



国家电力监管委员会

# 监管公告

2010年第3号  
(总第21号)

国家电力监管委员会办公厅

# 2009 年度电价执行及 电费结算监管报告

二〇一〇年九月

# 目 录

## 引 言

<b>第一部分 电价水平及厂网电费结算基本情况</b> .....	<b>1</b>
一、电价水平情况 .....	1
二、厂网电费结算情况 .....	9
<b>第二部分 电价政策及厂网电费结算规定执行情况</b> .....	<b>11</b>
一、电价政策调整情况 .....	11
二、重点电价政策执行情况 .....	16
三、厂网电费结算规定执行情况 .....	19
专栏一：厂网电费结算规定介绍 .....	20
专栏二：陈欠电费政策介绍 .....	21
专栏三：厂网电费结算信息报送规定介绍 .....	21
<b>第三部分 监管职责履行情况</b> .....	<b>22</b>
一、积极推进电价改革，促进电力市场化建设 .....	22
二、切实履行监管职能，充分发挥电力监管作用 .....	23
<b>第四部分 监管评述</b> .....	<b>26</b>
一、总体评价.....	26
二、存在问题.....	28
<b>第五部分 整改措施和建议</b> .....	<b>36</b>
一、整改措施.....	36
二、政策建议.....	37

## 引 言

根据《电力监管条例》(国务院令第 432 号)和国家有关规定赋予的电力价格和财务监管职能,按照《电力监管报告编制发布规定》(电监会令第 23 号)的程序和要求,我们对全国主要电力企业 2009 年度电价执行情况和厂网电费结算情况进行统计和汇总分析,并对内蒙、吉林、甘肃、江苏、河南、湖南、广西、云南等 8 省(区)2009 年度电价执行和电费结算情况进行了重点检查,与国家发展改革委、国家能源局联合对清理优惠电价等情况进行了督查。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 电价水平及厂网电费结算基本情况

### 一、电价水平情况

#### (一) 上网电价

2009年发电企业(与省级及以上电网企业结算)平均上网电价为381.99元/千千瓦时,比2008年增长6.01%。其中,跨区跨省送电平均上网电价为310.84元/千千瓦时,比上年略有增长,增长率为0.37%。

从企业看,中央发电企业平均上网电价为365.32元/千千瓦时,比2008年增长2.66%;地方及外资发电企业平均上网电价为417.76元/千千瓦时,比2008年增长8.77%。五大发电集团平均上网电价情况见表1。

表1 五大发电集团平均上网电价统计表

单位:亿千瓦时,元/千千瓦时

项目 \ 集团	华能	大唐	华电	国电	中电投
上网电量	3745.06	3793.41	2867.7	3277.59	2276.51
上网电价	379.27	362.99	373.24	372.96	338.78
增长额	28.4	9.64	21.65	23.62	14.85
增长率(%)	7.92	2.73	6.16	6.76	4.58

从区域看,华东区域平均上网电价最高,为446.79元/千千瓦时,依次为南方、东北、华北、华中,西北最低,为260.30元/千千瓦时(见表2)。六大区域平均上网电价的增

长额在 5.09—28.76 元/千千瓦时之间。其中，华中增长率最高，为 8.71%，西北最低，为 2%。各省（区、市）发电企业平均上网电价见表 3。

表 2 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	6644.04	2177.56	2147.51	7226.13	5127.98	4855.96
上网电价	362.07	367.73	260.30	446.79	359.07	397.23
增长额	14.80	22.69	5.09	23.95	28.76	19.20
增长率(%)	4.26	6.58	1.99	5.66	8.71	5.08

表 3 各省（区、市）发电企业平均上网电价统计表

单位：元/千千瓦时

省 份 \ 项 目	上网电价	增长额	增长率(%)
北 京	470.91	22.60	6.41
天 津	403.01	9.92	2.52
河 北	383.53	29.00	8.18
山 西	320.12	25.58	8.68
山 东	419.23	28.99	7.42
内蒙古（西部）	272.07	13.54	5.24
内蒙古（东部）	334.15	20.20	6.43
辽 宁	380.49	16.34	4.49
吉 林	374.51	29.89	8.67
黑龙江	366.18	31.52	9.42
陕 西	320.21	21.90	7.34
甘 肃	251.18	2.17	0.87
青 海	194.50	-4.63	-2.32
宁 夏	251.05	-1.25	-0.49
新 疆	247.13	6.69	2.78
上 海	479.82	28.54	6.33
浙 江	482.79	24.26	5.29
江 苏	446.31	26.17	6.23

安 徽	393.47	22.53	6.07
福 建	410.29	26.09	6.79
湖 北	367.50	17.82	5.10
河 南	369.37	30.77	9.09
湖 南	386.92	32.07	9.04
江 西	411.09	36.21	9.66
四 川	308.72	5.05	1.66
重 庆	347.85	19.97	6.09
广 东	509.96	43.64	9.36
广 西	341.12	30.26	9.73
云 南	259.97	21.70	9.11
贵 州	308.92	19.04	7.40
海 南	417.20	23.37	5.94

从机组类型看，风电机组平均上网电价较高，为 553.61 元/千千瓦时，依次为核电 429.39 元/千千瓦时、火电 377.15 元/千千瓦时，水电机组平均上网电价较低，为 245.18 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 570.11 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。2009 年，电网企业平均输配电价（含线损，下同）为 150.56 元/千千瓦时。全国电网输配电线路损失率为 6.39%，比 2008 年下降 0.25%。

从企业看，国家电网公司平均输配电价为 152.61 元/千千瓦时，南方电网公司为 153.62 元/千千瓦时，内蒙古电力公司为 88.35 元/千千瓦时（见表 4）。

表4 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	152.61	153.62	88.35
增长额	-5.95	-16.55	-2.43
增长率(%)	-3.75	-9.73	-2.68

从区域看, 东北区域平均输配电价最高, 为 182.00 元/千千瓦时, 依次为华东、南方、华中、西北, 华北最低, 为 128.87 元/千千瓦时 (见表 5)。六大区域中平均输配电价增长率最高的是华中, 为 15.15%, 最低的是南方, 为 -9.73%。

表5 各区域平均输配电价统计表

单位: 元/千千瓦时

项目 \ 区域	华北	东北	西北	华东	华中	南方
输配电价	128.87	182.00	141.29	155.03	149.01	153.62
增长额	4.94	11.27	5.94	13.49	19.61	-16.55
增长率(%)	3.99	6.60	4.39	9.35	15.15	-9.73

注: 因 2009 年辽宁省农供合一, 原农电趸售电量购售差计入输配电价, 造成辽宁省输配电价大幅度提高, 从而影响东北区域输配电价较大提高。

从分省平均输配电价情况看, 海南、新疆、上海、辽宁、北京等省区市较高, 超过了 200 元/千千瓦时。而河南、内蒙古 (西部)、河北 (北网) 等省区较低, 不到 100 元/千千瓦时 (见表 6)。



表6 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		200.85	-1.07	-0.53
天津		161.72	-0.35	-0.22
河北(北网)		90.49	-3.42	-3.64
河北(南网)		111.32	-8.06	-6.77
山西		104.31	-16.26	-13.49
山东		120.74	11.54	10.56
内蒙古(西部)		88.35	-2.24	-2.47
内蒙古(东部)		138.21	—	—
辽宁		202.10	22.11	12.28
吉林		168.83	-0.02	-0.01
黑龙江		163.02	-3.74	-2.24
陕西		137.94	4.50	3.37
甘肃		119.98	-8.97	-6.96
宁夏		124.33	-12.28	-8.99
青海		102.23	-9.41	-8.43
新疆		224.64	52.69	30.64
上海		221.92	-2.56	-1.14
江苏		131.94	4.05	3.17
浙江		132.36	2.46	1.89
安徽		122.04	-7.00	-5.42
福建		106.14	-12.47	-10.51
湖北		188.17	5.26	2.88
河南		77.96	-16.20	-17.20
湖南		149.61	-9.56	-6.01
江西		167.46	-4.19	-2.44
四川		164.81	-14.38	-8.03
重庆		195.63	5.22	2.74
广东		190.99	-16.01	-7.73
广西		133.04	6.62	5.24
云南		116.04	-33.91	-22.61
贵州		162.43	-2.65	-1.61
海南		251.21	-14.13	-5.33

注: 蒙东地区因营业区范围变化较大, 故数据无同期可比性。

### (三) 销售电价

2009年,电网企业平均销售电价为530.72元/千千瓦时(未含政府性基金及附加,下同),比2008年增长1.46%,平均购电价为382.59元/千千瓦时,比2008年增长4.81%。

从区域看,华东区域平均销售电价最高,为598.68元/千千瓦时,依次为南方、东北、华中、华北,西北最低,为401.59元/千千瓦时(见表7)。

表7 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	8473.55	2294.72	2124.49	7242.27	5401.26	5238.90
销售电价	491.85	550.96	401.59	598.68	504.43	569.76
增长额	15.03	30.98	11.03	27.12	44.73	-6.95
增长率(%)	3.15	5.95	2.82	4.74	9.73	-1.21

从分类销售电价看,商业电价最高,为842.9元/千千瓦时,依次为非工业、普通工业用电747.91元/千千瓦时,非居民照明用电736.16元/千千瓦时、大工业用电555.32元/千千瓦时、居民生活用电467.4元/千千瓦时、农业生产用电398.47元/千千瓦时,贫困县农排用电电价最低,为165.24元/千千瓦时。

从分省平均销售电价水平看,广东、上海、北京、海南、浙江等省市较高,超过了600元/千千瓦时。青海、内蒙古(西部)、甘肃、宁夏、云南等省区较低,不到400元/千千瓦时

(见表 8)。

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、海南、江西、湖南、湖北，排在后 5 位的分别是：青海、内蒙古（西部）、河北（北网）时、河北（南网）、内蒙古（东部）（见表 8）。

表 8 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		671.76	21.53	3.31	473.37
天津		580.54	19.75	3.52	488.36
河北(北网)		467.50	14.00	3.09	415.71
河北(南网)		494.85	23.28	4.94	429.30
山西		424.44	9.33	2.25	464.95
山东		539.97	19.68	3.78	520.24
内蒙古(西部)		360.42	11.30	3.24	380.96
内蒙古(东部)		432.85	—	—	431.60
辽宁		582.41	42.27	7.83	495.94
吉林		532.85	12.57	2.42	521.18
黑龙江		533.04	25.56	5.04	460.01
陕西		455.99	24.96	5.79	496.44
甘肃		369.33	-8.42	-2.23	475.02
宁夏		374.75	-13.96	-3.59	456.99
青海		298.63	-12.90	-4.14	340.48
新疆		471.77	59.38	14.40	524.55
上海		697.81	17.91	2.63	540.50
江苏		585.45	29.62	5.33	504.06
浙江		616.10	21.42	3.60	525.77
安徽		521.05	14.84	2.93	548.84
福建		516.22	13.79	2.74	472.50
湖北		555.67	23.08	4.33	559.78
河南		444.09	11.33	2.62	544.91
湖南		526.20	11.71	2.28	588.00
江西		563.49	16.96	3.10	598.51
四川		473.53	-9.33	-1.93	468.68

重 庆	537.83	19.54	3.77	516.97
广 东	699.40	-6.77	-0.96	627.71
广 西	470.83	20.05	4.45	487.06
云 南	383.48	-4.70	-1.21	451.26
贵 州	415.34	31.18	8.12	445.37
海 南	661.17	15.00	2.32	599.48

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、蒙东地区因营业区范围变化较大，故数据无同期可比性。

#### （四）政府性基金及附加

2009年，随销售电价征收的政府性基金及附加，全国平均水平为26.83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5.06%。

政府性基金及附加主要有5项，即国家重大水利工程建设基金、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及附加水平看，湖北、上海、陕西、重庆、山西较高，超过45元/千千瓦时。而甘肃、贵州、宁夏、新疆、内蒙古（东部）不到10元/千千瓦时。（见表9）

表9 各省（区、市）政府性基金及附加平均水平统计表

单位：元/千千瓦时

省份	政府性基金及附加平均水平	省份	政府性基金及附加平均水平	省份	政府性基金及附加平均水平
北 京	39.73	陕 西	49.48	河 南	21.83
天 津	36.26	甘 肃	7.55	湖 南	34.56
河北（北网）	20.10	宁 夏	9.49	江 西	19.47
河北（南网）	14.60	青 海	10.94	四 川	30.42
山 西	46.39	新 疆	9.60	重 庆	46.71

山 东	30.94	上海	52.45	广东	28.35
内蒙古(西部)	19.69	江苏	23.89	广西	32.17
内蒙古(东部)	9.72	浙江	29.87	云南	18.29
辽 宁	20.83	安徽	19.22	贵州	9.20
吉 林	33.86	福建	25.73	海南	28.16
黑龙江	13.81	湖北	53.51		

## 二、厂网电费结算情况

2009年,省级以上电网与发电企业应结算电费10524.06亿元,实际结算电费10522.03亿元,电费结算率99.98%。全国39家省级以上电网企业,除甘肃、广西、贵州电网公司以外,厂网电费结算率均达到100%;2009年,省级以上电网企业以承兑汇票结算购电费543.01亿元,占实际结算电费总额的5.16%。承兑汇票结算电费比重较大的有:宁夏、新疆、青海、贵州、湖南、甘肃、天津及华中区域电网本部,均超过了20%。具体见表10:

表10: 各省(区、市)厂网电费结算情况统计表

单位: 亿元

名称	应结算电费	实际结算电费	其中: 承兑汇票	承兑汇票占实际结算电费比重(%)	电费结算率(%)
全 国	10524.06	10522.03	543.01	5.16	99.98
国网本部	293.31	293.31	0.00	0.00	100.00
南网本部	87.43	87.43	13.33	15.25	100.00
华 北	560.53	560.53	0.00	0.00	100.00
北 京	7.26	7.26	0.00	0.00	100.00
天 津	42.46	42.46	8.59	20.23	100.00
河 北	317.96	317.96	0.00	0.00	100.00
山 西	366.70	366.70	7.86	2.14	100.00
山 东	766.64	766.64	0.00	0.00	100.00
内蒙古	271.55	271.55	49.61	18.27	100.00
东 北	94.78	94.78	7.24	7.64	100.00

辽 宁	371.18	371.18	3.34	0.90	100.00
吉 林	151.36	151.36	2.35	1.55	100.00
黑 龙 江	194.60	194.60	3.93	2.02	100.00
内蒙古东部	14.68	14.68	0.00	0.00	100.00
西 北	3.02	3.02	0.00	0.00	100.00
陕 西	174.62	174.62	5.28	3.02	100.00
甘 肃	124.73	123.26	28.20	22.88	98.66
青 海	64.56	64.56	22.36	34.64	100.00
宁 夏	95.25	95.25	45.76	48.04	100.00
新 疆	64.33	64.33	24.07	37.41	100.00
华 东	212.16	212.16	0.00	0.00	100.00
上 海	285.17	285.17	0.00	0.00	100.00
江 苏	1048.08	1048.08	0.00	0.00	100.00
浙 江	714.47	714.47	0.00	0.00	100.00
安 徽	287.67	287.67	0.00	0.00	100.00
福 建	373.21	373.21	0.00	0.00	100.00
华 中	54.82	54.82	12.59	22.97	100.00
湖 北	219.91	222.50	41.28	18.77	100.00
湖 南	222.50	222.26	58.19	26.15	100.00
河 南	579.66	579.66	58.89	10.16	100.00
江 西	168.85	168.85	21.67	12.83	100.00
四 川	313.67	313.67	0.61	0.19	100.00
重 庆	107.72	107.72	13.90	12.90	100.00
西 藏	0.11	0.11	0.00	0.00	100.00
广 东	1082.66	1082.66	0.00	0.00	100.00
广 西	176.51	175.52	4.36	2.48	99.44
贵 州	339.20	337.28	104.31	30.93	99.43
云 南	228.31	228.31	2.45	1.07	100.00
海 南	42.43	42.43	2.84	6.69	100.00

## 第二部分 电价政策及厂网电费结算 规定执行情况

### 一、电价政策调整情况

#### (一) 提高销售价格

为疏导电价矛盾，完善电价结构，促进可再生能源发展，2009年11月，国家对各类电价进行了适当调整。主要内容：

#### 1、销售电价

全国销售电价平均每千千瓦时提高 28 元。各区域销售电价平均每千千瓦时提高标准分别为：华北 32.5 元，东北 27.2 元，西北 22.2 元，华东 30.9 元，华中 30.1 元，南方 20.5 元。各省（区、市）销售电价调整情况见表 11。

表 11：各省（区、市）销售电价调整情况统计表

单位：元/千千瓦时

省份	销售电价平均提高水平	省份	销售电价平均提高水平	省份	销售电价平均提高水平
北京	39.7	陕西	36.7	河南	34.5
天津	33.5	甘肃	20.1	湖南	27.0
河北（北网）	30.0	宁夏	22.3	江西	28.4
河北（南网）	29.9	青海	20.2	四川	22.4
山西	32.8	新疆	0.00	重庆	32.0
山东	38.8	上海	36.0	广东	19.0
内蒙古（西部）	24.0	江苏	31.0	广西	24.0
内蒙古（东部）	26.0	浙江	29.0	云南	22.8
辽宁	28.0	安徽	27.2	贵州	26.1
吉林	28.0	福建	33.2	海南	34.5
黑龙江	25.0	湖北	32.0		

## 2、标杆上网电价

全国标杆上网电价总水平基本保持不变，一些省份标杆电价进行了有升有降的调整。其中，陕西、甘肃、青海、山西、江西、四川、重庆、云南、贵州、海南等10个省（区、市）燃煤机组标杆上网电价进行上调，每千千瓦时2—15元；浙江、福建、江苏、上海、辽宁、河南、广东等7个省（区、市）下调了燃煤机组标杆上网电价，每千千瓦时3—9元。在原脱硫加价标准上，根据煤炭含硫率不同，黑龙江、吉林、内蒙古东部脱硫加价标准每千千瓦时下调2元；重庆和贵州脱硫加价标准每千千瓦时分别上调5元和2元。标杆上网电价调整情况见表12。

表12：各省（区、市）标杆上网电价调整情况统计表

单位：元/千千瓦时

省份	标杆上网电价 平均调整水平	省份	标杆上网电价 平均调整水平	省份	标杆上网电价 平均调整水平
山西	10	浙江	-8.7	重庆	4.0
辽宁	-3.8	江苏	-5.8	广东	-8.0
陕西	12.0	福建	-8.0	云南	7.0
甘肃	5.0	河南	-3.0	贵州	2.0
青海	15.0	江西	2.0	海南	3.2
上海	-5.0	四川	10.0		

## 3、提高可再生能源电价附加标准

为促进可再生能源发展，弥补可再生能源电价补贴资金缺口，将可再生能源电价附加标准由每千千瓦时2元提高至每千千瓦时4元。



#### 4、配套推进销售电价结构改革

(1) 工商业用电同价。北京、陕西、浙江、广西等 4 个省(区、市)实现了工商业用电同价,全国实现工商业用电同价的省份由 15 个增加到 19 个;上海、天津、广东等 10 个省(区、市)进一步缩小了工商业用电价差。

(2) 城乡各类用电同价。实现城乡各类用电同价的省份由 19 个增加到 20 个,9 个省份进一步推进各类用电同价。

(3) 适当调整各电压等级价差。全国 35 千伏以下各电压等级价差每千千瓦时扩大了 5 元左右,两部制电价用户基本电费比重有所增加。

#### (二) 规范电能交易价格

为进一步规范电能交易价格行为,维护正常的市场交易秩序,促进电力资源优化配置,2009 年 10 月,国家发展改革委、国家电监会、国家能源局联合下发《关于规范电能交易价格管理有关问题的通知》(发改价格[2009]2474 号)。主要内容:

##### 1、规范发电企业与电网企业的交易价格

一是发电机组进入商业运营后,除跨省、跨区域电能交易及国家另有规定的以外,其上网电量一律执行政府价格主管部门制定的上网电价。

二是发电机组进入商业运营前,其调试运行期上网电价按照当地燃煤发电机组脱硫标杆上网电价的一定比例执行,

其中水电按照 50% 执行，火电、核电按照 80% 执行。水电以外的可再生能源发电机组自并网发电之日起执行价格主管部门批复的上网电价。

三是发电企业启动调试阶段或由于自身原因停运向电网购买电量时，其价格执行当地目录电价表中大工业类电度电价标准。

## 2、规范跨省、跨区域电能交易价格

跨省、跨区域电能交易中，送电省（区、市）电网企业的输电价格（含损耗）原则上不得超过每千千瓦时 30 元。

## 3、规范电网企业与终端用户之间的交易价格

一是电网企业对电力用户的销售电价，要严格按照国家颁布的电价标准执行，不得自行以大用户直购电等名义实行电价优惠。

二是继续加大差别电价贯彻落实力度，确保差别电价执行到位。

## （三）风电分区域实行标杆上网电价

为规范风电价格管理，促进风力发电产业健康持续发展，2009 年 7 月，国家发展改革委发布《关于完善风力发电上网电价政策的通知》（发改价格[2009]1906 号）。主要内容：

### 1、规范风电价格管理

分资源区制定陆上风电标杆上网电价。按风能资源状况和工程建设条件，将全国分为四类风能资源区，一类资源区

标杆上网电价为 510 元/千千瓦时，二类资源区 540 元/千千瓦时，三类资源区 580 元/千千瓦时，四类资源区 610 元/千千瓦时。

## 2、继续实行风电价格费用分摊制度

风电上网电价在当地脱硫燃煤机组标杆上网电价以内部分，由当地省级电网负担；高出部分，通过全国征收的可再生能源电价附加分摊解决。

### （四）大用户直购电输配电价陆续出台

为进一步开放电力市场，增加用户用电选择权，完善电价形成机制，2009 年 6 月，国家电监会、国家发展改革委、国家能源局联合印发《关于完善电力用户与发电企业直接交易试点工作有关问题的通知》（电监市场[2009]20 号），主要内容：

1、参与直接交易试点的大用户支付的购电价格，由直接交易价格、电网输配电价和政府性基金及附加三部分组成。

一是直接交易价格，由大用户与发电企业通过协商自主确定，不受第三方干预。

二是电网输配电价，在独立的输配电价体系尚未建立的情况下，原则上按电网企业平均输配电价（不含趸售县）扣减电压等级后执行，110 千伏（66 千伏）输配电价按照 10% 比例扣减，220 千伏（330 千伏）按照 20% 的比例扣减；输

配电价实行两部制。

三是政府性基金和附加，大用户应和其他用户一样承担相应社会责任，按照国家规定标准缴纳政府性基金及附加。

2、大用户、发电企业可以委托电网企业对直接交易余缺电量进行调剂，购电价格按照目录电价的 110% 执行；售电价格按政府核定上网电价的 90% 执行。

3、大用户与发电企业直接交易结算方式，在各方自愿协商基础上，可由大用户分别与发电企业和电网企业进行结算，也可由电网企业分别与大用户和发电企业进行结算。具体结算方式由大用户、电网企业、发电企业在合同中约定。

## 二、重点电价政策执行情况

### （一）可再生能源电价政策执行情况

可再生能源电价附加政策 2009 年经过了一次调整，在 2009 年 11 月 20 日之前，可再生能源电价附加征收标准为每千千瓦时 2 元，11 月 20 日起，征收标准为每千千瓦时 4 元。2009 年，全国征收可再生能源电价附加 42.36 亿元，应支付可再生能源补贴 47.33 亿元，其中发电项目补贴 45.58 亿元，接网工程项目补贴 1.71 亿元，独立电力系统补贴 442 万元（见表 13）。2008 年 7—12 月至 2009 年 1—6 月补贴金额分别在 2009 年 3 月底和 2009 年底支付完毕。各省（区、市）可再生能源电价附加情况见表 14。

表 13 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 (税后)	应补贴金额 (不含税)			补贴合计
		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	
国家电网公司	34.36	41.83	0.02	1.52	43.37
南方电网公司	6.68	0.62	0.02	0.02	0.66
内蒙古电力公司	1.32	3.13	0	0.17	3.3
合计	42.36	45.58	0.04	1.71	47.33

表 14 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	13329.51	2584.11	江 苏	24869.40	78712.20
天 津	15494.00	918.00	浙 江	16745.39	6145.78
河 北	27652.44	47543.96	安 徽	9756.40	7622.98
山 西	14657.64	7785.77	福 建	15463.62	18337.65
山 东	30027.30	34717.36	湖 北	14497.84	4994.14
内蒙古(西部)	19055.52	32973.73	河 南	21709.05	15031.00
内蒙古(东部)	3079.99	18425.54	湖 南	16969.51	1804.39
辽 宁	21487.00	29897.00	江 西	13333.59	2244.33
吉 林	8834.76	19445.34	四 川	25456.45	1634.56
黑 龙 江	8737.79	51028.88	重 庆	10756.00	1256.00
陕 西	10286.00	810.00	广 东	99998.92	532.11
甘 肃	12403.89	6616.02	广 西	16016.71	1836.55
宁 夏	6445.14	15797.41	云 南	16616.30	3631.75
青 海	1065.98	1326.93	贵 州	19848.58	—
新 疆	5260.37	40298.21	海 南	3051.02	580.51
上 海	23788.30	1625.98			

## （二）脱硫电价执行情况

2009年，各发电企业高度重视国家节能减排工作，新建燃煤机组同步安装脱硫设施，而老机组按照减排计划的要求，陆续安装了脱硫设备。

2009年，全国执行脱硫加价电量 18056.35 亿千瓦时，比 2008 年增加 5073.52 亿千瓦时，增长 39.08%。脱硫加价 15 元/千千瓦时，电网企业支付脱硫加价费用 274.32 亿元，比 2008 年增加 76.74 亿元，增长 38.84%。

## （三）差别电价执行情况

总体看，2009年各省（区、市）基本能够按照国家产业政策的要求，对限制类和淘汰类高耗能企业执行国家制定的差别电价政策，执行差别电价的企业在逐年减少，执行电量和征收的电费收入逐年下降。

据统计，2009年全国有 1686 家高耗能企业执行差别电价，比 2008 年减少 83 家。其中，淘汰类 1161 家，比 2008 年减少 188 家；限制类 525 家，比 2008 年增加 105 家。全国征收差别电价的电量为 42.69 亿千瓦时，比 2008 年减少 31.09 亿千瓦时；共收取差别电价加价电费 4.12 亿元，比 2008 年减少 2.34 亿元。

## （四）电力用户与发电企业直接交易试点价格执行情况

截止 2009 年，经国家批准实行电力用户与发电企业直接交易试点的共有三家。

中钢集团吉林碳素股份有限公司向国电龙华吉林热电厂直接购电。2009年，交易电量为4.09亿千瓦时，吉林碳素股份有限公司到户电价为497.3元/千千瓦时；发电上网电价为320.5元/千千瓦时；输配电价为144.58元/千千瓦时（含线损，不含政府性基金和附加）。

辽宁省抚顺铝厂向华能伊敏电厂直接购电。2009年，交易电量为5.03亿千瓦时，抚顺铝厂到户电价为387.8元/千千瓦时；发电上网电价为200元/千千瓦时。输配电价：东北电网公司输电价格17元/千千瓦时，辽宁省电网公司基本电价执行现行销售电价表中大工业基本电价标准，电量电价100元/千千瓦时（含线损，不含政府性基金和附加）。

广东省台山市大用户直购电交易电量为1.57亿千瓦时，大用户用电价为656.11元/千千瓦时，向电厂直接购电价为450元/千千瓦时，输配电价为176.55元/千千瓦时（含线损，不含政府性基金和附加）。

### 三、厂网电费结算规定执行情况

2009年，绝大多数省级以上电网企业与发电企业，按照电监会颁布的《购售电合同》范本要求，及时签定了购售电合同，按照《发电企业与电网企业电费结算暂行办法》相关规定进行电费结算，全国39家省级以上电网企业，有36家厂网电费结算率均达到100%；甘肃省电力公司由于与甘肃靖远第二发电有限公司在上网电价上存在分歧，形成1.31亿

元的争议电费，造成电费结算率未达到 100%；广西电网公司由于经营困难，对 2008 年上网电价调价前形成的资金缺口没有得到解决，电费结算率未达到 100%；贵州电网公司由于与乌江公司所属的构皮滩、思林电站 12 月份的电费计算存在误差、董蓄电厂没有上网电价调整文件、盘县电厂因为贵州和广西两省（区）物价部门未能就盘县电厂一期送广西电量的电价达成一致意见等原因，电费结算率未能达到 100%。

2009 年，省级以上电网企业以承兑汇票结算购电费 543.01 亿元，占实际结算电费总额的 5.16%，承兑汇票的支付比例较 2008 年下降了 0.35%。

2009 年，按照《关于电力资产财务划转移交有关遗留问题的通知》（发改能源[2007]1885 号）的原则规定，经电力监管机构积极协调，大多数电力企业友好协商，历史陈欠电费、争议电费的解决工作取得显著进展。

2009 年，电力企业电费结算信息报送情况好于往年。

#### 专栏一：厂网电费结算规定介绍

国家电监会《发电企业与电网企业电费结算暂行办法》（电监价财[2008]24 号）规定：电费结算有关事项应当在发电企业与电网企业与电网企业签订的《购售电合同》中予以约定。《购售电合同》包括长期、中短期、临时和跨省跨区购售电合同；电网企业应当在上网电



费确认后的5个工作日内，支付不低于该期上网电费的50%；电网企业应当在上网电费确认日后的15个工作日内付清该期上网电费。

### 专栏二：陈欠电费政策介绍

国家发展改革委、财政部、国资委、电监会《关于电力资产财务划转移交有关遗留问题的通知》（发改能源[2007]1885号）规定：原国家电力公司陈欠电费由国家电网公司负责回收，不分摊给发电企业。已经核定的厂网之间争议资金，统一先由两家电网公司与五大发电集团在总部层面结算完毕，然后再由两家电网公司、五大发电集团分别与其所属企业进行内部账务处理。

### 专栏三：厂网电费结算信息报送规定介绍

国家电监会《关于进一步加强电力企业财务经营信息报送工作的通知》（办价财[2009]35号）规定：电网企业填制《电网企业电费结算情况统计表》，发电企业填制《发电企业电费结算情况统计表》。电力企业在填制上述报表后，应附文字说明，内容包括：《购售电合用签订情况》，月度电费结算情况，电费结算方式，期末用户对电网公司欠费情况，其他。电费结算情况要求电力企业按季度报送，每个季度终了，第二个月15日前报送上个季度电费结算情况。

### 第三部分 监管职责履行情况

2009年，电监会及各派出机构在价格财务监管工作中践行“依法监管，监管为民”的理念，一方面加强监管制度建设，制定完善有关电价、成本监管办法，使监管法规体系更加完善，为依法监管奠定基础；另一方面切实履行监管职责，积极做好跨区域输电价格审核工作，深入开展输配电成本监管工作及标准研究，加强厂网电费结算行为监管，开展清理优惠电价检查等，积极推进电价改革，促进电力市场化建设，不断提高监管工作质量和水平。

#### 一、积极推进电价改革，促进电力市场化建设

##### （一）规范电能交易价格，促进电力资源优化配置

从几年电价监管工作的实践看，跨地区电能交易价格问题一直是影响电力市场建设、优化电力资源配置的问题。2009年，电力监管机构与价格、能源主管部门密切配合，对电能交易价格政策进行了充分研究，共同出台了《关于规范电能交易价格管理有关问题的通知》（发改价格[2009]2474号），规范电能交易价格行为，有效促进了电力市场化建设。

##### （二）参与电价政策调整，进一步理顺各环节电价关系

经国务院批准，2009年11月，国家对电价政策进行了再次调整，电力监管机构主动配合价格主管部门积极开展电

价政策调整工作。这次电价调整主要内容是调整销售电价、标杆上网电价水平，同时在部分省（区、市）配套进行电价改革，推进工商用电、城乡用电同价，适当扩大电压等级差价。

### （三）促进电价改革，为推进电力市场建设提供保障

2009年，电力监管机构与价格主管部门相互配合，积极推进电价改革和电力市场建设。在共同研究，广泛征求意见的基础上，完善了电力用户与发电企业直接交易试点政策。国家价格主管部门先后审批确定了福建、甘肃、辽宁、安徽、内蒙古、江苏、浙江、重庆等八省（区、市）电力用户与发电企业直接交易输配电价。

## 二、切实履行监管职能，充分发挥电力监管作用

### （一）审核晋东南—南阳—荆门特高压线路输电价格

对跨区域输电价格审核是电监会重要职能之一，2009年重点对国家电网公司山西晋东南—湖北荆门1000KV特高压试验示范工程输电价格进行了审核。这是我会第一次对特高压线路输电价格进行审核，在审核过程中，进行了实地考察，多方听取意见，对核价方式、电价形式、核价参数、计算方法等进行了深入细致的研究，做了大量的基础工作，为今后规范审核特高压线路的输电价格打下了基础。（二）开展全国电价重点检查

2009年第一季度，电力监管机构与价格主管部门共同开

展了全国电价重点检查，对 2008 年电价调整政策、脱硫电价政策、差别电价政策、电力收费政策的执行情况进行检查，落实国家出台的电价调整措施，督促电力企业严格执行电价政策，保护电力用户和群众的合法权益。

### （三）开展清理优惠电价等政策执行情况督查

针对部分地区自行出台对高耗能企业优惠电价的行为，国家发展改革委、国家电监会、国家能源局联合下发了《关于清理优惠电价有关问题的通知》（发改价格[2009]555号），并于 2009 年 4、5 月份联合对内蒙古、陕西、甘肃、宁夏、青海、河南、四川、广西、云南等九省（区）清理优惠电价及大用户直购电等政策落实情况进行了督查，取得了明显成效。

### （四）加强电费结算监管，规范电力企业电费结算行为

按照《发电企业与电网企业电费结算暂行办法》的规定，2009 年，电监会及各派出机构及时对电费结算监管及信息报送工作进行汇总分析，按季编制了《发电企业与电网企业电费结算分析报告》，对结算中发现的问题，及时协调并提出整改要求和改进完善建议。各派出机构在日常监管中维护电费结算秩序，确保了电费结算数据的真实性和准确性。

### （五）加强对历史陈欠电费争议电费的协调解决

电力企业电费陈欠和争议成因复杂，数额较大，电监会一直将清理电费作为一项重点工作，2009 年着重对华能所属

北方公司与内蒙古电力（集团）公司、华电贵州公司与贵州电网公司、中电投所属黄河公司与青海省电力公司等三个电费结算问题（涉及金额17.55亿元）进行重点协调，为圆满解决这三起陈欠电费和争议电费纠纷奠定了扎实基础。

## 第四部分 监管评述

近年来，随着电价及厂网电费结算监管工作的扎实开展，大多数电力企业执行国家电价政策和电费结算制度的法律意识不断增强，投诉举报中涉及电价矛盾和电费结算纠纷的案件也在逐年减少，电价执行和电费结算办法行为不断规范，电力市场秩序呈现良好态势，但也还存在一些问题。

### 一、总体评价

随着电价改革的进一步深入，电能交易价格及结算行为的逐步规范和企业合法经营意识的加强，国家的各项电价政策能够得到贯彻落实，电力交易市场秩序正常，2009年电价执行和电费结算情况总体良好，主要体现在以下几个方面：

（一）能够认真落实国家电价调整政策。各省级电网公司能够配合政府有关部门加强政策宣传，认真落实2009年国家电价政策调整文件精神，调整内容及时向社会公布，并更换各营业网点的缴费信息，保证各项调价措施按期、平稳执行。

（二）基本能够贯彻跨省跨区电能交易电价政策。按照国家发展改革委、国家电监会、国家能源局《关于规范电能交易价格管理等有关问题的通知》（发改价格[2009]2474号）要求，进一步完善跨省跨区电能交易的审批和备案手续，认

真执行输电价格和网损规定，及时发布交易信息，对优化省间、区域间电力资源配置起到了积极作用。

（三）认真执行上网电价政策。各电力企业能够认真执行国家已批复上网电价，并能够按照国家政策执行脱硫电价以及可再生能源上网电价政策，将可再生能源附加收入首先用于支付省内可再生能源发电项目电价补贴，差额参与配额交易、全国平衡，促进了可再生能源的发展。

（四）按规定执行差别电价政策。地方政府及其有关部门，以及电网企业能够执行国家差别电价政策，采取多种措施，确保差别电费足额回收，有效地抑制了高耗能企业的盲目扩张，为促进了高耗能企业的产业升级，实现国家节能减排目标的实现做出贡献。

（五）电费结算情况总体良好。厂网双方能够按照国家电监会关于《发电企业与电网企业电费结算暂行办法》的要求进行电费结算，2009 年全国的电费结算率达到 99.98%。一些电网企业在克服自身电费回收困难的情况下尽量保证结清发电企业的电费，构建了和谐的厂网关系。

（六）电费结算率进一步提高。在电力监管机构的积极引导和监管下，厂网双方能够本着互谅互让、平等协商的原则，处理电费结算问题，电网企业尽量减少承兑汇票支付比例，取得了成效。2009 年底，承兑汇票支付数 543.01 亿元，占实际结算电费的 5.16%，较 2008 年下降 0.35 个百分点。

(七) 政府性基金和附加征收解缴规范。电网企业严格按照国家文件规定的范围和标准,向电力用户征收重大水利工程建设基金(原三峡基金)、城市公用事业附加、大中型水库移民后期扶持资金、可再生能源附加和地方小水库移民后期扶持资金等政府性基金和附加,没有擅自扩大征收范围和提高征收标准。

(八) 能够履行电价电费信息报送义务。电力企业内部建立了分工明确、流转顺畅的电力监管信息报送机制,并按照职责分工落实到部门和具体责任人,能够按照要求及时报送电价电费信息。

## 二、存在问题

2010年5月,电监会组织对内蒙、吉林、甘肃、江苏、河南、湖南、广西、云南等8省(区)的电价执行及电费结算情况进行了重点检查,通过检查发现有的地区,少数企业仍然存在违反国家电价、电费结算政策的行为。

### (一) 电价政策执行中存在的主要问题

1、部分省(区)自行出台优惠电价政策,助长了高耗能企业盲目发展,增加了电网、发电企业的经营负担。

一些高耗能产业比重较大的省份,针对经济增长放缓、高耗能企业生产经营困难等情况,超越电价管理权限,自行出台优惠电价政策,虽然对部分停产半停产企业恢复生产,对当地经济增长起到了一定作用,但是这违反了国家电价政



策，不利于国家节能减排政策的落实和产业结构的调整。优惠电价政策大多采取由电网、电厂和煤炭企业等多方共担的方式降低电价，加重了电网企业和发电企业的经营负担。如内蒙古、陕西、甘肃、青海、宁夏、河南、湖南、四川、广西、云南等省区均不同程度地存在优惠电价问题（注：2010年6月，经国家发展改革委等六部委联合督查，以上地区存在的优惠电价问题基本得到了纠正）。其中甘肃、青海、湖南等省是以省政府及其有关部门的名义发文进行电价优惠，河南、广西等省区是未经批准，以大用户直供或峰谷电价的名义进行电价优惠。如河南省发电企业上网电量中，存在省内开拓、扶持黄淮四市、大用户直购交易、省外送出、自备电厂转移等多达十余种省内自行出台的低于国家批复电价水平的优惠电价政策，最低的优惠电价比国家批复上网电价每千瓦时低0.10元。仅以大用户直购电名义开展的交易中，优惠金额就达18.5亿元。

2、个别电力企业未严格执行国家电价政策，在电价执行中存在降低销售电价及未严格执行分类电价的行为。

在检查中发现个别电力企业未严格执行国家电价政策。广西柳城供电分公司降低销售电价。按规定广西5—10月为丰水期，1—4月、11—12月为枯水期。广西电网公司柳城供电分公司抄表例日为每月12日，电量统计时间范围为4月12日—5月12日，其中4月12-30日的电量销售电价按

丰水期电价执行，低于文件规定价格。内蒙古包头市供电局未按规定执行分类电价。按照有关文件规定，包头市迦南福利院用电应执行居民照明电价，包头供电局违反规定，对其执行非居民照明电价，变相提高了销售电价。

3、脱硫电价难以弥补脱硫成本，脱硫设施投运监控与电价结算监管有待进一步加强。

为实施节能减排措施，燃煤火力发电厂在脱硫装置的安装、使用、维护上投入了大量的资金。受燃料含硫量的不同和投资成本的变化，不同地区发电企业脱硫成本有较大差异，虽然 2009 年电价政策调整时，部分省区对脱硫电价进行了调整，但从整体看，目前每千瓦时 1.5 分的脱硫电价难以弥补多数脱硫系统的运行成本，再加上脱硫设施的监控与电价结算监管有些脱节，造成一些发电企业对脱硫设施的投运不积极，脱硫设施投运率不高，烟气排放超标。如四川，燃煤含硫量在 2—5% 之间，要确保烟气达标排放，石灰石掺烧比例相应增加，脱硫成本较高，加之脱硫电价还随丰枯、峰谷电价浮动，不能弥补燃煤电厂脱硫成本。再比如，检查中发现国电永福电厂、柳州发电厂个别时点存在脱硫设备运行时间和机组运行时间不同步，以及二氧化硫浓度超标等问题。

4、执行差别电价企业名单更新缓慢，一些限制类或淘汰类的高耗能企业未按规定执行差别电价。

少数地方执行差别电价政策的力度不够，对高耗能企业甄别工作进展缓慢。同时一些地方以发展经济为由，对应执行差别电价的高耗能企业未列入执行名单，未按规定执行差别电价。如甘肃永靖西河硅锰有限责任公司一座 6300 千伏安的矿热炉 2007 年改造后也只有 8000 千伏安，按照规定，应该执行限制类差别电价，而实际从 2009 年 3-11 月对其不但没有执行差别电价政策，还进行了电价优惠。内蒙古部分限制类、淘汰类企业也未执行差别电价。在检查抽取的 79 份供用电合同过程中发现，有 36 户企业虽列入国家鼓励类名单，但经核查其实际容量，应执行差别电价。

5、跨地区电能交易价格有进一步规范，但透明度仍然欠缺，市场交易中还存在着违反国家有关电价政策的行为。

虽然国家对跨地区电能交易价格有所规范，但从总体看，仍然缺乏合理的价格机制及有效的监督，电量和价格主要由各省区电网公司之间协商确定，发电企业缺少话语权，送电（发电）价格偏低，过网费用偏高，侵害了发电企业的利益。同时也存在着一些违规问题。如吉林送辽宁及华北网损确定不合规，网损率未按要求公开。2009 年吉林省电力公司送辽宁电量年平均网损率为 7%，送华北电量年平均网损率为 4.5%。该网损率的确定未经核准，也未经厂网充分协商，未向交易主体公布。甘肃跨省区交易输电价格超过标准。检查中发现，甘肃省电力公司 2009 年 12 月送四川电量 3340.92

万千瓦时，输电价格为每千瓦时 8.2 分钱（含损耗，下同），远远超过了国家规定的不得超过每千瓦时 3 分钱的标准。

6、上网侧实行峰谷分时电价政策在一定程度上降低了上网电价，发电企业反映强烈。

目前在上网侧实行峰谷分时电价政策的有江苏、安徽、河南、湖南、广西。从实际执行情况看，普遍存在降低上网电价的现象，发电企业对此反映强烈。据统计，河南省 2009 年上网侧执行峰谷分时电价的电量为 865 亿千瓦时，占全省统调上网电量的 55%，上网电价比目录电价平均每千瓦时降低 5 厘钱，导致发电企业减少售电收入约 4 亿元。湖南省，2009 年省公司实际结算购电费比政策规定的平段、平水期电价计费少支付 3.25 亿元。大唐集团在上述五省所属电厂执行峰谷分时电价的电量为 576.68 亿千瓦时，其中湖南为 205.2 亿千瓦时，减少收入 1.37 亿元。华电集团在执行峰谷分时电价的省区，实际结算电价比批复电价低 1.36 元/千千瓦时，平均降幅 0.36%，减少收入 3.7 亿元。

7、个别省份差别电价收入无法及时上缴入库。

根据《国家发展改革委、财政部、国家电监会关于进一步贯彻落实差别电价政策有关问题的通知》（发改价格[2007]2655 号）规定，差别电价收入应全额上缴地方国库，纳入省级财政预算，实行“收支两条线”管理，专项用于疏导电价矛盾和产业结构调整。但由于一些省财政部门迟迟未

能明确差别电价收入收缴方式和使用办法，造成差别电价收入及其产生的利息无法及时上缴入库。如湖北省电力公司严格执行差别电价政策，将差别电价收入单独列账，作为政府性基金核算并管理。但省财政厅一直未能明确收缴方法，造成省公司 2006 年至 2009 年差别电价收入及其产生的利息无法上缴入库。

此外，在检查中还发现一些电力企业存在违规收费问题。如内蒙古电力公司对风电企业违规收取无功补偿费用。内蒙古电力公司与风力发电企业签订的购售电合同中显示：风力发电企业根据上网计量点计量的无功电量向电网企业缴纳 0.01 元/千瓦时无功电费。包头供电局 2009 年共向 5 个风电企业收取无功电费 105.57 万元。

## （二）厂网电费结算规定执行中存在的问题

1、部分电力企业未按规定及时结算上网电费，电费结算时间滞后。

甘肃省电力公司与靖远第二发电有限公司，因购售电合同约定在 2009 年对上网电价进行重新测算并调整，导致双方对 2009 年上网电价产生争议，甘肃省电力公司从 2009 年 1 月起未及时足额支付上网电费，拖欠靖远二电 2009 年上网电费 13146.83 万元。这部分上网电费，在甘肃省发改委于 2010 年 2 月以甘发改价[2010]214 号文明确了结算电价后，2010 年 3 月予以结清。

广西省水利电业集团资源县水利电业公司在与发电企业实际结算中，多数结算时间超过两个月，其中大树坪电站2009年7、8月应结算电费，资源县水利电业公司2010年2月才支付。

广西电网公司桂林供电局于2009年9月支付给资源县水利电业公司转售的地方小水电富余电量电费，资源县水利电业公司在2010年1、2月才分别与水电企业进行电费结算。广西电网公司柳州供电局柳城供电公司对小水电富余电量的电费结算均到年底才结算。

2、部分电网企业承兑汇票转付比例过高，自身消化比例与支付发电企业比例不均衡，使用承兑汇票支付各发电企业购电费的比列不一致，电费结算有失公平。

2009年，湖南省电力公司从电力用户收取银行承兑汇票64.25亿元，将其中的58.19亿元银行汇票转付发电企业，转付比例90.57%，自身消化比例9.43%。2009年，内蒙古电力公司从电力用户收取银行承兑汇票59.90亿元，将其中的49.67亿元银行汇票转付发电企业，转付比例82.92%，自身消化比例17.08%。

内蒙古电力公司使用承兑汇票支付各发电企业购电费的比列不一致，最高比例23.91%，最低比例0%。广西电网公司在2009年厂网电费结算中，对大唐岩滩发电厂承兑汇票支付比例约20%。

### 3、部分地区争议电费和陈欠电费仍然没有解决。

内蒙古电力公司与华能北方公司 2006 年因为双方对《关于 2006 年内蒙古西部地区高载能企业继续执行峰谷电价并实行多方联动的意见》（内发改价字[2006]242 号）政策的执行存在较大分歧，形成争议电费 4.09 亿元至今没有解决。

青海电力公司执行青海省政府出台对高耗能和光伏产业优惠电价政策、未经国家批准延长丰水期时段，造成中电投黄河公司 2009 年减少电费收入 4.41 亿元。

2005 年底，甘肃省电力公司欠发电企业上网电费约 10 亿元，近年来，虽然甘肃省电力公司通过逐年清理、逐步支付的方式，已结清陈欠电费约 8.85 亿元，但仍然剩余 1.15 亿元陈欠电费尚未结清。

贵州电网公司与国电贵州公司，在 2002 年以前和 2003 年产生的，在厂网分离改革过程中未解决，遗留下来 1.36 亿元的陈欠电费。

此外，部分电力企业，如华能、大唐等发电集团公司，对报送工作不够重视，不能在规定时间内报送电费结算信息，缺乏必要的文字说明材料，影响电费结算汇总分析的时效性和有用性。

## 第五部分 整改措施和建议

### 一、整改措施

(一) 各电力企业应当加强电价和电费结算管理, 严格执行国家政策。

一是认真执行国家电价政策, 不得降低或以各种名义变相降低国家批复上网电价, 不得擅自提高或降低销售电价。二是认真执行脱硫电价政策, 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, 自觉接受监管。电网企业要按规定足额支付脱硫电价。三是认真执行可再生能源电价及附加政策, 及时支付上网电费和附加补贴。四是认真执行差别电价政策, 电网企业要按政府提供的名单, 严格对淘汰类、限制类高耗能企业实行差别电价。五是严格执行《发电企业与电网企业电费结算暂行办法》, 在《办法》规定的时限内完成每一阶段的工作; 并规范、完善电费结算条款, 尽量降低承兑汇票使用比例。六是厂网双方应本着互谅互让、平等协商的原则, 按照国家有关规定, 积极协商解决争议电费和历史陈欠电费。七是要加强信息报送管理, 建立及时顺畅的信息报送机制, 有专人负责, 按要求及时、准确完成各项数据及有关资料报送和披露工作。八是对检查中发现的问题, 各电力企业要认真纠正,



及时进行整改，并于2010年10月底前向电力监管机构报告整改情况。

(二)各级电力监管机构要强化监管，规范电价、电费结算行为。

一是要进一步创新监管思路，拓宽监管领域，完善监管制度。二是要抓紧研究制定《电价监督检查办法》，规范电价监督检查行为，维护电力市场价格秩序。三是要进一步加强输配电成本监管，抓紧制定并出台《输配电成本监管办法》，规范电网企业的输配电成本管理，同时完善输配电成本信息报送制度，督促电网企业真实、完整、及时地上报输配电成本信息。四是加强对电价政策执行情况及电费结算行为的监督管理，现阶段应重点加强对脱硫设施运行及脱硫电价政策执行情况、可再生能源发电量全额收购及电价执行、附加补贴落实情况、差别电价执行情况以及对跨省、跨区域电能交易价格情况的监管。

## 二、政策建议

(一)推进电价改革，进一步完善电价形成机制

一是抓紧研究脱硝价格补偿机制，促进发电企业脱销。二是加快推进输配电价改革试点工作，尽快建立独立的输配电价定价机制。三是积极推进销售电价分类结构的调整与改革，减少交叉补贴，简化电价类别，让价格信号真正能够反映成本和供求。

## （二）推进电力市场建设，促进电能优化配置

加快电力市场建设步伐，搭建区域电能交易平台，将目前跨区跨省电能交易、发电权交易等逐步纳入市场化轨道，使各电力市场主体都能自由参与市场交易，让电能交易真正由市场主导。进一步推进大用户与发电企业直接交易试点工作，不断规范大用户直购电政策，促进电能优化配置，保证电力工业的健康发展。

2009年度电价执行及  
电费结算监管报告

---