

中国电力行业分析报告

(2006年1季度)

出版日期：2006年05月

WWW.CEI.GOV.CN

编写说明

2006年一季度，全国电力供需形势继续缓解，电力供需特点主要表现为区域性、时段性缺电。由于用电需求增势减缓、发电能力增加较多、主要水库蓄水情况较好等多种因素共同影响，电力供需形势比去年同期明显缓和，缺电范围明显减少，缺电程度也明显减轻，拉限电条数同比大幅下降。1月份全国共有9个省级电网拉路限电，2月份拉限电范围缩小5个省级电网，3月份拉路限电范围进一步缩小到2个省级电网。

春节期间，华北、华中、西北部分地区受恶劣天气影响，输电线路发生闪雾、舞动和覆冰跳闸，有关电网企业立即启动应急预案，由于措施得当，供电未受影响，全国基本未发生拉限电情况，保障了春节期间的安全、可靠供电。一季度尖峰负荷最大电力缺口不超过1000万千瓦。

1—3月，全国新投产机组1198.89万千瓦。其中水电71.11万千瓦，占5.93%；火电1125.20万千瓦，占93.85%。全国发电量6068.26亿千瓦时，同比增长11.10%。其中，水电发电量642.26亿千瓦时，同比增长15.7%；火电发电量5269.63亿千瓦时，同比增长10.80%，比上年同期回落了1.4个百分点；核电发电量125.66亿千瓦时，同比减少3.1%。

1—3月，电力、热力的生产和供应业工业总产值达到了4323.05亿元，同比增长19.94%，比上季度的23.53%有所下降。其中，电力生产业完成工业总产值1735.05亿元，同比增长17.65%；电力供应业完成工业总产值2451.35亿元，同比增长21.2%；热力生产和供应业完成工业总产值136.64亿元，同比增长27.63%。

目 录

I	2006年1季度电力行业运行情况.....	1
	一、生产情况	1
	二、销售情况	3
	三、企业效益情况	4
	四、偿债能力分析	6
	五、投资情况	7
II	2006年1季度电力行业供求分析.....	7
	一、电力供给	8
	(一) 发电装机稳步增长, 供应能力增强	8
	(二) 发电量保持快速增长, 但增速有所回落	8
	(三) 发电设备利用小时数继续下降	9
	(四) 电煤供应基本正常, 但价格压力大	9
	(五) 主要电网发电情况	9
	(六) 分省发电量	12
	二、电力输送	13
	三、电力需求	13
	(一) 需求总体情况	13
	(二) 分行业用电	14
	(三) 分地区用电	14
	(四) 用电最高负荷	15
III	2006年1季度火电和水电生产情况.....	17
	一、火力发电	17
	二、水力发电	19

IV 2006年2季度全国电力供需形势预测..... 22

V 电价走势分析..... 23

图表目录

图表 1 2006年1-3月现价电力工业总产值增长情况 (1) 1

图表 2 电力行业工业总产值增长速度 (%) 2

图表 3 2006年1-3月现价电力工业总产值增长情况 (2) 2

图表 4 电力生产业工业总产值增长速度 (%) 3

图表 5 2006年1-3月销售收入增长情况 (1) 3

图表 6 2006年1-3月销售收入增长情况 (2) 4

图表 7 2006年1-3月电力行业利润总额情况 5

图表 8 2006年1-3月电力行业销售成本情况 5

图表 9 2006年1-3月电力行业销售收入和成本增长情况 6

图表 10 2006年1-3月电力行业成本费用利润率 6

图表 11 2006年1-3月电力行业资产负债率 7

图表 12 2006年1-3月电力行业固定资产投资情况 7

图表 13 2006年1-3月电力生产情况 8

图表 14 2006年1-3月全国主要电网当月发电量 9

图表 15 2006年1-3月全国主要电网当月最高发电负荷 10

图表 16 2006年1-3月分省发电量 12

图表 17 2006年1-3月全社会用电情况 14

图表 18 2006年1-3月全国主要电网当月最高用电负荷 16

图表 19 2006年1-3月分地区火力发电量 17

图表 20 2006年1-3月火力发电分省构成 19

图表 21 2006年1-3月分省水力发电量 19

图表 22 2006年1-3月水力发电分省结构 20

图表 23 2006年1-3月全国主要电网当月水电发电量 21

本报告图表如未标明资料来源，均来源于“中经网统计数据库”

I 2006年1季度电力行业运行情况

一、生产情况

国家标准行业分类中，电力行业是指电力、热力的生产和供应业。包括电力生产、电力供应、热力生产和供应三个子行业。

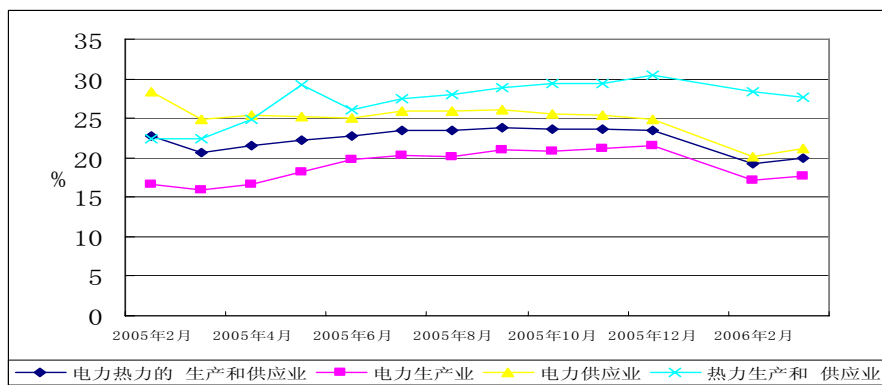
2006年全国电力生产和消费保持快速增长势头，全国电力供需紧张形势有所缓解。1—3月，电力、热力的生产和供应业工业总产值达到了4323.05亿元，同比增长19.94%，比上季度的23.53%有所下降。其中，电力生产业完成工业总产值1735.05亿元，同比增长17.65%；电力供应业完成工业总产值2451.35亿元，同比增长21.2%；热力生产和供应业完成工业总产值136.64亿元，同比增长27.63%。2006年1季度，电力行业所有子行业的工业总产值增长速度都比上季度有所下降。

图表 1 2006年1—3月现价电力工业总产值增长情况（1）

单位：亿元，%

	电力、热力的生产和供应业		电力生产业		电力供应业		热力生产和供应业	
	总值	同比	总值	同比	总值	同比	总值	同比
2005.1—03	3455.46	20.69	1499.57	15.87	1854.67	24.79	101.22	22.47
2005.1—04	4676.82	21.45	2018.82	16.62	2538.26	25.41	119.74	24.86
2005.1—05	5962.21	22.2	2567.75	18.26	3260.82	25.2	133.63	29.24
2005.1—06	7407.86	22.76	3147.03	19.74	4117.42	25.05	143.42	26.1
2005.1—07	8839.59	23.5	3757.34	20.33	4929.15	25.91	153.09	27.54
2005.1—08	10270.22	23.41	4353.45	20.14	5752.53	25.88	164.24	28.02
2005.1—09	11704.95	23.88	4957.00	20.97	6572.05	26.04	175.90	28.84
2005.1—10	13092.05	23.58	5525.35	20.85	7374.33	25.57	192.37	29.37
2005.1—11	14459.84	23.58	6118.77	21.1	8111.68	25.36	229.39	29.37
2005.1—12	15931.79	23.53	6607.38	21.55	9041.26	24.8	283.16	30.44
2006.1—02	2792.30	19.23	1116.99	17.23	1582.87	20.18	92.44	28.37
2006.1—03	4323.05	19.94	1735.05	17.65	2451.35	21.2	136.64	27.63

图表 2 电力行业工业总产值增长速度 (%)



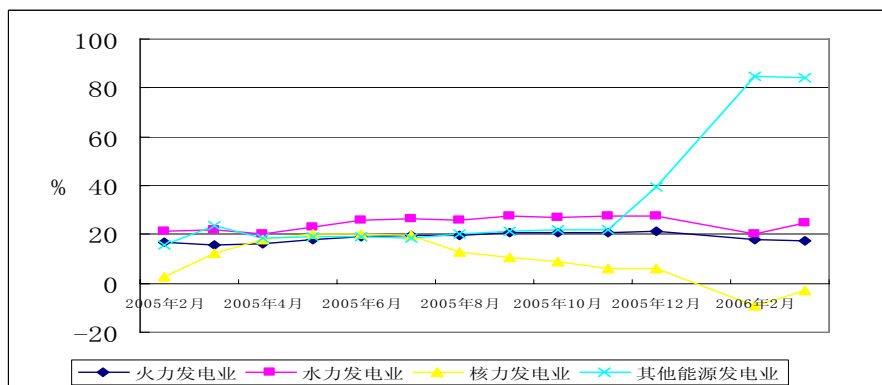
火力发电业在电力生产中仍然占据着主要地位。2006年1-3月火力发电业工业总产值达到了1523.71亿元，占电力生产工业总产值的87.82%。从增长速度来看，其他能源发电业在电力生产各子行业中最高，达到84.12%。除了核力发电业，电力生产其他子行业的总产值增速均高于上年同期水平。

图表 3 2006年1-3月现价电力工业总产值增长情况 (2)

单位：亿元，%

	火力发电业		水力发电业		核力发电业		其他能源发电业	
	总值	同比	总值	同比	总值	同比	总值	同比
2005.1-03	1316.25	15.47	126.34	21.64	52.21	12.07	4.77	23.34
2005.1-04	1753.79	16.21	186.58	20.22	71.46	17.68	6.99	18.46
2005.1-05	2207.49	17.66	261.41	22.9	89.97	20.1	8.88	19.24
2005.1-06	2676.77	18.97	351.28	25.81	108.20	20.15	10.77	19.17
2005.1-07	3182.48	19.59	434.02	26.27	128.38	19.79	12.47	18.32
2005.1-08	3674.21	19.66	515.43	26.09	149.45	12.93	14.36	20.17
2005.1-09	4166.76	20.54	605.14	27.49	168.78	10.38	16.33	21.05
2005.1-10	4644.87	20.53	676.44	27.05	185.36	8.62	18.68	21.86
2005.1-11	5151.32	20.89	746.65	27.46	199.40	5.81	21.40	22.02
2005.1-12	5546.43	21.33	819.31	27.51	214.32	5.95	27.32	39.29
2006.1-02	984.35	17.86	95.11	19.92	32.36	-9	5.17	84.95
2006.1-03	1523.71	17.54	153.72	24.64	48.70	-3.15	8.92	84.12

图表 4 电力生产业工业总产值增长速度 (%)



二、销售情况

2006年1-3月,电力行业共实现产品销售收入4564.70亿元,同比增长18.8%。其中,电力生产业、电力供应业和热力生产供应分别实现销售收入1684.93亿元、2758.10亿元和121.67亿元,分别比上年同期增长17.15%、19.57%和24.71%。

图表 5 2006年1-3月销售收入增长情况(1)

单位: 亿元, %

	电力、热力的生产和供应业		电力生产业		电力供应业		热力生产和供应业	
	总值	同比	总值	同比	总值	同比	总值	同比
2005.1-03	3744.92	18.15	1489.21	15.44	2166.78	19.79	88.93	25.49
2005.1-04	5139.36	17.99	1990.40	14.01	3039.38	20.46	109.58	26.24
2005.1-05	6511.23	19.92	2546.95	16.58	3842.35	21.99	121.92	28.12
2005.1-06	7986.90	20.48	3122.99	17.21	4726.27	22.49	137.65	19.41
2005.1-07	9509.34	22.13	3732.85	19.68	5625.59	23.63	150.90	28.94
2005.1-08	11093.65	22.37	4324.76	19.63	6608.44	24.12	160.46	26.52
2005.1-09	12609.42	22.07	4917.38	20.44	7516.84	23.09	175.21	25.7
2005.1-10	17613.61	21.51	5487.99	20.36	8445.25	22.29	197.41	23.6
2005.1-11	15652.22	21.75	6077.30	19.92	9333.87	22.82	241.05	27.73
2005.1-12	17613.61	21.51	6833.17	19.27	10477.14	22.76	303.31	30.47
2006.1-02	2981.39	17.21	1128.37	17.11	1773.43	16.98	79.59	23.97
2006.1-03	4564.70	18.8	1684.93	17.15	2758.10	19.57	121.67	24.71

2006年1-3月,除了核力发电业的销售收入比去年同期有所下降7.42%外,其他子行业——火力发电、水力发电和其他能源发电业分别实现销售收入1483.20亿元、144.64亿元和8.41亿元,分别比上年同期增长17.31%、23.97%和83.81%。

图表 6 2006年1-3月销售收入增长情况(2)

单位:亿元, %

	火力发电业		水力发电业		核力发电业		其他能源发电业	
	总值	同比	总值	同比	总值	同比	总值	同比
2005.1-03	1305.42	14.75	126.77	22.81	52.59	14.93	4.43	30
2005.1-04	1730.54	13.35	184.31	19.59	69.07	14.88	6.49	34.4
2005.1-05	2191.24	15.82	259.97	22.41	87.34	17.38	8.40	39.38
2005.1-06	2662.23	16.08	345.89	25.76	105.043	18.85	9.82	30.3
2005.1-07	3176.00	19.07	420.84	24.96	124.43	17.91	11.58	24.29
2005.1-08	3665.38	19.03	501.83	25.71	144.51	15.08	13.03	19.87
2005.1-09	4156.05	20.06	584.86	26.1	161.47	11.14	14.99	23.58
2005.1-10	4640.35	19.98	653.80	25.8	176.74	11.63	17.09	21.86
2005.1-11	5146.87	19.72	721.85	26.04	189.08	5.24	19.50	20.45
2005.1-12	5809.49	18.98	792.49	25.22	205.11	5.08	26.08	40.72
2006.1-02	999.85	17.99	91.53	18.26	32.35	-9.03	4.63	48.31
2006.1-03	1483.20	17.31	144.64	23.97	48.69	-7.42	8.41	83.81

三、企业效益情况

2006年1-3月,电力行业共实现利润198.85亿元,其中电力生产业实现利润139.78亿元;电力供应业实现利润70.69亿元;热力生产供应业依然处于亏损状态。在电力生产业内部,火力发电业实现利润112.17亿元,比上年同期增加44.74亿元;水力发电业实现利润10.29亿元,比上年同期增长8.80亿元;核力发电业实现利润16.72亿元,同比增长1.04亿元;其他能源发电业0.60亿元。

图表 7 2006 年 1—3 月电力行业利润总额情况

单位：亿元

	2005. 1—3		2006. 1—3	
	总值	同比增减额	总值	同比增减额
电力、热力的生产和供应业	129.48	-56.90	198.85	69.10
电力生产业	80.84	-86.19	139.78	54.62
火力发电业	64.01	-90.14	112.17	44.74
水力发电业	0.66	1.97	10.29	8.80
核力发电业	15.68	1.80	16.72	1.04
其他能源发电业	0.48	0.17	0.60	0.05
电力供应业	57.57	33.10	70.69	16.52
热力生产和供应业	-8.93	-3.80	-11.62	-2.04

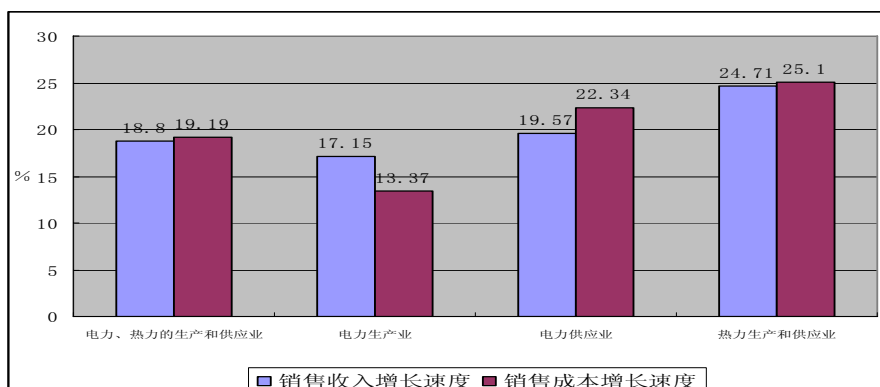
2006 年 1—3 月，在行业销售收入增长 18.8%的情况下，销售成本却增长了 19.19%。其中，电力生产的成本增长 13.37%，低于同期销售收入增长速度 17.15%。除了电力生产业，其他子行业的销售收入增长速度都低于销售成本增长速度。

图表 8 2006 年 1—3 月电力行业销售成本情况

单位：亿元，%

	2005. 1—3		2006. 1—3	
	总值	同比	总值	同比
电力、热力的生产和供应业	3367.50	21.90	4014.29	19.19
电力生产业	1261.16	28.40	1378.02	13.37
火力发电业	1143.25	29.44	1252.97	13.38
水力发电业	87.69	19.78	93.33	16.05
核力发电业	26.85	16.49	25.03	-6.76
其他能源发电业	3.37	23.63	6.68	110.62
电力供应业	2018.14	18.15	2514.50	22.34
热力生产和供应业	88.20	22.23	121.77	25.10

图表 9 2006 年 1—3 月电力行业销售收入和成本增长情况



图表 10 2006 年 1—3 月电力行业成本费用利润率

单位：%

	2005. 1—3	2006. 1—3	增幅
电力、热力的生产和供应业	3.6	4.64	1.04
电力生产业	5.77	9.07	3.3
火力发电业	5.19	8.23	3.04
水力发电业	0.53	7.61	7.08
核力发电业	40.71	48.55	7.84
其他能源发电业	12.25	7.52	-4.73
电力供应业	2.74	2.71	-0.03
热力生产和供应业	-9.13	-8.65	0.48

四、偿债能力分析

2006 年 1—3 月，电力行业的资产负债率为 56.93%，比上年同期提高了 1.47 个百分点。电力生产业的资产负债率比上年同期提高了 0.2 个百分点，其中，火力发电业和其他能源发电业分别比上年同期都有所提高；而水力发电业和核力发电业则有所下降。电力供应业的和热力生产供应业的资产负债率分别比上年同期增长了 2.09 个和 3.52 个百分点。

图表 11 2006 年 1—3 月电力行业资产负债率

单位:%

	2005. 1—3	2006. 1—3	增幅
电力、热力的生产和供应业	55.46	56.93	1.47
电力生产业	64.96	65.16	0.2
火力发电业	65.24	66.44	1.2
水力发电业	62.49	60.99	-1.5
核力发电业	76.31	73.51	-2.8
其他能源发电业	55.76	62.61	6.85
电力供应业	46.21	48.3	2.09
热力生产和供应业	58.93	62.45	3.52

五、投资情况

电力需求继续带动电力投资快速增长,但增速已有明显下降。2006 年 1—3 月电力、热力的生产和供应业完成投资额 994.58 亿元,同比增长 15.8%,明显低于 2005 年全年的 33.7%。

图表 12 2006 年 1—3 月电力行业固定资产投资情况

单位: 亿元, %

行业	投资额		比上年同期	
	2006 年 1—3	2005 年 1—3	增减额	增幅
电力、燃气及水的生产和供应业	1105.88	939.58	166.30	17.7
电力、热力的生产与供应业	994.58	858.88	135.70	15.8
燃气生产与供应业	47.59	26.96	20.63	76.5
水的生产与供应业	63.71	53.67	10.04	18.7

II 2006 年 1 季度电力行业供求分析

2006 年一季度,全国电力供需形势继续缓解,电力供需特点主要表现为区域性、时段性缺电。由于用电需求增势减缓、发电能力增加较多、主要水库蓄水情况较好等多种因素共同影响,电力供需形势比去年同期明显缓和,缺电范围明显减少,缺电程度也明显减轻,拉限电条数同比大幅下降。1 月份全国共有 9 个省级

电网拉路限电，2月份拉限电范围缩小5个省级电网，3月份拉路限电范围进一步缩小到2个省级电网。

春节期间，华北、华中、西北部分地区受恶劣天气影响，输电线路发生闪雾、舞动和覆冰跳闸，有关电网企业立即启动应急预案，由于措施得当，供电未受影响，全国基本未发生拉限电情况，保障了春节期间的安全、可靠供电。一季度尖峰负荷最大电力缺口不超过1000万千瓦。

一、电力供给

（一）发电装机稳步增长，供应能力增强

一季度全国新投产机组1198.89万千瓦。其中水电71.11万千瓦，占5.93%；火电1125.20万千瓦，占93.85%。

（二）发电量保持快速增长，但增速有所回落

一季度，全国发电量6068.26亿千瓦时，同比增长11.10%。其中，水电发电量642.26亿千瓦时，同比增长15.7%；火电发电量5269.63亿千瓦时，同比增长10.80%，比上年同期回落了1.4个百分点；核电发电量125.66亿千瓦时，同比减少3.1%。

图表 13 2006年1—3月电力生产情况

单位：亿千瓦时，%

	累计发电	同比增长
2005.1	1914.89	27.3
2005.1—02	3501.35	12.1
2005.1—03	5449.28	13.0
2005.1—04	7299.53	12.6
2005.1—05	9254.8	13.4
2005.1—06	11286.32	13.2
2005.1—07	13488.04	13.6
2005.1—08	15664.24	13.4
2005.1—09	17739.83	13.4
2005.1—10	19750.86	12.8
2005.1—11	21801.99	12.9
2005.1—12	24145.76	13.3
2006.1—02	4025.4	11.2

	累计发电	同比增长
2006.1-03	6068.26	11.10

(三) 发电设备利用小时数继续下降

一季度,全国发电设备累计平均利用小时为 1251 小时,比去年同期降低 62 小时。其中,水电设备平均利用小时达 602 小时,比去年同期增加 11 小时;火电设备平均利用小时为 1405 小时,比去年同期降低 90 小时,下降幅度较大。

(四) 电煤供应基本正常,但价格压力大

截至 3 月底,直供电网累计供煤 12532 万吨,日均供煤 139.25 万吨,同比减少 0.05 万吨,下降 0.04%;累计耗煤 13000 万吨,日均耗煤 144.44 万吨,同比增加 8.56 万吨,增幅 6.3%;库存 1972 万吨,同比增加 525 万吨,较年初减少 409 万吨,平均库存为 13 天。

近期,电力企业和煤炭企业都本着从大局出发,电煤价格僵局打破。据中电联燃料分会初步统计,截至 3 月底,全国 4.9 亿吨电煤重点合同中的 70~80% 已经签订,共计 3 亿多吨,而最终价格正在汇总之中。

(五) 主要电网发电情况

图表 14 2006 年 1-3 月全国主要电网当月发电量

单位:万千瓦时

地区	电网	3 月	2 月	1 月
全国	全国电网合计	18977391	15910446	17678533
华北	华北电网	4768326	3912779	4345200
	其中:京津唐	1229944	1068403	1192041
	冀南	652806	488700	538989
	山西	861092	712900	802727
	蒙西	560957	498556	567598
	山东	1463527	1144218	1244146
东北	东北电网	1923206	1679757	1867803
	其中:直属	365921	309852	368115
	辽宁	722630	631432	662619
	吉林	325302	275754	306474
	黑龙江	509354	462719	530595
华东	华东电网	4728497	3936604	4252476

地区	电网	3月	2月	1月
	其中：直属	213966	223223	207570
	上海	580913	538558	609181
	江苏	1771012	1508126	1594230
	浙江	869316	641420	703334
	安徽	563176	481708	538704
	福建	730114	543569	599457
华中	华中电网	2984780	2662220	3022963
	其中：河南	999314	862535	967941
	湖北	525769	490489	561888
	江西	280784	256938	291231
	湖南	383572	352160	412459
	四川	576070	517550	592239
	重庆	219271	182547	197205
南方	南方电网	2780377	2216696	2430500
	其中：直属	87702	56246	67748
	广东	1319690	1090595	1158119
	广西	300678	246697	270089
	贵州	635515	459583	542209
	云南	377551	314771	339963
	海南	59241	48806	52374
西北	西北电网	1266933	1116258	1278441
	其中：陕西	396667	354237	414205
	甘肃	377006	338648	410366
	青海	216567	157162	145357
	宁夏	276693	266211	308513
新疆	新疆电网	141418	112569	131440
西藏	西藏电网	9380	7878	8600

图表 15 2006年1—3月全国主要电网当月最高发电负荷

单位：万千瓦，%

地区	电网	3月	2月	1月
全国	全国电网合计	31271	31028	31687
华北	华北电网	7599	7741	7741
	其中：京津唐	2145	2218	2248
	冀南	1105	1003	986
	山西	1326	1340	1310

地区	电网	3月	2月	1月
	蒙西	903	887	905
	山东	2359	2383	2346
东北	东北电网	2995	2970	3107
	其中：直属	698	663	673
	辽宁	1096	1060	1087
	吉林	530	489	516
	黑龙江	853	858	896
华东	华东电网	7809	7842	8184
	其中：直属	528	536	478
	上海	1083	1023	1133
	江苏	3004	3133	3253
	浙江	1425	1303	1429
	安徽	929	919	993
	福建	1230	1117	1122
华中	华中电网	5039	5150	5392
	其中：河南	1596	1652	1661
	湖北	947	1007	1057
	江西	518	538	585
	湖南	658	704	788
	四川	992	1029	1076
	重庆	376	388	392
南方	南方电网	4849	4507	4393
	其中：直属	207	200	197
	广东	2593	2562	2479
	广西	543	543	527
	贵州	1109	919	940
	云南	699	651	630
	海南	118	106	112
西北	西北电网	1949	1985	2018
	其中：陕西	707	750	790
	甘肃	597	609	635
	青海	399	334	307
	宁夏	418	445	452
新疆	新疆电网	254	229	246
西藏	西藏电网	20	19	21

(六) 分省发电量

2006年1-3月,发电总量超过250亿千瓦时的省份有山东省、广东省、江苏省、河南省、浙江省、河北省、山西省、内蒙古自治区和湖北省。上述9个省1-3月累计发电3469.09亿千瓦时,占发电总量的57.17%。从增长速度来看,全国有13个省区的发电量增速超过了全国平均水平。

图表 16 2006年1-3月分省发电量

单位:亿千瓦时,%

地区	累计发电量	占全国发电总量比重	累计发电量同比增长
全国	6068.26	100	11.1
北京市	53.59	0.88	-7.4
天津市	84.2	1.39	-8.3
河北省	329.73	5.43	8.2
山西省	327.72	5.4	12.3
内蒙古	310.76	5.12	32.5
辽宁省	244.25	4.03	11.4
吉林省	100.81	1.66	-2
黑龙江	161.2	2.66	6.2
上海市	174.35	2.87	-9.1
江苏省	487.46	8.03	28.6
浙江省	340.63	5.61	6.3
安徽省	163.27	2.69	10.6
福建省	186.42	3.07	18.3
江西省	90.97	1.5	20.8
山东省	522.58	8.61	12.2
河南省	378.3	6.23	10.1
湖北省	256.13	4.22	8.6
湖南省	152.73	2.52	9.9
广东省	515.78	8.5	3.3
广西区	98.69	1.63	20.1
海南省	19.26	0.32	11.8
重庆市	64.58	1.06	6.2
四川省	208.71	3.44	10.9
贵州省	188.03	3.1	32.9
云南省	126.62	2.07	4.6
西藏区	3.16	0.05	7.5
陕西省	148.1	2.44	4.8

地区	累计发电量	占全国发电总量比重	累计发电量同比增长
甘肃省	119.84	1.97	3.6
青海省	56.6	0.93	19.7
宁夏区	84.64	1.39	14.8
新疆区	69.15	1.14	13.8

二、电力输送

跨区送电量持续增加，区域间电力电量调剂的优势更加突出。一季度，全国跨区域送电量共完成 120.43 亿千瓦时，同比增加 17.77%。对电力形势宽松地区的送电量减少，而对电力相对紧张地区的送电量大幅度增加，很好地体现了全国各大区域间电力电量调度支援的优势，缓解了因资源结构性缺电或季节性缺电造成的部分区域电力供需紧张形势。

区域内西电东送电量大幅增加。在华北电网区域内，京津唐电网从山西、内蒙共受进电量 36.67 亿千瓦时，同比增加 48.59%，同时向电力比较紧张的河北输出电量 4.43 亿千瓦时，同比增加 110.44%，电网调度运行更加频繁和灵活。在南方电网区域内，电力电量输送也主要集中在电力比较紧缺的广东、广西和云南。其中，西电送广东完成 81.11 亿千瓦时，同比增加 135.71%；在广西电力紧张的 1—2 月份，西电送广西完成 9.86 亿千瓦时，同比增加 20%。

进出口电量有所减少。一季度，电力进出口量也有所减少，进出口电量总额 34.11 亿千瓦时，同比减少 10.93%。其中，进口电量 12.64 亿千瓦时，同比减少 12.73%；出口电量 21.47 亿千瓦时，同比减少 9.83%。

三、电力需求

（一）需求总体情况

受国民经济持续快速增长的强劲拉动，一季度全国电力消费继续保持了快速增长的态势，呈现出“十一五”期间电力消费市场继续旺盛的顺利开局。

全社会用电量继续保持快速增长。一季度，全国全社会用电量 6249.87 亿千瓦时，同比增长 11.81%。其中，一、二、三产业和城乡居民生活用电量分别为 147.78、4654.04、672.55 和 775.50 亿千瓦时，同比分别增长 11.00%、11.31%、12.30%和 14.63%。

图表 17 2006 年 1—3 月全社会用电情况

单位：亿千瓦时，%

指标名称	2006 年 1—3 月	同比增长	用电结构
全社会用电总计	6249.87	11.81	100.00
第一产业	147.78	11.00	2.4
第二产业	4654.04	11.31	74.5
第三产业	672.55	12.30	10.8
城乡居民生活用电合计	775.50	14.63	12.4

（二）分行业用电

工业用电仍然是拉动电力增长的最主要动力。一季度，工业用电量为 4594.61 亿千瓦时，增速虽然有所回落，但仍然是拉动电力增长的最主要动力。其中，轻、重工业用电量分别为 901.27 亿千瓦时和 3693.34 亿千瓦时，同比分别增长 9.40% 和 11.79%，重工业用电增长速度继续快于轻工业用电增长速度。与去年同期相比，轻工业用电增速提高 0.83 个百分点，重工业用电增速回落 2.72 个百分点，说明全行业经济结构的调整取得了初步的效果。

尽管国家宏观调控措施对重点用电行业用电的抑制作用已经从去年下半年开始有一定的显现，使得重点用电行业用电同比增长率较去年同期有了明显的回落，但是仍处于较高的水平上。一季度，化工、建材、黑色、有色四个重点用电行业用电增长率分别为 14.45%、15.75%、12.47% 和 23.10%，对工业用电增长的贡献率分别为 14.60%、9.37%、15.47% 和 16.86%，四大行业用电增长对工业用电增长的总贡献率达到 56.30%。

（三）分地区用电

各地区用电增长的结构差别较大，各行业用电增长对本地区用电增长的贡献率不同。从各地区的用电量增长情况看，各地区用电增长表现出很大的不均衡性，用电量同比增长超过全国平均水平（11.81%）的省份依次为：贵州（32.71%）、内蒙古（26.23%）、四川（21.89%）、青海（16.81%）、海南（15.63%）、江苏（15.60%）、浙江（15.10%）、江西（15.07%）、山东（14.94%）、福建（14.42%）、新疆（12.50%）、河北（12.34%）。尤其是贵州省，全社会用电量增长率从 2005 年一季度的 2.52% 提高到今年一季度的 32.71%，增长迅猛。用电量同比增长较慢的地区有吉林（0.09%）、黑龙江（4.75%）、云南（4.82%）、陕西（5.26%）。

在“十一五”开局的第一个季度，各省呈现了一些新的用电增长因素，与当地的经济增长结构关系密不可分，但工业用电增长对全社会用电增长的贡献率和影响仍然最大。除四川外，其它省份的贡献率基本都在 80% 以上的水平上，说明我国各地区仍然处于工业化的初期、中期阶段，在当前和今后相当长一段时间内仍将是全社会用电增长的最主要因素，也是“十一五”期间电力需求继续保持较高增长率的有力支撑。

在全社会用电量增长率比较高的省份中，贵州、内蒙、青海的情况比较相似，工业是拉动全社会用电量高速增长的特征比较突出（其中贵州增幅为 40.45%），其它部分行业用电增长率虽然也很高，但是由于基数比较小，对全社会用电增长的贡献不大；四川省各行业用电增长率都比较高（其中信息传输业、建筑业更为突出些，增幅分别是 53.23% 和 27%），说明该省经济的发展比较均衡；浙江省和江苏省的工业、城乡居民生活用电增长贡献率相对其它行业比较高，也比较好的反映了这两省的经济发展和人民生活水平的提高。

在全社会用电量增长率比较低的省份中，吉林省除信息传输、计算机服务和软件业、城乡居民生活用电增长率相对比较高，对全社会用电增长的贡献较大外，其它行业对全社会用电增长的贡献较小，有的（特别是工业、建筑业）甚至是负贡献率，说明该省的重大建设项目少，经济急需恢复和加快发展；黑龙江是仅有的工业用电增长对全社会用电增长的贡献率很低的省份，仅为 22.65%，相反，城乡居民生活用电的贡献率却高达 53.78%；云南省的信息传输和商业虽然增速高达 120.07% 和 46.77%，但是由于基数比较小，对全社会用电增长的贡献率不大，工业的贡献率仍然高达 89.67%；陕西省的农业、建筑业和信息传输业的用电量增长率比较高，分别达到 16.44%、23.53% 和 23.53%，而农业、工业、城乡居民生活的贡献率最高，分别为 17.53%、47.13%、16.86%。

（四）用电最高负荷

各区域最高用电负荷同比增长较快，最高用电负荷增长率高于全社会用电量增长率。一季度，全国主要电网统调最高用电负荷合计为 31734 万千瓦，同比增长 16.70%；统调用电量为 5281.81 亿千瓦时，同比增长 12.60%。全国统调最高用电负荷增长率和统调用电量增长率延续了 2005 年的特点，全国主要电网统调最高用电负荷合计增长率比统调用电量增长率高 4.1%。这是全国装机增长速度超过电力需求增长速度的必然结果，是全国总体电力供需形势得到缓解、相当一部分在缺电时期被抑止的负荷需求释放出来的阶段性表现，在这部分负荷需求完全释放后，统调用电负荷增长率必然会恢复到略高于或基本等于统调用电量增长率的水平上。

各区域的统调最高用电负荷增长率和统调用电量增长率表现出不同的特性和特点，也反映了不同区域的供需形势的变化。华北和华东电网统调最高用电负荷增长率比统调用电量增长率分别高 5.41 和 8.64 个百分点，这两个区域的供需形势明显得到缓解；华中电网的统调最高用电负荷增长率比统调用电量增长率也高 7.08 个百分点；东北、西北区域统调最高用电负荷增长率和统调用电量增长率都较低，这与当地的经济的发展情况也是相一致的。南方电网区域在统调最高用电负荷增长率和统调用电量增长率都保持高增长的同时，统调最高用电负荷增长率比统调用电量增长率低 5.53 个百分点，供电能力仍然不能完全满足电力需求，是供需

2016 年 1—3 月全国主要电网当月最高用电负荷

单位：万千瓦，%

地区	电网名称	1 月	2 月	3 月
全国	全国电网合计	31449	31569	31734
华北	华北电网	7734	7764	7764
	其中：京津唐	2473	2473	2473
	冀南	1140	1151	1279
	山西	1146	1185	1185
	蒙西	793	793	793
	山东	2353	2392	2392
东北	东北电网	3080	3080	3080
	其中：直属	210	210	210
	辽宁	1560	1560	1560
	吉林	591	591	591
	黑龙江	861	861	861
	华东电网	8297	8297	8297
	其中：直属	-	-	-
	上海	1484	1484	1484
	江苏	2920	2920	2920
	浙江	2039	2039	2039

地区	电网名称	1月	2月	3月
	四川	1086	1086	1086
	重庆	497	497	497
南方	南方电网	4594	4684	4849
	其中：直属	-	-	-
	广东	2780	2876	3004
	广西	633	633	633
	贵州	718	718	718
	云南	556	576	606
	海南	112	112	118
西北	西北电网	1972	1972	1972
	其中：陕西	712	712	712
	甘肃	585	586	587
	青海	268	270	279
	宁夏	438	438	438
新疆	新疆电网	224	224	224
西藏	西藏电网	21	21	21

III 2006年1季度火电和水电生产情况

一、火力发电

2006年1—3月，全国火力发电量累计达到5269.63亿千瓦时，比上年同期增长10.8%。分地区来看，山东、江苏、广东、河南、河北、山西、内蒙古的火力发电量均超过300亿千瓦时，这些地区的火力发电总量达到2736.46亿千瓦时，占全国火力发电量的51.93%。从增速来看，全国共有13个地区的增速超过全国平均增速，其中增长最快的是内蒙古，达到31.94%。

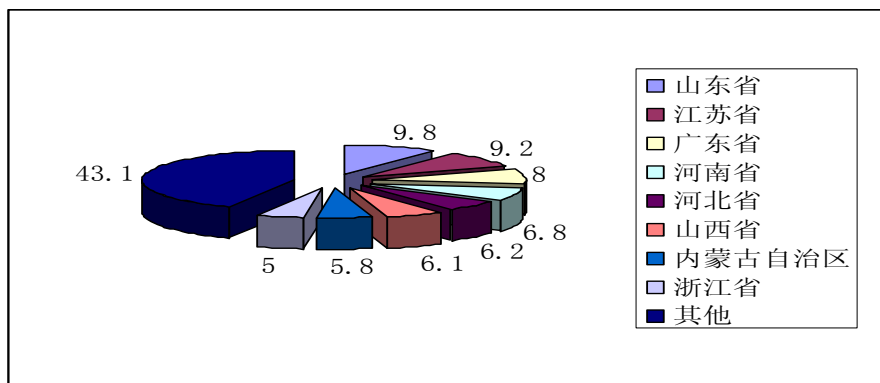
图表 19 2006年1—3月分地区火力发电量

单位：亿千瓦时

	1—3月累计发电量	累计同比增长
全国	5269.63	10.8
北京市	51.73	-5.91
天津市	84.2	-8.3
河北省	326.06	7.97

	1—3 月累计发电量	累计同比增长
山西省	321.82	12.41
内蒙古自治区	306.44	31.94
辽宁省	237.27	11.6
吉林省	90.46	-2.09
黑龙江省	151.87	5.88
上海市	174.35	-9.13
江苏省	486.7	28.8
浙江省	263.86	12.07
安徽省	160.93	10.43
福建省	134.71	10.21
江西省	80.28	17.73
山东省	515.78	11.71
河南省	357.73	8.85
湖北省	126.52	6.2
湖南省	104.57	16.99
广东省	421.93	2.89
广西壮族自治区	70.58	17.59
海南省	17.17	3.5
重庆市	55.91	4.19
四川省	102.22	7.52
贵州省	153.05	31.51
云南省	81.51	10.97
西藏自治区	0.02	0
陕西省	141.55	5.86
甘肃省	93.38	-5.03
青海省	17.91	16.3
宁夏回族自治区	79.01	10.77
新疆维吾尔自治区	60.11	11.21

图表 20 2006年1-3月火力发电分省构成



二、水力发电

2006年1-3月，全国水力发电量为642.26亿千瓦时，同比增长15.7%。分区域来看，1-3月，湖北、四川、福建、湖南、云南、青海和贵州几个省区的水力发电量超过了30亿千瓦时，合计发电453.65亿千瓦时，占水力总发电量的70.61%。从增长速度来看，海南、内蒙古、黑龙江、河北和江西都超过了50%，其中海南达到236.07%。

水电属于清洁能源，今后应该加大力度发展。

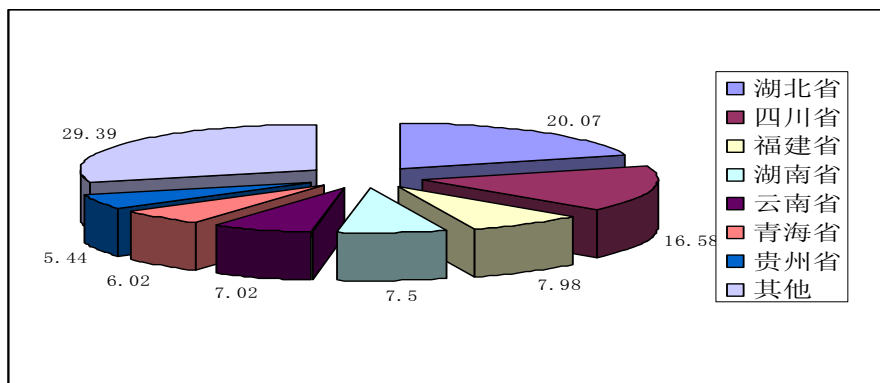
图表 21 2006年1-3月分省水力发电量

单位：亿千瓦时，%

	累计发电量	占全国发电总量比重	累计发电量同比增长
全国	642.26	100	15.7
北京市	0.9	0.14	-53.85
天津市	-	-	-
河北省	0.7	0.11	79.49
山西省	5.9	0.92	8.66

	累计发电量	占全国发电总量比重	累计发电量同比增长
安徽省	2.34	0.36	25.13
福建省	51.27	7.98	45.65
江西省	10.68	1.66	50
山东省	0	0	-
河南省	19.35	3.01	41.86
湖北省	128.96	20.07	11.17
湖南省	48.16	7.5	-2.94
广东省	27.89	4.34	33.57
广西区	28.11	4.38	26.74
海南省	2.05	0.32	236.07
重庆市	8.67	1.35	21.43
四川省	106.49	16.58	14.25
贵州省	34.97	5.44	39.05
云南省	45.11	7.02	-5.19
西藏区	2.83	0.44	7.2
陕西省	6.55	1.02	13.72
甘肃省	23.25	3.62	37.66
青海省	38.69	6.02	21.32
宁夏区	3	0.47	42.18
新疆区	8.32	1.30	33.55

图表 22 2006 年 1—3 月水力发电分省结构



地区	电网	1月	2月	3月
	青海	99748	95094	162517
	宁夏	10607	9032	10523
新疆	新疆电网	9884	9537	50056
西藏	西藏电网	7521	2247	8244

IV 2006年2季度全国电力供需形势预测

综合考虑各方面因素，预计2006年上半年全社会用电量增长率将在11.5%左右。

预计今年二季度及下半年的电力供需形势将继续得到缓解，缺电范围继续缩小，缺电程度也将继续减弱，迎峰度夏期间全国最大高峰负荷电力缺口为800万千瓦左右，主要集中在华东和华北地区，气候条件及需求侧管理的效果将最终决定负荷缺口的大小。华北、华东区域的电力供需矛盾仍然存在，华中电网供需基本平衡，东北电网供需平衡，西北电网总体平衡、略有富裕，南方电网缺口逐步减小。

1、国民经济仍将保持平稳较快发展。2006年是“十一五”规划的开局之年，是国家落实科学发展观、节能降耗、继续实施“适度、稳健”宏观调控政策的关键时期。一季度，国民经济运行情况良好，为全年经济保持平稳较快发展奠定了坚实的基础。但是，当前经济中的主要问题是固定资产投资偏高，投资反弹的压力在加大，部分地区高耗能产业的发展势头依然不减，结构性调整任务艰巨，导致国家的宏观调控政策和措施的出台力度会加大。但是，我国经济平稳较快发展的宏观基本形势不会改变，二季度及下半年，预计经济增长速度将继续保持在9%以上。

由于受产能过剩、原材料涨价、成品降价、国家宏观调控力度可能加大等诸多因素的影响，二季度黑色、有色、建材、化工等行业的投资会得到有效的控制，产品产量的增长会有一定的下降，由于节能降耗措施的实施，四个重点行业对电力的需求增长会进一步降低，对全社会用电增长的贡献也将逐步降低。

2、发电装机预计投产规模较大。据初步调查了解，进入二季度，发电设备、发电建设安装工程将进入历史上的交货、验收高峰期，相应地发电装机也将进入一个投产高峰期，预计2006年上半年全国将投产装机容量在3000万千瓦左右，全年投产规模将在7500万千瓦以上，电力供应能力将得到加强，全国绝大部分地区基本可以满足迎峰度夏期间的电力需求。

3、电网建设规模将进一步扩大，网络结构将更加合理。今年全国电网投资规模将在 2000 亿元左右，全国将投产 220 千伏及以上输电线路 30000 公里左右，220 千伏及以上变电容量 15000 万千伏安左右，电网输送能力也有一定幅度的提高，上半年投产的输变电工程将使电网结构更加合理，输送能力有所提高，有效保证迎峰度夏高峰期的电力需要。

4、电煤供应充足，但煤质和煤价仍是影响电力供应的主要不确定因素。在国务院领导及各相关部委的积极协调下，在电力、煤炭行业的共同努力下，全国电煤合同大部分已经落实，电煤从数量和库存上基本可以保证迎峰度夏期间的需要。但是，个别省份电煤落实情况不够理想，部分发电企业的缺煤停机现象、到厂煤质情况的不确定性仍然存在，这些对第二季度各地区逐步进入迎峰度夏期间的电力生产安全将造成一定的影响。预计市场电煤价格将继续保持高位震荡运行，部分地区会有下行的可能。

V 电价走势分析

《国民经济和社会发展第十一个五年规划纲要》明确提出，“十一五”期间，我国将积极稳妥地推进资源性产品价格改革。电价改革方面，将逐步建立发电、售电价格由市场竞争形成，输电、配电价格由政府定价的机制。这表明深化电价改革的一系列措施将逐步展开。

一、电价改革思路不变

2002 年国务院“五号文件”的发布，标志着新一轮电力体制改革和电价改革的大幕拉开。与“五号文件”制定的改革方向和目标相配套，国家先后出台了一系列相关法律法规。国务院办公厅于 2003 年制定了《电价改革方案》，确立了电价市场化改革的总体方向。在此基础上，国家发展改革委会同国家电监会等有关部门组织地方政府价格部门、企业代表、专家学者等成立专门的电价工作小组，研究下发了《上网电价管理暂行办法》、《输配电价管理暂行办法》、《销售电价管理暂行办法》等配套实施办法，对电价改革措施进行了细化。电价改革的法律框架体系初步确立。

按照《电价改革方案》以及相关配套措施制定的电价改革思路，在 2003 年到 2005 年的三年时间内，我国电价形成机制正在逐步地发生变革。电价政策根据国家宏观经济形势和电力供求状况及时调整变化，对提高电力资源优化配置效率，促进电力工业持续健康发展起到了积极作用。

“十五”期间，电价改革工作虽取得了一定进展，但是改革步伐略显缓慢，很多改革措施还处于试点或是试运行阶段，有的甚至还未落实。业内人士指出，这是由于电价改革工作刚刚启动的时候，就赶上了电力供应趋紧的状况，在电力供需矛盾突出的情况下匆忙进行市场化改革，将存在很大的风险。

二、电价改革适逢机遇期

“十一五”期间，将是深化电价改革的机遇期。

从政府宏观层面上分析，国家已将资源价格改革提上议事日程。国务院总理温家宝3月5日在十届全国人大四次会议上作《政府工作报告》时提出，2006年价格改革的重点是逐步理顺、完善资源性产品和要素价格形成机制。其实早在2005年底，中央政府已经意识到资源价格改革迫在眉睫，国务院副总理曾培炎向十届全国人大常委会第十九次会议报告我国当前能源形势和能源安全问题时便强调，要加快推进能源体制改革，逐步形成能够反映资源稀缺程度、市场供求关系和污染治理成本的价格机制。国家发展改革委也明确表示，2006年我国将加快资源性产品价格改革，重点将放在电价、油气价格、水价和地价四个方面。

从经济层面上看，为了便于深化资源价格改革，国家将2005年的CPI（居民消费价格指数）增长幅度定位于3%，略高于上年1.8%的涨幅。国家统计局公布的今年1月份和2月份统计数据显示，1月份CPI同比上涨达到1.9%，2月份CPI同比上涨仅为0.9%。前两个月CPI上涨幅度放缓，并且低于3%的目标，这就为资源价格改革提供了一个宽松的环境。

电力价格的市场化改革之路，需要一个电力供需平衡、供应能力略有富余的市场环境作基础。综合各方公布的数据来看，从2006年起，我国电力供需紧张形势将逐渐缓和并开始转向总体平衡，这为深化电价改革提供了极佳机会。中电联秘书长王永干认为，2006年全国电力供需形势将进一步缓解，全社会用电量增长率将低于2005年，预计2006年全国最大电力缺口在1000万千瓦以内。在电力需求增幅放缓的同时，电力供应能力进一步增强：发电装机投产规模较大，2006年新增发电装机将在7500万千瓦左右；电网建设规模将进一步扩大，重点解决电网的“卡脖子”问题，“十一五”期间，我国电网建设总投资将超过1万亿元；电煤供应量有保证，2006年电煤消耗量将达到10.2亿吨，全国煤炭年核定生产能力为22.6亿吨。

三、电价改革重心在输配电价

目前我国电价结构还存在不合理的方面。一方面是环节水平上，上网电价所占比重偏大，占电价总体70%左右，输配电价比重小，占30%左右，而国外输配电

价占到电价总体 40%—60%左右。由于输配电价比重低，难以吸引投资，造成电网建设的相对滞后，所以“十一五”期间应当加强输配电价改革，制定合理的输配电价水平。另一方面是分类水平上，我国居民电价水平偏低，工业电价相对偏高，电价交差补贴严重。

电价改革是电力体制改革和电力市场化改革的核心内容，输配电价改革是电价改革的关键，“十一五”期间电价改革的重心将放在输配电价改革上。

建立输配电价形成机制，是我国首次对电网企业输配电业务建立独立的价值表现形式，形成了由上网电价、输配电价、销售电价构成的完整价值链。输配电价作为承上启下的中间环节，核定输配电价将有利于落实煤电价格联动机制和上网电价与销售电价联动机制，使销售电价能及时反映上网电价的变化，形成各类用户各电压等级合理销售电价水平，可以减少用户间不合理的交叉补贴，以及引导电力用户合理使用电力资源。同时，合理的输配电价有利于促进电网与电源的协调发展。为了满足经济发展对电力的需求，电网需要与电源和负荷增长协调发展，需要投入大量电网建设资金。目前电网企业还不具备自我发展能力，难以满足电网建设所需最低资本金要求，客观需要建立合理的输配电价形成机制。

根据电网发展所处的不同阶段，可以相应采用成本加成法和价格上限法（或收入上限法）。目前我国电网处于发展阶段，为适应电网快速发展的需要，吸引更多投资，采用基于成本的成本加成法核定输配电价较为合宜。当电网处于成熟阶段，为使电网提高效率，降低成本，发挥价格机制的激励作用，可以采用基于业绩的价格上限法或收入上限法制定输配电价。要制定合理的输配电价，首先要确定合理的输配电成本，在这方面，国家电监会已于去年颁布了《输配电成本核算办法（试行）》。另外，电监会还将与国家发展改革委一起制定《输配电计价成本监审办法》，对输配电成本进行严格监控。今年电监会在价格监管方面，将加强跨地区市场交易的价格监管，研究制定《跨区域电网输电价审核办法》，对输配电价进行监督检查。

输配分开将成为“十一五”电力体制改革的“重头戏”。《国民经济和社会发展的第十一个五年规划纲要》明确提出，“十一五”期间将“稳步推进输配分开”。输配分开后，政府将分别制定输电价格与配电价格。

只有实现大用户向发电企业直购电，输配电价才有独立的表现空间。3月10日，从国家电监会传出消息，吉林省大用户向发电企业直接购电试点工作进展顺利。同时，开展大用户向发电企业直接购电试点工作也是深化电力体制改革的重要内容，是探索输配分开、电网公平开放、在售电端引入竞争机制的重要举措，对输配电价的形成进行了积极的探索。

四、电价上涨的可能性较大

终端销售电价是整个电价体系的最后一个环节，也是电价改革的最终落脚点。就电价改革来说，外界最为关注的问题莫过于销售电价是涨还是降。

从目前的情况来看，“十一五”期间销售电价上涨的可能性较大。

一方面，我国资源价格长期以来处于低位运行状态，这间接造成了投资过热和资源浪费。中国人民银行 2006 年 2 月 21 日在《2005 年第四季度中国货币政策执行报告》中称，我国资源价格改革滞后，资源价格水平长期偏低，资源性产品之间比价关系不合理，这给我国经济发展带来诸多不利因素。

与国际相比，我国销售电价水平总体偏低。我国偏低的资源价格不能及时和充分地反映市场供求和资源稀缺程度，缺乏对投资者、经营者和消费者的激励和约束作用，这在一定程度上加剧了资源的过度开发、过度需求和过度浪费。此外，资源价格低于国际市场价格，使得资源出口大幅增长，我国大量的高耗电产品消耗了过于廉价的电力后向国外出口，等于廉价出口国内能源。

另一方面，火电机组占我国电力总装机的 70%，煤炭价格变动对电力行业影响非常大。日前，国家发展改革委已经宣布放开电煤价格，电煤价格“涨”声一片，这使得电价上涨的压力骤增。加上第一次“煤电联动”还存在“欠账”，发电企业为了避免出现亏损的局面，要求实行第二次“煤电价格联动”以提高上网电价，销售电价自然也会跟着上涨。

目前对于电价改革在认识上存在误区，一些人认为供需形势缓和情况下电价不能涨，居民电价更是成为涨价“敏感区”。业内人士认为这是不科学的。他们认为，国家已经把“建设资源节约型、环境友好型社会”列入“十一五”规划，当前电价还未达到反映资源稀缺程度和污染治理成本水平，低电价不利于引导降低能源消耗，这与建设资源节约型社会是相矛盾的。

目前电价交差补贴严重，让工业背负了它不应承担的一些负担，影响了工业的竞争力。居民供电处于供电环节的最末端，它的成本费用是最高的，电价理应要高一些。在国外，居民电价与工业电价相比都要高出较大幅度。

随着我国居民生活水平的提高，居民电力消费量也是逐年增加，而且用电高峰集中在夏季与冬季，这对电力安全运行造成了很大影响。为了满足几个月里的高用电负荷，不得不额外提高电网的输配电能力和增加电源建设，这对整个电力工业运行是不经济的。

因此，应借鉴阶梯水价的思路，对居民用电实行阶梯电价。在满足居民基本生活用电需求的基础上，对超过基本的部分，通过合理的价格进行调控，使得电价

能够反映用户负荷增加对电力系统增加供应成本的影响。

业内人士预测，“十一五”期间电价可能上涨 1 分到 2 分钱。电价上涨，不是目的，而是实现“‘十一五’期末单位国内生产总值能源消耗比‘十五’期末降低 20%左右”节能降耗目标的一个重要手段。通过适度上调电价，来促使企业和居民树立节约意识，提高能源使用效率。

本报告图表如未标明资料来源，均来源于“中经网统计数据库”