



国家电力监管委员会

监管公告

2009年第5号
(总第15号)

国家电力监管委员会办公厅

2008 年度电价执行情况监管报告

二〇〇九年十月

目 录

引 言.....	3
第一部分 电价水平基本情况.....	4
一、上网电价.....	4
二、输配电价.....	6
三、销售电价.....	9
四、政府性基金和附加.....	12
第二部分 电价政策执行情况.....	13
一、电价水平调整情况.....	13
二、重点电价政策执行情况.....	16
三、大用户直购电电价执行情况.....	18
第三部分 监管评述.....	20
一、电价水平评述.....	20
二、电价政策执行中存在的问题.....	22
三、2007年电价监管报告披露的主要问题整改情况.....	25
第四部分 监管措施和建议.....	27
一、加强电价监督检查,促进电价行为进一步规范.....	27
二、完善电价政策,促进电力企业持续健康发展.....	27
三、推进电力市场建设和电价改革,促进资源优化配置.....	28

表索引

表 1	各区域发电企业平均上网电价统计表	4
表 2	各省（区、市）发电企业平均上网电价统计表	5
表 3	各电网企业平均输配电价统计表	6
表 4	各区域平均输配电价统计表	7
表 5	各省（区、市）电网企业平均输配电价统计表	8
表 6	各区域平均销售电价统计表	9
表 7	各省（区、市）平均销售电价和平均居民电价统计表 ..	11
表 8	各省（区、市）政府性基金和附加平均水平统计表 ...	12
表 9	各省（区、市）电价调整情况统计表	15
表 10	各电网企业可再生能源电价附加情况统计表	16
表 11	各省（区、市）可再生能源电价附加情况统计表	17
表 12	各区域脱硫电价情况统计表	18

引 言

为全面反映 2008 年度电价执行情况，切实履行电价监管职能，规范价格行为，维护价格秩序，根据《电力监管条例》(国务院令 第 432 号)、《电力监管报告编制发布规定》(电监会令 第 23 号)以及国家电监会关于信息公开、报送及披露等有关规定，国家电监会及派出机构开展了 2008 年度电价政策执行情况监督检查和电价信息汇总分析工作，并与国家发展改革委共同组织开展了全国电价重点检查。国家电网公司及其所属区域网、省公司、南方电网公司及其所属省公司、内蒙古电力有限责任公司，华能、大唐、华电、国电、中电投等五大发电集团公司以及其他中央发电企业和地方发电企业，共 500 多家电力企业按要求报送了电价材料。各区域电监局、城市电监办也汇总上报了辖区内 2008 年电价执行和电价检查情况。在上述工作基础上，形成本报告。

由于西藏自治区尚未实行厂网分开，价格不具有可比性，因此本报告中未包括西藏的情况。

第一部分 电价水平基本情况

一、上网电价

2008年发电企业平均上网电价为360.34元/千千瓦时，比2007年增长7.15%。其中，跨地区送电平均上网电价为309.70元/千千瓦时。

从企业类型看，中央发电企业平均上网电价为355.85元/千千瓦时，比2007年增长8.07%，地方发电企业平均上网电价为384.09元/千千瓦时，比2007年增长9.10%。

从区域看，华东区域平均上网电价最高，为422.84元/千千瓦时，依次为南方、华北、东北、华中，西北最低，为255.21元/千千瓦时（见表1）。各省（区、市）发电企业平均上网电价见表2。

表1 各区域发电企业平均上网电价统计表

单位：亿千瓦时，元/千千瓦时

项目 \ 区域	华北	东北	西北	华东	华中	南方
上网电量	6448.17	2104.13	1993.17	6781.95	5904.72	4488.72
上网电价	347.27	345.04	255.21	422.84	330.31	378.03
增长额	26.29	21.84	10.2	19.12	17.25	9.85
增长率(%)	8.19	6.76	4.16	4.74	5.51	2.68

表2 各省（区、市）发电企业平均上网电价统计表

单位：亿千瓦时，元/千千瓦时

省 份	上网电价	增长额	增长率（%）
北京	364.00	-	-
天津	455.35	-	-
河北（北网）	369.32	-	-
河北（南网）	339.74	-5.59	-1.62
山西	335.10	50.63	17.80
山东	383.04	8.67	2.32
内蒙古（西部）	322.10	59.34	22.58
内蒙古（东部）	313.95	21.70	7.43
辽宁	364.15	28.89	8.62
吉林	344.62	21.28	6.58
黑龙江	334.66	16.00	5.02
陕西	298.31	11.45	3.99
甘肃	249.01	11.98	5.05
青海	199.13	11.67	6.23
宁夏	252.30	22.52	9.80
新疆	240.44	-1.43	-0.59
上海	451.28	22.03	5.13
浙江	458.53	14.27	3.21
江苏	420.14	28.65	7.32
安徽	370.94	17.64	4.99
福建	384.20	20.94	5.76
湖北	349.68	51.88	17.42
河南	338.60	12.55	3.85
湖南	354.85	2.37	0.67
江西	374.88	12.98	3.59
四川	303.67	13.42	4.62
重庆	327.88	5.71	1.77
广东	466.32	4.69	1.02
广西	310.98	-15.20	-4.66
云南	238.27	-4.90	-2.02
贵州	294.75	32.60	12.44
海南	393.83	13.35	3.51

注：2008年京津唐电网改制，故北京、天津、河北（北网）未进行同比。

从机组类型看，风电机组平均上网电价较高，为542.48元/千千瓦时，依次为核电449.24元/千千瓦时、火电354.60

元/千千瓦时，水电机组平均上网电价较低，为 266.06 元/千千瓦时，其他机组（包括太阳能、生物质能发电等）平均上网电价为 764.42 元/千千瓦时。

二、输配电价

由于输配环节尚未独立定价，省级电网输配电价按照平均销售电价扣除平均购电价计算，即购销差价。2008 年，电网企业平均输配电价（含线损，以下同）为 158.06 元/千千瓦时，比 2007 年下降 1.29%，占销售电价比重 30.22%。全国电网输配电线路损失率为 6.64%，比 2007 年下降 0.33%。

从电网企业看，国家电网公司平均输配电价为 158.56 元/千千瓦时，南方电网公司为 170.17 元/千千瓦时，内蒙古电力公司为 90.78 元/千千瓦时（见表 3）。

表 3 各电网企业平均输配电价统计表

单位：元/千千瓦时

项目 \ 单位	国家电网公司	南方电网公司	内蒙古电力公司
输配电价	158.56	170.17	90.78
增长额	1.50	-8.65	-15.74
增长率（%）	0.96	-4.84	-14.78

从区域看，南方区域平均输配电价最高，为 170.17 元/千千瓦时，依次为东北、华东、西北、华中，华北最低，为 123.93 元/千千瓦时（见表 4）。

表 4 各区域平均输配电价统计表

单位：元/千千瓦时

区域 项目	华北	东北	西北	华东	华中	南方
输配电价	123.93	146.6	135.35	141.78	129.40	170.17
增长额	-4.2	-2.4	1.85	-1.25	-51.56	-8.65
增长率 (%)	-3.28	-1.61	1.36	-0.87	-28.49	-4.83

从分省平均输配电价情况看，排在前五位的分别是：海南 265.34 元/千千瓦时、上海 224.48 元/千千瓦时、广东 207.00 元/千千瓦时、北京 201.92 元/千千瓦时、重庆 190.41 元/千千瓦时。排在后五位的分别是：内蒙古（西部）90.78 元/千千瓦时、贵州 93.28 元/千千瓦时、河北（北网）93.91 元/千千瓦时、河南 94.16 元/千千瓦时、内蒙古（东部）107.69 元/千千瓦时（见表 5）。

表5 各省（区、市）电网企业平均输配电价统计表

单位：元/千千瓦时

省份	项目	输配电价	增长额	增长率(%)
北京		201.92	-	-
天津		162.07	-	-
河北(北网)		93.91	-	-
河北(南网)		118.28	0.33	0.28
山西		120.57	-0.38	-0.32
山东		154.87	24.06	18.39
内蒙古(西部)		90.78	-15.74	-14.78
内蒙古(东部)		107.69	-6.89	-6.01
辽宁		179.99	3.81	2.16
吉林		168.85	-7.16	-4.07
黑龙江		166.76	-12.50	-6.97
陕西		133.44	1.45	1.10
甘肃		128.95	2.54	2.01
宁夏		136.61	0.04	0.03
青海		111.64	7.70	7.41
新疆		171.95	18.50	12.06
上海		224.48	2.68	1.21
江苏		127.89	-7.21	-5.34
浙江		136.23	3.92	2.96
安徽		129.04	1.41	1.10
福建		118.61	-0.89	-0.74
湖北		182.91	11.88	6.94
河南		94.16	0.44	0.47
湖南		159.17	2.55	1.63
江西		171.65	22.58	15.15
四川		179.19	13.56	8.19
重庆		190.41	23.50	14.08
广东		207.00	-18.52	-8.21
广西		126.42	9.65	8.26
云南		149.95	20.67	15.99
贵州		93.28	-1.56	-1.65
海南		265.34	22.78	9.39

注：2008年京津唐电网改制，故北京、天津、河北（北网）未进行同比。

三、销售电价

2008年，电网企业平均销售电价为523.10元/千千瓦时（未含政府性基金和附加，下同），比2007年增长2.87%，平均购电价为365.03元/千千瓦时，比2007年增长4.78%。

从区域看，南方区域平均销售电价最高，为576.71元/千千瓦时，依次为华东、东北、华北、华中，西北最低，为390.56元/千千瓦时（见表6）。

表6 各区域平均销售电价统计表

单位：亿千瓦时，元/千千瓦时

项目 \ 区域	华北	东北	西北	华东	华中	南方
销售电量	7727.29	2170.10	1970.97	7123.44	5649.79	4825.73
销售电价	476.82	519.98	390.56	571.56	459.70	576.71
增长额	18.95	14.07	22.20	21.55	17.39	8.64
增长率(%)	4.14	2.78	6.03	3.92	3.93	1.52

从分类销售电价看，商业电价最高，为847.26元/千千瓦时，依次为非居民照明用电729.27元/千千瓦时、非普工业用电718.76元/千千瓦时、大工业用电535.60元/千千瓦时、居民生活用电469.12元/千千瓦时、农业生产用电399.66元/千千瓦时，贫困县农排用电电价最低，为160.53元/千千瓦时。

从分省平均销售电价水平看，排在前 5 位的分别是：广东 706.17 元/千千瓦时、上海 679.90 元/千千瓦时、北京 650.23 元/千千瓦时、海南 646.17 元/千千瓦时、浙江 598.71 元/千千瓦时，排在后 5 位的分别是：青海 311.53 元/千千瓦时、内蒙古（西部）349.12 元/千千瓦时、甘肃 377.75 元/千千瓦时、贵州 384.16 元/千千瓦时、内蒙古（东部）386.67 元/千千瓦时（见表 7）。

从分省居民用电类别平均电价水平看，排在前 5 位的分别是：广东 627.73 元/千千瓦时、江西 598.23 元/千千瓦时、海南 592.31 元/千千瓦时、湖北 559.25 元/千千瓦时、安徽 553.04 元/千千瓦时，排在后 5 位的分别是：青海 344.85 元/千千瓦时、内蒙古（西部）385.46 元/千千瓦时、内蒙古（东部）413.07 元/千千瓦时、宁夏 448.35 元/千千瓦时、云南 451.66 元/千千瓦时（见表 7）。

表7 各省(区、市)平均销售电价和平均居民电价统计表

单位:元/千千瓦时

省份	项目	平均销售电价	增长额	增长率(%)	平均居民电价
北京		650.23	-	-	475.21
天津		560.79	-	-	488.45
河北(北网)		453.50	-	-	483.06
河北(南网)		471.57	13.07	2.85	487.38
山西		415.11	20.56	5.21	465.18
山东		520.29	33.29	6.84	503.93
内蒙古(西部)		349.12	15.15	4.54	385.46
内蒙古(东部)		386.67	23.49	6.47	413.07
辽宁		540.14	19.99	3.84	469.97
吉林		520.28	10.94	2.15	482.44
黑龙江		507.48	0.47	0.09	445.20
陕西		431.03	13.88	3.33	474.68
甘肃		377.75	14.38	3.96	483.05
宁夏		388.71	14.34	3.83	448.35
青海		311.53	18.45	6.30	344.85
新疆		412.39	16.74	4.23	494.09
上海		679.90	23.19	3.53	543.41
江苏		555.83	23.45	4.41	504.20
浙江		598.71	20.01	3.46	532.04
安徽		506.21	19.09	3.92	553.04
福建		502.43	19.85	4.11	470.95
湖北		532.59	20.95	4.09	559.25
河南		432.76	13.38	3.19	543.64
湖南		514.49	18.61	3.75	528.47
江西		546.53	42.15	8.36	598.23
四川		482.86	24.23	5.28	506.78
重庆		518.29	37.73	7.85	516.75
广东		706.17	4.85	0.69	627.73
广西		450.78	12.75	2.91	490.41
云南		388.18	22.38	6.12	451.66
贵州		384.16	28.18	7.92	434.38
海南		646.17	30.80	5.01	592.31

注: 1、平均销售电价是指各省电网企业全口径销售电量的加权平均价格, 未含政府性基金和附加。

2、平均居民电价是各省居民用电到户价的平均值, 含政府性基金和附加。

3、2008年京津唐电网改制, 故北京、天津、河北(北网)未进行同比。

四、政府性基金和附加

2008年，随销售电价征收的政府性基金和附加，全国平均水平为29.75元/千千瓦时（电网企业售电量口径平均值）占销售电价的比重为5.56%。

政府性基金和附加主要有5种，即三峡工程建设基金、水库移民后期扶持基金、农网还贷资金、城市公用事业附加、可再生能源电价附加。

从分省平均政府性基金和附加水平看，排在前5位的分别是：上海52.56元/千千瓦时，湖北51.73元/千千瓦时，山西50.47元/千千瓦时，重庆46.42元/千千瓦时，陕西43.66元/千千瓦时；排在后5位的分别是贵州5.47元/千千瓦时，内蒙古（东部）7.59元/千千瓦时，甘肃7.77元/千千瓦时，河北（北网）7.95元/千千瓦时，新疆10.03元/千千瓦时。

表8 各省（区、市）政府性基金和附加平均水平统计表

单位：元/千千瓦时

省份	政府性基金和附加平均水平	省份	政府性基金和附加平均水平	省份	政府性基金和附加平均水平
北京	39.03	陕西	43.66	湖北	51.73
天津	35.99	甘肃	7.77	河南	21.34
河北（北网）	7.95	宁夏	13.49	湖南	42.40
河北（南网）	16.41	青海	10.22	江西	18.74
山西	50.47	新疆	10.03	四川	33.69
山东	21.14	西藏	15.28	重庆	46.42
内蒙古（西部）	20.96	上海	52.56	广东	28.48
内蒙古（东部）	7.59	江苏	22.81	广西	28.59
辽宁	19.72	浙江	11.77	云南	18.63
吉林	30.52	安徽	20.09	贵州	5.47
黑龙江	10.81	福建	25.91	海南	26.19

第二部分 电价政策执行情况

一、电价水平调整情况

2008年，为缓解电煤价格持续大幅上涨、电厂脱硫成本增加等给发电企业带来的经营压力，促进电网建设和鼓励可再生能源发展，国家于7月1日和8月20日两次对电价进行调整，其中上网电价平均每千瓦时提高了4.14分，输配电价平均每千瓦时提高了0.36分，销售电价平均每千瓦时提高了2.61分。

(一) 第一次电价调整情况

1、适当提高发电企业上网电价。

全国发电企业上网电价平均每千瓦时提高2.14分，其中用于补偿煤炭涨价的1.64分，占电厂提价额的77%。

2、逐步理顺电网输配电价。

全国电网企业输配电价平均每千瓦时提高0.36分。

3、提高可再生能源电价附加等。

提高可再生能源电价附加及征收地方小型水库移民后扶资金，全国平均为每千瓦时0.11分。

4、适当提高销售电价水平。

全国销售电价平均每千瓦时提高2.61分。由于各类用户中，居民生活用电和农业、化肥生产用电价格不作调整，因此

其他用户电价平均每千瓦时提高 3.5 分。四川、陕西、甘肃列入国家地震灾后重建规划的重灾县（市）电价未作调整。

各电网销售电价平均每千瓦时提高标准分别为：华北 2.62 分，南方 2.50 分，华中 2.43 分，华东 3.03 分，东北 2.27 分，西北 2.16 分。

5、在调整电价同时，相应进行了电价改革。

城乡各类用电同价省份由 19 个增加到 23 个。15 个省份实现了工商企业用电同价，8 个省份缩小了工业与商业用电价差。

（二）第二次电价调整情况

1、提高火力发电企业上网电价。

自 2008 年 8 月 20 日起，全国火力发电企业上网电价平均每千瓦时提高 2 分钱，燃煤机组标杆上网电价同步调整。各省（区、市）电网火力发电企业上网电价调价标准，依据该地区煤炭价格上涨情况确定，其中，山东、上海、浙江、江苏、河南、广东、广西、海南平均每千瓦时提高 2.5 分钱，北京、天津、河北、山西、福建、湖北、湖南、江西、辽宁平均每千瓦时提高 2 分钱，安徽、四川、重庆、陕西、甘肃、黑龙江、吉林、贵州平均每千瓦时提高 1.5 分钱，内蒙古、宁夏、青海、云南平均每千瓦时提高 1 分钱，新疆、西藏未提高。

2、销售电价未作调整。

表9 各省（区、市）电价调整情况统计表

单位：元/千千瓦时

省份	项 目	上网电价	输配电价	销售电价
北京		30.30	3.50	30.00
天津		31.60	6.00	28.20
河北（北网）		36.00	2.00	25.00
河北（南网）		36.80	2.00	25.00
山东		42.50	2.00	26.00
山西		39.90	2.00	29.00
内蒙古（西部）		19.00	2.00	23.00
辽宁		31.70	4.00	25.00
吉林		19.70	4.50	17.20
黑龙江		23.30	4.00	23.00
内蒙古（东部）		14.30	4.40	15.70
陕西		30.00	6.10	21.90
甘肃		25.70	5.00	22.70
宁夏		16.90	4.80	19.80
青海		24.00	4.50	19.10
新疆		00.00	20.00	25.00
上海		46.40	2.60	30.00
浙江		46.20	5.00	32.10
江苏		45.80	2.00	30.10
安徽		27.00	4.00	27.00
福建		43.30	4.00	29.70
湖北		43.00	4.50	29.80
湖南		38.00	5.50	25.00
河南		45.00	2.00	26.70
四川		35.90	2.10	13.30
江西		35.00	4.50	21.00
重庆		42.00	5.00	30.00
广东		51.00	1.40	22.00
广西		62.90	4.00	29.90
云南		45.00	3.50	28.00
贵州		33.90	5.00	29.00
海南		49.40	2.00	29.00

注：上网电价栏数字为各省（区、市）火力发电机组平均调价水平。

二、重点电价政策执行情况

(一) 可再生能源电价附加

可再生能源电价附加政策 2008 年进行了调整，在 2008 年 7 月之前，可再生能源电价附加征收标准为 0.1 分/千瓦时（农业生产用电不征收），2008 年 7 月 1 日起，可再生能源电价附加征收标准为，居民用电电量、化肥用电电量为 0.1 分/千瓦时，其他类别电量为 0.2 分/千瓦时（农业生产用电不征收）。2008 年，全国征收可再生能源电价附加 30.88 亿元，应支付可再生能源补贴 31.92 亿元，其中发电项目补贴 30.77 亿元，接网工程项目补贴 1.17 亿元，独立电力系统补贴 415.04 万元（见表 10）。2007 年 10 月至 2008 年 6 月补贴金额已在 2008 年内支付完毕。各省（区、市）可再生能源电价附加情况见表 11。

表 10 各电网企业可再生能源电价附加情况统计表

单位：亿元

项目 单位	当年征收金额	发电项目 补贴额	独立电力系统 补贴额	发电项目接 网补贴额	补贴合计
国家电网公司	26.288	28.675	0.033	1.082	29.790
南方电网公司	3.681	0.035	0.008	-	0.044
内蒙古电力公司	0.915	2.062	-	0.089	2.151

表 11 各省（区、市）可再生能源电价附加情况统计表

单位：万元

省份	可再生能源电价附加收入余额（税后）	可再生能源项目应补贴金额（不含税）	省份	可再生能源电价附加收入余额（税后）	可再生能源项目应补贴金额（不含税）
北京	11664.08	447.41	上海	20545.65	445.00
天津	5524.28	885.30	江苏	26749.31	44020.29
河北（北部）	11726.3	20890.84	浙江	43295.44	854.79
河北（南部）	6913.57	7977.47	安徽	11414.39	756.46
山西	24343.00	1416.00	福建	11998.88	13406.26
山东	12926.96	29398.62	湖北	17921.64	526.29
内蒙古（西部）	18221.74	21516.34	河南	29533.92	8401.56
辽宁	23578.87	12327.18	湖南	12700.41	4429.65
吉林	7104.89	25742.78	江西	8909.23	216.63
黑龙江	8486.00	23579.59	四川	17894.96	187.46
内蒙古（东部）	2360.04	25356.10	重庆	5279.00	1263.00
陕西	7616.00	716.00	广东	42154.00	-
甘肃	9782.24	8758.11	广西	7683.61	354.22
宁夏	6827.80	8646.47	云南	9469.61	83.07
青海	6209.52	0.00	贵州	9100.10	-
新疆	4951.33	12799.84	海南	1382.61	-

（二）脱硫电价

2008年，执行脱硫加价电量12982.83亿千瓦时，比2007年增加3594.97亿千瓦时，增长38.29%。脱硫加价15元/千千瓦时，电网企业支付脱硫加价费用197.58亿元，比2007年增加54.24亿元，增长37.84%。各区域脱硫电价情况见表12。

表 12 各区域脱硫电价情况统计表

单位：亿千瓦时，亿元

区域 项目	华北	东北	西北	华东	华中	南方
脱硫电量	4451.22	338.50	551.04	4191.29	1660.66	2189.31
增长额	1472.22	198.00	310.53	1114.42	321.31	578.05
增长率 (%)	49.42	140.93	129.11	36.22	23.99	35.88
脱硫加价 费用	66.89	5.01	6.75	64.57	24.91	33.20
增长额	22.20	2.90	3.14	16.46	4.82	8.46
增长率 (%)	49.69	137.44	86.98	34.21	23.99	34.20

(三) 差别电价

据统计，2008 年全国有 1769 家高耗能企业执行差别电价，比 2007 年减少 435 家。其中，淘汰类 1349 家，比 2007 年减少 420 家；限制类 420 家，比 2007 年减少 15 家。全国征收差别电价的电量为 73.78 亿千瓦时，比 2007 年减少 19.79 亿千瓦时；共收取差别电价加价电费 6.46 亿元，比 2007 年减少 60 万元。

三、大用户直购电电价执行情况

2004 年，国家电监会、国家发展改革委联合印发《电力用户向发电企业直接购电试点暂行办法》，提出在具备条件的地区，开展较高电压等级或较大用电量的电力用户向发电企业直接购电的试点。大用户向发电企业直接购电的价格、

结算办法，由购售电双方协商确定，输配电价暂按交易所在电网对应电压等级的大工业用电价格扣除平均购电价格的原则测算，报国务院价格主管部门批准后执行。目前，吉林和广东作为两个试点省份，实行了大用户直购电试点方案。

2004年11月，国家电监会和国家发展改革委批准吉林碳素股份有限公司向国电龙华热电股份有限公司直接购电试点方案。2008年，实际直购电量4.8亿千瓦时，向电厂直接购电价格307.35元/千千瓦时；大用户销售侧执行两部制电价，实际到户价格为475.23元/千千瓦时；扣除政府性基金和附加（31.26元/千千瓦时）后，电网环节输配电价为136.62元/千千瓦时。

2006年10月，国家批准广东省台山市大用户直接购电试点方案。2008年，实际直购电量1.75亿千瓦时，向电厂直接购电价格430.65元/千千瓦时；大用户销售侧执行两部制电价，实际到户价格为639.00元/千千瓦时；扣除政府性基金和附加（31.8元/千千瓦时）后，电网环节输配电价为176.55元/千千瓦时。

第三部分 监管评述

近年来，随着电价改革稳步推进，电价监管工作扎实深入开展，各电力企业执行国家电价政策的法律意识也在不断增强。总体看，2008年国家各项电价政策执行情况良好，取得了预期的效果，但由于电力体制改革和市场化建设尚未到位，电价改革和电价机制的建立仍面临着诸多新的问题。

一、电价水平评述

(一) 受政策性调价因素影响，上网电价增幅高于销售电价增幅，区域增幅差异较大

2008年，针对煤炭价格上涨较快的情况，国家进行了两次电价调整，但第二次电价调整只上调了火电机组上网电价，销售电价未作调整。从统计数据看，发电企业平均上网电价较上年增长6.47%，明显高于销售电价2.87%的增长幅度。从区域看，华东区域多数省煤炭资源匮乏，高价外购煤提高了企业燃料成本，因此其火电机组上网电价上调较多，从实际执行情况看，其平均上网电价增长幅度也较大。受煤价上涨因素影响，南方区域火电机组调价幅度也比较大，但由于2008年来水情况较好，水电上网电量同比增加，因此其平均上网电价上涨幅度反而最小，仅增长2.68%。

(二) 由于上网电价调整幅度高于销售电价，输配电价

水平较上年有所下降

近两年，国家逐年公布各省级电网输配电价，引导科学合理输配电价定价机制的形成，但从实际执行情况看，目前输配环节电价仍采用销售电价减去购电价的方式形成。2008年两次电价调整中，上网电价平均每千瓦时提高了4.14分，销售电价平均每千瓦时提高了2.61分，上网电价调整幅度高于销售电价调整幅度，使得电网企业购电成本增加，购销价差有所减少。2008年，输配电价为158.06元/千千瓦时，比2007年减少1.29%。

（三）各类用户间电价交叉补贴现象依然存在，销售电价分类有待改革简化

2008年国家调整电价，大工业用电价格上涨较多，居民电价未作调整，因此两类用户间交叉补贴现象不但没有减少，而且有所扩大。同时，15个省份实现了工商企业用电同价，8个省份缩小了工业与商业用电价差。从执行情况看，商业电价、非居民照明电价比上年略有下降，大工业电价同比增幅较大，居民电价、农业生产电价基本与上年持平。但总体看，销售电价种类较多，结构复杂，应当进一步简化和规范。

（四）风电装机容量和发电量大幅增长，其上网电价呈下降趋势

截至2008年底，我国风电并网运行容量达839万千瓦

同比增加 419 万千瓦，风电发电量 128 亿千瓦时，同比增长 126.79%。随着技术不断进步及风电设备国产化程度提高，风电投资单位造价降低，加之上网电量逐年增多，导致风电平均价格同比降低。2008 年，风电平均上网电价为 542.48 元/千千瓦时，比 2007 年的 617.58 元/千千瓦时下降了 12.16%，下降幅度较大。

二、电价政策执行中存在的问题

2008 年 7 月，电力监管机构对全国 30 个省区市（除西藏外）电价政策调整情况进行了监督检查，检查了 37 家电网企业、298 家发电企业，并与 97 家用户进行了座谈。11 月，又与国家发展改革委联合下发了在全国开展重点检查的通知，部署电价检查工作。从检查情况看，整体情况良好，但少数地方仍存在违反国家电价政策的行为，政策执行中的一些矛盾和问题依然存在。

（一）电价政策执行中的违法违规行为

一是个别供电企业存在提高或变相提高销售电价的行为。如浙江规定旅游涉外宾馆应执行非工业用电价格，而个别供电企业按商业用电价格进行结算，提高了销售电价，违反了《浙江省物价局关于调整省电网销售电价有关事项的通知》（浙价电[2008]24 号）及《关于旅游宾馆饭店用水、电、气、热（汽）价格的通知》（浙价电[2003]45 号）的有关规定。二是对小水电企业增值税优惠政策在个别地方仍未得到执

行。如湖北省电网企业对小水电企业按照《财政部、国家税务总局关于调整农业产品增值税税率和若干项目免征增值税的通知》（财税字[1994]第 004 号）政策开具的 6% 增值税发票，实行按照 17% 扣减增值税的方式结算。三是个别电网企业存在自立收费项目、自定收费标准行为。如西北个别省区少数供电企业违反国家电价政策，擅自向发电企业收取启动备用变压器容量电费。四是部分电厂机组脱硫投运率不高，有的仅有 80%，有的甚至更低，但却享受了脱硫电价。如安徽、河北两省没有对企业脱硫设施的投运情况进行考核，却对企业全额支付了脱硫电价，违反了《国家发展改革委、国家环保总局关于印发〈燃煤发电机组脱硫电价及脱硫设施运行管理办法（试行）〉的通知》（发改价格[2007]1176 号）。五是部分供电企业扩大力率调整范围。《国家计委办公厅关于湖北省电价执行有关问题的复函》（计办价格[1999]848 号）中规定：“列入电价目录的电力建设基金、三峡建设基金和城市公用事业附加，不执行利率调整电费办法”。如江苏部分供电企业将三峡建设基金、城市公用附加纳入力率调整基数，多收电费，违反了国家有关规定。

（二）2008 年电煤价格矛盾突出，发电企业亏损严重。

2008 年初，受冰雪灾害、煤炭供应、运力紧张等因素影响，电煤价格曾一度大幅上涨，电煤价格矛盾突出。秦皇岛港口煤炭交易市场的标煤单价一路攀升，7 月份 5500 大卡山

西优混煤的平仓价格已接近 1000 元/吨。为缓解电煤矛盾，2008 年 6 月、8 月国家分两次调整上网电价，疏导了发电企业部分电价矛盾，减轻了发电企业因电煤价格持续上涨带来的经营压力。9 月份后，煤价有所回落，但由于前期上涨幅度较大，发电企业全年燃料成本增加较多。2008 年底，导致五大发电集团整体亏损，亏损金额达 322 亿元。

（三）脱硫电价执行时间滞后问题未得到根本性解决，个别地方脱硫加价执行仍然不到位。

脱硫设施环保验收时间长，发电企业不能及时享受脱硫加价政策的问题近年来一直存在，我会《2007 年度电价执行情况监管报告》反映这个问题后，情况虽有一定好转，但仍未得到根本解决。如中电投姚孟二电 5、6 号机组脱硫设施 2008 年 1 月投运，3、4 号机组脱硫设施 4 月投运，但直到 2008 年 11、12 月才获得脱硫电价，脱硫电价实际执行时间滞后达 7 个月、11 个月，影响企业收入 5927 万元。

（四）可再生能源电价补贴结算周期较长，影响发电企业资金周转。

按照国家有关规定，可再生能源电价附加补贴余缺在全国范围内进行统筹平衡，以配额交易方式实现可再生能源电价附加资金调配。实际执行中，由于电价补贴结算周期较长，给项目及时回收投资和还本付息带来较大困难，增加了可再生能源项目的财务费用，造成企业资金周转困难。如中电投

酒泉风电基地，每年售电量约 2.27 亿千瓦时，电价附加补贴近 5000 万元，由于补贴资金不能及时到位，造成企业需向金融机构贷款，每年多支付利息 337 万元。

（五）第二次上网电价调整，销售电价未予疏导，加之电力需求减少，电网企业经营困难加大。

2008 年 8 月，国家第二次疏导电价矛盾时，仅调整了上网电价，销售电价未予疏导，购销差价减少，增加了电网企业经营压力。2008 年，国家电网和南方电网公司共增加购电费 199 亿元。与此同时，受宏观经济影响，电力需求增速放缓，电量增量的边际效益减少，加之电价水平较高的新能源机组和脱硫机组上网电量占比不断增大，使得电网企业购电成本不断增加，主营业务经营效益大幅下滑。2008 年两大电网公司利润总额比 2007 年减少 506 亿元，下降 76%。

三、2007 年电价监管报告披露的主要问题整改情况

《2007 年度电价执行情况监管报告》发布后，各电力企业高度重视整改工作，针对报告中反映的问题及时下发整改文件，提出明确整改措施。同时，电网企业主动加强与发电企业之间的信息沟通，促进厂网和谐发展。

（一）违反国家电价政策问题的整改情况

山西国际电力集团吕梁离石电力公司、安徽省涡阳县供电公司、湖南省祁阳县电力公司、江西省宜春市供电公司、铜鼓县供电有限公司、北海市供电局、广州市珠江电厂均已

对违法违规问题进行了整改，目前均已按国家电价政策执行到位。吉林省佳联铝业停产，吉林供电公司对其免征城市附加费的行为已经停止。

（二）加强跨省区电能交易价格管理，促进跨省区电能交易。电网企业在开展跨省区电能交易中，对国家已经批复价格的，能够按照国家批复价格执行。对国家尚未批复价格的，采取协商定价方式执行。能够按照信息报送要求，逐步改进跨省区电能交易信息披露及报送工作。

（三）落实国家脱硫电价政策，改善脱硫电费支付情况。电网企业重视脱硫电价政策的落实工作，在当前电价矛盾比较突出、经营形势严峻的情况下，多数电网企业能够按照国家有关脱硫电价政策，及时向发电企业支付脱硫加价电费。

（四）改进新建发电机组进入商业运营相关工作。电网企业增强法律和市场意识，严格执行《新建发电机组进入商业运营管理办法（试行）》，对调试电价及电量的管理工作进行改进和规范，并积极与价格主管部门和电力监管机构沟通，按要求开展差额资金的分配及备案工作。

第四部分 监管措施和建议

一、加强电价监督检查，促进电价行为进一步规范

各电力企业要进一步加强电价管理，严格执行国家电价政策。发电企业要及时安装脱硫在线监控设施，加强对脱硫设施运行管理，提高投运率，不得无故停运，自觉接受环保部门和电力监管部门的监督。电网企业不得擅自提高或降低电价，不得自立项目、自定标准收费，要及时与发电企业进行电费结算。各电力企业要加强对信息的管理，按规定及时上报、披露有关信息。

各级电力监管机构要进一步创新工作思路，探索适宜的工作方法，完善监督检查制度。建立及时顺畅的信息报送机制，做好监测预警、信息分析及信息发布工作。要加强跨地区电能交易监管力度，督促电网企业及时准确发布跨地区电能交易电量、送受端电价、过网费等市场信息，推进电能交易秩序的公正公平，促进电价行为进一步规范。

二、完善电价政策，促进电力企业持续健康发展

完善可再生能源电价政策，规范可再生能源电价监管。一是建议国家价格主管部门参照火电机组标杆上网电价的形式，在条件成熟地区实行分省区水电、风电、核电等标杆

上网电价政策；二是建议比照三峡基金管理形式对可再生能源电价附加实行收支两条线管理，避免因税收政策变化减少可再生能源附加资金的可用额度；三是研究建立可再生能源附加收入的配额交易平台，缩短交易周期；四是明确小水电、风电、太阳能等接入系统投资主体，对一些可再生能源项目适当提高接入系统补偿标准。

完善脱硫电价政策，明确脱硫加价执行时间。建议对脱硫设施已正常运行但环保部门未能及时验收的发电机组，允许其自申请竣工验收之日起 30 个工作日后，经价格主管部门认定，可先执行脱硫加价，待验收工作结束后进行最终结算。对尚未从销售电价疏导出去的脱硫加价部分适时进行疏导，保障脱硫电费及时足额支付。

加强跨省跨区电能交易价格管理，规范交易行为。研究建立跨省跨区电能交易输电价格审核及调整机制，合理确定跨省跨区输电价格，尽快核定并公布输配电损耗率标准，规范电网企业输电费用收取原则和标准，促进跨省跨区电能交易行为逐步实现市场化。

三、推进电力市场建设和电价改革，促进资源优化配置

积极推进大用户与发电企业直接交易试点工作，推进电力市场建设，建立开放有序的电力竞争市场。在条件具备的省份和区域，开展电力双边交易试点，探索建立区域电力市场交易平台，利用市场化的办法解决电力发展和改革中的矛

盾和问题。配套推进电价改革，逐步理顺煤电价格关系，有效化解煤电价格矛盾，鼓励签订中长期合同，建立企业诚信交易体系。加快制定输配电成本监管办法，逐步明晰输配电成本，考虑选择有代表性的省份开展成本加收益方法核定输配电价试点。加大城市配网和农网改造力度，积极推进城乡同网同价政策的贯彻落实。逐步归并销售电价类别，研究电力社会普遍服务政策，使价格信号真实反映用电成本，逐步减少交叉补贴。

2008年度电价执行情况监管报告