ্যুতের মূল্য বৃদ্ধির ফলে বিউবো'র ক্রমাগত লোকসান কমাতে প্রস্তাবিত ট্যারিফ সমন্বয় উল্লেখযোগ্য ভূমিকা রাখবে। আগামী ২০০৬-০৭ অর্থবছরে Single Buyer হিসেবে বিউবো'র লোকসান ৮৭৯ কোটি টাকা থেকে ৪২৬ কোটি টাকায় নেমে আসবে।

Electricity Retail Tariff (BPDB/DESA/DESCO/WZPDCO)

Sl. No.	Category of consumer	effective from 1-09-2003 (Tk/KWh)
1.	A. (Residential)	
	from 000 unit to 100 unit	2.50
	from 101 unit to 400 unit	3.00
	above 400	5.00
2.	B. (Agricultural Pumping)	1.84
3.	C. (Small Industrial)	
	flat rate	3.83
	off-peak rate	3.05
	peak rate	5.36
4.	D. (Non Residential Light & Power)	3.20
5.	E. (Commercial)	
	flat rate	5.04
	off-peak rate	3.62
	peak rate	7.82
6.	F. (Mid. Voltage Gen. Purpose-11kv)	
	flat rate	3.62
	off-peak rate	2.99
	peak rate	6.41
7.	G2. (High Volt. Gen. Purpose-132kv)	
	(a) time 23.00 - 06.00	1.42
	(b) time 06.00 - 13.00	2.36
	(c) time 13.00 - 17.00	1.58
	(d) time 17.00 - 23.00	5.25
	(e) flat rate	2.68
8.	H. (High Voltage Gen. Purpose-33kv)	
	flat rate	3.41
	off-peak rate	2.89
	peak rate	6.14
9.	J. (Street Lights & Water Pumps)	3.68

Bulk Supply Tariff for the Distribution Entities

(effective from 01/04/2004)

Sl. No.	Category of Consumer	Utility/Voltage Level	Bulk Supply Tariff		
			Electricity Charge for production to BPDB (Tk/kWh)	Transmission Wheeling Charge to PGCB (Tk/kWh)	Total (Tk/kWh)
1	G-1	Extra High Voltage - Dhaka Electric Supply Authority (DESA)-132kV/Other 132kV Consumers	1.8932	0.2268	2.12
2	I-1	Rural Electrification Board (REB)/Rural Electric Cooperatives (PBS)-33kV			
		a. PBSs out of Dhaka	1.8209	0.2291	2.05
		b. PBSs adjacent to DESA area	1.8909	0.2291	2.12
3	I-2	Dhaka Electric Supply Company Ltd. (DESCO)			
		a. 132kV	1.8932	0.2268	2.12
		b. 33kV	1.9409	0.2291	2.17
4	I-3	West Zone Power Distribution Company Ltd. (WZPDC)			
		a. 132kV	1.8932	0.2268	2.12
		b. 33kV	1.9409	0.2291	2.17
5	I-4	BPDBs Distribution Zones			
		a. 132kV	-	0.2268	
		b. 33kV	-	0.2291	
6	I-5	Distribution Companies to be established in future			
		a. 132kV	1.8932	0.2268	2.12
		b. 33kV	1.9409	0.2291	2.17

বিষয় : বকেয়া বিদ্যুৎ বিল সংক্রান্ত।

বিভিন্ন মন্ত্রণালয়/বিভাগ এবং তাদের নিয়ন্ত্রণাধীন সরকারী বিভিন্ন দপ্তর/সংস্থা সমূহ নিয়মিতভাবে বিদ্যুৎ বিল পরিশোধ না করায় বিপুল অংকের বিদ্যুৎ বিল বকেয়া পড়ে আছে এবং পুঞ্জীভূত বকেয়া বিলের পরিমাণ উত্তরোত্তর বৃদ্ধি পাচ্ছে ফলে বিদ্যুৎ সংস্থাসমূহ আর্থিক সংকটে ভুগছে। বিদ্যুৎ খাতে মোট বকেয়ার পরিমাণ প্রায় এগার হাজার কোটি টাকা। নিম্নে ডিসেম্বর, ২০০৫ সাল পর্যন্ত সংস্থা ভিত্তিক মোট বকেয়া বিদ্যুৎ বিলের হিসাব দেখান হলো :

Utility	Account Receivable (MTk.)		
	Principal	Surcharge	Total
PDB	44527	49265.30	93792.30
REB	4263.89	0	4263.89
DESA	7236.03	6112.9	13348.93
DESCO	2203.022	45.07	2248.09
Total	58229.942	55423.27	113653.21

উপরোক্ত বকেয়ার মধ্যে সরকারী/আধা-সরকারী/স্বায়ত্বশাসিত সংস্থাসমূহ এবং বেসরকারী প্রতিষ্ঠানের নিকট সারচার্জসহ মোট বকেয়ার পরিমাণ ছিল ১১৩৬৫কোটি টাকা তার মধ্যে শুধু সারচার্জের পরিমাণ প্রায় ৫৫৪২ কোটি টাকা। নিম্নে বেসরকারী প্রতিষ্ঠানের নিকট ডিসেম্বর, ২০০৫ পর্যন্ত বকেয়ার হিসাব দেখান হলো :

Utility	Category wise Account Receivable	FY 2006 (Up to Dec'2005)		
	Unit	Principal	Surcharge	Total
PDB	MTK.	3501.27	135.00	3636.27
REB	MTk.	3960.8	0.00	3960.80
DESA	MTk.	4605.336	1026.80	5632.14
DESCO	MTk.	1555.5	31.10	1586.60
Total	MTk.	13622.906	1192.90	14815.81
	Eq. Month			3.09

বিদ্যুৎ খাতে বিরাজমান বিভিন্ন সমস্যা সমাধানে সরকার ব্যাপক প্রনোদনামূলক (Incentives) কার্যক্রম গ্রহণ করেছে। আর্থিক সংকট দূরীভূত করণের লক্ষ্যে অন্যান্য কার্যক্রমের পাশাপাশি বকেয়া আদায়ের উপর গুরুত্বারোপ করে বিভিন্ন পদক্ষেপ গ্রহণ করা হয়েছে ফলে রাজস্ব আদায় ক্রমান্বয়ে বৃদ্ধি পাচ্ছে।

সরকার বেসরকারী ব্যক্তি ও প্রতিষ্ঠানসমূহের নিকট বিদ্যুৎ বিলের বকেয়া পাওনা আদায়ের লক্ষ্যে উৎসাহ প্যাকেজ ঘোষণা করেছে। উক্ত প্যাকেজের আওতায় “ আগামী ৩১ শে জুলাই ২০০৬ তারিখের মধ্যে হালনাগাদ বিলসহ সমূদয় মূল বকেয়া পরিশোধ করা হলে জুন ২০০৬ পর্যন্ত সময়ের ১০০% সারচার্জ বা জরিমানা মওকুফ করার বিষয় বিবেচনা করা হবে। ঐ সময়ের মধ্যে বিদ্যুৎ বিল পরিশোধ করা না হলে প্রচলিত নিয়ম মোতাবেক সংযোগ বিচ্ছিন্ন করা হবে এবং প্রযোজ্য দণ্ডসুদ আরোপ করা হবে।” ইতিমধ্যেই এতে ব্যাপক সাড়া পড়েছে।

উক্ত প্যাকেজ ঘোষনার ফলে যে সকল সুফল পাওয়া যাবে তা নিম্নে সংক্ষেপে উল্লেখ করা হলোঃ

- বেসরকারী ব্যক্তি ও প্রতিষ্ঠানসমূহের নিকট বিদ্যুৎ বিলের প্রায় ১৩৬ কোটি টাকার বকেয়া আদায় হবে।
- গ্রাহক বিদ্যুৎ বিল নিয়মিত পরিশোধে উৎসাহিত হবে।
- সংস্থাসমূহের পুঞ্জীভূত বকেয়ার পরিমাণ হ্রাস পাবে।
- সংস্থার তারল্য সংকট হ্রাস পাবে।
- নির্ধারিত সময়ে বকেয়া পরিশোধ না করলে সংযোগ বিচ্ছিন্ন করা হবে ফলে অনাকাঙ্ক্ষিত চাহিদা হ্রাস পাবে।

সরকার সারচার্জ আরোপ করার পরিবর্তে বিদ্যুৎ খাতের সকল সংস্থার জন্য একটি অভিন্ন বিলিং পদ্ধতি চালু করার উদ্যোগ গ্রহণ করেছে। এক্ষেত্রে বিল ইস্যুর ৩০ দিনের মধ্যে গ্রাহক কর্তৃক বিল পরিশোধ করতে হবে। নির্ধারিত সময়ের মধ্যে বিল পরিশোধ করা না হলে ৫% হারে বিলম্ব মাসুলসহ পরবর্তী ২০ (বিশ) দিনের মধ্যে বিল পরিশোধ করতে হবে। ৫% বিলম্ব মাসুলসহ ২০ দিনের মধ্যে বিল পরিশোধ করা না হলে কোন নোটিশ ছাড়াই লাইন বিচ্ছিন্ন করা হবে। বিল ইস্যুর ৯০ দিনের মধ্যে বিল পরিশোধ করা না হলে মিটার অপসারণসহ স্থায়ীভাবে সংযোগ বিচ্ছিন্ন করা হবে। তবে গ্রাহক হয়রানী রোধে সংস্থাসমূহ কর্তৃক গ্রাহকদের নিকট সর্বাধিক ৭ (সাত) দিনের মধ্যে বিল পৌঁছানোর উপর গুরুত্বারোপ করা হয়েছে এবং বিল প্রদানের ক্ষেত্রে গ্রাহক জনগনের ভোগান্তি হ্রাসের জন্য ব্যাংকের সংখ্যা বৃদ্ধি করা হয়েছে। স্বল্প সময়ের মধ্যেই Online Banking এর মাধ্যমে বিল প্রদানের সুযোগ সৃষ্টি সহ সার্বিক কম্পিউটার বিলিং প্রথা চালু করা হচ্ছে।

বর্ণিত পদ্ধতি অনুসরণ করা হলে-

- সারচার্জের কারণে বকেয়ার পরিমাণ পুঞ্জীভূত হয়ে বিপুল আকার ধারণ করবে না।
- সকল সংস্থায় এক এবং অভিন্ন পদ্ধতির মাধ্যমে বিদ্যুৎ বিল করা হবে।
- বিল প্রণয়ন ও হিসাব সংরক্ষণের জটিলতা নিরসন হবে।
- গ্রাহকগণ বিল পরিশোধে অধিক আগ্রহী হবে।
- বকেয়ার পরিমাণ দাতা সংস্থার ঋণ চুক্তির শর্তানুযায়ী নিয়ন্ত্রণ করা সম্ভব হবে।
- গ্রাহক ভোগান্তি হ্রাস পাবে।

Yearwise Revenue Collection

FY	Unit	PDB	REB	DESA	DESCO	Total
2004-2005	MTk.	40384.257	21940.66	12530.35	5305.85	80161.117
2003-2004	MTk.	39887.02	19634.22	14457.95	4305.93	78285.12
2002-2003	MTk.	36568.41	16404.78	15918.57	1642.67	70534.43
2001-2002	MTk.	31807.74	12518.23	14273.00	1308.98	59907.95
2000-2001	MTk.	27436.204	9686.48	11412.47	1041.18	49576.334

Collection/Import Ratio

FY	Unit	PDB	REB	DESA	DESCO	WZPDCO
2004-2005	%	84.16	84.44	71.09	80.92	89.05
2003-2004	%	82.41	82.76	82.1	70.93	
2002-2003	%	80.38	80.94	75.11	58.5	
2001-2002	%	78.86	81.79	74.82	65.3	
2000-2001	%	75.07	78.94	65.59	56.00	

Short Term Investment Plan (2006-2008)

(As of June 2006)

Implementation Plan 2006-2008

Sl. No.	Project Name	Project Cost (ml US\$)		Source of Finance	Year of Com	Comments
		Local	Foreign			
		Local	Foreign			
1.	Sylhet (Fenchuganj) 90 MW CCPP 2 nd Phase	39.37	76.33	GOB	2008	Under execution
2.	Siddhirganj 2*150 MW Peaking Power Plant	49.99	110.42	World Bank	2009	Under process 2*150 MW
3.	Siddhirganj 2X120 MW Peaking Power Plant	45.32	71.10	ADB	2008	Tender under approval
4.	Chandpur 150 MW CCPP	29.31	66.57	GOB	2008	Contract for 100 MW GT is under process
5.	Sylhet 150 MW CCPP	23.02	45.63	EDC (Canada)	2009	Negotiation going on
6.	Sikalbaha 150 MW GT	19.34	45.01	Kuwait Fund	2009	Under process may be revised as 225 MW CCCP
7.	Meghnaghat 450MW 2 nd Phase CCPP	-	-	IPP	2008 (GT) 2009 (CC)	Approved
8.	Siddhirganj 210 MW Thermal Power Plant (Unit II)	64.40	79.67	Russian State Credit	2010	Negotiation going on
9.	Khulna 210 MW Thermal Power Plant	73.67	90.36	Expected Supplier's Credit	2009	Negotiation going on
10.	Bhola 150 MW CCPP	32.99	65.54	IDB	2009-10	Negotiation going on
11	Khulna 100 MW Peaking Power Plant	24.46	41.25	Expected from ADB	2009	Negotiation going on
12.	Haripur 150 MW CCPP	27.84	63.50	Expected from JBIC	2009-10	Under revision as 360 MW CCCP

Sl. No.	Project Name	Project Cost (ml US\$)		Source of Finance	Year of Com	Comments
		Local	Foreign			
13.	Bogra 150 MW GT	18.75	43.66		2009	
14.	Sirajganj 450 MW 1 st Phase			IPP	2009	PQ under evaluation
15.	Meghnaghat 450 MW 3 rd Phase CCPP	-	-	IPP	2009	Cadogan Manning Group (Unsolicited)
16.	Kaptai Power Plant Extension 2 X 50 MW (6 th & 7 th Unit)	41.60	63.72	Kuwait Fund (proposed)	2010	
17.	Sikalbaha 450 MW CCPP	121.03	143.61		2010	Funding is yet to be lined up
18.	Meghnaghat 450 MW 4 th Phase	-	-	IPP	2011	
19.	Sirajganj 450 MW 2 nd Phase	-	-	IPP	2012	
20.	Bheramara 450 MW CCPP(Including evacuation facilities)	132.82	158.24		2012	
21.	10-30 MW Small Power Plant (395 MW)	-	-	IPP	2007	PQ Evaluated
22.	Barge/Trailor /Skid Mounted Rental basis Power Plant (360 MW)	-	-	IPP	2006	Tender Dropping going on
23.	Sirajganj 150 MW Gas Turbine	28.41	63.68	ADB	2010	
24.	Rehabilitation of power stations (Phase-3)	15	135	Expected from WB	2008-10	
25.	500 MW Coal based Power Plant (TATA)	-	-	IPP	2011	Negotiation going on
26.	Ashuganj 450 MW CC Power Plnat	107.57	263.36	JBIC Buyers Credit (proposed)	2010	
27.	Expansion of Barapukuria Power Plant (125 MW) Unit III	40.92	99.55	GOB / Suppliers Credit	2011-12	Under Discussion
28.	Rehabilitation of 50 MW Kaptai Hydro Power Plant (Unit III)	9.40	18.12	Italy	2007-08	Under Discussion

A. Transmission

Sl. No	Projects Name	Project Cost (ml US\$)		Source of Fin	Year of Completion
		Local	Foreign		
1.	National Load Despatch Center	37.88	54.35	ADB	2008
2.	Construction and Extension of Grid Substations including Transmission Line Facilities (Phase-1)	36.37	57.29	ADB and JBIC	2009
3.	Shunt Compensation at Grid Substations by Capacitor Banks	6.53	11.76	Expected from ADB	2008
4.	Meghnaghat-Aminbazar 400 kV Transmission Line	17.39	22.86	Expected from ADB	2009
5.	Three Transmission Line	22.40	28.21	Expected from ADB	2009
6.	Aminbazar-Old Airport 230 kV Transmission Line and Associated Substations	52.99	70.26	Expected from ADB	2009
7.	Siddhirganj-Maniknagar 230 kV Transmission Line	28.63	35.0		2009
8.	Bhola-Barishal 132 kV Transmission Line	13.51	16.89	Kuwait Fund (proposed)	2009
9.	Aminbazar-Savar Kabirpur 132 kV Transmission Line	5.00	7.00		2008
10.	Sylhet- Shahjibazar - Brahmanbaria 230 kV Transmission Line with associated substation	26.50	40.0		2009
11.	Raojan-Madunaghat-Shikalbaha 230 kV Transmission Line	23.47	31.11		2010

Sl. No	Projects Name	Project Cost (ml US\$)		Source of Fin	Year of Completion
		Local	Foreign		
12.	Construction of 132/33 kV Substation at Cantonment and Associated U/G Cable Line	9.00	14.00		2010
13.	Construction of 230/132 kV Substation at Shyampur, Bheramara and Sripur	22.00	30.00		2010
14.	Chandraghona-Rangamati-Khagrachari 132 kV Transmission Line	10.00	13.20		2010
15.	Enhancement of Capacity of Grid Substations and Transmission Line (Phase-I)	65.00	90.00		2012

C. Distribution

(i) BPDB

Sl. No.	Project Name	Project Cost (ml US\$)		Source of Fin	Year of Completion
		Local	Foreign		
1.	Renovation, Rehabilitation & Extension of 33/11 KV Sub-station	19.63	40.05		2009
2.	6 Town Power Distribution Project (Mymensing area)	31.44	24.80	EDCF, Korea	2010
3.	South Zone Power Distribution Project (12 Town Power Distribution Project)	590.30	100.61	Expected from WB	2012
4.	Pre-paid Metering project(phase-1)	23.54	51.60	GOB	2008
5.	Emergency rehabilitation & expansion of urban area power distribution system.	99.29	--	GOB	2008
6.	Installation of Capacitor Bank at 11 KV level.	6.98	--	GOB	2007
7.	Electrification of Chittagong Hill tract area ph-3(Rev.)	6.94	--	GOB	2009
8.	Electrification of Chittagong Hill tract project (Kaptai-Bilaichhari) (Revised.)	1.89	--	GOB	2009
9.	Electrification works of Chittagong Hill Tracts	44.43	--	GOB	2009

(ii) DESA

Sl. No. No..	Projects Name	Project Cost (ml US\$)		Source of Finance	Year of Completion
		Local	Foreign		
1.	Emergency Rehabilitation and Augmentation of 33/11 kV Sub-station Project	8.568	7.010	Expected from ADB	2009
2.	New SS to meet existing and new demand including two 132/33 kV SS, five 33/11 kV SS and 132 and 33 kV O/H lines and U/G cables	26.8	33.1	Expected from ADB	2010
3.	Upgrade transformers at Shyampur, Maghbazar and Maniknagar 132/33 kV SS to 50/75 MVA	2.2	3.0	Expected from ADB	2008
4.	Upgradation of Shyampur BSCIC 11 kV Switching Station to a regular 33/11 kV Sub-station	1.019	1.085	Expected from ADB	2008
5.	Extension and Rehabilitation of Distribution Network of DESA	8.516	9.226	Expected from ADB	2008
6.	Procurement of Spare parts & Testing Equipments for Sub-Transmission and Distribution system of DESA	4.356	3.530	Expected from ADB	2008
7.	Construction of 132/33 kV & 33/11 kV Substation at Adamjee Industrial Park Project	6.210	8.900		2008
8.	Construction of 132/33 kV Switching Station at Siddhirganj Project	0.960	1.174		2007

(iii) DESCO

No.	Projects Name	Project Cost (ml US\$)		Source of Finance	Year of Completion
		Local	Foreign		
1.	Gulshan distribution system upgrade: 4 new 33/11 kV SS at Badda, Basundhara, DOHS Mahakhali and Zia Int Airport, rehab of 3 existing 33/11 kV SS at Kafrul, Uttara and ADA; 33 & 11 kV underground cables, 11 kV switchgears, 11 & 0.4 kV aerial conductors & O/H lines, 11/0.4 kV distribution transformers, voltage regulators etc.	21.8	42.0	Expected from ADB	2009
2.	Mirpur distribution system upgrade: 2 new 33/11 kV SS at Baunia and Mirpur, rehab of existing Mirpur 33/11 kV SS; 33 & 11 kV underground cables, 11 kV switchgears, 11 & 0.4 kV aerial conductors & O/H lines, 11/0.4 kV distribution transformers, voltage regulators etc.	15.1	30.7	Expected from ADB	2008
3.	Planning & Upgrading of Power Feeding and Distribution System	27.21	39.48		2010
4.	Planning & Renovation of Distribution Network, Phase-I	6.76	14.57		2011

(iv) WZPDCO

No.	Projects Name	Project Cost (ml US\$)		Source of Fin	Year of Completion
		Local	Foreign		
1.	Procurement and Installation of Electrical Equipment and Spares for the Distribution System Development Project	23.88	43.12		2009

(v) REB

No.	Projects Name	Project Cost (ml US\$)		Source of Finance	Year of Completion
		Local	Foreign		
1.	Diffusion of Renewable Energy Technologies, 2 nd Phase	1.17	4.86		2007
2.	Construction of 33 kV Lines for PBS Substations	41.42	3.32		2007
3.	Area Coverage Rural Electrification, Phase-VC	97.44	40.79		2008
4.	Ten Lakh New Consumers Connections under Existing Distribution System	41.49	14.72	DFID	2010
5.	Intensification & Expansion of Distribution System of 13 PBS	184.58	58.29		2010
6.	Intensification & Expansion of Distribution System of 45 PBS	204.27	144.29		2010
7.	Rural Electrification of Chittagong Hill Tracts Districts	6.24	4.62		2010
8.	Diffusion of Renewable Energy Technologies, 3 rd Phase	31.28	36.00		2010

Status of Renewable Energy in Bangladesh

নবায়ন যোগ্য জ্বালানী সম্পদ উন্নয়নে আমাদের পার্শ্ববর্তী দেশ ভারত, চীন, নেপাল, শ্রীলংকাসহ উন্নয়নশীল ও উন্নত দেশে ব্যাপক কার্যক্রম গ্রহণ করা হলেও বাংলাদেশে নবায়নযোগ্য জ্বালানী সহ Sustainable Energy খাতে উল্লেখযোগ্য অগ্রগতি সাধিত হয়নি। এ পর্যন্ত প্রায় ৮০,০০০ Solar Home System (SHS) যা প্রায় ৪ মেগাওয়াটের সমমানের, তা স্থাপন সহ অতি সম্প্রতি বায়ু চালিত টারবাইনের মাধ্যমে ১.৯ মেগাওয়াট বিদ্যুৎ উৎপাদন কেন্দ্র স্থাপন করা হয়েছে এবং বিচ্ছিন্ন ভাবে ৪০,০০০ বায়োমাস প্ল্যান্ট স্থাপন করা হয়েছে। বাংলাদেশে নবায়নযোগ্য জ্বালানী হতে বিদ্যুৎ উৎপাদনের বর্তমান অবস্থা এবং Future Prospect নিম্নে দেয়া হলো :-

Resources	Present Status (MW)	Future Prospect (2020) (MW)
Solar	4.00 (80,000 SHS)	300
Wind	2.00	1000
Bio-mas/Hydro	1.00	600
Co-generation	25.00	300

[⇒ Show details](#)

Renewable Energy কার্যক্রম বাস্তবায়নের জন্য Sustainable Energy Development Agency (SEDA) নামে Trust গঠনের জন্য গৃহীত পদক্ষেপসমূহ

সরকার বিদ্যুৎখাতে বিরাজমান বিদ্যুৎ সংকটের স্থায়ী সমাধানের লক্ষ্যে নবায়নযোগ্য জ্বালানী হতে বিদ্যুৎ উৎপাদন এবং বিদ্যুতের দক্ষ ব্যবহার নিশ্চিত করনের পদক্ষেপ হিসাবে এ সংক্রান্ত যাবতীয় কার্যক্রম বিদ্যুৎ বিভাগের আওতাধীন একটি পৃথক প্রতিষ্ঠানের মাধ্যমে বাস্তবায়নের নিমিত্ত SEDA নামে একটি পৃথক প্রতিষ্ঠান সৃষ্টির প্রয়োজনীয়তা উপলব্ধি করে Sustainable Energy Development Agency (SEDA) নামে “Trust” গঠনের উদ্যোগ গ্রহণ করেছে। নবায়নযোগ্য জ্বালানী সম্পদ উন্নয়ন কার্যক্রম দ্রুত সম্প্রসারণ, এ প্রযুক্তি ব্যবহারে জনগণকে উৎসাহিতকরণ, বেসরকারী বিনিয়োগ আকৃষ্টকরণসহ এ খাতে অর্থায়নে দাতা সংস্থার নির্ভরশীলতা বৃদ্ধির জন্য পলিসি অনুমোদনসহ জরুরী ভিত্তিতে SEDA নামে প্রস্তাবিত “Trust” গঠনের জন্য SEU কর্তৃক UNDP এর সহায়তায় খসড়া “Deed of Trust” প্রণয়ন পূর্বক তা অনুমোদনের জন্য বিদ্যুৎ বিভাগে প্রেরণ করা হয়েছে, যা বিদ্যুৎ বিভাগ হতে ভেটিং এর জন্য আইন মন্ত্রণালয়ে প্রেরণ করা হয়েছে। ট্রাস্ট গঠনের উদ্দেশ্য নিম্নে দেয়া হলো :

- জ্বালানী সাশ্রয়সহ নবায়নযোগ্য জ্বালানী টেকনোলোজি জনপ্রিয় ও উৎসাহিতকরণ;
- পরিবেশ দূষণ নিয়ন্ত্রনকরণ এবং নবায়নযোগ্য জ্বালানী বাণিজ্যিকভাবে সয়স্তর বিকল্প জ্বালানী শিল্প হিসাবে উন্নয়ন;
- জ্বালানী সাশ্রয়ী কার্যক্রম ও নবায়নযোগ্য জ্বালানী কার্যক্রমের জন্য Capacity Buildup করা এবং নবায়নযোগ্য জ্বালানী উন্নয়ন ও সম্প্রসারণ কার্যক্রম উৎসাহিত (Promote) করণ;
- Millinium Development Goal (MDG), Poverty Reduction Strategy Paper (PRSP) এর উদ্দেশ্যে বাস্তবায়নের লক্ষ্যে জ্বালানী খাতকে উৎপাদন খাতের সাথে সম্পৃক্ত করা এবং সারা দেশে সমন্বিত ভাবে Sustainable Energy কার্যক্রম বাস্তবায়ন, সমন্বয়, তদারকিকরণ;
- এ খাতে স্বল্প, মধ্য এবং দীর্ঘ মেয়াদী Policy এবং Program প্রণয়ন ও বাস্তবায়ন এবং Sustainable Energy কার্যক্রম সম্পর্কিত বিভিন্ন তথ্যের জন্য কেন্দ্রীয় ভাবে একটি ডাটাবেজ গঠন;
- Sustainable Energy খাতের Technical know how/HRD বিষয়ে দক্ষতা বৃদ্ধি এবং Sustainable Energy ব্যবহারে যন্ত্রপাতি Standarised করণ;
- Sustainable Energy প্রকল্প সনাক্তকরণ, বাস্তবায়ন ও মূল্যায়ন এবং বাস্তবসম্মত R & D কার্যক্রম পরিচালনাকরণ;
- Sustainable Energy খাতে সরকারী ও বেসরকারী বিনিয়োগ আকৃষ্টকরণ এবং উদ্যোক্তা এবং জাতীয় ও আন্তর্জাতিক দাতা সংস্থাদের মধ্যে সমন্বয় সাধন;
- বিশেষজ্ঞ/ উপদেষ্টা নিশ্চিতকরণ ইত্যাদি।
- সংস্থাসমূহের দক্ষতা বৃদ্ধি, লস হ্রাসকরণ, দক্ষ যন্ত্রপাতি ও গ্রাহক প্রাল্লেখ দক্ষ appliance ব্যবহার করে লস হ্রাসকরণ।

বিদ্যুৎ খাতের বিরাজমান সংকটের স্থায়ী সমাধানের লক্ষ্যে SEDA এর মাধ্যমে নবায়নযোগ্য জ্বালানী হতে বিদ্যুৎ উৎপাদন এবং বিদ্যুতের দক্ষ ব্যবহার নিশ্চিতকরণ অপরিহার্য হয়ে দাঁড়িয়েছে। নবায়নযোগ্য জ্বালানী সম্পদ উন্নয়ন কার্যক্রম দ্রুত সম্প্রসারণ, জনগণকে উৎসাহিতকরণ, বেসরকারী বিনিয়োগ আকৃষ্টকরণ, জ্বালানী নিরাপত্তা বৃদ্ধির লক্ষ্যে বাংলাদেশে নবায়নযোগ্য জ্বালানী সম্পদের উন্নয়নে মাননীয় প্রধানমন্ত্রী SEDA গঠন ত্বরান্বিত করার জন্য পদক্ষেপ নিতে নির্দেশ দিয়েছেন। ইতোমধ্যেই SEDA গঠনের জন্য নীতিগত অনুমোদন প্রদান করেছেন এবং Power Cell এর মহাপরিচালককে SEDA এর অতিরিক্ত দায়িত্ব প্রদান পূর্বক দিক নির্দেশনা বাস্তবায়নের লক্ষ্যে SEDA নামে Trust গঠনের পদক্ষেপসহ জরুরী ভিত্তিতে এর কার্যক্রম শুরু করা হয়েছে।