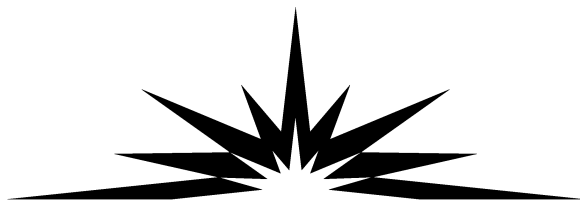


中国可持续能源项目

大卫与露茜尔·派克德基金会
威廉与佛洛拉·休利特基金会
能 源 基 金 会
项目资助号：G-1006-12625



节能发电调度 实施分析和政策建议

华北电力大学

2011年5月

《节能发电调度实施分析和政策建议》

课题组人员名单

项目支持：美国能源基金会

项目编号：G-1006-12625

负责人：王万兴

联系人：袁静

项目研究单位：华北电力大学

负责人：董军

项目顾问：杨昆 孙耀维 范必

项目组成员：张晓春 任静 唐宇希 徐晓琳 蒋雪 李娜

目 录

第 1 章 中国电力工业节能减排及政策现状	1
1.1 电力工业节能减排现状	1
1.1.1 电力节能指标	1
1.1.2 电力减排指标	6
1.1.3 碳排放	7
1.2 电力工业节能减排法律、法规	13
1.2.1 电力工业现有节能减排法律	13
1.2.2 现有法律中对电力工业有重要影响的制度和要求	14
1.2.3 节能发电调度相关规定	15
1.3 电力工业节能减排存在的主要问题	16
第 2 章 节能发电调度试点效果分析	20
2.1 节能发电调度办法	20
2.1.1 节能发电调度的背景	20
2.1.2 节能发电调度的意义	22
2.1.3 节能发电调度办法的核心内容	22
2.1.4 与其它调度方式的异同	24
2.1.5 节能发电调度的基本流程	25
2.1.6 节能发电调度对电力行业的影响	26
2.2 贵州省节能发电调度试点效果分析	29
2.2.1 贵州电网基本情况	29
2.2.2 贵州省节能发电调度试点措施	32
2.2.3 贵州省节能发电调度试点取得的成绩	34
2.2.4 贵州省节能发电调度试点存在的问题及发展趋势	37
2.3 广东省节能发电调度试点效果分析	37
2.3.1 广东电网基本情况	37
2.3.2 广东省节能发电调度试点措施	38
2.3.3 广东省节能发电调度试点取得的成绩	40
2.3.4 广东省节能发电调度试点存在的问题及发展趋势	40
2.4 南方电网节能发电调度实施情况	41
2.4.1 南方电网基本情况	41

2.4.2	南方电网节能发电调度试点措施.....	43
2.4.3	南方电网节能发电调度试点效果.....	48
2.5	江苏省节能发电调度试点效果分析.....	49
2.5.1	江苏电网基本情况.....	49
2.5.2	江苏省节能发电调度试点措施.....	49
2.5.3	江苏省节能发电调度试点取得的成绩.....	53
2.5.4	江苏省节能发电调度试点存在的问题.....	53
2.6	四川省节能发电调度试点效果分析.....	54
2.6.1	四川电网基本情况.....	54
2.6.2	四川省节能发电调度试点措施.....	54
2.6.3	四川省节能发电调度试点取得的成绩.....	56
2.6.4	四川省节能发电调度试点存在的问题.....	56
2.7	河南省节能发电调度试点效果分析.....	58
2.7.1	河南电网基本情况.....	58
2.7.2	河南省节能发电调度试点措施.....	59
2.7.3	河南省节能发电调度试点取得的成绩.....	61
第3章	节能发电调度试点对比分析和优化建议.....	63
3.1	节能发电调度试点对比分析.....	63
3.2	节能发电调度试点存在的问题.....	73
3.3	节能发电调度优化建议.....	75
第4章	节能发电调度和市场机制协调政策建议.....	79
4.1	节能发电调度下的经济补偿机制.....	79
4.1.1	发电企业合理补偿机制.....	79
4.1.2	电网企业合理补偿机制.....	81
4.2	完善电力市场建设促进电力工业节能减排.....	82
4.3	政策建议.....	84
第5章	结论.....	88
	参考文献.....	89

第 1 章 中国电力工业节能减排及政策现状

1.1 电力工业节能减排现状

根据我国节能与环保法规、政策要求以及我国电力工业以煤电为主的实际情况，衡量电力行业节能减排效果的指标分为电力节能指标和电力减排指标。其中，电力节能指标主要包括供电标准煤耗率、发电厂用电率和线损率指标；电力减排指标主要包括大气污染物（如二氧化硫、烟尘、氮氧化物等）的排放量/排放达标情况、单位发电量用水量和废水排放量及固体废物综合利用率等。

CO₂ 是引致全球气候变暖的最主要温室气体。中国是当前世界最大的温室气体排放国之一。中国向国际社会承诺，在 2020 年单位 GDP 二氧化碳排放比 2005 年下降 40%到 45%。电力行业作为国民经济中最大的 CO₂ 排放部门，是 CO₂ 减排的主力军。减少 CO₂ 排放是发展低碳电力进而实现我国低碳经济的重要路径，所以 CO₂ 的有效减排是衡量当前电力行业减排水平的重要方面。根据我国节能与环保法规、政策要求以及我国电力工业以煤电为主的实际情况，衡量电力行业节能减排效果的指标分为电力节能指标和电力减排指标。

中国电力企业联合会《电力工业“十二五”规划研究报告》提出，“十二五”将是我国转变电力发展方式的关键时期，电力企业必须抓住机遇，加快创新发展。报告提出关于绿色和谐发展的具体目标是：通过发展非化石能源、降低供电煤耗和线损等途径，与 2010 年相比，2015 年电力工业每年节约标煤 2.64 亿吨，减排二氧化碳 6.55 亿吨，减排二氧化硫 565 万吨，减排氮氧化物 248 万吨；与 2015 年相比，2020 年电力工业每年节约标煤 2.73 亿吨，减排二氧化碳 6.76 亿吨，减排二氧化硫 584 万吨，减排氮氧化物 256 万吨。

1.1.1 电力节能指标

(1) 供电标准煤耗率

1980年至2008年，我国供电标准煤耗降低102克/千瓦时。尤其是2006年以来，随着大机组比例增加、企业节能管理进一步加强，我国供电标准煤耗下降幅度持续较大，仅2008年一年供电煤耗就比上年降低11克/千瓦时。2000年至2008年供电标准煤耗情况见图1.1。

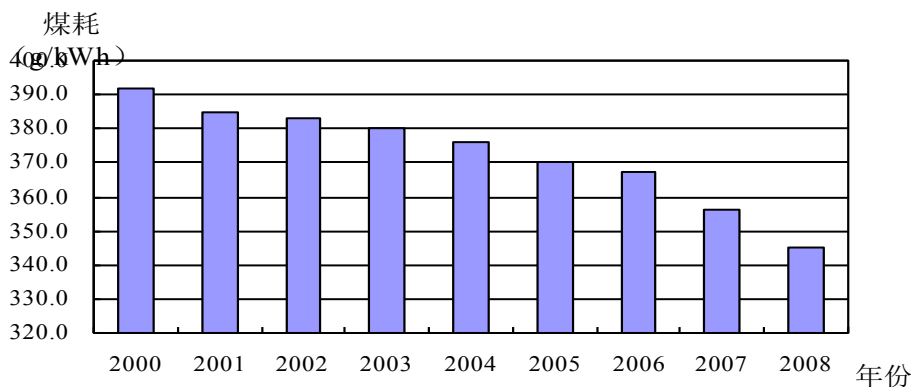


图1.1 2000年-2008年供电标准煤耗情况

数据来源：国家电力监管委员会. 2008年电力企业节能减排情况通报, <http://www.serc.gov.cn>

(2) 发电厂用电率

发电厂用电率由1992年的7%最高值下降到2007年的5.83%，减少了1.1个百分点（1980年的厂用电率为6.44%，1980年至2008年发电厂用电率最高值为1992年的7%）。但是2008年全国6000千瓦及以上电厂的发电厂用电率为5.90%，比2007年增加0.07个百分点。2008年各省（区、市）发电厂用电率及与2007年对比情况见表1.1。

表1.1 2008年各省（区、市）发电厂用电率及与2007年对比情况一览表

地区	发电厂用电率 (%)						2008年比2007年 总平均值变化 (百分点)
	2008年			2007年			
	总平均值	水电	火电	总平均值	水电	火电	
全国	5.90	0.36	6.79	5.83	0.42	6.62	0.07

地区	发电厂用电率 (%)						2008 年比 2007 年 总平均值变化 (百分点)
	2008 年			2007 年			
	总平均值	水电	火电	总平均值	水电	火电	
北京	7.02	1.40	7.14	7.40	1.39	7.51	-0.38
天津	7.05	-	7.05	6.64	-	6.53	0.41
河北	6.89	1.85	6.90	6.66	1.96	6.67	0.23
山西	8.12	0.36	8.22	7.88	0.45	7.99	0.24
内蒙古	7.79	0.58	7.96	7.67	0.39	7.77	0.12
辽宁	7.00	1.99	7.18	6.83	1.87	7.00	0.17
吉林	7.04	0.98	7.76	6.89	0.85	7.68	0.15
黑龙江	7.33	0.80	7.53	7.55	1.48	7.67	-0.22
上海	4.97	-	4.88	4.80	-	4.72	0.17
江苏	5.56	1.33	5.51	5.61	1.44	5.55	-0.05
浙江	5.59	0.51	5.77	5.66	0.59	5.83	-0.07
安徽	5.66	0.81	5.72	5.85	0.66	5.92	-0.19
福建	4.33	0.10	5.61	4.36	0.15	5.59	-0.03
江西	5.90	1.04	6.50	7.14	1.07	7.72	-1.24
山东	7.13	-	7.14	7.22	-	7.23	-0.09
河南	6.97	0.43	7.22	7.22	0.54	7.55	-0.25
湖北	2.10	0.12	6.62	2.50	0.13	6.29	-0.40
湖南	4.55	0.50	6.46	5.12	0.50	7.18	-0.57
广东	5.57	0.53	6.18	5.48	0.55	6.01	0.09
广西	2.89	0.34	7.14	3.95	0.40	7.42	-1.06
海南	7.46	0.57	8.18	7.94	0.60	8.47	-0.48
重庆	-	-	-	7.79	0.73	9.20	-
四川	4.62	0.41	10.21	3.78	0.46	8.68	0.84
贵州	5.76	0.21	7.04	5.74	0.32	6.62	0.02
云南	3.66	0.24	7.29	4.30	0.37	7.23	-0.64

地区	发电厂用电率 (%)						2008 年比 2007 年 总平均值变化 (百分点)
	2008 年			2007 年			
	总平均 值	水电	火电	总平均 值	水电	火电	
西藏	3.55	2.02	9.15	-	-	-	-
陕西	6.55	0.44	6.95	6.27	0.41	6.77	0.28
甘肃	4.89	1.01	6.40	4.27	0.68	5.89	0.62
青海	2.90	0.73	7.14	2.90	0.79	7.19	0.00
宁夏	7.25	0.46	7.57	-	-	-	-
新疆	-	-	-	8.02	1.20	9.20	-

数据来源：国家电力监管委员会，2008年电力企业节能减排情况通报，<http://www.serc.gov.cn>

与上年相比，14个省（区、市）厂用电率有所下降，主要集中在华中、华东、西南地区。2008年厂用电率下降的省（区、市）见图1.2。

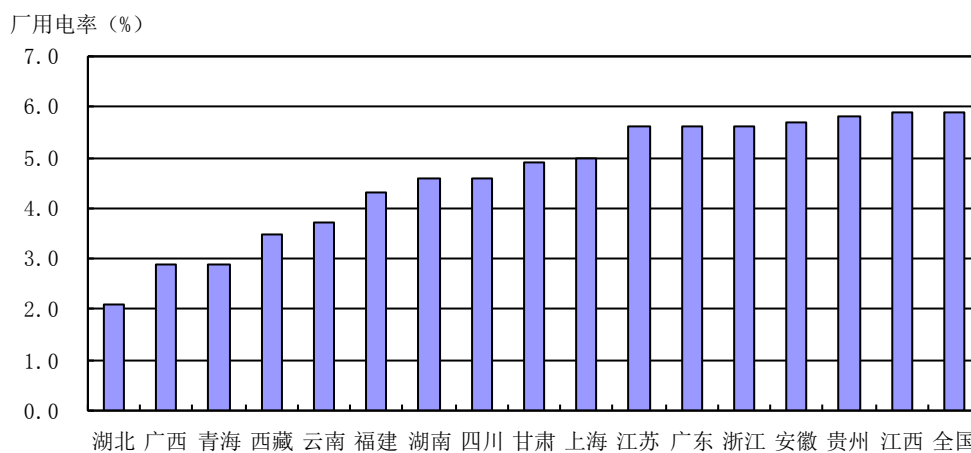


图1.2 厂用电率2008年比2007年有所下降的省（区、市）

数据来源：国家电力监管委员会，2008年电力企业节能减排情况通报，<http://www.serc.gov.cn>

全国 16 个省（区、市）发电厂用电率低于全国平均水平，其中大部分是水电生产大省。2008 年发电厂用电率低于全国平均水平的省（区、市）见图 1.3。

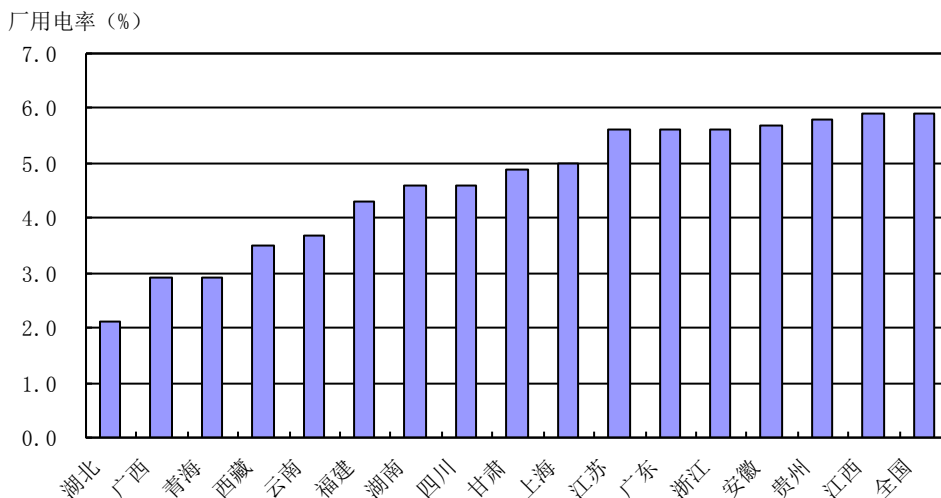


图1.3 2008年厂用电率低于全国平均水平的省(区、市)

数据来源：国家电力监管委员会. 2008年电力企业节能减排情况通报, <http://www.serc.gov.cn>

(3) 线损率

2008年全国电网线路损失率为6.79%，比2007年减少0.18个百分点，比2000年减少1.02个百分点，节能降损成效明显。2000年至2008年全国电网线路损失率的降低情况见图1.4。

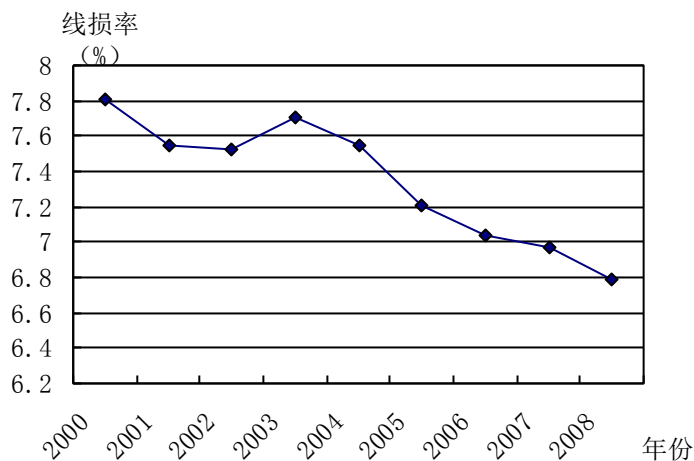


图1.4 2000年-2008年全国电网线路损失率降低情况

数据来源：国家电力监管委员会. 2008年电力企业节能减排情况通报, <http://www.serc.gov.cn>

1.1.2 电力减排指标

(1) 大气污染物排放和控制

1) SO₂ 排放量实现了历史性转折

2008 年，全国新增燃煤脱硫机组装机容量 9712 万千瓦；截至 2008 年底，全国烟气脱硫机组总容量超过 3.79 亿千瓦，占全国煤电装机总容量的 66%；脱硫综合效率由 2007 年的 73.2% 提高到 78.7%，提高了 5.5 个百分点。国家发展改革委员会同环保总局印发的《现有燃煤电厂二氧化硫治理“十一五”规划》指出，到 2010 年，现有燃煤电厂 SO₂ 排放总量由 2005 年的 1300 万吨下降到 502 万吨，下降 61.4%。

2) 烟尘控制水平逐年提高

新建燃煤电厂多采用四电场以上的电除尘器，平均除尘效率达到 99% 以上。目前，新投产燃煤机组的电除尘器大部分按烟尘排放质量浓度 50 毫克/立方米或更低值设计和建造，达到了国际先进水平。新建燃煤电厂多采用四电场以上的电除尘器，平均除尘效率达到 99% 以上，单位发电量烟尘排放量逐年下降，由 1980 年的 16.5 克/千瓦时下降到 2008 年的 1.3 克/千瓦时。

3) 氮氧化物控制初见成效

“十五”以来，新建燃煤机组按要求同步采用了低氮氧化物燃烧方式，一批现有机组结合技术改造安装了低氮氧化物燃烧器。同时，在节能减排新形势下，在国家有关部门对新建电厂从严要求下，火电厂氮氧化物的控制水平已经大大超越了法律和排放标准的要求。

“十二五”期间，氮氧化物被首次列入约束性指标体系并确定了 10% 的减排目标。《第一次全国污染源普查公报》显示，2007 年我国氮氧化物排放量为 1797.70 万吨。氮氧化物不仅危害人体健康，还会产生多种二次污染。“十一五”期间，我国二氧化硫排放量下降 14.29%，但氮氧化物排放量的快速增加加剧了区域酸雨的恶化趋势。数据显示，2007 年我国电力行业氮氧化物排放量为 695 万吨，占全国排放总量的 38.7%；全国机动车尾气排放氮氧化物 549.65 万吨，

约占全国排放总量的 30.6%。预计到 2015 年，我国火电装机容量将达到 10 亿千瓦，按照目前的排放控制水平，氮氧化物排放量将达到 1116 万吨。环境保护部常务会议审议并原则通过《火电厂大气污染物排放标准》，重点加大了对火电厂大气污染物中氮氧化物的控制力度。根据之前发布的征求意见稿，从 2012 年 1 月 1 日开始，所有新建火电机组氮氧化物排放量要达到 100 毫克/立方米；从 2014 年 1 月 1 日开始，重点地区所有火电投运机组氮氧化物排放量要达到 100 毫克/立方米。

(2) 单位发电量用水及废水排放量

近年来，新建机组加大了节水力度，直接空冷技术进入商业化运行阶段，越来越多的电厂采用城市再生水作为淡水水源，通过优化设计实现废水“零”排放。

(3) 固体废物综合利用率

固体废物综合利用率以粉煤灰综合利用率为代表。粉煤灰综合利用工作逐年受到发电企业的重视，“十五”以来，全国粉煤灰综合利用率一直保持在 60% 以上，综合利用量逐年增加。

1.1.3 碳排放

(1) 我国电力行业的碳排放特性

我国电源结构以煤炭为主体，煤炭发电装机占总装机容量的比例超过 70%，低碳电源比重较小；而煤电的 CO₂ 排放占发电总排放比例超过 95%。

(2) 当前低碳政策

我国目前实施的一系列行业重大举措对减少电力 CO₂ 排放正在起到积极的作用。

1) 为了提高电力工业的能源使用效率、节约能源，2007 年 8 月国务院下发了《节能发电调度办法（试行）》，实施节能发电调度有利于从整体上减少电力行业的 CO₂ 排放。

2) 《可再生能源发展“十一五”规划》提出到 2010 年可再生能源在能源

消费中的比重增长到 10%。可再生能源是典型的低碳电源，其 CO₂ 排放强度极低，甚至可实现零碳排放，因此，大力促进可再生能源发展，有利于从发电结构上实现 CO₂ 的减排。

3) 清洁发展机制 (Clean Development Mechanism- CDM) 是当前发达国家实现 CO₂ 减排义务的重要手段。我国是世界最大的 CDM 项目减排国，核准减排量占全球的 50%，大力发展 CDM 项目有利于获得大量的 CO₂ 减排额度，并实现低碳技术与资金的引进。

(3) 中国电力行业低碳发展现状

中国电力工业正在向低碳经济转型，低碳发展模式将对我国电力工业产生深刻而广泛的影响。我国电网公司通过特高压电网建设、智能电网建设和绿色发展战略等措施，全方位促进低碳电力发展；发电企业通过调整发电能源结构、开发新能源、上大压小、小火电关停、节能环保创新、研究低碳技术以及提出配套的政策和办法等等迎接低碳经济的到来。

1) 国家电网公司

国家电网公司实行“一特四大”战略，发展特高压电网，降低线路损耗，节约土地资源，减少环境压力，以获得节省装机容量、负荷错峰、水火互剂、跨流域补偿等巨大联网效益。通过资源的优化配置，能够促进能源资源的高效利用，同时也就实现了节能减排的环保目标。

我国首条 1000 千伏特高压输电线路晋东南——荆门特高压线路于 2009 年 1 月投入运营。一年中累计实现南水北火互济电量约 42 亿千瓦时，其中 8.56 亿千瓦时“南电北送”电量相当于节约标煤 30.39 万吨，减少 CO₂ 排放 17 万吨，减少 SO₂ 排放 243 吨。2011 年，该线路进行了扩建。

按照国家电网公司 2012 年建成“两纵两横”特高压骨干网架的规划目标，2010 年淮南——皖南——上海、锡盟——南京特高压交流工程陕北——长沙、淮南——南京——上海特高压交流工程和溪洛渡——浙西特高压直流工程也将申请核准。根据规划，“十二五”、“十三五”期间还将全面发展特高压电网，

形成以华北、华中、华东为核心，联结各大区电网、大煤电基地、大水电基地和主要负荷中心的坚强网架。到 2020 年，建成特高压交流变电站 53 座，变电容量 3.36 亿千伏安，线路长度 4.45 万公里。特高压电网建成后，可节约发电装机 2000 万千瓦，每年可减少发电煤耗 2000 万吨。

在发展特高压电网的基础上，2009 年 5 月国家电网公司公布了“智能电网”的发展计划，确定智能电网在中国的发展将分三个阶段逐步推进，到 2020 年，可全面建成统一的“坚强智能电网”。随着坚强智能电网的建成，通过大规模消纳清洁能源，提升电力系统能源利用效率，推动电力装备业和全社会节能，加快电动汽车发展等，国家电网公司在 2011~2020 年的未来十年可推动实现 CO₂ 累计减排 105 亿吨，其中清洁能源发展带来的减排量约占 61.7%，降低电网损耗带来的减排量约占 2.4%，发电煤耗降低带来的减排量约占 31.8%，电动汽车发展以电代油实现的减排量约占 4.1%。预计可累积减排约 105 亿吨二氧化碳，2020 年当年可减排约 16.5 亿吨二氧化碳。对国家完成 2020 年碳强度降低 40%~45% 目标的贡献率为 20% 以上。

2) 南方电网公司

南方电网公司节能减排主要做法包括以下五个方面：

一是优化完善电网结构，提高电网输电能力和利用效率，降低输配电损耗。二是促进电源结构协调和布局优化。配合五省（区）政府加快火电“上大压小、节能减排”，“十一五”期间计划关停小火电机制 1327 万千瓦，截止“十一五”以来已关停小火电容量 731 万千瓦，完成“十一五”计划的 55%。三是积极推进节能发电调度。通过优先吸纳水电、火电按能耗排序调度等措施，灵活配置电力资源。贵州、广东成为全国前两个正式启动节能发电调度试运行的省份，目前南方电网已经开始在全网范围内实施节能发电调度。四是与各分、省公司签订节能减排责任书。为确保节能减排各项工作的顺利完成，公司与各分公司、省公司签订目标考核任务书，将节能减排有关重要指标纳入企业负责人业绩考核内容。五是积极推进节能产品和节能技术的应用，进行高损变压器改造和新

技术节能配变试点工作。2008 年完成 5314 台高损配变改造。在 16 个市（地、州）供电局开展非晶合金配变、单相配变等新技术节能配变试点应用工作。

3) 中国华能集团公司

中国华能集团公司（以下简称华能）“十一五”期间调整电源结构，关停小火电机组，建设千万千瓦级风电基地。同时华能还提出了“绿色煤电”计划，计划建成近零排放示范电站，领跑国内 IGCC 技术领域，并出台了相应的节能管理办法。

在风电发展方面，华能甘肃酒泉千万千瓦级风电基地是全国乃至全世界首个千万千瓦级风电基地，总装机 1065 万千瓦。华能国际目前管理的风电项目投产总装机容量达到 24.05 万千瓦，在建风电项目 19.1 万千瓦，其正在加快建设包括江苏在内的河北、辽宁、云南、甘肃五大风电基地。2010 年 7 月份以来，华能国际先后取得云南富源县 75 万千瓦风电项目开发权、贵州盘县 33 万千瓦风电项目开发权，辽宁太平风电 4.95 万千瓦项目获核准。根据华能国际“十二五”发展规划，至 2015 年末，其清洁能源装机比例将超过 25%。

4) 中国大唐集团公司

大唐集团公司（以下简称大唐）优化装机结构，节能减排投入有了一定成果，提出了 2010 年节能和减排目标。

截至 2009 年底，大唐发电装机容量 10017.23 万千瓦。其中，60 万千瓦及以上等级机组由 2002 年底组建时的 2 台增加到 63 台，占火电装机容量的 47.98%，为全行业第一；热电联产机组达到 2219.4 万千瓦，占 27.13%；纯凝汽机组平均单机容量达到 40.29 万千瓦；水电 1451.74 万千瓦，居五大集团之首；风电 343.56 万千瓦，并建成世界上最大的风力发电场——赛罕坝风电场。2009 年底，中国大唐集团公司清洁能源和可再生能源比重提高到 17.95%。

大唐集团 2010 年的节能目标是：确保供电煤耗达到 330 克/千瓦时，达到国内先进水平和国际较好水平；发电厂用电率达到 5.5%、单位发电量油耗达到 16 吨/亿千瓦时、万元工业增加值能耗达到 15.23 吨标准煤。减排目标是：在目前

火电机组脱硫装备率 55%的基础上，到 2010 年，火电机组脱硫设施装备率达到 100%；减少 CO₂ 排放 4000 万吨。单位火力发电量烟尘、废水、SO₂、氮氧化物排放率比组建之初分别下降 63%、73%、70%和 30%。

5) 中国国电集团公司

中国国电集团公司（以下简称国电）制定了一系列节能减排办法和工作方案，重点发展水电、大力发展风电、积极参与核电，加快对太阳能、潮汐能、地热能、生物质能发电的利用，关停小火电机组，改善和调整电源结构。同时进行技术创新，为节能减排提供技术支撑。

截至 2009 年 12 月底，中国国电可控总装机容量 8203 万千瓦。其中水电装机容量 637.6 万千瓦（含潮汐发电机组 0.39 万千瓦），占 7.77%；风电装机容量 534.52 万千瓦，占 6.52%；生物质装机容量 5.4 万千瓦，占 0.07%。

在开发新能源的同时，国电集团拓展等离子点火、汽轮机通流改造、锅炉干除渣、机组检测、燃烧优化、变频节能改造等技术和产品，提高能源转换和利用效率，减少环境污染物和 CO₂ 的排放。

6) 中国华电集团公司

中国华电集团公司（以下简称华电）火电机组装机比例逐步下降，发展大容量、高参数、环保型火电机组。

截至 2009 年底，华电装机容量 7550.73 万千瓦，其中，火电 6239 万千瓦，水电 1235.96 万千瓦，风电 75.43 万千瓦，其他 0.3432 万千瓦，其中水电、风电等清洁能源已占到总容量的 17.37%。

华电 30 万千瓦及以上机组约占火电装机的 80%，拥有国内单机容量最大、国产化程度最高的 100 万千瓦超超临界机组和国内首批 60 万千瓦级空冷机组、60 万千瓦级脱硝机组，单机容量最大的 39.5 万千瓦天然气发电机组。

“十二五”期间，华电将加快建设 4 个千万千瓦级水电基地，分别是金沙江中游、金沙江上游、乌江流域和怒江流域水电基地。预计到 2015 年，中国华电集团水电装机将达到 2600 万千瓦，实现年减排二氧化碳 7000 万吨。

7) 中国电力投资集团公司

中国电力投资集团公司（以下简称中电投）火电装机比例小，清洁能源发电比重大。公司进行机组脱硫改造，小火电关停容量大。同时发展循环经济，成立碳资产公司，参与 CDM 交易，重视环保科技创新。

2009 年以来，中电投的清洁能源发电比重增加到了 30%。拉西瓦水电站实现一年四投使中电投的水电装机容量居五大发电集团之首。预计随着国家第三代核电技术 AP100 示范工程——山东海阳核电项目、辽宁红沿河核电项目和江西彭泽核电项目等的推进，还将大幅提升中电投的清洁能源发电比重。中电投还依托国家风电基地建设规划，大规模开发风电。到 2020 年，中电投将实现风电等可再生能源装机容量超过 1500 万千瓦的目标。

中电投在中国率先成立碳资产公司，参与 CDM 交易。2010 年 3 月，中电投（北京）碳资产经营管理有限公司开发并代理销售的湖南东坪 72 兆瓦水电项目与北京环境交易所达成国内首笔碳排放交易。

8) 其他发电企业

其他发电企业如国投电力公司（以下简称国投）、中国神华能源股份有限公司国华电力分公司（以下简称国华）、华润电力控股有限公司（以下简称华润）、中国广东核电集团有限公司（以下简称中广核）等的装机容量占全国总装机容量的 50%以上，在低碳发展中它们有着各自的优势。

截至 2008 年底，国投已投资建设 7 个发电项目，其中水电站 4 个，火电站 3 个。其中包括特大型水电站——四川二滩水电站，以及国投云南大朝山水电站、天津北疆电厂、国投安徽宣城电厂等大型水火电站。投产装机总容量 585 万千瓦，其中，火电 120 万千瓦，水电 465 万千瓦，水电占装机总容量比例很大。

截至 2008 年底，国华运营装机容量为 1853 万千瓦。规划到 2010 年，运营装机容量将超过 3000 万千瓦，2010 年将实现全部燃煤机组脱硫。国华电力脱硫容量由 2007 年底的 1433 万千瓦增至 2008 年底的 1613 万千瓦，脱硫机组占总装机容量比例由 2007 年底的 76%增至 90%，高于全国平均水平 30 个百分点。

同时，超前应用脱硝技术，累计共 8 台机组（10 台锅炉）安装运行脱硝装置，装机容量 346 万千瓦，脱硝机组占总装机容量比例约 20%，高于全国水平 15 个百分点以上。

截至 2008 年底，华润拥有在建及运营电厂 36 家，煤炭企业 9 家，总装机容量 19363 兆瓦。截至 2008 年底华润电力各电厂在脱硫等环保设备、设施方面累计投入超过 45 亿元人民币。火电机组脱硫装置安装覆盖率达到 98%，远高于全国火电机组脱硫装置安装率 50%的水平；脱硫投运时间与机组负荷率匹配度接近 100%。目前，华润燃煤发电产生的灰渣、脱硫石膏绝大部分用于造砖、做水泥等综合利用，粉煤灰综合利用率接近 100%；电厂用水最大限度使用城市中水、工业废水以节约水资源。

2010 年 2 月底，中广核运行核电机组包括大亚湾核电站和岭澳核电站一期，装机容量近 400 万千瓦。在建核电机组包括广东岭澳核电站二期、辽宁红沿河核电站、福建宁德核电站、广东阳江核电站、广东台山核电站，装机容量约 2100 万千瓦。风电总装机容量超过 130 万千瓦；已经开工建设我国首个光伏发电特许权项目——甘肃敦煌 10 兆瓦项目。水电装机容量达到 58.7 万千瓦，在建 62 万千瓦，还拥有 112 万千瓦在运常规电力权益容量。到 2020 年，中广核发电总装机规划突破 1 亿千瓦，其中核电、风电、水电、太阳能发电装机分别达到 6000 万千瓦、2000 万至 3000 万千瓦、1000 万千瓦、500 万千瓦。

1.2 电力工业节能减排法律、法规

1.2.1 电力工业现有节能减排法律

我国的节能减排法律、法规制度对电力行业控制污染、保护环境、节约资源起到了极其重要的作用。具体见表 1.2。以《能源法》为母体，煤炭、石油天然气、电力、可再生能源和节约能源法为支撑的能源法律体系将逐步形成。

表1.2 我国与节能减排相关的法律

类别	名称	数量
综合	环境保护法	1
污染控制	大气污染防治法、水污染防治法、固体废物污染环境防治法、放射性污染防治法、环境噪声污染防治法、环境影响评价法和海洋环境保护法	7
清洁生产	清洁生产促进法	1
循环经济	循环经济促进法	1
自然资源与生态保护	水法、海域使用管理法、农业法、渔业法、土地管理法、水土保持法、矿产资源法、森林法、草原法、电力法、煤炭法、可再生能源法、节约能源法、气象法、野生动物保护法、防沙治沙法	16

1.2.2 现有法律中对电力工业有重要影响的制度和要求

(1) 环境保护法

环境保护法是环境保护基本法。该法规定应防治的污染和其他公害有废气、废水、废渣、粉尘等。通过规定排污标准，建立环境监测、防污设施建设三同时，交纳超标准排污费等制度，保护和改善生活环境与生态环境，防治污染和其他公害。

(2) 电力法

《电力法》总则中规定：电力建设、生产、供应和使用应当依法保护环境，采取新技术，减少有害物质排放，防治污染和其他公害。

在电力建设过程中，电力发展规划应当根据国民经济和社会发展的需要制定，并纳入国民经济和社会发展计划。电力发展规划中应当体现合理利用能源、电源与电网配套发展、提高经济效益和有利于环境保护的原则。输变电工程、调度通信自动化工程等电网配套工程和环境保护工程，应当与发电工程项目同时设计、同时建设、同时验收、同时投入使用。

(3) 可再生能源法

国家鼓励和支持可再生能源并网发电，设立可再生能源发展专项资金，用于支持可再生能源开发利用的科学技术研究、标准制定和示范工程等，对列入

可再生能源产业发展指导目录的项目，国家给予税收优惠。

自 2010 年 4 月 1 日起，施行《可再生能源法修正案》。在原有的《可再生能源法》的基础上，国家实行对可再生能源发电全额保障性收购制度以及国家设立可再生能源发展基金等制度得到明确。

（4）节约能源法

国家鼓励、支持在农村大力发展沼气，推广生物质能、太阳能和风能等可再生能源利用技术；对节约能源采取的激励措施包括价格、财税等政策；实行峰谷分时电价、季节性电价、可中断负荷电价制度，鼓励电力用户合理调整用电负荷；对主要耗能行业的企业，分淘汰、限制、允许和鼓励类实行差别电价政策。

（5）清洁生产促进法

清洁生产促进法中对电力工业有重要影响的制度和要求包括：1) 清洁生产审核制度；2) 对浪费资源和严重污染环境的落后生产技术、工艺、设备和产品实行限期淘汰制度。3) 设立节能、节水、废物再生利用等环境与资源保护方面的产品标志，并按照国家规定制定相应标准。4) 定期公布污染物超标排放或者污染物排放总量超过规定限额的污染严重企业的名单等。

（6）循环经济法

《循环经济促进法》在基本管理制度中规定国家对钢铁、有色金属、煤炭、电力等行业年综合能源消费量、用水量超过国家规定总量的重点企业，实行能耗、水耗的重点监督管理制度。

1.2.3 节能发电调度相关规定

2007 年 8 月，国务院发布了《节能发电调度办法（试行）》，该办法在降低单位 GDP 能耗、转变国民经济增长方式、推进电力行业改革等诸多方面将产生重大影响。节能发电调度从广东、贵州、河南、四川、江苏等试点省份开始实施，通过试点逐步覆盖全国所有并网运行的发电机组。

2008 年 3 月电监会发布了与节能调度相关的《发电权交易监管暂行办法》。

发电权交易是指以市场方式实现发电机组、发电厂之间电量替代的交易行为，也称替代发电交易。发电权交易的电量包括各类合约电量，目前主要参照省级人民政府下达的发电量指标。发电权交易原则上由高效环保机组替代低效、高污染火电机组发电，由水电、核电等清洁能源发电机组替代火电机组发电。纳入国家小火电机组关停规划并按期或提前关停的机组在规定期限内可依据国家有关规定享受发电量指标并进行发电权交易。

2008年4月3日，国家电监会、国家发展改革委、环境保护部印发《节能发电调度信息发布办法（试行）》，重点解决了三个方面的问题：一是明确了节能发电调度信息的内涵，明确了电力监管机构、试点省政府有关部门、电力调度机构、电力企业应当发布的节能调度信息内容；二是明确了节能发电调度信息发布的方式，对各发布主体发布节能调度信息的手段、时限、发布对象等进行了界定；三是在节能发电调度信息发布工作中，应有效发挥电力监管机构和省政府有关职能部门的作用。

2009年12月，国家电力监管委员会等三部门联合发布《关于节能发电调度试点经济补偿有关问题的通知》。《通知》要求各试点省政府结合本省实际情况，研究制定节能发电调度经济补偿办法。规定对列入节能发电调度方案但排序靠后、处于冷备用状态而少发电量的发电机组给予一定的经济补偿；对于因发电机组自身原因减发或者不发的，不予补偿。《通知》明确，经济补偿办法适用于试点省所有并网运行的发电机组和电网经营企业，发电机组包括纳入节能发电调度试点范围且并入主网运行的各类公用电厂、企业自备电厂的发电机组，以及与主网相连接的地方电网发电机组。

1.3 电力工业节能减排存在的主要问题

2011年4月15日，国家发改委发布2011年电力运行调节工作的通知。积极推动发电领域节能减排是通知中的一项重要内容。通知要求，发电行业作为节能减排的重点领域，要继续采取有效措施，充分挖掘节约潜力，努力降低煤

耗和污染物排放，为完成减排任务作出就有贡献，并强调从做好节能发电调度试点工作，合理制定差别电量计划，大力推进替代发电三个方面重点落实发电领域的节能减排。虽然电力企业节能减排效果有了显著提高，但有些问题依然没有得到根本解决，其重要体现如下：

(1) 电力工业发展水平仍然较低，发展仍是主要任务

尽管我国的电力工业取得了长足的发展，但从人均来讲仍然处于较低水平。2009年，我国的人均电力装机容量仅为0.638kW，人均用电量约2659.2千瓦时，人均生活用电量仅为333.6千瓦时。电力供需基本平衡仍然是低水平的、不稳定的。另外，现有平均煤耗水平较低，与国际先进水平存在较大差距。2009年我国个别百万机组的煤耗达到了282.19g/kWh，但全国电厂平均供电煤耗仅为343g/kWh，即使规划到2020年降到320g/kWh，与目前世界发达国家平均312g/kWh还有不小的差距。我国正处在工业化过程，电力工业的持续较快速发展是经济和社会全面协调和谐发展的必然要求，发展仍然是我国电力工业的首要任务。

(2) 电力工业节能减排与先进国家存在较大差距，节能减排工作的科学性、有效性有待加强

从发电结构来看，煤电比重过高、核电及可再生能源等比例过低、机组平均容量偏小、热电(冷)联产比例小；从电网来看，电网的网架结构仍然比较薄弱，超高压输电线路比重偏低，电压等级不合理；从资源消耗来看，我国火力发电的平均供电煤耗与世界先进水平320克/千瓦时相比，相差约20克/千瓦时，输电线损率比国际先进电力公司高2.0%至2.5%；从污染物的控制来看，污染治理设施的稳定运行效果差，大气污染物排放量大等问题仍然是困扰电力工业健康发展的主要问题。从长期来看，我国以煤炭为主的能源格局在短时期内不会改变，以煤电为主的电力工业结构格局在未来若干年内不会改变，电力发展将会长期受煤炭资源分布、开采、运输和水资源的制约；同时，在烟尘、SO₂、氮氧化物逐步得到控制之后，烟气中的重金属等污染物的控制将会提到议事日程；

而 CO₂ 的排放将是制约电力工业发展的最大影响因素。

(3) 节能减排机制不完善，电力行业法律法规建设滞后

我国环境管理方面环境评价、排污收费等 10 多种管理要求，却存在着法规不配套、不协调甚至相互矛盾的情况。节能减排目标的确定、责任的分解及监督等方面，大多数情况下仍采用的是行政管理手段。当前急需完善电力生产企业节能减排法规体系，对现有电力法律法规中不符合节能减排政策的规定和要求进行改革，建立节能减排监察服务体系，开展节能生产效益评价，督促电力生产企业完善节能减排自律机制等。

(4) 市场在节能减排中的作用有待进一步发挥，需求侧管理机制有待完善

目前我国电力行业节能减排工作的实施更多的还在依靠节能减排的行政性措施，对利用市场机制推动节能减排的研究相对较少，没能更好地发挥多种措施的综合作用。加强电力需求侧管理，有利于进一步挖掘电力工业及上下游行业的节能潜力，提高我国的能源效率，但目前需求侧管理缺乏财政、税务等相关的配套政策激励，电力需求侧管理专项资金尚无稳定来源，在一定程度上影响了电网企业加强需求侧管理的积极性。

(5) 电网投资不足，全国范围内资源优化配置不合理，局部性区域性缺电时有发生，节能减排工作不能有序进行

电力行业高额的电费附加税及落后的管理和技术，以及电费收缴不力，特别是农村，造成资金的严重短缺。还有我国城、农网改造投资规模很大且时间集中，电网企业承担的压力也很大。这些都需要大量的资金投入，才能保证我国电力行业稳定的可持续发展。

自 2011 年 4 月以来，“电荒”在国内逐步蔓延。重庆、湖南、安徽等地出现拉闸限电；浙江、贵州、广东、湖南、江西等地实行错峰用电。此次局部区域性缺电现状的成因，并不是因为投资不足、缺少装机的硬缺电，更多的是因为需求短时间内过快增长和火电厂发电不足，加之一季度水电出力不足等因素而导致的结构性缺电。电网应该加强自身的调度能力，大幅增加跨省电能交易

量。从长远来看，应该大力推广分布式发电系统，以集中式大电网输电和分布式微型电网输电相结合，实现热电冷三联供，既能及时平衡用电需求，也有利于节能减排。

（6）脱硫装置建设质量及运行管理水平亟待提高，脱硫副产品综合利用率尚需提高

近年来，随着国家对火电厂实施烟气脱硫要求越来越严格，脱硫工程建设任务十分繁重，脱硫工程设计缺陷、恶性竞争导致的工程质量问题相当突出，严重影响脱硫装置长期、连续、稳定运行。

第 2 章 节能发电调度试点效果分析

2.1 节能发电调度办法

2007 年 8 月，国务院办公厅以国办发[2007]53 号文件转发了国家发改委、环保总局、电监会、能源办《节能发电调度办法（试行）》。该办法是目前较为全面的节能发电调度政府文件，其中包括节能发电调度的基本原则和适用范围，机组发电序位表的编制，机组发电组合方案的制订，机组负荷分配与安全校核，机组检修、调峰、调频及备用容量安排等。

节能发电调度是指在保障电力可靠供应的前提下，按照节能、经济的原则，优先调度可再生发电资源，按机组能耗和污染物排放水平由低到高排序，依次调用化石类发电资源，最大限度地减少能源、资源消耗和污染物排放。

节能发电调度的基本原则是以确保电力系统安全稳定运行和连续供电为前提，以节能、环保为目标，通过对各类发电机组按能耗和污染物排放水平排序，以分省排序、区域内优化、区域间协调的方式，实施优化调度，并与电力市场建设工作相结合，充分发挥电力市场的作用，努力做到单位电能生产中能耗和污染物排放最少。

节能发电调度适用于所有并网运行的发电机组，上网电价暂按国家现行管理办法执行。对符合国家有关规定的外商直接投资企业的发电机组，可继续执行现有购电合同，合同期满后，执行《节能发电调度办法（试行）》。

2.1.1 节能发电调度的背景

（1）节能减排是大势所趋

由于不可再生的化石燃料日趋枯竭，同时环境污染问题也越来越严重，因而提高能源利用率、降低单位 GDP 能耗和保护环境已成为我国刻不容缓的任务。为此，我国制定了要在“十一五”期间使单位国内生产总值能耗和主要污

染物排放总量分别降低 20%左右和 10%的目标，节能减排成了大势所趋。我国火电机组总体能耗偏高，小火电机组比重较大，电力工业也因此成为能源消耗和污染排放的大户。发电调度方式不合理是造成我国火电机组总体能耗偏高和小火电屡禁不止的重要原因。节能发电调度旨在建立一种以能耗和排放水平为基准的发电调度方式，在发电能耗方面最大限度地发挥可再生能源及其他清洁能源的作用，最大限度减少化石燃料的使用，是节能减排的必要措施。

（2）电力供需趋于平衡

我国电力工业自上世纪 80 年代中期开始，为了缓解电力供应紧张状况，不论发电方式和能耗水平，积极鼓励各种形式、各种规模的电厂建设，从而逐步形成按照平均分配电量的方式进行电力调度。这种方式在一定时期内调动了投资火电项目的积极性，促进了电力工业快速发展，但也导致了高效环保的大火电机组发电能力无法充分发挥，高污染、高能耗的小火电机组却能多发电的情况，甚至有的水电、核电机组因“调度计划”的限制而不能发电，造成了能源资源浪费。

（3）电网建设投入增加

近年来，我国电网建设速度明显加快，电网建设滞后电源建设的情况有所改观。对于电网发展，“十二五”规划纲要强调适应大规模跨区输电和新能源发电并网的要求，加快现代电网体系建设，进一步扩大西电东送规模，完善区域主干电网，发展特高压等大容量、高效率、远距离先进输电技术，依托先进技术，推进智能电网的建设。

国家电网公司在“十二五”期间规划投资电网 1.7 万亿元，重点开展以下工作：大力转变电网发展方式，推动能源生产和利用方式的变革；全面加强智能电网建设，打造灵活、安全、高效的网络平台；全力促进可再生能源的利用，实现低碳发展；以改善民生为重点，加强配电网的建设。

南方电网公司在“十二五”期间计划投资 4005 亿元加强和优化电网建设，比“十一五”增加 1000 亿。建成投产 220 千伏及以上交流输电线路 3.5 万公里，

变电容量 1.89 亿千伏安，直流线路 5150 公里，换流容量 1460 万千瓦。到 2015 年，南方电网总规模将达到：500 千伏交流线路 3.6 万公里，直流线路 9620 公里，500 千伏交流变电容量 2.16 亿千伏安，直流换流容量 2720 万千瓦。

电网建设的投入增多，使得实施节能调度后电网输电环节的配套投入能够保证，避免出现在发电侧节能调度，却因电网受阻无法实施的情况。

2.1.2 节能发电调度的意义

据估计，若电力行业实行节能调度，充分利用高效机组发电，逐步淘汰能耗高的小火电，全国每年可以减少发电用煤约 7000 万吨标准煤，万元产值能耗可以降低 3.15%，将有利推进“十二五”期间非化石能源占一次能源消费比重提高到 11.4%，单位国内生产总值能耗降低 16%，二氧化碳降低 17%的目标。

实施节能发电调度既有利于贯彻落实节能减排目标，也有助于加快电源结构调整，加速电力企业分化，促进可再生能源发电机组和大型环保机组的发展，迫使高耗能和高污染的小煤电以及燃油发电机组逐步退出市场。这将对加速我国电力产能优胜劣汰，促进电力产业结构整体优化升级产生推动作用。

2.1.3 节能发电调度办法的核心内容

节能发电调度改变了传统的发电调度方式，取消按行政计划分配发电量指标的做法，制定并实施新的调度规则；除独立电网外，将所有并网发电的机组调度权集中到省级及以上电力调度机构；按照机组类型、能耗和污染排放水平进行机组发电排序，事先确定并公布各类各台发电机组的发电次序，合理安排备用容量，严格进行安全校核，大范围优化发电机组排序和组合，努力使电能生产和供应中消耗的能源最少；实时调度过程中，根据既定的机组排序，按照各机组申报的发电能力和发电时间，依次调度。

机组发电排序的序位表（以下简称排序表）是节能发电调度的主要依据。各省（区、市）的排序表由省级人民政府责成其发展改革委（经贸委）组织编制，并根据机组投产和实际运行情况及时调整。节能发电调度下各类机组的排

序原则为：1) 无调节能力的风能、太阳能、海洋能、水能等可再生能源发电机组；2) 有调节能力的水能、生物质能、地热能等可再生能源发电机组和满足环保要求的垃圾发电机组；3) 核能发电机组；4) 按“以热定电”方式运行的燃煤热电联产机组，余热、余气、余压、煤矸石、洗中煤、煤层气等资源综合利用发电机组；5) 天然气、煤气化发电机组；6) 其他燃煤发电机组，包括未带热负荷的热电联产机组；7) 燃油发电机组。同类型火力发电机组按照能耗水平由低到高排序，节能优先；能耗水平相同时，按照污染物排放水平由低到高排序。机组运行能耗水平近期暂依照设备制造厂商提供的机组能耗参数排序，逐步过渡到按照实测数值排序，对因环保和节水设施运行引起的煤耗实测数值增加要做适当调整。污染物排放水平以省级环保部门最新测定的数值为准。

在机组发电组合方案的制订方面，省级发展改革委（经贸委）负责组织开展年、季、月、日电力负荷需求预测及管理工作，并定期向相关部门及电网和发电企业发布预测信息；根据负荷预测和发电机组实际运行情况，制定省（区、市）年、季、月发电机组发电组合的基础方案。各级电力调度机构应按照排序表和发电组合的基础方案，并根据电力日负荷预测和发电机组的实际发电能力、电网运行方式，综合考虑安全约束、机组启停损耗等各种因素，确定次日机组发电组合的方案。省级电力调度机构依据本省（区、市）排序表和各机组申报的可调发电能力，确定发电机组的启停机方式，形成满足本省（区、市）电力系统安全约束的机组次日发电组合方案，报所在区域电力调度机构。区域电力调度机构在各省（区、市）机组次日发电组合方案的基础上，依据本区域内各省（区、市）排序表、各机组申报的可调发电能力、跨省输电联络线的输送电能力和网损，进一步优化调整本区域内发电机组的启停机方式。国家电网公司和南方电网公司电力调度机构依据跨区域（省）输电联络线的输送电能力、网损以及发电机组排序结果，按照《办法》第十条的原则，协调所辖各区域（省）的发电机组启停机方式，形成各区域机组日发电组合方案，下发各区域（省）电力调度机构执行，并抄报有关省（区、市）发展改革委（经贸委）和区域电

力监管机构。

各级电力调度机构依照以下原则，对已经确定运行的发电机组合理分配发电负荷，编制日发电曲线。1) 除水能外的可再生能源机组按发电企业申报的出力过程曲线安排发电负荷；2) 无调节能力的水能发电机组按照“以水定电”的原则安排发电负荷；3) 对承担综合利用任务的水电厂，在满足综合利用要求的前提下安排水能发电机组的发电负荷，并尽力提高水能利用率；对流域梯级水电厂，应积极开展水库优化调度和水库群的联合调度，合理运用水库蓄水；4) 资源综合利用发电机组按照“以（资源）量定电”的原则安排发电负荷；5) 核电机组除特殊情况外，按照其申报的出力过程曲线安排发电负荷；6) 燃煤热电联产发电机组按照“以热定电”的原则安排发电负荷。超过供热所需的发电负荷部分，按冷凝式机组安排；7) 火力发电机组按照供电煤耗等微增率的原则安排发电负荷。节能发电调度要坚持“安全第一”的原则。电力调度机构应依据《电力系统安全稳定导则》的要求，对节能发电调度各环节进行安全校核，相应调整开停机方式和发电负荷，保障电力系统安全稳定运行和连续可靠供电。

2.1.4 与其它调度方式的异同

(1) 节能发电调度与传统发电调度

节能发电调度以节能、环保为目标，来实现电力系统调度的优化和改进，是初级电力市场环境下实现节能减排的重要举措。

与传统发电调度相比，节能发电调度的主要改进表现在以下几个方面：1) 《办法》明确规定“优先调度可再生发电资源”，从制度安排的角度给可再生能源以优先上网发电的保障，从环保角度出发，提出了可再生能源发电的激励机制；2) 在安排机组排序时，考虑了节能与减排的因素，同类型火电机组按照能耗水平由低到高排序，节能优先；能耗水平相同时，按照污染物排放水平由低到高排序；3) 电力调度机构应积极开展流域水电优化调度和水火联合优化调度，提高水能资源利用率，并充分发挥水电的调峰、调频等作用；4) 结合我国电力市场基本情况，以发电调度改革为契机，逐步实现以行政安排为主要手段

向市场机制调节为主过渡。

(2) 节能发电调度与竞价上网

节能发电调度，主要考虑上网机组的能耗指标与污染物排放指标，确定发电机组上网排序、机组发电组合方案的制订与机组负荷的分配。竞价上网是依据所报上网电价的高低来决定其发电的先后排序。在竞价上网的电力市场中，除了优先调度的再生能源机组外，对于燃煤火电机组来说，以价格机制为主要决定条件。

从本质上看，两者都旨在降低能耗，合理科学利用能源。但节能发电调度更多地从减少能源消耗和降低污染物排放指标角度考虑，电力市场竞争上网则是运用市场价格机制来进行发电资源的优化配置；从电价来看，两者有明显差异。发电侧电力市场的基本因素包括合约电价和现货电价；而节能发电调度的电价仍然沿用政府批复的上网电价；从电力工业的可持续发展来看，两者殊途同归。节能发电调度应与电力市场机制相结合，以促进电力市场化运行机制的全面建立，激励低能耗的大机组多上网发电，引导高耗能高排污的小火电机组退出市场，有利于上大压小，优化资源配置。

2.1.5 节能发电调度的基本流程

省级发改委会同省级环保部门根据发电企业申报的机组参数，予以核定后，综合考虑机组类型、火电机组能耗水平、环保和节水设施配置等因素，编制本省发电排序表。新机组依照设计参数申报，商运机组依照实测参数申报，机组大修或改造后需再次进行参数测试。排序表必须经过公示后才能予以下达，排序表每季度修订一次。

省级发改委以本省发电机组排序表和负荷预测结果为依据，制定本省年、季、月机组发电组合的基础方案。

省级调度机构根据发电企业申报的相关信息，结合次日的电力负荷需求预测、省间联络线交换电量计划、设备检修和安全约束等情况，依据机组排序表和月度机组发电组合基础方案，确定次日发电机组组合。

区域调度机构根据省级调度机构次日发电组合方案，对各省边际机组的供电煤耗率进行比较，使得区域中各省的边际供电煤耗率趋同，或跨省联络线达到输送容量极限。节能发电调度基本流程见图 2.1。

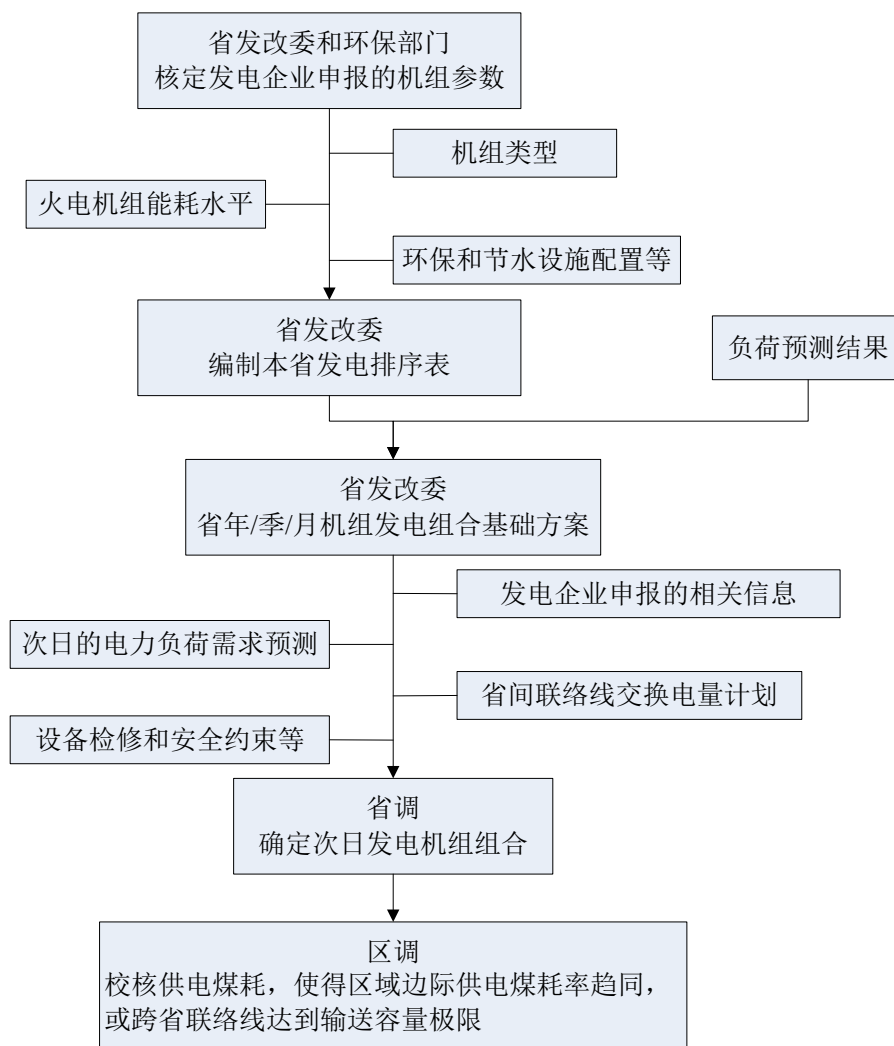


图2.1 节能发电调度基本流程图

2.1.6 节能发电调度对电力行业的影响

(1) 节能发电调度对电力行业的整体影响

节能发电调度打破了传统发电调度的平均分配模式，改变了按行政计划分配发电量指标的做法，按照节能、环保、经济的原则重新对机组进行排序，这

将影响电力行业的投资方向，促进发电投资向可再生能源和节能环保机组倾斜，促进发电结构调整和电力产业升级，减少能耗和污染高的发电企业进入市场，使得电力生产对环境的污染大大降低，尤其是 CO₂ 排放量的减少，能够有力配合国家节能减排承诺的实现，提升电力企业的自身形象。但是，节能调度也会使整个电力行业的成本上升。在我国目前发电容量构成中，装机比例最大，污染最严重的燃煤发电的投资和运营成本最低。由于节能调度要求首先使用光伏发电，风能发电，生物质发电等目前成本较高的发电方式，另外一部分现有燃煤发电机组的投资则因为闲置而无法收回，这样就会抬高整体电价。

(2) 节能发电调度对发电企业的影响

1) 可再生能源发电企业迎来新机遇。根据《节能发电调度办法（试行）》，对于电网覆盖范围内的可再生能源发电企业，今后电网企业必须优先全额收购其上网电量，给予可再生能源发电企业并网保障，保证对可再生能源开发的投资回报。这是可再生能源发展的巨大契机，对于拥有可再生能源以及核能发电机组的发电企业来说，是非常有利的。

2) 确定了大容量、高参数、高效率机组在竞争中的优势地位。目前新能源装机容量较小，首先替代的是低参数小容量机组，加快了小火电的关停进程。单位煤耗成为机组分配负荷的最重要的指标，而发电机组的煤耗与机组的规模有直接关系，因此短期内单机规模将直接决定其所分得电量的多少。

3) 有利于水电企业的发展。《办法》将更有利于水电发展。从《节能发电调度办法》中的编制日发电曲线原则看，无调节能力的水能发电机组将按照“以水定电”的原则安排发电负荷。能源“十二五”规划首次提出一次能源消费总量将控制在 41 亿吨标煤。其中，非化石能源将占比 11.4%，此目标的 2/3 要靠水电来完成。

4) 对于按“以热定电”方式运行的燃煤热电联产机组，余热、余气、余压、煤矸石、洗中煤、煤层气等资源综合利用发电机组等总体上是有利的。热电联产机组，特别是大型热电联产机组在某一区域内集中供热，发挥规模效应，替

代自备小锅炉，在经济可靠地满足用户供热需要的同时，减少了环境污染和能源消耗。按“以热定电”方式运行的燃煤热电联产机组供电煤耗率堪比超超临界火电机组。《办法》实施后，“以热定电”的热电机组按供热量计算的发电量，可以优先于其他火电机组全额上网。

5) 对于天然气、煤气化发电机组来说是有利的。天然气发电清洁、环保、高效，但发电成本较高，难以与常规燃煤机组竞争。《节能发电调度办法（试行）》实施后，天然气机组将优先调度上网。

(3) 节能发电调度对电网企业的影响

1) 节能发电调度使电网企业购电成本增加。节能发电调度政策要求清洁能源、煤耗低和有脱硫装置的机组优先发电，给电网企业带来显著影响。为鼓励可再生能源的发展，对可再生能源上网电量实行全额收购。风电的上网电价比较高，虽然有关部门已出台了可再生能源发电价格和费用分摊管理办法，“可再生能源发电价格高于当地脱硫燃煤机组标杆上网电价的差额部分，在全国省级及以上电网销售电量中分摊”。即使如此，大量收购可再生能源也会引起购电均价的上扬，对电网企业也是不利的。电网企业需要根据可再生能源的上网情况，适时协调有关部门进行电价的联动调整。在节能调度方式下，由于可再生能源和效率高的大型火电机组的电价较高，新投产低能耗大容量机组的上网电价水平相对于即将退役的统配机组也偏高，而其中高于正常上网电价部分将由电网公司全部承担，如果售电价格不变的话，会给电网企业带来很大的新增成本

2) 可再生能源发电的不确定性影响系统的备用容量。由于占可再生能源绝大部分的水电、风电，受当地气候环境的影响很大，而且往往与季节有关，具有很大的不确定性，特别是风电，难以对风力进行预测和调节，需要由火电机组作为备用，在风电机组对火电机组备用容量相应的补偿制度未出台前，就可能需要电网企业来承担。

3) 小机组关停影响电网结构。小机组关停及其替代项目的建设，都会对电

网结构造成一定影响，小则影响局部输配网的变化，大则影响主网结构的变化。

4) 对电网运行控制提出更高的要求。节能发电调度要求电网尽可能提高电网的输电能力，减少网络约束，以提高节能减排的效果，因此对于电网运行控制提出了更高的要求。

2.2 贵州省节能发电调度试点效果分析

2.2.1 贵州电网基本情况

(1) 基本情况

贵州省位于中国大西南的东部，贵州电网下属于南方电网公司，与四川、重庆、云南、广西、广东等电网相联，供电面积 17.6 万平方公里，供电总人口 3793 万，占全国总人口的 2.86%。

截至 2010 年 4 月底，贵州电网统调装机容量 2567 万千瓦。其中火电装机 1654 万千瓦，水电装机 913 万千瓦。2009 年全年贵州电网完成统调发电量 1171 亿千瓦时，其中火电 963.24 亿千瓦时，水电 207.76 亿千瓦时。省内售电量 637 亿千瓦时，外送电量 441 亿千瓦时。

(2) 2010 年电力电量平衡预测情况

1) 统调负荷和用电量预测

“十一五”后期贵州省全社会用电量年增长率在 9%至 12%，且贵州省矿产、煤炭资源较丰富，今后具备加快发展的自身优势，考虑适当的综合电耗水平及电力弹性系数等因素，预测 2020 年贵州省的全社会需电量将在 1370 亿千瓦时以上。《南方电网十二五规划》参考贵州电网中长期规划的负荷预测水平，提出了贵州“十二五”及中长期全社会需电量的低、中、高三个方案，预测 2010 年低、中、高三种方案下贵州最大负荷分别达到 1400 万千瓦、1490 万千瓦、1570 万千瓦。

贵州冬季日最大负荷一般发生在晚 20 点左右，而夏季一般在晚 21 点左右；2006 年冬、夏日负荷率 0.86 左右，日最小负荷率冬季 0.743、夏季 0.7。从以后

看，随着第三产业用电和生活用电的增加，日负荷率及最小负荷率呈下降的趋势。根据预测结果，2010年至2020年日负荷率在0.84至0.81，日最小负荷率夏季为0.686至0.65、冬季为0.657至0.62。

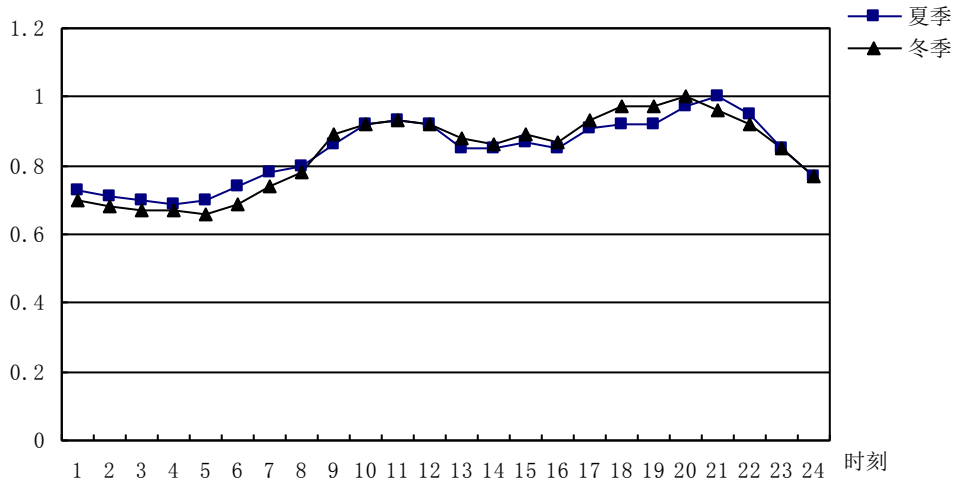


图2.2 贵州典型日负荷预测曲线

贵州各年的最大负荷一般发生在11月和12月，是全年用电的高峰期，3月和4月出现贵州省统调用电次高峰，约为11月和12月高峰用电的87%至90%；5月和6月为全年除春节外全年用电低谷时段，主要是由于贵州5月和6月气候不热，再加之非统调电网的小水电的发电影响；7月以后用电缓慢上升，到11月和12月达到全年最高值。年最大负荷的变化趋势规律性很强，是贵州省的地理气候、交通、气候条件及生活习惯所致，在短期内不会有很大变化。

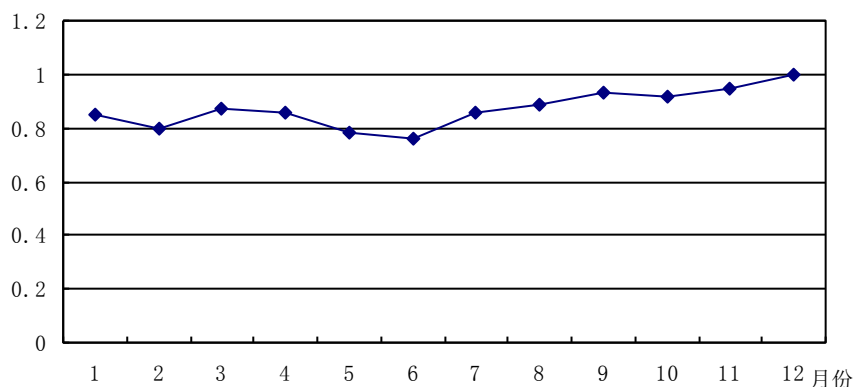


图2.3 贵州2010年年负荷预测曲线

数据来源：《中国南方电网2007年调度情况运行总结》

2) 统调发电预测

贵州电网“十一五”规划需投产 1620 万千瓦，其中水电 730 万千瓦、煤电 890 万千瓦。关停小火电 23 万千瓦。

贵州“十二五”电源建设基本方针是因地制宜、水火并举，积极发展水电，优化发展火电。优先规划条件性能好的水电，完成对乌江流域和北盘江流域梯级的开发。根据贵州煤炭的分布及开发情况，优化煤电布局，优先发展煤炭坑口电厂，继续推进小火电退役，合理配置各地区电源，在缺能地区积极配置电源。

2010 年，考虑盘县电厂 40 万千瓦退役，为满足中负荷水平贵州外送周边及自身用电需要，在 2009 年的基础上需再新增投产约 180 万千瓦火电。对于高负荷水平，则需新增投产容量约 240 万千瓦火电。2010 年贵州省装机总容量达到 3119 万千瓦，其中水电、风电 1118 万千瓦（占 36%），火电 2001 万千瓦（占 64%）。

3) 贵电外送

“十一五”期间，贵州计划与邻省合作建设 3 个火电项目，分别为兴义电厂（外送广西）、习水二郎电厂（外送重庆）和黔东电厂（外送湖南）。3 个

电厂总装机容量 360 万千瓦，电量将全部由合作省（区、市）消纳。

按照国家“西电东送”规划安排，“十一五”贵州将新增向广东送电 400 万千瓦。同时，根据未来几年周边省（区、市）向贵州购电预测，“十一五”期末贵州外送电将达到 1000 万千瓦，其中向广东送电 800 万千瓦，向邻省售电 200 万千瓦。

根据对贵州省电力市场的需求预测，到 2010 年，贵州省内市场需求为 1291 万千瓦，加上“西电东送”及向周边省（区、市）送电 1000 万千瓦，考虑 15% 备用容量后，电网需装机 2634 万千瓦。

2.2.2 贵州省节能发电调度试点措施

经过近一年的准备和模拟运行，2007 年 12 月 30 日贵州省在全国率先启动电力系统节能发电调度试点工作[5]。

（1）节能发电调度模拟运行工作方案

2007 年 12 月 1 日至 12 月 31 日，贵州电网节能发电调度工作进行模拟运行。模拟运行核心工作流程包括节能发电计划曲线编制执行工作流程和节能发电调度信息发布工作流程。

（2）贵州节能发电调度实施细则

《贵州省节能发电调度实施细则》明确了贵州省节能发电调度试点具体的操作办法，包括发电排序序位、负荷预测与机组发电组合、日发电计划的编制及安全校核检修、调峰调频及备用、污染物排放监测等的操作办法等。贵州电网并网发电的各类发电机组按以下顺序依次确定发电排序序位：1) 无调节能力的可再生能源发电机组，包括风能等发电机组以及无调节能力的水电机组；2) 有调节能力的可再生能源发电机组，包括水电、生物质能等发电机组。如汛期无调节能力的水电和有调节能力的水电均发生弃水，则应优先调用有调节能力的水电机组；3) 余热、余汽、余压、煤矸石、洗中煤、煤层气等资源类综合利用发电机组；4) 燃煤机组。

发电企业应于每年 9 月 1 日前，向省经贸委（或发改委）及贵州电网调度

机构提供已经并网运行发电机组节能发电调度所需参数的实测值和下年度计划并网运行的发电机组节能发电调度所需参数的设计值，并须经省经贸委（或发改委）指定的机构核定。

每年 10 月 31 日前，省经贸委（或发改委）根据核定后的发电机组有关参数，综合考虑机组类型、火电机组能耗水平、环保和节水设施配置等因素编制次年排序表，下达电力调度机构执行并向社会发布。

贵州电网调度机构按照排序表，并根据电力日负荷预测和发电机组的实际发电能力、综合考虑电网安全约束、机组启停、设备调试及检修、网损等各种因素，确定日机组发电组合方案，并依照一定的原则和顺序，在已确定运行的发电机组组合中分配发电负荷。

所有并网运行的发电机组均有义务按照调度指令参与电力系统的调频、调峰、调压和备用。为保证电能质量及电网安全运行而提供辅助服务的机组，按《贵州发电企业调度运行考核管理办法》进行考核补偿。贵州电网调峰主要由有调节性能的水电机组和燃煤机组承担。并网运行的火电机组的调峰能力应不低于机组额定容量的 50%。

在污染物排放监测方面，贵州电网燃煤机组应装设烟气在线监测系统，并接受贵州电网调度机构实时动态监视。

（3）贵州省节能发电调度试点工作方案

2007 年 12 月，国家发展改革委批准《贵州省节能发电调度试点工作方案》。贵州节能发电调度试点工作由贵州省经贸委组织开展，并制定了详细的工作进度表，分三个阶段有序地开展工作。第一阶段进行节能发电调度前期准备，并出台相关配套政策。第二阶段进一步完善以实测煤耗和网损修正为基础的节能发电调度。第三阶段按实时煤耗曲线以煤耗等微增率原则分配机组负荷。

（4）贵州省节能发电调度信息发布办法

贵阳电监办负责制定了《贵州省节能发电调度信息发布办法》（以下简称《办法》），以保证贵州节能发电调度工作公开、公平、公正。结合贵州实际

情况，《办法》明确了贵州省经贸委应向贵州电网调度机构提供信息的内容与时间、发电企业应向贵州省经贸委以及贵州电网调度机构提供信息的内容与时间；贵州电网调度机构应向不同的对象发布节能发电调度信息的内容和时间。

（5）贵州并网燃煤机组烟气脱硫在线监测系统运行管理规定

脱硫在线监测系统包括燃煤机组烟气脱硫实时监测系统和脱硫信息管理发布系统。《贵州并网燃煤机组烟气脱硫在线监测系统运行管理规定》规定了烟气脱硫在线监测系统建设、运行、维护、管理过程及其相关的机构或单位的职责。

（6）贵州节能调度煤耗在线监测系统运行管理规定

煤耗在线监测系统运行管理包括日常运行管理、安全管理、设备评级及缺陷管理、设备定期测试与运行维护管理、系统检修停复役管理、故障处理与事故抢修管理、备品备件及技术资料管理和运行统计分析指标管理等。在煤耗在线监测系统的建设、运行和管理方面，要求单机 20 万千瓦以上的统调燃煤机组必须建设煤耗在线监测系统，20 万千瓦以下燃煤机组考虑服役期限等因素，采取企业自愿方式。

2.2.3 贵州省节能发电调度试点取得的成绩

贵州在全国第一个进入节能发电调度试点运行，成功实践了水火电优化的节能发电调度运行，较早研究并建成了节能发电调度煤耗在线监测系统，并开始用于实际发电排序。

截止到 2011 年，作为国内首家节能发电调度试点的贵州电网公司，累计节约标准煤 341 万吨，相当于减少 CO₂ 排放 1048.38 万吨、减少 SO₂ 排放 20.85 万吨；火电企业平均脱硫率达 95.4%，减少 SO₂ 排放 373 万吨。

2009 年，贵州电网公司综合线损率为 5.7%，较 2008 年综合线损率 5.9% 下降 0.2 个百分点；统调火电厂累计发电煤耗 322 克标准煤/千瓦时，较 2008 年下降 5 克标准煤/千瓦时；统调火电厂累计供电煤耗 347 克标准煤/千瓦时，较 2008 年下降 6 克标准煤/千瓦时。

2009 年和 2008 年火电发电情况对比见表 2.1。

表2.1 2008-2009年贵州火电发电情况对比表

项目及时间	2009 年	2008 年	同期比较 (%)
发电标准煤耗 (万 t)	322	327	-1.53
供电标准煤耗 (万 t)	347	353	-1.70
全网厂用电率 (%)	5.60	5.80	-3.45

数据来源：《南方电网节能发电调度试点总结会交流材料》

自 2007 年 12 月开展节能调度试点至 2010 年 12 月三年间，贵州电网建立了一套国内领先的、包括组织体系、技术体系和管理体系在内的三位一体的节能发电调度体系，共节约标煤 309 万吨，相当于减少 CO₂ 排放 950 万吨、减少 SO₂ 排放 18.89 万吨。全省火电企业平均脱硫率高达 95.4%，减少 SO₂ 排放 360 万吨。节能发电调度有力推进了电力行业乃至全省的节能减排，2010 年前三季度，贵州单位 GDP 能耗减低率为 4.39%，排全国第二位。

贵州省制定和完善了节能发电调度相关的一系列政策措施，为节能发电调度试点工作提供了政策支撑；形成了系统的节能发电调度技术体系，为节能发电调度各系统实施、建设、运行、评价与考核提供依据。

(1) 政策层面

贵州省节能发电调度试点结合贵州实际，逐步建立健全了 17 个涉及各级管理、运行、评价、考核的规章制度及技术标准，主要包括《节能发电调度模拟运行工作方案》、《贵州节能发电调度实施细则》、《贵州省节能发电调度试点工作方案》、《贵州电网节能调度火电机组序位表》、《贵州省节能发电调度信息发布办法》、《贵州并网燃煤机组烟气脱硫在线监测系统运行监管考核办法》、《贵州并网燃煤机组烟气脱硫在线监测系统运行管理规定》、《贵州省燃煤机组煤耗监测系统管理办法》和《贵州节能调度煤耗在线监测系统运行

管理规定》等。

(2) 技术层面

2008 年底，贵州电力调度通信局完成了贵州省节能发电调度系统综合平台的开发建设工作。该系统包括贵州电网节能调度计划生成系统、节能发电调度信息发布系统、贵州并网燃煤机组烟气脱硫在线监测系统、贵州节能发电调度煤耗在线监测系统和计及安全约束和网损修正的节能发电调度系统共 5 个子系统，为节能发电调度提供技术支撑。

1) 贵州电网节能调度计划生成系统

节能发电调度计划生成系统首先读取电力负荷预测的结果作为发电计划的基础，然后将检修、停备的机组自动排除在发电序列之外，最后进行电量分配。按《贵州省统调火电机组排序表》安排火电机组发电，该排序表按污染物排放、能耗水平由低到高对火电机组进行排序，优化火电机组发电，从而使上脱硫、能耗低的火电机组优先发电，未上脱硫、能耗高的火电机组则少发电甚至不发电，降低了煤耗。

2) 贵州并网燃煤机组烟气脱硫在线监测系统

贵州并网燃煤机组烟气脱硫在线监测系统 2007 年 7 月投运。在国内首创燃煤机组在线投运时间、脱硫设施投运时间、投运时间比、有效脱硫电量、考核减扣电量、SO₂ 日排放量等运行指标的系统分析和计算方法，实现了脱硫信息的自动跟踪、统计分析、报表生成、信息发布及查询等应用功能。

3) 贵州节能发电调度煤耗在线监测系统

贵州电网 2008 年 4 月完成了节能发电调度煤耗在线监测系统的主站建设，试点贵州大方电厂数据接入、调试、数据核对并成功投入试运行。节能发电调度煤耗在线监测系统实时采集发电厂机组运行数据，实时计算机组效率和能耗水平，为电网节能发电调度提供实时可信的参考数据。贵州统调火电厂 17 座电厂 58 台机组已全部纳入节能发电调度。2010 年 5 月，贵州在全国率先实现按照实测煤耗值发电排序表进行发电调度。

4) 计及安全约束和网损修正的节能发电调度系统

计及安全约束和网损修正的节能发电调度系统的主要功能包括潮流技术、发电计划安全校核、安全约束网损优化发电计划，对节能发电调度计划进行网损修正，完成以降低网络损耗及全网总煤耗最小为目标的节能发电调度。

2.2.4 贵州省节能发电调度试点存在的问题及发展趋势

贵州省节能发电调度试点存在的主要问题包括以下三个方面：

(1) 节能发电调度经济补偿问题

节能发电调度工作需要针对列入节能发电调度年底发电机组组合方案、实际发电利用小时达不到利用小时下限标准的发电厂，制定相关配套的政策、办法和有效的经济补偿机制，激励相关发电企业，确保电网具有合理的备用容量。

(2) 节能发电调度与大用户及发电企业直接交易的协调问题

2009年4月，贵州开始实施大用户与发电企业直接交易试点工作。大用户与发电企业直接交易的目标是用电企业购电成本最小化，其实施过程影响了按照节能减排办法排序的火电厂发电排序表，偏离了节能发电调度工作的原则与目标。如何实现节能发电调度模式与电力市场大用户与发电企业直接交易方案的有机衔接，是节能发电调度工作所面临的一个现实问题。

(3) 一次能源供应不足

2010年贵州省部分电厂出现电煤供应告急，大容量、高效率火电机组陆续停机的状况，电力形势较为紧张，几乎无边际机组外的备用机组，严重影响了节能发电调度工作的开展。

2.3 广东省节能发电调度试点效果分析

2.3.1 广东电网基本情况

广东电力系统中既有“西电东送”、“三峡送广东”等跨省线路，又有与香港、澳门连接的跨境线路，网络结构复杂，电源构成基本涵盖了所有的发电

机组类型；同时，广东电网峰谷差大，调峰任务重，系统运行复杂，作为节能发电调度试点省份具有一定的代表性。

广东电网是全国规模最大的省级电网。截至 2010 年 4 月 30 日，广东电网正式商业运行的中调电厂共 68 家，中调机组 211 台，统调装机容量 5733.5 万千瓦，其中中调装机容量 5144.1 万千瓦（含南网总调调度装机 120 万千瓦），地调装机容量 589.4 万千瓦。中调范围内，燃煤机组 3424.2 万千瓦，燃气机组 745.6 万千瓦，燃油机组 192 万千瓦，核电机组 394.8 万千瓦，水电机组 87.5 万千瓦，蓄能机组 300 万千瓦；地调范围内，火电装机 300.9 万千瓦，水电装机 222.4 万千瓦，风电及垃圾发电装机 66.2 万千瓦。2009 年广东全网最高统调负荷 6360.8 万千瓦，最高西电负荷 2070.9 万千瓦，最高港电负荷 180.2 万千瓦。

2.3.2 广东省节能发电调度试点措施

2008 年 11 月 17 日，广东省正式启动节能发电调度试点工作，是继贵州后在国内第二个实施节能发电调度试点的省份，建立了工作机制，制定了实施方案，进一步完善技术系统和落实配套政策。提出了节能发电调度 2008 年工作方案、广东电网公司节能减排工作管理办法、广东电力系统节能发电调度运行管理规定和广东电网公司节能发电调度信息发布网站管理规定等[7]。

《广东电网公司节能发电调度 2008 年工作方案》提出开展和完成以下具体工作：1) 节能发电调度机组排序表和电力负荷需求预测；2) 完成《节能发电调度发电日计划编制系统》的技术开发；3) 广东电网火电厂脱硫监测系统建设；4) 广东电网热电联产机组的热负荷实时监测系统建设；5) 广东节能发电调度信息发布系统网站等建设和维护；6) 研究广东电网并网运行资源综合利用机组燃料热值在线监测的技术方法，完成资源综合利用机组燃料热值监测系统的调研和方案确定；7) 配合省物价局制订《广东省节能发电调度试点调峰调频备用补偿办法》；8) 完成 3 家小火电由中调直接调度的接收工作。

广东省制定了一系列节能发电调度政策，并以《广东省节能发电调度机组排序表》为基础进行了技术支持系统的开发。

在政策层面，广东省制定了《广东省节能发电调度试点工作实施方案》。细化试点具体工作，明确主要工作环节、进度安排和职责分工；编制实施年度节能发电调度机组排序表和发电组合方案；制定节能发电调度信息发布办法，明确广东省节能发电调度信息披露的内容、时间、范围以及相应的发布渠道；推进地方机组纳入省级电力调度机构统一调度工作，除深圳地区外，到 2009 年底全省总装机容量 10 万千瓦以上的 12 家地方电厂全部纳入省级电力调度机构统一调度。

在技术层面，以《广东省节能发电调度机组排序表》为基础，完成了节能发电调度日计划编制系统研发，建立了节能发电调度发电侧技术支持与信息管理系统的信息管理平台；完成了所有燃煤机组烟气脱硫在线监测和热电联产机组的热负荷在线监测系统建设，实现了对排放和热电联产机组信息的实时监测；完成了节能发电调度信息发布网站建设，所有市场主体能通过此平台了解相关信息。

广东省节能发电调度发电侧技术支持与信息管理系统涵盖了节能发电调度计划制定、节能效益评估、系统负荷预测、母线负荷预测、网损分析与修正、安全校核等核心功能，使得发电计划编制由原有的粗放模式向精细化节能调度管理转变，达到了科学地制定日发电调度计划，实现安全、节能、环保的电网经济调度的目标。

燃煤机组脱硫信息实时监测系统实现了实时监控燃煤机组脱硫装置运行状态、运行时间及 SO₂ 等污染物排放情况，满足了节能发电调度工作的技术要求。截至 2009 年底，全省统调 108 台燃煤机组的烟气脱硫信息已全部接入广东省电力调度中心能量管理系统（EMS）。

通过热电联产机组热负荷实时监测系统，双水、茂名、恒运、华润黄阁、南海发电一厂等 5 家统调热电联产电厂的热负荷信息已接入广东省电力调度中心能量管理系统（EMS）。

节能发电调度信息发布系统实现了南方电监局、省发改委、省经贸委、省

环保局以及电力调度机构、发电企业之间的节能发电调度信息共享，是国内首个节能发电调度信息发布系统。

2.3.3 广东省节能发电调度试点取得的成绩

2009年广东电力供应前松后紧，上半年电力略显宽松，下半年特别是第四季度电力供应紧张，2010年延续了紧张的电力供应形势。通过节能发电调度，2009年省内燃煤电厂累计节省标煤90.1万吨，约占全省发电耗煤的1.1%，减排CO₂198.22万吨，减少SO₂排放1.43万吨，省内燃煤机组累计平均脱硫效率为94.26%。

2010年1月至4月累计节省标煤13万吨，减少CO₂排放28.6万吨，减少SO₂排放0.21万吨，省内燃煤机组累计平均脱硫率为93.74%。

试点期间，广东成功开展了涵盖煤、油、气、水、核、蓄能等各类电源的节能发电调度运行，较早建成了覆盖省内全部热电厂的热负荷在线监测系统，完成了12家地调电厂共29台机组收归中调调度的工作，扩大了节能发电调度覆盖范围。

2.3.4 广东省节能发电调度试点存在的问题及发展趋势

广东省节能发电调度试点存在的主要问题如下：

(1) 电力供应能力不足影响节能减排效果

在电力供应充足时，按照节能发电调度原则安排机组发电，能取得良好的节能减排效果；但在电力供应紧张时，所有机组都参与发电，甚至是补贴发电，影响了节能减排效果。广东电网电力供应一直处于比较紧张的状况，这在很大程度上影响了节能发电调度的实施效果。

(2) 电网结构不完善影响节能减排效果

在实际调度运行中，由于电网结构不完善，电力输送能力受到限制，导致部分能耗低的大型发电机组无法多发电，从而影响节能发电调度效果。

(3) “点对点”送电的火电机组未纳入节能发电调度统一排序

节能发电调度试点工作实施以来，以“点对点”方式向广东送电的火电机组仍纳入“西电东送”范畴执行年度送电计划，未纳入节能发电调度统一排序。按照现行调峰调频备用补偿办法，这些机组应承担对电网辅助服务机组的补偿，但目前难于落实，未承担相应的责任。

(4) 现行调峰调频备用经济补偿办法未能补偿提供辅助服务机组所支付的成本

按照现行的调峰调频备用补偿办法确定的补偿标准，部分承担调峰、调频、备用的机组所获得的补偿难以支撑其所支付的成本。

(5) 节能与降低发电成本的关系

节能和降低发电成本存在一定的矛盾，如可再生能源发电除水电外，发电成本远高于煤电，天然气发电成本也相对较高，按照节能原则优先安排这两类机组发电可能会较大幅度增加系统购电成本。从长远看，应综合考虑各方面因素，处理好节能与降低发电成本的关系。做到既能节约能源，又能合理降低发电成本。

广东省在节能发电调度未来工作中的方向包括以下几个方面：一是完善节能发电调度技术支持系统，提高节能发电调度效果，加快推进火电机组煤耗实测研究和火电机组煤耗在线监测系统建设，逐步实现由设计煤耗排序向实测煤耗排序的转变；二是加强对地方和企业并网自备电厂的管理，尽可能将所有地方机组纳入省统一调度；三是尽快完成广东节能发电调度的调度模式研究，进一步完善节能发电调度模式。

2.4 南方电网节能发电调度实施情况

2.4.1 南方电网基本情况

(1) 电源现状

截至 2009 年底，南方电网统调装机容量达 135013MW，广东、广西、云南、贵州、海南统调装机容量分别为 53327MW、13188 MW、19893MW、18128 MW、

3427MW。机组类型多样，清洁能源占 37.7%，其中水电 32.4%，核电机组 2.9%，抽水蓄能机组 2.0%，风电机组 0.4%；化石能源机组占 62.3%，其中燃煤机组 53.0%，燃油燃气机组 9.3%。

南方电网统调水电装机比例达到 32.4%，广西、云南省的统调水电装机容量均超过 50%。网内调节能力较好的水电仅占少部分，因此开展节能发电调度对于充分利用水电资源意义重大。全网统调煤电装机比例达到 53.0%，开展节能排序，对减少煤炭消耗和烟气排放效益显著。

（2）电网现状

南方电网覆盖广东、广西、云南、贵州和海南五省区，同时通过 500kV 江城直流与华中电网相连，通过多回 400kV 和 220kV 线路与港澳电网紧密相联，此外还与越南、缅甸等东南亚国家部分地区电网连接。目前南方电网已经形成“五条直流、八条交流” 13 条西电东送大通道，电网交直流混合运行，远距离、大容量、超高压输电，西电东送最大输电能力超过 2300 万千瓦。

截至 2009 年底，南方电网共有 500kV 变电站 77 座，500kV 变压器 145 台，500kV 变电容量 118000MVA，500kV 线路 269 条；220kV 变电站 540 座，变压器 1147 台，变电容量 188622MVA，220kV 线路 1479 条。

2009 年全网最高统调负荷 95902MW，全网统调发受电量达到 5859.2 亿 kWh，其中广东、广西、云南、贵州、海南分别占 60.1%、11.9%、12.5%、12.6%、2%。2009 年西电送广东最大电力 20700MW，全年电量 1043.87 亿 kWh。

（3）电力调度现状

南方电网调度机构分为四级：南网总调、省（区）级调度机构、地区（市、州）级调度机构、县级（县级市）调度机构。南方电网主要机组由南网总调和五省区中调调度，仅有少量容量机组由地调调度，基本为小水电。

南网总调目前的节能发电调度计划编排系统主要是根据网省配合的分工，即由南网总调编制并优化西电东送计划，由各省区中调编制并优化省内发电机组的发电计划。南网总调目前的节能发电调度计划编排系统的方法及流程如下：

南网总调根据省区政府间签订的西电东送框架协议和送受电合同，结合总调直调跨省区平衡水电厂的来水情况，编制省区间送受电初步计划，下达五省区中调。

五省区中调在保证电网安全稳定运行和电力可靠供应的前提下，以次日机组发电组合方案和电力负荷需求预测为基础，根据节能发电调度原则，编制次日所有纳入省区平衡的机组发电曲线，报送南网总调，若存在富裕水电省区内无法吸纳等情况，应同时提出调整省区间送电计划曲线的申请及相应情况说明。

若各省区均无调整省区间送电计划曲线的申请，南网总调组织各中调对全网及各省网进行安全校核，必要时对计划进行调整，安全校核通过后下达送受电计划和机组发电计划。

若某省区提出了调整省区间送电计划曲线的申请，南网总调组织各中调按照“省内优先吸纳、省间优化调剂”的原则，调整有关省区机组出力和省间送受电，并组织各中调对全网及各省网进行安全校核，安全校核通过后下达送受电计划和机组发电计划。

2.4.2 南方电网节能发电调度试点措施

2010年7月21日开始，南方电网开始全网节能发电调度模拟运行，运转良好。在此之前，区域内的非试点省广西、云南、海南三省也积极开展了节能减排工作和全网节能减排调度的准备工作。

“十一五”期间，广西电网公司积极开展节能减排工作，采取如下措施：一是配合自治区政府关停小火电机组，“十一五”期间，该公司关停小火电机组126.6万千瓦，相应电量约62亿千瓦时，节约标准煤约124万吨；二是做好“上大压小”机组工程项目的并网管理和服务，广西电网在合山、来宾、永福三个火电厂实施“以大代小”电量置换，通过优化机组运行方式，安排高效低耗的大机组替代低效高耗的小机组发电，减少高煤耗发电量约40亿千瓦时，折合节约标准煤约80万吨；三是加大火电脱硫系统建设，目前，广西电网已建成脱硫系统的并网火电厂11个，22台机组装机容量共761.4万千瓦，占全区燃煤发电机组

总装机容量的 88.7%，有效降低了 SO₂ 排放量。

云南省根据水电装机比重大的结构特性，2010 年 7 月 2 日正式启动云南电网节能发电调度，云南电网公司积极开展流域梯级联合优化调度，加大跨流域间协调，同时按照能耗低、排放小的原则依次调度火电，不断提高清洁能源利用率，降低能耗和排放，节能发电调度成效显著。2010 年火电发电量成功控制在国家环保部要求的范围内，为完成云南省“十一五”节能减排目标作出了突出贡献。

海南电网积极推行节能发电调度，保证可再生发电能源全额上网、清洁能源充分利用。建设投运由节能发电调度计划生成系统、信息发布系统和燃煤机组脱硫在线监测系统组成的节能发电调度技术支持系统，实施节能发电调度。据统计，预计 2010 年海南燃煤机组平均供电标准煤耗率为 332 克/千瓦时，同比下降 14 克/千瓦时，相当于节省电煤 11.97 万吨；水电发电量可达 18.26 亿千瓦时，比年计划增加 1.1 亿千瓦时，相当于节省电煤 2.57 万吨；风电发电量预计可达 2.77 亿千瓦时，同比增长 1.9 亿千瓦时，相当于节省电煤 6.4 万吨；气电增加上网电量 3.55 亿千瓦时，相当于节省电煤 1.6 万吨。

各单位各项技术支持系统有关情况见表 2.2。

表2.2 南网各单位各项技术支持系统情况

单位	发电计划 编排系统	烟气脱硫在线监 测系统	热负荷在线 监测系统	煤耗在线 监测系统	信息发布 系统
贵州	已建成 并投入使用	已建成 且接入率达 100%	无该类型机组	已建成， 已接入 40 台机组	已建成、 运行良好
广东	已建成 并投入使用	已建成 且接入率达 100%	已建成，且全部 5 家 热电厂的相关信息 均已接入	已接入 5 台机组	已建成、 运行良好
广西	已建成 并投入使用	已建成 且接入率达 100%	无该类型机组	尚未建设	已建成、 运行良好
单位	发电计划	烟气脱硫在线监 测系统	热负荷在线	煤耗在线	信息发布

	编排系统		监测系统	监测系统	系统
云南	已建成 并投入使用	已建成 且接入率达 100%	无该类型机组	尚未建设	已建成、 运行良好
海南	已建成 并投入使用	已建成 且接入率达 100%	无该类型机组	尚未建设	已建成、 运行良好
南网	计划建设 全网标准化、 一体化的系统	已建成且接入率 达 100%	无该类型机组	尚未建设	已建成、 运行良好

数据来源：《南方电网节能发电调度总结报告》

2010年12月27日，南方电网宣布区内五省全面实施节能发电调度。

国家能源局于2010年12月发布了《南方电网节能发电调度工作实施方案》，主要明确了南方电网节能发电调度工作的指导思想、工作目标、工作原则、组织机构、职责分工、实施主体、主要工作、工作步骤，并明确了南方电网节能发电调度工作领导小组及其办公室成员名单。根据该实施方案，按照“省内排序，区域优化”的总体要求，由省区政府牵头，组织有关部门、电力监管机构、电力企业，开展省区内节能发电调度工作；由国家能源局牵头，组织国家有关部委、电监会、南方电网公司及有关发电集团，开展区域优化调度工作。

各省区政府电力主管部门、电力调度机构及有关发电企业按照《节能发电调度办法实施细则（试行）》以及本省区节能发电调度工作实施方案（办法）确定的原则和工作要求，开展省区机组排序、负荷预测、发电组合及负荷分配工作。相应机组排序表、发电组合方案以及负荷预测、负荷分配结果应传送至南网总调。

正常情况下，省区间联络线交换电力电量计划执行省区政府间已签订的框架协议和送受电合同，在出现部分省区水电无法全额吸纳等情况下，南方电网公司组织各省公司按照“省内优先吸纳、省间优化调剂”的原则，调整其它省区机组出力和省间送受电计划，最大限度利用可再生能源。

主要工作环节如下：

（1）机组发电排序表

南方五省区政府主管部门根据《关于印发节能发电调度试点工作方案和实施细则（试行）的通知》要求，将省区节能发电调度实施主体按照类型、能耗、环保条件排序，组织制定机组发电排序表，经公示后，下达至电力调度机构，并向电力企业和社会发布。所有纳入省区平衡的机组均应列入相应省区排序表。南网总调汇总五省区政府发布的机组发电排序表。

（2）负荷预测和机组发电组合方案

1) 负荷预测

南方五省区政府主管部门组织有关单位开展本省区年（季）电力负荷需求预测及管理工作，并定期向相关部门、电力企业发布预测信息。省区电力调度机构负责月、日电力负荷需求预测工作，并按规定每月、日发布省区次月、日负荷预测信息。

南方电网公司负责组织开展南方电网年（季）、月、日电力负荷需求预测工作，并按规定向政府主管部门、电力企业和社会发布。

2) 机组发电组合方案

南方五省区政府主管部门以本省区发电机组排序表和负荷预测结果为依据，组织制定并发布本省区年（季）机组发电组合基础方案。省区电力调度机构每月、日发布次月、日机组发电组合基础方案，依据排序表、月度发电组合基础方案和电网运行实际，制定并发布次日机组发电组合方案。

南网总调负责汇总南方五省区政府发布的年（季）机组发电组合基础方案；负责汇总五省区中调编制的省区日机组发电组合方案，必要时优化有关省区机组发电组合方案。

机组发电组合基础方案应满足系统安全、连续供电需要，并按规定预留备用容量。

（3）负荷分配和安全校核

南网总调根据省区政府间签订的西电东送框架协议和送受电合同，结合总

调直调跨省区平衡水电厂的来水情况，编制省区间送受电初步计划，下达五省区中调。

五省区中调在保证电网安全稳定运行和电力可靠供应的前提下，以次日机组发电组合方案和电力负荷需求预测为基础，根据节能发电调度原则，编制次日所有纳入省区平衡的机组发电曲线，报送南网总调，若存在富裕水电省区内无法吸纳等情况，应同时提出调整省区间送电计划曲线的申请及相应情况说明。

若各省区均无调整省区间送电计划曲线的申请，南网总调组织各中调对全网及各省网进行安全校核，必要时对计划进行调整，安全校核通过后下达送受电计划和机组发电计划。

若某省区提出了调整省区间送电计划曲线的申请，南网总调组织各中调按照“省内优先吸纳、省间优化调剂”的原则，调整有关省区机组出力和省间送受电，并组织各中调对全网及各省网进行安全校核，安全校核通过后下达送受电计划和机组发电计划。

“省内优先吸纳”是指在水电大发时，省内应充分发挥火电、核电等机组的调整能力，在不影响系统安全和电力供应的前提下，安排火电、核电等机组按最小开机方式、最低技术出力运行。“省间优化调剂”是由南网总调在部分省区存在富余水电无法吸纳的情况下，根据节能发电调度原则和已形成的市场机制，优化调整其它省区机组发电出力和省间送受电，在全网范围内最大限度吸纳富余水电。

（4）实时调度

在异常或紧急情况下，为保证电网安全稳定运行和电力可靠供应，南网总调和五省区中调值班调度员可根据实际情况，调整机组发电组合、负荷分配和西电东送计划。异常和紧急情况处理完毕后，逐步调整到优化后的发电组合。

（5）在线监测

燃煤机组必须安装并实时运行烟气在线监测装置，并与省级环保部门、电力监管机构和电力调度机构联网。燃煤热电联产机组必须安装并实时运行热负

荷在线监测装置，并与电力调度机构联网，接受实时动态监管。燃煤机组应开展煤耗在线监测系统建设，并与电力调度机构联网，逐步按实测煤耗进行发电排序。

（6）信息公开与监管

有关政府部门、电网及发电企业要按有关规定及时、准确、完整地提供和发布节能发电调度信息，并对信息的准确性和完整性负责。政府主管部门、电力监管机构要加强对节能发电调度信息发布工作的管理与监督。

2011年3月，国家电监会和国家能源局在广州联合召开南方电网区域节能发电调度经济补偿办法制定工作会议，全面启动和布置了南方电网区域节能发电调度经济补偿办法的制定工作。南方区域节能发电调度经济补偿的范围为：各试点省对列入节能发电调度年度发电组合基础方案但排序靠后处于备用状态而少发电量的发电机组给予一定的经济补偿，对于因发电机组自身原因减发不发的，不予赔偿。在补偿资金来源方面，会议认为，应由因节能发电调度而电量增发的机组筹集，用以对电量减发机组进行合理补偿。在经济补偿方式上，会议还提供了五种思路，即两部制电价补偿、电价附加补偿、发电权交易补偿、低限标准补偿、辅助服务补偿。各省（区）可根据实际情况，因地制宜，在五种方式中进行选择。

2.4.3 南方电网节能发电调度试点效果

目前南方电网开展节能发电调度试点工作已有三年，贵州、广东两个试点省份已建立了层次分明、运作良好的组织体系、制度体系和技术支持体系和工作机制，试点取得显著成果。全网节能发电调度相关技术支持系统已建成并试用，按照“省内优先吸纳，省间优化调剂”的原则，实现了全网统筹协调，充分吸纳富余水电。

2008、2009、2010（至11月）三年，全网吸纳富余水电分别为87.79亿kWh、33.98亿kWh和44.68亿kWh，相应减少标煤消耗280.1万吨、107万吨和138.5万吨。合计，2008、2009、2010（至11月）年全网通过节能发电调度试点，共

节约标煤 633 万吨。

2008、2009、2010（至 11 月）年全网通过节能发电调度试点减少了电煤消耗，相应减少 CO₂ 排放 1393 万吨，减少 SO₂ 排放 12 万吨。此外通过加强脱硫在线监测，脱硫效果得到保障，贵州、广东两试点省区脱硫效率均达到 94% 以上，合计减少 SO₂ 排放 478.6 万吨。

2.5 江苏省节能发电调度试点效果分析

2.5.1 江苏电网基本情况

截至 2009 年 12 月 31 日，江苏电网统调装机容量 5128.675 万千瓦。其中 60 万千瓦及以上机组 29 台，装机容量 2009 万千瓦，占总装机容量的 39.17%；30 万千瓦至 60 万千瓦机组 63 台，装机容量 2124.4 万千瓦，占 41.42%；30 万千瓦及以下机组 128 台，装机容量 995.275 万千瓦，占 19.41%。500 千伏线路 96 条，总长度达 7614 公里，形成了三纵四横的骨干网架，220 千伏及以下电网实现分区运行。

2.5.2 江苏省节能发电调度试点措施

2008 年 1 月 9 日 0 时，江苏电网启动节能发电调度模拟运行。江苏省制定了《江苏省节能发电调度实施细则（试行）》、《江苏省节能发电调度试点工作方案》、《江苏省节能发电调度经济补偿办法（试行）》和《江苏省机组序位表》等，开展了发电权交易，建立了节能发电调度技术支持平台，建设热负荷在线监测系统、脱硫与烟气监测系统、发电能耗监测系统和适应节能发电调度的日计划编制系统等技术支持系统[8]。

（1）江苏省节能发电调度实施细则（试行）

《江苏省节能发电调度实施细则（试行）》明确了贵州省节能发电调度试点具体的操作办法。江苏省机组发电序位表按以下顺序确定：1) 无调节能力的风能、太阳能、海洋能、水能等可再生能源发电机组；2) 有调节能力的水能、

生物质能、地热能等可再生能源发电机组和满足环保要求的垃圾发电机组；3) 核能发电机组；4) 燃煤热电联产机组“以热定电”方式运行的电量部分，余热、余气、余压、煤矸石、洗中煤、煤层气等资源综合利用发电机组；5) 天然气、煤气化发电机组；6) 燃煤发电机组，热电联产机组“以热定电”以外的电量部分；7) 燃油机组；8) 抽水蓄能机组不列入机组发电序位表，由省电力调度机构根据电网运行需要安排发电。

要求发电企业按规定安装“江苏省燃煤机组烟气脱硫实时监控及信息管理系统”、“江苏省热电机组运行管理信息系统”和“江苏省资源综合利用信息管理系统”。未满足环保要求的垃圾发电机组和未按规定安装监测装置或监测装置运行不正常的燃煤机组，不安排发电。发电企业应于每年9月20日前，向省经贸委、南京电监办、省电力调度机构提供运行机组与节能发电调度有关的实际参数和下年度计划投运机组的设计参数。每年11月20日前，省经贸委组织有关单位根据核定的参数，综合考虑机组类型、火电机组能耗水平、环保等因素，编制次年机组发电序位表，下达省电力调度机构执行，并向电力企业和社会发布。省电力调度机构于每日12:00前，按照排定的年度机组发电序位表，结合机炉检修、调试情况，编制完成次日机组发电组合。

省经贸委组织有关单位开展年、月电力负荷需求预测及管理工作，并通过电力监管网站和省电力“三公”调度网站向社会公布。省电力调度机构具体负责日负荷预测及管理工作，做好全省和分区负荷预测与发用电平衡；省经贸委组织有关单位根据年度负荷预测和发电机组检修计划及机组实际运行情况，制定本省发电机组年、月发电组合的基础方案；省电力调度机构根据日负荷预测和发电序位表，制定本省发电机组日发电组合方案。企业自备机组也参与排序并安排发电。在检修、备用及安全校核方面，所有并网发电机组必须服从电网统一调度，参与电网的调峰、调频和调压等，并按照省电力调度机构下达的日调度计划执行。

(2) 江苏省节能发电调度试点工作方案

《江苏省节能发电调度试点工作方案》提出了江苏省试点工作的指导思想、工作目标和工作原则，确定了试点组织机构，明确了江苏省节能发电调度试点工作包括：编制《江苏省节能发电调度实施细则（试行）》；编制发电机组排序表。明确对“上大压小”已关停机组实施补偿；省电力公司完成相关技术支持系统的建设和验收，电力调度部门做好电网运行安全校核的技术准备；燃煤机组安装烟气在线监测系统，热电联产机组安装热负荷实时监测系统，资源综合利用机组安装资源利用实时监测系统，各系统与省电力调度机构联网运行。开发机组煤耗实时监控及信息管理系统，待条件成熟时，以实测机组煤耗为依据制定排序表。

（3）江苏省节能发电调度经济补偿办法（试行）

《江苏省节能发电调度经济补偿办法（试行）》明确了关停机组补偿、节能发电调度补偿、经济补偿的结算、统调资源综合利用和供热机组结算以及争议处理等的具体操作办法。补偿的对象是江苏省列入节能发电调度年度发电机组组合方案、实际发电量低于年度基数发电量的发电机组；燃煤机组在其出力和电量严格按照节能发电排序及负荷分配原则确定的基础上，应由高效能多发电厂对高耗能少发电厂进行合理补偿，保证这些电厂能在电网需要时顶峰发电，确保电网安全备用和调峰调频等需要。跨区跨省双边交易等上网电量，优先按双边交易成交价格进行结算。已关停机组年度基数发电量应转让给30万千瓦及以上燃煤机组发电。转让通过有关发电企业之间协商进行。关停机组的补偿年限按照国务院《关于加快关停小火电机组的若干意见》（国发[2007]2号）的规定执行。

省经贸委根据燃煤机组的社会平均成本和全省发用电平衡情况核定各容量等级机组的年度基数发电量，根据月度发用电平衡情况，于每月底下达次月各类机组月度基数发电量。基数发电量执行省批电价。不同类型机组基本利用小时数应体现效率优先原则，高效率机组与低效率机组适当拉开差距。节能发电调度中实际发电量高于基数发电量的高效能电厂，应对实际发电量低于基数发

电量的高耗能电厂进行补偿。经济补偿实行有限补偿成本原则，采用交易补偿和分摊补偿相结合的方式。交易补偿通过月度协商或市场撮合的方式确定。

（4）替代电量交易

2011年2月，江苏省经信委和电监办制定了《江苏省节能发电调度替代电量交易运作规则（试行）》，进一步规范江苏电网节能发电调度工作，完善节能发电调度替代电量交易。规则要求参与替代电量交易的机组包括：

1) 当年省经信委下达关停补偿电量指标的“上大压小”关停机组作为被替代方参与替代电量交易。

2) 统调20万千瓦级及以下在役常规燃煤机组在满足电网安全运行的最小开机方式后，剩余计划发电量指标作为被替代方参与替代电量交易。

3) 原则上30万千瓦及以上机组作为替代方参与替代电量交易，鼓励30万千瓦机组由更高容量高效机组替代。

4) 未安装脱硫设施的机组不得作为替代方参与替代电量交易。

替代电量交易方式分为：交易平台集中撮合交易、不同发电企业之间协商交易和同一发电企业内部替代交易三种方式。

交易平台集中撮合交易由省经信委、省电监办和省电力公司统一组织实施，在省电力公司电力交易中心的市场交易平台上开展，发电企业通过江苏电网交易运营系统进行统一报价、集中撮合。

参与协商交易的发电企业可参考燃料成本和交易平台集中撮合成交价格，每月协商签订月度替代电量交易协议。

同一发电企业大小机组之间可进行内部替代电量交易。内部替代可由发电企业提出申请，报省电力交易中心进行校核。

原则上月度被替代机组通过不同发电企业之间协商交易和同一发电企业内部替代交易转让给30万千瓦级纯凝发电机组的总电量不得超过其被替代电量的40%。

2.5.3 江苏省节能发电调度试点取得的成绩

2010年，江苏省切实落实电力行业节能减排，继续深化节能发电调度试点改革工作并取得显著成效。2010年大机组替代小机组发电302亿千瓦时，节约标煤120万吨，为近几年最高水平。优先调度可再生能源、核电、热电联产综合利用和天然气发电机组，2010年风能、光伏、生物质等可再生能源发电42.8亿千瓦时，增长61.9%。常规燃煤机组根据能耗情况，按照容量等级排序安排发电。常规燃煤机组2010年全省60万千瓦及以上机组平均发电利用小时6358，30-35万千瓦机组平均发电利用小时5868，12.5-22万千瓦机组平均发电利用小时2954，节能发电调度突显节能减排，充分体现了效率优先，为江苏省全面完成“十一五”节能减排任务做出了贡献。

2.5.4 江苏省节能发电调度试点存在的问题

江苏省节能发电调度试点存在的主要问题有：

(1) 江苏省大、小机组和关停机组年发电份额差别较小，小机组的年发电份额宜逐步减少。另外，在年度需求预测基础上，一部分具有折扣电价的额度被事先留出，主要是对部分大用户的供电量、一些优惠电量、区外送电等，这对年度发电份额的确定有着明显的影响。

(2) 实施节能发电调度后各发电公司和电网公司的利益平衡问题难度较大。由于水火之间和大小火电机组之间年度发电份额的置换，需要对一些火电机组进行补偿，由于部分火电机组频繁启停和调峰而导致的效率损失也需要进行补偿。由于各方意见的分歧，还没有形成合理的利益分配和补偿办法。

(3) 节能发电调度计划已经考虑了输电网安全约束，但输电损耗还未充分考虑。

2.6 四川省节能发电调度试点效果分析

2.6.1 四川电网基本情况

四川作为全国水电资源大省，水火电并存，水电比重较大。截至 2008 年年底，四川省装机容量 2683 万千瓦。其中水电装机 1546 万千瓦，火电装机 1137 万千瓦。随着一批大型水电建设项目的竣工投产，水电装机的比重还将扩大。在电力生产运行中，丰水期尽可能多发水电，火电以最小开机方式运行，而在枯水期及夏季用电高峰时段火电承担着不可替代的作用，对保证电力系统安全稳定运行和电力正常供应至关重要。

四川电网运行与其他省级电网有很大的不同，主要特点有：

1) 水电厂水库调节能力差。电网内具有季调节及以上水库调节能力的水电厂只有二滩、宝珠寺等 6 个，其余水电站为径流式调节水库或调节性能差的日、周调节水库，丰水期无法充分利用水资源。

2) 火电机组调峰能力差。由于煤质差等原因造成火电机组调峰能力降低，大大增加丰水期水电调峰压力。为满足电网高峰时段负荷需求，电网不得不安排相对较多的火电机组运行，更增加了水电调峰弃水损失电量。

3) 水火电在不同季节，单日不同时段发电负荷变化大。

4) 各流域来水受气候影响大，各水电厂来水情况不明朗。天气变化不定，发电负荷变化大，给电力调度带来较大困难。

2.6.2 四川省节能发电调度试点措施

2008 年 12 月 3 日，四川省启动节能发电调度试点。

(1) 四川省节能发电调度总体措施[9]

四川省分 2 个阶段实施节能发电调度试点：

第一阶段（从国家批准开始），首先对纳入主网统调统分的电厂开展节能发电调度试点。主要工作包括完成排序表和机组发电组合基础方案的编制；根据《实施细则》明确具体操作办法；明确调峰、调频、检修、备用、以及对关

停机组的补偿办法；火电机组逐步装设烟气在线监测设施并联网，上报燃煤能耗参数，热电联产机组安装热负荷实时监测系统并联网；调度完成技术准备和安全校核。

第二阶段（试点启动 3 个月后开始），全面开展节能调度试点工作，本阶段分 2 个层面开展工作。第一，统调非统分电厂（与主网并网的地方电网内的发电机组、与主网并网的所有企业自备电厂）实施节能发电调度。由各市（州）经委会同相关部门负责对本地所有电厂制订机组发电排序的序位表和机组发电组合初步方案并报省经委审批，再由省电力公司根据机组边际煤耗水平、电网安全约束和资源优化配置统一平衡后实施。第二，启动地方独立电网节能发电调度试点工作，由各地经委牵头会同相关部门制订节能发电调度实施意见和机组排序、发电组合的初步方案等并报领导小组办公室认可后组织实施。

在政策层面，提出了节能发电调度的组织措施，制定了 2009 年一季度主网统调统分发电机组排序表和 2008 年关停小火电机组电量补偿实施方案。在技术层面，四川省电力公司完成了以智能调度技术为目标的“节能发电调度技术支持系统”开发；成都电监办启用“电煤监测预警信息系统”，四川省 10 万千瓦及以上燃煤电厂直接登陆互联网填报电煤监测预警信息。该系统提高了电煤监测工作效率和电力运行预测预警水平，为下一步建立电力生产运行监测预警信息机制打下基础。

（2）四川省 2008 年关停小火电机组电量补偿实施方案

《四川省人民政府办公厅关于印发四川省 2008 年关停小火电机组电量补偿实施方案的通知》（川办函〔2008〕183 号）明确了具体的补偿实施方案。

1) 参与补偿水电企业的范围、承担电量及实施方式。补偿的水电企业为 2007 年 10 月底前投产电厂，“5.12”地震至今未发电电厂除外；参与补偿水电企业按 2007 年丰水期实际上网电量的 7% 计算补偿电量；“5.12”地震受灾后停机 1 个月以上，且已恢复并入主网发电的电厂减半计算。具体实施方式和补偿金额按川办函〔2008〕183 号文件执行。

2) 水火电量置换合同签订。各关停小火电企业与有关发电企业签订水火电量置换合同，水火电量置换相关事宜严格按川办函〔2008〕183号文件规定执行。签订合同后，通过四川省电力公司交易平台完成。

3) 四川省电力公司负责具体实施工作。四川省电力公司要严格按照川办函[2008]183号文件要求的原则和价格实施。确保在丰水期结束前，落实省电力公司和水电企业对关停小火电机组的补偿。

2.6.3 四川省节能发电调度试点取得的成绩

通过电网调度引导结构调整，2008年丰水期较2007年减少弃水量11.6亿千瓦时，节约电煤81.3万吨，减少SO₂排放1.56万吨。

水电丰富的四川，与煤电为主的省相比，节煤效果更为明显。2008年，通过水火电之间的发电权交易，四川省水电增发了33.31亿千瓦时，相当于减少1.118百万吨标准煤。火电间的优化调度使每千瓦时煤耗下降7克。2009年前5个月，600兆瓦火电机组利用小时达到2255小时高于上年同期864小时，300兆瓦火电机组利用小时达到1286小时高于上年同期91小时；相反，200兆瓦火电机组利用小时仅580小时低于上年同期338小时，200兆瓦以下火电机组利用小时达到1458小时低于上年同期495小时。火电煤耗同比下降4.5克。

2.6.4 四川省节能发电调度试点存在的问题

由于水电装机比重大，四川省节能发电调度试点在从传统发电调度模式向节能发电调度模式转变的过程中存在的问题。

(1) 丰枯期负荷特性的不同，导致火电、水电出力调整不同

四川电网供电能力受来水的影响，呈现明显的季节性特点，即枯水期电量偏紧、丰水期电量富余。针对这一特点，调度员在实时调度过程中，就不可能严格按照节能调度发电机组排序表实施调度，不同时期需要采用灵活措施来保证电网安全稳定运行。

(2) 电网安全约束影响节能调度机组排序

由于四川电网与国家电网网络联系薄弱，绝大部分地区 500 千伏和 220 千伏网架仍保持电磁环网运行，电网运行仍然存在诸多薄弱点和危险点。按机组发电序位表确定的开机方式和负荷分配结果，将使部分输电断面潮流长期处于重载或过载、地区电压过低等状况，主要表现在以下方面：□电网安全约束使局部地区火电厂无法按节能发电调度排序；□水电送出通道潮流过载问题突出，“卡脖子”现象仍然存在；□新设备投运可能影响现有电网潮流分布，增加薄弱点；□特殊时段局部地区电网的安全约束影响流域水电厂发电排序。

（3）电网重大检修运行方式变化或特殊运行方式影响节能调度效果

在四川电网的不断发展、完善进程中，电网重大检修运行方式变化或特殊运行方式，无论规模、时间跨度，还是影响范围都不断扩大，必然影响相关企业机组发电能力，进而影响节能调度的效果。

（4）节能调度对“三公”调度的影响

电网调度员在实时发电调度工作中，按照节能调度原则制定的发电机组排序表安排电厂负荷调整，会影响“三公”调度的执行，例如同一流域上下游水电厂地理位置关系与节能发电排序位置不对应。水电厂若按照节能发电排序位置进行增减负荷、弃水、蓄水等调度，会影响同一流域发电厂的发电电量等，降低“三公”调度工作的执行力度。同一流域上游水电厂机组非计划停运，影响下游水电厂发电效益。

（5）节能调度对调度管理工作的影响

按照节能调度的实施要求，大量的地方电厂纳入省调统一调度管理，由于这部分电厂存在着人员素质参差不齐、技术装备落后、自动化水平低、执行调度指令的自觉性不强及管理不规范等情况，给省调调度员的调度管理工作带来较大影响。

（6）发电企业自身内部因素影响节能调度效果

四川电网内各发电企业由于历史条件、组成成分、隶属机构、企业管理等原因，造成各发电企业机组运行情况差异很大，也给节能调度工作带来影响，

主要表现在火电机组调峰能力、电煤供应情况、发电机组运行情况和水电企业人员水情预测能力四个方面。

(7) 电厂辅助服务对节能调度的影响

2009年，国家电监会正式发文开始试运行发电企业辅助服务补偿规定，这将改变原有发电调度辅助服务模式，影响节能发电调度效果。机组的一次调频功能、排序较前的燃气机组启停调峰等机组辅助服务补偿问题，都可能影响节能调度实施效果。

2.7 河南省节能发电调度试点效果分析

2.7.1 河南电网基本情况

河南电网位于华中、华北、西北联网枢纽位置，电网网架分为豫北、豫西、豫中东，豫南四个区域开环运行，各区域之间仅通过500千伏线路联系，各区域内部仍存在500千伏与220千伏电磁环网，水电厂集中在豫西地区，主力调频厂为豫西的小浪底水电厂。电网潮流呈现西电东送、北电南送的特点。我国首个1000千伏晋东南—南阳—荆门特高压示范工程纵贯全省，已投入商业化运行。

截至2009年12月底，全省发电设备容量4679.8万千瓦，其中水电365.28万千瓦，占总装机容量的7.8%；火电4293.79万千瓦，占总装机容量的91.76%；新能源20.73万千瓦，占总装机容量的0.44%，其中风电4.88万千瓦，生物质发电15.6万千瓦。

河南省电厂发电用煤主要以本省生产为主，以“三西”（山西、蒙西、陕西）来煤为重要补充，省外来煤运输以铁路运输为主，以公路运输为辅。2009年1月至8月全省平均缺煤停机容量为348万千瓦，由于总体装机容量有较大盈余，因此缺煤停机容量对全省电力供需没有影响，仅对局部地区有一定影响。

2010年考虑与区外电力交换后，河南电网全年电力盈余仍较多，最高盈余达1200万千瓦，电网装机备用率最高达到54%。2010年统调用电量将达到2042

亿千瓦时，考虑与区外电力交换后，统调发电量 2030.5 亿千瓦时，2010 年统调火电机组利用小时为 4521 小时，火电装机利用小时数进一步降低。

预计 2011 年河南省全省全口径最大负荷为 3960 万千瓦，统调最大负荷为 3830 万千瓦。2011 年河南省将关停 119.8 万千瓦火电机组，预计到 2011 年底，河南省电源装机将达到 6160.6 万千瓦。根据电力平衡，河南电网 2011 年夏季装机备用率约为 31.0%；冬季机组装机备用率 40.7%左右，全年电力供应有所盈余。根据 2011 年电量平衡，河南省统调火电装机利用小时数在 2011 年维持在 4270 小时，比 2010 年降低 251 小时。

2.7.2 河南省节能发电调度试点措施

(1) 河南省节能发电调度试点准备工作方案

河南省节能发电调度试点准备工作包括成立河南省节能发电调度工作组，编制发电机组排序表和组合基础方案，完善节能发电调度所需技术支持系统，制定调峰调频和备用机组补偿办法，电网安全稳定校核与电网结构完善和信息公开与监管等[10]。

1) 编制发电机组排序表和组合基础方案

由河南省发展改革委牵头，会同省环保局、电力公司及相关单位，结合河南省实际，按照节能、环保原则编制机组能耗排序表。根据机组运行实际，对热电联产机组和燃煤资源综合利用机组排序进一步优化。在科学编制机组能耗排序表的基础上，综合考虑关停机组和备用机组补偿、华中电网水火互济运行需要、电网约束等问题，制定第二年节能发电调度基础方案，并向社会公示。

2) 完善节能发电调度所需技术支持系统

省环保局负责发电机组污染物排放水平的核定，督促各个发电企业按照节能发电调度要求建立烟气在线监测系统。省电力公司督促各个发电企业按照要求完善节能发电调度所需的自动发电控制、热负荷在线监测和烟气在线监测系统等技术支持系统。

3) 制定调峰、调频和备用机组补偿办法

由郑州电监办牵头会同省发展改革委、省电力公司及相关部门，制定《调峰调频备用补偿办法》，内容主要包括提供备用（包括冷备用和热备用）、参与电网调峰、调频发电机组的界定标准，以及具体补偿标准和途径。

4) 电网安全稳定校核与电网结构完善

省电力公司负责进行实施节能发电调度后的电网安全稳定校核和电网结构完善工作，保证电力安全和可靠供应，减少因电网制约不能按照节能调度要求发电的情况。

5) 信息公开与监管

节能发电调度试点全过程实行信息公开制度，信息公开与监管办法按照国家电监会的规定执行。所有部门和单位应按照有关规定及时、准确、完整地提供节能发电调度所需的信息，并对其所提供信息的准确性和完整性负责。

(2) 河南省节能发电调度调峰、调频和备用补偿办法

《河南省节能发电调度调峰、调频和备用补偿办法（试行）》定义了补偿范围和补偿资金来源；分别确定了自动发电控制补偿、火电调峰补偿、冷备用补偿、热备用补偿的具体办法；并对补偿的计算和支付方式，以及补偿中各个单位的职责做出了规定。

补偿资金的来源包括：1) 全省并网发电机组的发电调度考核处罚资金；2) 从年实际发电小时超过 5500（每月超过 450 小时）的发电机组中收取的费用，收取标准暂定为 0.1 元/千瓦时，采用分月收取，分月结算，年终统算的方式。
月收取费用 = 发电机组额定容量 × (月实际发电小时数 - 450) × 0.1 元/千瓦时。
年收取费用 = 发电机组额定容量 × (年实际发电小时数 - 5500) × 0.1 元/千瓦时。

补偿费用支付采用分月结算，年终统算的方式。如果同一事项适用于不同条款的补偿，选取补偿费用最大的条款实施。

(3) 河南省 2009 年节能减排发电调度发电企业年度基础组合电量方案

《河南省 2009 年节能减排发电调度发电企业年度基础组合电量方案》提出了全省发电企业年度基础组合省内发电量目标，提出了确定统调公用机组年度

基础组合省内发电量的原则和非统调机组年度基础组合省内发电量的原则。

统调公用机组年度基础组合省内发电量确定的原则：一是鼓励单机 30 万千瓦及以上主力机组发电，同类型燃煤机组利用小时数基本一致，60 万千瓦等级机组 3700 小时，30 万千瓦等级机组 3400 小时，20 万千瓦等级及以下机组 3000 小时；二是为保证供热需要，供热机组利用小时数适当提高，30 万千瓦供热机组提高到 3500 小时，20 万千瓦等级及以下供热机组提高到 3400 小时；三是水电机组利用小时数按照常年平均来水量确定，燃气机组利用小时数以合同供气量并参照上年实际发电情况确定；四是鼓励清洁生产，利用中水的机组利用小时数提高 50 小时；五是省属上市发电公司机组适当照顾，涉外机组利用小时数按照合同确定；六是考虑投产不确定性，预计下半年投产的机组暂不确定年度基础组合省内发电量，上半年投产的机组利用小时数与同类型、同等级老机组相同。统调自备机组不确定基础组合省内发电量，按照自发自用原则进行调度。

非统调机组年度基础组合省内发电量不再分厂确定，其中，秸秆、风能、水能、纯余热、余气、余压、沼气、煤层气发电机组以及背压式供热机组能发尽发，经省级以上环保部门验收满足环保要求并取得有效认定证书的垃圾发电机组按照垃圾资源量确定发电量，以上企业所发电量上网销售的，全部按照国家批复上网电量结算；其他机组年度基础组合省内发电量利用小时数原则上按照 2500 小时确定。

为保持关停小火电机组补偿等政策的连续性，关停机组补偿、电力外送等市场开拓电量全部作为年度基础组合省内发电量的增量，按照企业自愿原则，优先支持发电序位表中排序靠前的机组。在保证电力安全可靠供应的前提下，鼓励统调公用发电企业进行年度基础组合省内发电量交易，由 60 万千瓦机组代替 20 万千瓦及以下机组发电，节约能源减少排放，提高发电企业经济效益。具体交易参照关停公用小火电机组补偿电量交易执行。

2.7.3 河南省节能发电调度试点取得的成绩

河南电网开发建设了节能发电调度技术支持系统、节能减排发电调度在线

监测及数据分析系统和节能发电调度信息发布系统等，在技术层面为节能发电调度的实施提供了保障。

河南电网节能发电调度技术支持系统包括信息采集、信息交互、调度计划管理、实时优化协调控制、评估分析、信息发布全过程。该系统建立了节能调度效果评估体系，对实施节能发电调度所产生的经济效益、社会效益、节能降耗效益进行分析评估，为相关部门的决策提供依据。

节能减排发电调度在线监测及数据分析系统能够进行热电联产机组的实际供热情况监测和调度区间计算、燃煤机组脱硫设施投运状况监测及考评统计、污染物排放监测及排序和机组实时能耗监测等。

2009年6月27日，河南节能发电调度信息发布系统投运。该系统提出跨多个安全区的节能发电调度信息数据整合、校验、审批、发布全过程的协调机制与方法，确保了发布系统的实用性和一体化；首次采用可视化方法发布节能发电调度信息，解决了大量数据、多维度信息的展示问题，提高了信息的可视化；提出了满足不同业务需求、不同信息需求、不同用户需求的安全访问控制策略，构建了立体、多层的安全防护体系；提出了节能发电调度信息发布系统的协同发布机制，保障了各级节能发电调度信息发布的同时性和一致性。

第 3 章 节能发电调度试点对比分析和优化建议

3.1 节能发电调度试点对比分析

根据《节能发电调度办法（试行）》和充分的模拟运行，各试点省制定了各自的实施路线并开始节能发电调度运行。2007 年，全国共关停小火电机组 1438 万千瓦，其中江苏、河南、广东三省排名在前五位中。四川省水电装机总量比例达到 60%，是试点省份中唯一非火电装机总量比重超过一半的地区。由于试点省电源构成的不同，可再生能源利用情况不同，提出的试点实施方案和产生的节煤效果也不同。其中，贵州和广东节能发电调度试点效果较明显。

（1）试点工作方案

贵州省和江苏省提出了节能发电调度试点工作方案。广东、四川、和河南三个试点省提出了节能发电调度年度工作方案、总体措施或者准备工作初步方案。贵州、江苏节能发电调度试点工作方案内容组成对比见表 3.1。

表3.1 贵州、江苏节能发电调度试点工作方案内容组成对比表

对比项目	贵州	江苏
相同点	指导思想、工作目标和原则、组织机构	
工作步骤	提出了节能发电调度试点工作的详细阶段计划，以及每个阶段的工作任务、工作内容、计划完成时间和负责部门	提出了粗略的成立工作小组计划和试点工作方案和实施细则的上报任务计划
其他建议	提出开展能源政策和价格政策研究、衔接节能发电调研与电力市场改革工作、大力宣传节能发电调度，以及相关的负责部门	
不同点		
相关配套措施/建议		提出编制《江苏省节能发电调度实施细则（试行）》、《江苏电网调频、调峰和备用机组经济补偿办法(试行)》和《江苏省节能发电调度信息发布办法》，以及相关的负责部门
试点工作主要条件		包括政策层面和技术层面的五个条件

贵州省在节能发电调度模拟运行工作方案的基础上，制定了较为详细的节能发电调度试点工作方案，提出了节能发电调度工作的详细阶段计划，以及每个阶

段的工作目标、工作内容、计划完成时间和相关负责部门，有利于工作的落实和有序开展。江苏省提出编制与节能发电调度相关的配套措施和政策的计划和相关部门，为节能发电调度提供政策支持，有利于节能发电调度的推广。

(2) 机组排序表

贵州、江苏和四川三个试点省发布了节能调度机组序位表，其中机组类型、排序原则都有各自的特点。

《贵州省节能调度火电机组序位表》将火电燃煤机组分为四个等级，包括大于 600 兆瓦，300 兆瓦至 600 兆瓦，200 兆瓦至 300 兆瓦，100 兆瓦至 200 兆瓦。每个等级的机组再根据单位标准煤耗（克/千瓦时）分别排序。大机组排序优先，可能出现容量较小机组煤耗低于容量较大机组煤耗但是排序靠后的情况。

江苏省节能发电调度初期按照机组设计煤耗及性能试验参数确定排序，待发电煤耗实时监测系统完成后过渡到按实测值确定排序。《江苏省燃煤机组排序表》给出了发电煤耗、供电煤耗和修正供电煤耗（克/千瓦时），根据修正煤耗由低到高，所有燃煤机组统一进行排序。

《四川省 2009 年一季度主网统调统分发电机组排序表》先将机组分为水电机组和火电机组，水电机组优先。各类机组的排序为：1) 无调节能力的水能机组；2) 有调节能力的水能机组；3) 生物质能发电机组；4) 非燃煤资源综合利用机组；5) 国家示范项目；6) 热电联产机组；7) 煤矸石资源综合利用机组；8) 燃气机组；9) 其他燃煤机组。有调节能力的水电机组按照调节能力由低到高排序。热电联产机组按照热电比由高到低排序。煤矸石资源综合利用机组按照煤耗由低到高排序。燃气机组按照发电气耗率由低到高排序。其他燃煤机组中，未安装或者未运行脱硫设施的机组排在最后，其他机组按照供电煤耗由低到高排序。

贵州、江苏、四川三个试点省的节能发电调度机组排序表对比情况见表 3-2。贵州、江苏、四川三个试点省排序前十位燃煤机组煤耗对比见图 3.1。

表3.2 贵州、江苏、四川节能发电调度机组排序对比表

对比项目	贵州	江苏	四川
机组类型	燃煤机组	燃煤机组	主网统调统分发电机组
排序原则	按机组容量大小，分等级 按单位标准煤耗排序	修正煤耗	机组类型

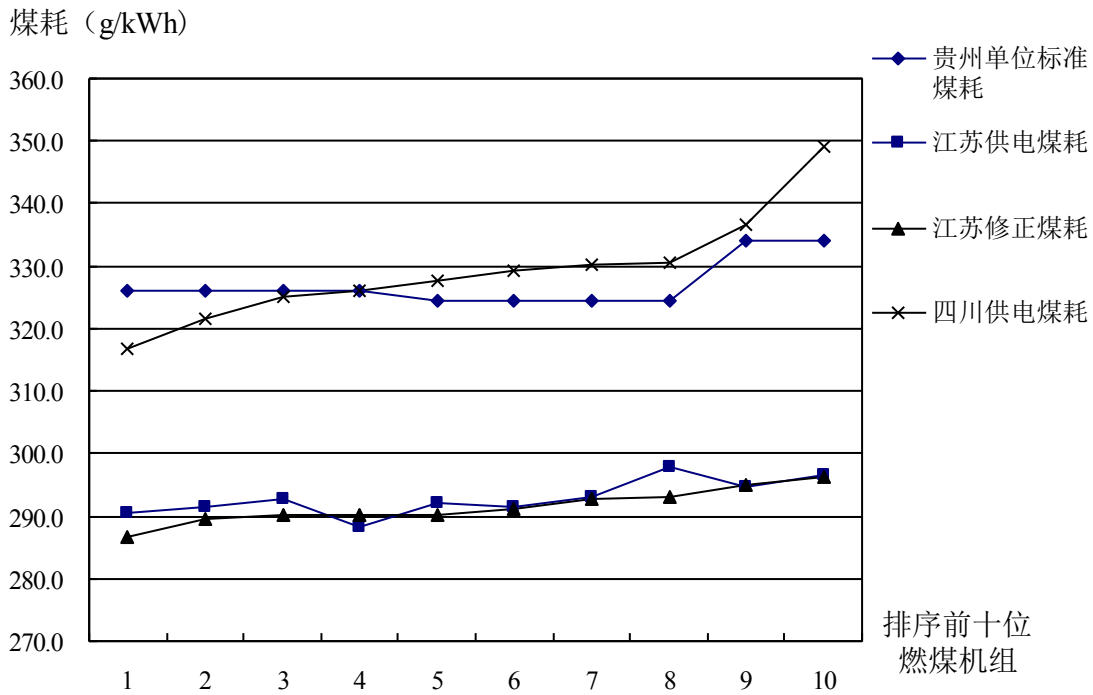


图3.1 贵州、江苏、四川排序前十位燃煤机组煤耗对比折线图

数据来源：[1]《南方电网节能发电调度试点总结会交流材料》；

[2]《利用外资促进节能增效发电调度项目中期报告》；

[3] 四川省人民政府，四川省经济委员会关于印发 2009 年一季度主网统调统分发电机组排序表的通知，www.sc.gov.cn。

对比三个试点省的燃煤机组排序，四川省水电资源丰富，燃煤机组数量少，装机容量较小；贵州省机组单位标准煤耗和四川省机组供电煤耗高于江苏省供电煤耗和修正煤耗。

(3) 经济补偿办法

江苏省和河南省都提出了试行节能发电调度经济补偿办法，两省补偿办法对比见表 3.3。

表3.3 贵州、江苏节能发电调度试点经济补偿办法对比表

对比项目	江苏	河南
适用对象	省内所有并网运行的公用燃煤发电机组	河南省电力调度机构、并网发电企业和电网企业
补偿的对象	列入节能发电调度年度发电机组组合方案、实际发电量低于年度基数发电量的发电机组	自动发电控制（AGC）、深度调峰、启停调峰、热备用和冷备用的经济补偿
对比项目	江苏	河南
补偿结算	经济补偿的结算	补偿计算方法，包括自动发电控制（AGC）、火电调峰、热备用和冷备用的经济补偿
	统调资源综合利用和供热机组结算	补偿资金来源和账户管理

两试点省节能发电调度经济补偿办法的适用对象和补偿对象侧重点不同。《江苏省节能发电调度经济补偿办法（试行）》主要明确关停机组补偿、节能发电调度补偿、经济补偿的结算、统调资源综合利用和供热机组结算以及争议处理等的具体操作办法。河南省节能发电调度调峰、调频和备用补偿办法确定了自动发电控制补偿、火电调峰补偿、冷备用补偿、热备用补偿的具体办法。

（4）实施细则

这里对贵州省和江苏省的节能发电调度试点实施细则进行对比分析（表3.4）。

表3.4 贵州、江苏节能发电调度实施细则内容组成对比表

对比项目	贵州	江苏
相同点	总则	总则
	机组发电排序	节能发电调度排序管理
	负荷预测与机组发电组合	负荷预测管理
	日发电计划的编制及安全校核	机组发电组合及负荷分配
	检修、调峰、调频及备用	检修、备用及安全校核
不同点	附则	附则
	名词释义	异常和紧急情况处理
	污染物排放检测	监管管理
	信息发布	

1) 机组排序管理

贵州省燃煤机组按照能耗水平由低到高排序，节能优先；能耗水平相同时，

按照污染物排放水平由低到高排序。机组运行能耗水平近期暂依照设备制造厂商提供的机组能耗设计参数排序，逐步过渡到按照实测数值排序，并最终实现按照实时监测数值排序。对因环保和节水设施运行引起的煤耗实测数值增加要做适当调整。污染物排放水平以省级环保部门最新测定的数值为准。

江苏省规定抽水蓄能机组不列入机组发电序位表，由省电力调度机构根据电网运行需要安排发电。有关发电企业应按规定安装“江苏省燃煤机组烟气脱硫实时监控及信息管理系统”、“江苏省热电机组运行管理信息系统”和“江苏省资源综合利用信息管理系统”。未满足环保要求的垃圾发电机组和未按规定安装监测装置或监测装置运行不正常的燃煤机组，不安排发电。

贵州省要求发电企业每年9月上报的参数比江苏省多，分别是：水电厂各时期的水库水位限制，水库特性的变化；水电厂的综合利用要求；水电机组的效率曲线和耗水率曲线；机组的开停机时间、停启最小间隔时间、升降负荷速度及机组其它安全运行参数；经环保部门认可的机组环保指标；

2) 调峰、调频补偿办法

贵州省没有出台经济补偿办法，在试点实施细则中规定为保证电能质量及电网安全运行而提供辅助服务的机组，按《贵州发电企业调度运行考核管理办法》进行考核补偿。

贵州电网调峰主要由有调节性能的水电机组和燃煤机组承担。并网运行的火电机组的调峰能力应不低于机组额定容量的50%。贵州电网调度机构安排燃煤机组停机调峰时，按以下原则依次考虑：①满足安全约束条件，不影响连续可靠供电；②调峰性能差的机组和调峰能力达不到设计要求的机组优先安排停机调峰；③发电排序表中排位靠后的机组安排停机调峰。

江苏省只规定所有并网发电机组必须服从电网统一调度，参与电网的调峰、调频和调压等，电网调频、调峰和备用机组经济补偿办法另行下发。

3) 污染物排放检测

贵州要求燃煤机组装设烟气在线监测系统，接受贵州电网调度机构实时动态监视，并按《贵州电网并网运行火电厂脱硫信息监测系统技术标准》的要求将相应脱硫信息上传贵州电网调度机构，并对其所提供信息的准确性、及时性及完整性负责。燃煤机组污染物排放信息未上传贵州电网调度机构或由于其监测装置的

原因所造成的数据中断、跳变，均视为污染物排放不合格，并在机组发电排序中体现。

燃煤机组脱硫合格依据以下三个指标：①脱硫效率不低于 80%；②脱硫装置出口 SO₂ 浓度根据机组投产时间不同小于 400 毫克/立方米或 1200 毫克/立方米；③脱硫装置的脱硫总量应大于脱硫装置设计总量的 70%。

4) 异常和紧急情况处理

江苏省规定在电力系统异常或紧急情况下，省调值班调度员可根据实际情况对发电组合和负荷分配进行调整。电力系统异常或紧急情况消除后，应按照排序表逐步调整到新的机组发电组合。

电力系统异常或紧急情况包括：①发、供电设备重大事故或电网事故；②电网频率或电压超出规定范围；③输变电设备负载超过规定值；④联络线功率值超过规定的稳定限额；⑤由于天气等原因使实际负荷偏离预计负荷而调整困难时；⑥可再生能源机组发电不能全额上网；⑦威胁电网安全运行的其他紧急情况。

(5) 技术支持系统

各试点省均开发了各具特点的节能发电调度技术支持系统（表 3.5）。

表3.5 五试点省节能发电调度技术支持系统对比表

对比项目	贵州	广东	江苏	四川	河南
煤耗在线监测系统	是	是	是		是
脱硫在线监测系统	是	是	是		是
热负荷监测系统		是	是		是
母线负荷预测		是		是	
安全校核与校正	是	是		是	
调度计划生成系统	是		是		
信息发布系统	是	是		是	是

贵州、广东、江苏和四川三个试点省的节能发电调度技术支持系统具有煤耗和脱硫设备运行在线监视的功能。贵州的节能发电调度 MIS 系统综合了煤耗在线监测、UC/EDC 发电计划、信息披露等功能；广东省试运行了发电厂辅助服务补偿及并网运行考核系统；四川则考虑了发电计划制定过程中的水火电协调；河南的信息披露系统具有较完善的人机交互功能。

截至 2010 年 5 月，贵州、广东两省污染物在线监测系统统调机组接入对比

见表 3.6。

表3.6 贵州、广东污染物在线监测系统统调机组接入对比表

对比项目		贵州	广东
	试点运行时间	2008 年 4 月	2010 年 4 月
煤耗在线 监测系统	统调机组数量（台）	56	-
	实施监测机组数量（台）	44	5
	接入率（%）	79	-
	试点运行时间	2007 年 7 月	2008 年 10 月
烟气脱硫在线 监测系统	脱硫机组数量（台）	112	37
	实时监测机组数量（台）	112	37
	接入率（%）	100	100

数据来源：《南方电网节能发电调度试点总结会交流材料》。

贵州省率先开发煤耗在线监测系统和烟气脱硫在线监测系统，两个污染物在线监测系统试点投运时间最早。其中，两省统调机组烟气脱硫在线监测系统接入率都达到了 100%，投运情况良好；广东省实时监测脱硫机组数量较大，达 112 台。贵州省处理计划关停和不具备建设条件的 12 台 135 兆瓦、125 兆瓦机组外，其余 44 台机组全部完成煤耗在线监测系统建设，已实现 40 台机组煤耗在线监测，煤耗在线监测系统投运率达到 71%，优于广东省或者其他试点省份。贵州省每季度公布实测发电和供电煤耗，并按实测供电煤耗排序。实测煤耗更符合实际情况，但该工作需要较大的投入，实施难度较大。按供电煤耗排序，有利于推动电厂自身节能降耗。广东省则每年按设计发电煤耗排序，现在逐步向实测发电煤耗排序转变。按设计发电煤耗排序简单易行，但排序结果与实际煤耗排序情况略有差异。相比供电煤耗率，发电煤耗率可信度高，电厂争议少。广东省内机组类型丰富，排序表基本包括了国家节能发电调度实施细则中的所有机组。

（6）差别电量计划

四川省和河南省都实施了差别电量计划，但是两省计算差别电量的规则不同。

河南省差别电量体现在年度发电计划中，逐月兑现。通过容量差别、环保差别和区域差别确定权重，安排不同发电机组的年度发电利用小时数，实现节能发电。

四川电网统调电厂的差别发电计划原则是：火电机组分 10 万千瓦等级、20 万千瓦等级、30 万千瓦等级和 60 万千瓦等级四个档次安排电量；各等级间从小至大平均发电利用小时依次提高 100 小时。在完成电量计划的前提下，允许大机组代小机组发电，集团内部优先实施；结算电价按转让方的电价执行。循环流化床机组平均发电利用小时增加 100 小时；对参与流域补偿的水电厂年平均利用小时增加 100 小时。

(7) 差别电价

从 2007 年开始，四川和贵州两省都执行了差别电价政策，并逐步加大政策实施力度（表 3.7）。

表3.7 贵州、四川差别电价对比表

对比项目	贵州	四川
相同点	高耗能高污染行业差别电价、脱硫电价	
不同点	余热余压上网电价	小火电上网电价
	煤层气发电上网电价	超能耗产品惩罚性电价

1) 高耗能高污染行业差别电价

贵州省从 2007 年开始对铁合金（含工业硅、电解金属锰）、钢铁企业、水泥企业、电石企业、黄磷企业、铅锌企业等 6 类高耗能高污染行业实行差别电价。同时，将这些高耗能高污染行业分为淘汰类、限期淘汰类和限制类三个等级。通过这项措施，2007 年全省执行差别电价的 124 户高耗能企业中只有 33 户仍在生产，其余 91 户均停产。贵州电网公司在 2007 年初下发了《关于对部分执行差别电价企业进行停电的通知》，对于在目录电费已经按照规定足额交纳的基础上，又按照差别电价政策交纳加价电费。希望继续生产的企业，可以按预购电制继续供电。对于目录电费已经按照规定足额交纳、未按照差别电价政策交纳加价电费的企业，立即停止供电，在其交清应交纳的加价电费、并实行预购电制后才能恢复供电。对于拖欠目录电费的企业，视为自行关停，立即采取措施实施永久性停电，解除供用电合同。从 2010 年 6 月份起，贵州省加大差别电价政策实施力度，

对电解铝、铁合金、钢铁、电石、烧碱、水泥、黄磷、锌冶炼等 8 类高耗能行业中限制类企业执行差别电价政策。

四川省从 2007 年开始，对电解铝、铁合金、电石、烧碱、水泥、钢铁、黄磷、锌冶炼等 8 类高耗能高污染行业实行差别电价。

从 2010 年 6 月 1 日起，贵州和四川两省高耗能行业中限制类企业执行的电价加价标准都将由每千瓦时 0.05 元提高到 0.1 元，淘汰类企业执行的电价加价标准也将由每千瓦时 0.2 元提高到 0.3 元。

2) 脱硫电价

从 2010 年 6 月 1 日起，贵州省对脱硫设施经验收合格的燃煤机组，执行脱硫加价每千瓦时 0.017 元，对脱硫设施投运率达不到要求的，则相应扣减脱硫电费并按规定进行罚款。

截至 2009 年 5 月，四川省批复 7 个新投产火电厂脱硫电价，建立脱硫电价及脱硫设施运行监管长效机制，促进电力行业节能降耗和减少污染物排放。

3) 余热余压和煤层气发电、小火电上网电价

从 2010 年 6 月 1 日起，贵州省对节能发电项目实施优惠措施，包括提高余热余压发电和煤层气发电上网价格。煤层气发电上网电价在贵州省 2005 年脱硫标杆上网电价的基础上每千瓦时加价 0.25 元。

截至 2009 年 5 月，四川省降低 22 个小火电机组上网电价，促进小火电机组关停。

4) 超能耗产品惩罚性电价

从 2010 年 6 月 1 日起，四川省对超能耗产品实行惩罚性电价实行惩罚性电价。以钢铁、铁合金、化工、水泥等“双高”行业、产能过剩行业和未完成节能目标的重点用能企业为重点，提出超能耗（电耗）限额标准企业和产品名单。对超过限额标准一倍以上的，比照淘汰类电价加价标准执行；超过限额标准一倍以内的，执行限制类企业电价加价标准。

(8) 发电权交易

江苏、四川和河南三个试点省开展发电权交易成效较为突出。在开展发电权交易工作过程中，由于四川省和其他两省电源结构不同，所以采取的措施也不同（表 3.8）。

表3.8 江苏、四川和河南发电权交易措施对比表

省份	江苏	四川	河南
措施	协商、撮合	水电置换火电	针对非关停小机组和20万千瓦以下 “协商”和“撮合”统调机组

江苏省在全国率先开展发电权交易工作，并采用“协商”和“撮合”两种替代成交方式。“协商”指自由替代交易；“撮合”则借鉴股市交易的撮合原则，通过江苏电网电力交易中心平台完成替代交易。并明确要求 20 万千瓦及以下机组必须拿出 50%发电计划给大机组“替代发电”，发电企业间的“协商”替代只能在 60 万千瓦机组和小机组间进行。2008 年，全省完成替代电量 162.6 亿千瓦时，火电机组平均供电煤耗为 325 克/千瓦时，低于全国平均水平约 25 克/千瓦时，节约标煤约 81 万吨，减少 SO₂ 排放约 1.62 万吨，节约燃煤成本 7 亿元以上。2009 年 7 月份，江苏发电权交易电量 23.10 亿千瓦时。

四川省通过水火电量置换市场，利用市场机制实施了水火电发电权交易。截止 2008 年 3 月，四川省水火电量发电权交易已累计完成 77 亿千瓦时，多发水电 77 亿千瓦时，减少弃水 900 多万立方米，减少标煤消耗约 300 多万吨，减少 SO₂ 排放约 12 万吨，减少灰渣和粉尘排放 210 多万吨。

河南省发布《河南省发电量计划指标交易暂行办法》，在全省范围内推广实施。从 2006 年发电权交易工作展开到 2008 年 9 月份，河南已有 210 台 350.4 万千瓦的小火电机组参与发电权交易，节约标准煤 100 余万吨，减少 SO₂ 排放近 5 万吨。

(9) 上大压小

河南省采取了以下“上大压小”政策措施：一是政策引导不符合国家产业政策的小火电机组全部关停，列出了 2005 至 2007 年关停 240 万千瓦小火电机组的名单，并由省电力公司、关停企业和所在市政府三家签订小火电机组关停协。二是加强市场管理，将小火电企业由县级电网企业调度改为全部由省级电网企业调度，实行差别发电量计划。三是开展发电量计划指标交易，对签订关停协议并按省政府计划关停的小火电机组，在关停后 2 年内仍安排一定的发电量计划指标，通过出售电量指标给大机组代发，获得一定的经济补偿，用以妥善解决关停企业人员安置、产业转型等。四是鼓励有条件的小火电机组改造为秸秆发电。

广东省制定了《广东省关停小火电机组实施方案》，规定 5 万千瓦及以下的

常规小火电机组在“十一五”期间全部关停，确保完成关停小火电机组 900 万千瓦的任务，力争关停 1000 万千瓦。根据关停时间表，其中，2007 年将关停小火电机组约 220 万千瓦，计划 2008 年关停约 385 万千瓦，在 2009 年关停约 301 万千瓦。按照关停实施方案规定，广东省以价格杠杆加强小火电机组上网电价管理，尽快将省内所有燃煤(油)小火电机组上网电价降低到不高于全省标杆上网电价，不得实行价外补贴。从 2008 年起不再对燃油机组顶峰发电进行直接和间接补贴

贵州省采取的措施是压小与上大相结合，在关停一部分小火电机组的同时，相对应地建设大容量、高参数、低消耗、少排放机组。

3.2 节能发电调度试点存在的问题

节能发电调度试点存在的问题主要有节能发电调度与电网安全运行的协调，实施节能发电调度增大电网供电成本，节能调度经济补偿办法滞后，节能发电调度技术支持系统的准确性，节能发电调度公平排序，节能发电调度与市场机制的衔接等[11]。

(1) 节能发电调度与电网安全运行的协调

根据机组组合安排的部分机组由于电网的原因无法运行，或者部分机组按排序不应该发电，但是从电网运行的安全、系统稳定的角度考虑，又需要其运行发电；水电比重较大的省份，根据丰枯季节的不同，需要采取不同的节能发电调度方案，以保证电网安全运行；大规模的可再生能源发电（如风电）接入可能对电网安全运行带来影响。节能发电调度改变了原有的电力生产组织形式和运行方式，对电网运行控制提出了更高的要求。

(2) 实施节能发电调度增大电网供电成本

关停小火电机组加大了配套电网投资，增加了供电成本。“上大压小”政策要求电网企业加快配套电网建设，保证小火电机组关停后的电力供应；节能发电调度增加电网公司购电成本，三个试点省中，四川省与原调度方式下的购电成本相比，基本持平；江苏、河南预计将分别增加购电成本 11.28 亿、8.56 亿，相应分别提高平均购电价 0.44 分/千瓦时、0.58 分/千瓦时。以江苏为例，排序靠前的风电、核电、抽水蓄能和垃圾发电等新能源项目上网电价一般在 0.455 元/千瓦时到 0.90 元/千瓦时，远高于煤电价格；个别地区临时垫付燃煤发电机组脱硫加价，

推动购电成本上升。“十一五”期间全国现役机组进行脱硫改造将达 1.71 亿千瓦，按照脱硫机组上网电量以及 1.5 分/千瓦时补贴标准计算，国家电网公司经营区域内对改造机组的补贴金额达 289 亿元。个别火电装机比例较高，脱硫改造任务较重、脱硫设备集中投产的地区，电网企业临时垫付脱硫电价补贴，推动购电成本上升的矛盾比较突出，如京津唐地区要求执行脱硫电价的机组有 1202.7 万千瓦，若执行脱硫电价，新增购电成本 3.79 亿元；河南省批准执行脱硫加价机组容量有 1218.5 万千瓦，其中 786 万千瓦机组脱硫加价尚未进入调价方案，另外还有 624.5 万千瓦脱硫机组即将投产，共影响购电费增支 4.36 亿元。

（3）节能发电调度经济补偿办法滞后

如何合理平衡节能发电调度实施后各方的利益，是必须解决的问题。节能发电调度规定所有并网运行的发电机组均应参与系统调频、调峰、调压和备用，由此带来的发电量减少、机组起停等补偿问题关系到节能调度能否顺利进行。过去不考虑补偿，是因为所有机组都有着大致平均的计划发电量，也都有参与调整的义务。

在五个试点省中，江苏省制定了《江苏省节能发电调度经济补偿办法（试行）》，河南省制定了《河南省节能发电调度调峰、调频和备用补偿办法（试行）》。

（4）节能发电调度技术支持系统准确性问题

例如对于煤耗在线监测的精确性问题，一是煤耗的计算方法没有公认的统一标准；二是现有煤耗在线监测系统煤耗测点数据仍需电厂侧人工输入，而不是系统全自动在线监测；三是除贵州省外其余四个试点省煤耗在线监测系统都还处于开发或者试运行阶段，所以节能发电调度技术支持系统还需要不断完善。

（5）节能发电调度公平排序问题

试点省节能调度机组序位表的排序原则都有各自的特点，有的试点省份技术支持系统建设较晚，无法按照煤耗在线监测数据进行机组排序，只能按照机组设计煤耗或者修正设计煤耗进行排序。而机组设计煤耗在机组建设或者时就已经确定。煤耗在线监测系统等技术支持系统如果建设滞后或者不能够提供精确数据，再加上人为因素的影响，节能发电调度就难以做到机组公平排序。

（6）节能发电调度与市场机制的衔接

节能发电调度根据发电煤耗排序确定发电量，只能反映发电机组的能耗水

平，却无法完全体现固定投资成本、经营管理成本、煤炭的运输消耗等各种重要因素。节能发电调度虽然降低了发电煤耗，但有可能提高综合能耗，从而降低全社会资源优化配置的水平，不完全符合市场机制。

(7) 节能发电调度对于减少温室气体排放的作用

目前的节能发电调度办法重点在于节能，虽然总体上节能目标和减排目标是一致的，但在具体安排调度时仍应该把机组碳排放作为定量参数加以优化，目前的节能调度办法没有提供具体的方法。

3.3 节能发电调度优化建议

节能减排是我国电力行业发展的总趋势，节能发电调度试点也收到了一定成效，通过比较分析节能发电调度试点工作方案和实施效果，针对存在的问题，本研究提出节能发电调度优化建议。

(1) 推动调度智能化、市场公开透明化

1) 推动调度智能化。目前电力行业管理节点过多，效率较低。大力推动能源调度的智能化，采用网络信息化的管理方式，能够尽量减少人为介入，大大提高工作效率。

2) 加强能源统计，为实现节能、环保、经济的多目标优化调度奠定必要的计量基础。市场规则的修正、节能环保电价的形成及节能、排污标准的制定，以及对节能减排总体状况的判断和监管等，都需要加强能源统计和核算，建立科学的节能减排数据体系。国家虽然自 2005 年以来在加强能源统计制度建设方面采取了较多措施，但仍然存在能耗统计口径不一、能源消耗标准混乱、能耗数据可比性和可靠性差等问题。目前应加大能源审计的力度，修订和完善电力行业节能规范、节能标准，加强相关指标的测算和计量工作，建立节能系数、环保折价系数、综合能耗等节能减排量化标准，为执行节能、环保、经济的多目标优化调度、实现电力行业节能减排奠定必要的计量基础。

3) 加大节能发电调度信息公开力度。有关单位应按规定及时、准确、完整地向相应电力调度机构提供节能调度所需的真实信息。

4) 加强对调度机构执行节能调度的监管工作。由于电力调度机构面临的形势更为复杂，电力监管部门应建立一套涵盖信息发布、披露、监管、查询、纠正

和处罚的机制，增强社会公众对节能调度相关信息的知情权，使监督相对独立，逐步解决监管部门与电力企业，发电企业与电网企业信息不对称问题。对相关单位节能调度方案的执行情况进行督导，统计、分析相关信息并定期向社会公布，维护市场主体的合法权益。

（2）改革电价机制

改革电价机制包括建立上网电价和销售电价联动机制和节能环保电价机制等。

1) 上网电价、销售电价的联动机制。在目前的电价体系中，高耗能老机组的电价偏低，而高效大机组的电价偏高，节能发电调度的实施会增加电网公司的购电成本，影响电网公司推进节能调度的积极性，因此当前的电价体系有待优化。上网电价和销售电价联动机制是合理补偿电网公司和小机组利益损失的必要政策。

2) 节能环保电价机制。实行节能环保的电价政策，实现节能调度与市场的有机衔接。“水火置换”、“以大代小”等发电权交易手段，虽然使各方的利益得到了适当平衡，但实质上仍沿袭了传统计划方式分配发电指标的做法，只能是一种过渡方式。加快电力市场化的建设，通过市场的手段解决能耗的问题，是电力节能减排的根本途径。作为电力市场最基本、最核心的要素，电价政策在促进节能环保、推动电力结构调整等方面具有不可替代的作用。从长远看，应进一步深化电力价格改革，将节能因子和环境排放因子纳入到电价中，形成激励清洁能源发展的电价机制，从而使高耗能、高污染的外部成本内在化，让电价全面地反映供求关系、资源稀缺程度和环境污染状况等信息，更好地发挥电力市场配置资源的基础性作用，激励相关企业自觉节能减排，真正建立起电力行业节能减排的长效机制。

（3）完善技术支持系统

目前贵州大部分电厂已进行了煤耗在线监测，并且已开始按实测煤耗进行排序发电。实测煤耗更接近机组运行实际情况，南网其它省区采用设计煤耗率，而按实测值和按设计值的排序结果往往不同。在这种情况下，采用设计煤耗进行排序，将在一定程度上影响节能发电调度实际效益，所以需要推进煤耗实测工作，提高排序参数的实效性。

完善的节能发电调度技术支持系统是节能发电调度机组公平排序的前提，能够为节能发电调度工作的开展提供技术支撑。其中应该涵盖烟气脱硫在线监测、煤耗在线监测、热负荷实时监测、节能发电调度计划生成、计及安全约束和网损修正的节能发电调度、母线负荷预测、信息发布等功能。建议节能发电调度技术支持系统结构图见图 3.2。

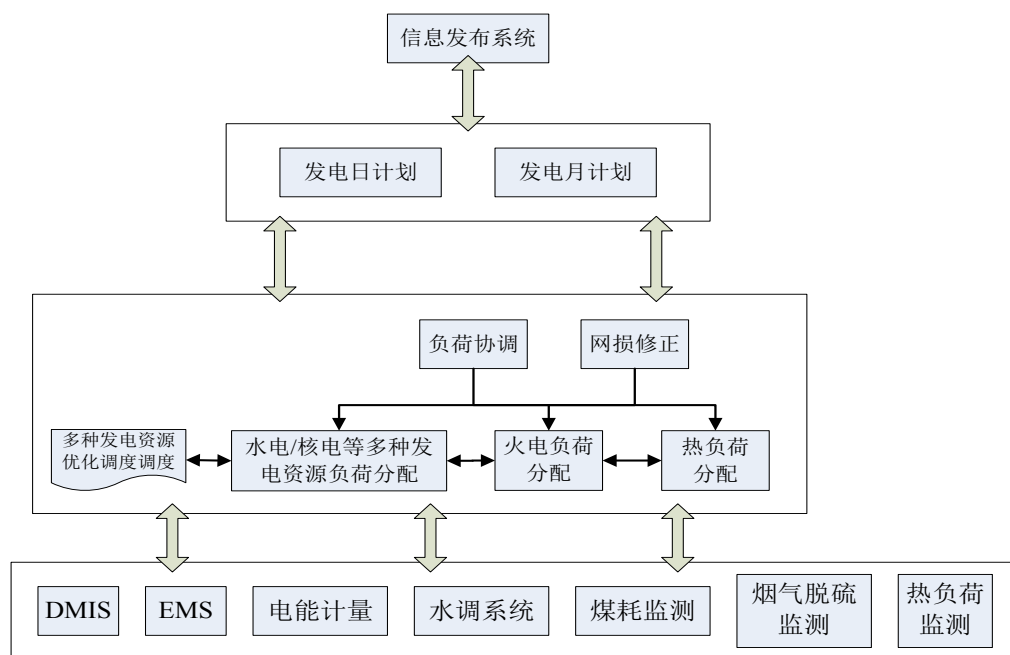


图3.2 节能发电调度技术支持系统建议结构图

(4) 建立与节能发电调度相协调的市场机制

继续建立健全区域电力市场体系，为节能优化调度的顺利开展创造宽松的电力供需环境。区域电力市场的建立有利于充分竞争，引导合理投资和优化产业结构；可使电力资源在一个更大范围内优化配置，合理调整季节性、时段性电力负荷的差异，实现水火互补、省际间的余缺调剂，从而化解节能调度与省内电源供给不足的矛盾，创造相对宽松的电力供需环境，为节能调度的开展提供必要的前提。

(5) 在节能发电调度的具体实施过程中，在考虑节能指标的同时，还应将减排指标量化后统一纳入节能发电调度的方法体系并具体执行，在机组排序和实时调度时综合考虑机组煤耗和排放的参数，这就需要对现行的节能调度方法进行修正。

总之，必须构建一个以市场为导向，企业为主体，政策做支撑，兼顾节能和

减排的节能发电调度实施平台，才能确保电力工业节能发电调度工作的有效落实。

第 4 章 节能发电调度和市场机制协调政策建议

在电力工业重组环境下，节能发电调度和市场机制进行协调包括短期市场机制和长期市场机制。节能发电调度短期市场机制的主要手段是利用经济补偿机制进行调节。节能发电调度长期市场机制则要求完善市场机制，通过市场机制进行调节。节能发电调度短期市场机制和长期市场机制的建立和实施都需要政府发挥主导作用。

4.1 节能发电调度下的经济补偿机制

4.1.1 发电企业合理补偿机制

(1) 小火电机组的合理经济补偿机制。

实施节能发电调度后，对小火电机组的冲击最大，大部分小火电机组将全年没有发电机会，如果缺乏必要的经济补偿机制，难以实现小火电关停工作的平稳、和谐推进。其补偿方案及优惠政策，应与国务院《关于加快关停小火电机组的若干意见》相衔接。

小火电不符合国家产业政策，退出历史舞台是大势所趋。但小火电曾经为地方国民经济的发展做出过贡献，关停小火电涉及方方面面的利益调整，特别是小火电广大职工的切身利益。如果仅靠行政手段，简单地关停，不仅达不到预期效果，还可能诱发一系列问题。因此，必须建立关停机组的退出补偿机制，确保关停小火电机组工作进行顺利。

小火电退出市场补偿机制为：给予列入关停序列的小火电合理的补偿期，例如 3 年。补偿期内给予一定的发电量计划指标，小火电关停企业将补偿的发电量计划指标有偿转让给高效率统调大机组，进而获得相应的利益，用于企业转产和职工安置。充分发挥市场机制作用，通过实施关停小火电补偿发电量指标交易和“以大代小”发电权交易、建立小火电退出市场补偿机制，可以实现国家、社会、企业的多赢。

(2) 调峰调频和备用等机组的合理经济补偿机制。

实施节能发电调度后，调峰调频和备用机组发电利用小时数少，依靠实际发

电收入难以保证机组基本的生产运行费用，可能影响连续可靠供电，需要配套的经济补偿机制，补偿发电企业在其非正常发电期间所损失的利益。保证机组处于正常状态。可以建立“备用电价”机制，按照机组固定费用折算出备用电价。机组的单位备用电价由省发改委（经委、经贸委）根据发电企业自行申报的结果，审核确定后下发电力调度机构，按期调整。机组备用时间由电力调度机构根据电网实际情况确定，同时应及时通知发电企业其机组进入备用和退出备用的时间。机组由于自身原因无法增加出力时（如机组检修、辅机设备缺陷等），或由于电网安全约束不允许增加出力时，该部分差额容量不作为备用容量考虑。备用补偿费用可以考虑以电费附加费的形式在收益电网的终端销售电价中征收，电网企业先行代收，并全额返还相关发电企业。一般情况下，应在区域电网销售电价中征收，但对于主要用于本省调频、调峰、调压的机组备用容量，其备用补偿费用应在本省征收。

对于调频、调峰性能优异的抽水蓄能电站，可采取租赁经营方式，简化备用补偿费用的计算。发电企业负责设备维护，保证机组可靠运行，电网企业负责调度机组出力。根据机组可调容量，电网企业每年按合同支付发电企业固定租赁费用，租赁费用不与实际发（用）电量挂钩。

（3）自备电厂发电量收购的合理经济补偿机制。

按照《办法》要求，实施节能发电调度后，部分自备电厂机组发电小时将明显下降、甚至需要关停，企业需要从电网供电，用电成本将大幅上升，对拥有自备电厂并符合国家产业政策的企业，将造成冲击，影响市场竞争力，为保证其竞争优势，按照国务院《关于加快关停小火电机组的若干意见》，对其用电价格应给予适当补偿。

自备电厂在电力紧缺的时代解决了电力紧张问题，但是却带来了很多问题。大多数自备电厂容量小，工艺落后，煤耗高，没有脱硫设备，污染严重。即使少数设备先进的自备电厂，由于燃料采购成本居高不下，也体现不出经济性。在当今较为富裕的电力环境下，可以考虑由各大电网代替企业自备发电厂对企业进行供电。

制定合理的替代补偿机制，核心在于双方成本价格的核算。对供电企业来说，如果供应大企业的销售价格高于大企业自身发电成本，则即使其售电价格低于它

对其他无自备电厂企业的售电价格，这种替代也是可以接受的。对于拥有自备电厂的企业来说，如果其购电价格减去企业发电成本所得收益大于自身发电产生的效益，这种替换也是可接受的。

自备电厂的直接停运或转为热备用，所带来的效益是不一样的，这种差异会反映到企业对电网的可接受价格上，进而影响企业行为。所以，测算合理的电网供应给大企业的电价，使得在保证各方利益的同时，逐步关停一些高污染、高能耗的自备发电厂。

(4) 脱硫机组脱硫成本的合理经济补偿机制。

随着国家全面加强对燃煤电厂二氧化硫排放量的控制和管理，各个发电企业也加大了燃煤电厂脱硫建设的进度。但是，在脱硫市场剧烈膨胀的情况下，市场运作不够规范，造成脱硫工程质量难以得到有效保证，许多脱硫项目建成后无法正常运行。同时，由于缺乏有效的手段开展脱硫设施的运行监督、考核管理和针对性地开展脱硫补偿结算等原因，导致设施建成后运行效率和投运率低、故障发生率高，达不到预期的脱硫效果。

若月实际脱硫效率未达到设计脱硫效率标准，则该月的脱硫补偿费用为零。若月实际脱硫效率达到或超过设计脱硫效率标准，月补偿费用按照下列两种情况计算：

1) 月脱硫投运率大于或等于 K

$\text{月补偿费用} = \text{月度上网电量} \times \text{脱硫电价}$	(4-3)
---	-------

2) 若月脱硫投运率小于 K

$\text{月补偿费用} = \text{月脱硫投运率} - K \times \text{月度上网电量} \times \text{脱硫电价}$	(4-4)
--	-------

其中，K 即脱硫系统的月投运率门槛值。根据有关法律法规和政策，并结合脱硫系统装置的具体特点，经与发电企业协商暂定为 0.95。

脱硫运行补偿费按月预结算，按季度清算。预结算时以售电方递交的数据为依据，清算时以电力交易中心经过校核的实际数据为依据。脱硫运行补偿费的预结算和清算方式同购售合同约定的电费结算方式，并与电费一并结算。

4.1.2 电网企业合理补偿机制

节能发电调度给电网企业造成的购电成本上升以及大量的输电网、配电网改

造费用，可以由国家建立节能环保专项基金补偿支付。

节能环保专项基金的来源包括：1) 开征能源税、CO₂ 及污染物排放税。对能源消耗不区分使用的能源种类按消耗量征收能源税，有别于提高销售电价。电力是清洁能源，销售价格上升反而可能使客户转而使用其他能源，比如直接使用煤和油，加重资源消耗和污染。这与节能发电调度的目的相悖。对能源使用者或者能源开采和进口者不区分种类而按当量征税，一方面可以抑制过度的能源消耗与浪费，又不改变能源消费结构；另一方面，也可以对商品征收 CO₂ 排放税。不同的商品制成品消耗的能源水平不同，对商品进行分类，按商品类收不同税率的排放税，体现了公平的原则，并筹集了发展新能源、保护环境的资金。同时，由于国际上尤其以欧洲为代表一直有对进口中国廉价商品征收 CO₂ 排放税的呼声，主动对自己产品征收此种税赋，可以疏通来自国际环保者的舆论压力，也可以让这一部分资金留在国内；2) 政府也可以将每年新增财政收入的一小部分作为节能环保专项基金。如果年新增财政收入数千亿元，可将其 0.2%至 0.4%作为节能环保专项基金；3) 中国是世界银行全球环境基金的成员国和受益国之一，可以积极争取获得该基金对节能环保专项基金的支持。

在基金的运作上采取规范的形式，发放补贴的额度和标准有明确的政策，有利于相关企业迅速调整自己的行为，明确制定应对措施，最终的结果是节能环保的措施得以迅速推行，节能环保的目标得到实现。对电网企业的补贴金额以节能发电调度产生额外费用乘以补贴系数为宜。其中，节能发电调度产生的额外费用可以在已知电力需求预测的基础上，对节能发电调度和非节能发电调度之间的费用差价进行计算。补贴系数可以在 0 到 1 之间取值，视电网企业的承受能力和运营成本以及社会、发电企业、电网企业三者之间的分担比例而定。也就是说，电网企业因其特殊的社会地位而有着特殊的社会责任，承担一部分节能发电调度的成本责无旁贷，但是其分摊的额度要视企业的财务能力，本着公平和不妨碍企业发展的原则来确定。发电企业和社会也应承担一部分成本。

4.2 完善电力市场建设促进电力工业节能减排

长期来看，要实现电力工业节能减排的目标，必须建立基于电力市场化改革的长效机制，才能理顺能源电力价格，充分考虑节能环保的成本效益，通过市场

交易机制的设计实施和有效监管实现电力工业节能减排。

环保节能标准的提高，以及煤炭、天然气等一次能源价格的上涨，将造成发电成本的增长。据统计，仅脱硫装置的使用，平均增加火电机组发电成本 0.02 至 0.03 元/千瓦时，高效节能的大型火电机组由于还贷、未进入最经济运行期等因素同样造成发电成本的增加。而可再生能源因规模有限、关键技术仍需进口，造成其成本远高于常规能源，在这样一种局面下，现行的电价定价与节能降耗战略目标矛盾突显，为促进发电调度方式的调整，现行的市场机制需作相应调整。应进一步深化电力市场化改革，逐步建立电力市场双边交易机制，在其中考虑节能和环保因素，改进电力市场竞争机制，引入节能、环保因子，建立综合能耗最低的多目标决策函数，使发电主体报价兼顾节能、环保、经济三要素；建立发电侧两部制上网电价机制，变动电价通过市场竞争确定，固定电价由政府确定，作为调整电厂收入的手段，使得待关停小火电机组等能够平稳过渡。建立辅助服务市场，形成辅助服务价格机制。

应完善能源价格体系，建立合理的电价机制。为了使电力价格能反映其价值，应逐渐完善能源价格体系，落实好煤电、气电的联动机制，建立合理的销售电价和输配电价机制，努力减少电价结构上的交叉补贴。根据目前的实际情况，从维持社会稳定的角度出发，可暂不采用一次能源和电力价格的全联动，应根据一次能源的上涨价格，适当比例提高电力上网、销售价格，让企业、用户分摊成本增量，协调各市场主体利益；

考虑到我国的国情，实施“上大压小”关停小火电机组，要充分吸取以往的经验教训，在深入调查研究的基础上出台一系列鼓励关停小火电机组的政策措施。主要有以下几方面：

(1) 加大高效、清洁机组建设力度，保持适当宽松的电力供需环境，保持安全稳定供电，对小火电机组形成一种市场压力。

(2) 逐步推行节能调度，按照节能、环保、经济的原则，优先调度可再生能源、高效、清洁的机组发电，限制能耗高、污染重的小火电机组发电，暂未实行节能调度的地区，都要实行差别电量计划，就是拉开高效、环保大机组和小火电发电利用的小时数，让高效环保机组多发，限制小火电发电。

(3) 通过规范小火电机组上网电价，加强电厂污染物排放监督检查，对自

备电厂自发自用电量征收国家规定的基金和附加费等措施，促进关停小火电机组。

(4) 为鼓励和引导关停小火电机组，要求地方政府和有关企业建立相应的退出补偿机制，妥善解决好人员安置、债务等问题，按期关停的机组在一定期限内可享受发电量指标，并可通过转让发电量、排污和取水指标获得一定经济补偿，确保关停小火电机组工作进行顺利。

(5) 小火电机组的脱硫改造与关停小机组的实施计划相协调，以提高关停小火电的经济性。

(6) 做好电网配套规划、建设和相应的负荷调度调整工作。

(7) 利用政府、协会、舆论等多种途径抓好关停工作的监督检查和落实，处理好地方政府与关停工作的关系，确保“关小”工作落实到位。

(8) 在关停工作中对中央企业、地方企业和自备电厂制定并执行统一的标准，切实给所有企业一个公平的环境，确保关小工作能够真正起到优化电源机组结构、节能减排的目的。

(9) 充分发挥市场机制作用，针对民营和自备小电厂，通过大公司收购、合资合作以及转让发电权等方式实现关停。

4.3 政策建议

实施节能发电调度，改进传统的不分能耗和污染排放水平、对各类发电机组大致平均分配发电小时的发电调度方式，对于实现节能减排目标，引导电源结构向高效率、低污染方向发展具有重要意义。但实施节能发电调度是一项涉及面广且比较复杂的系统工程，也是对我国现行发电调度制度的重大改革。针对存在的问题，本研究提出近期节能发电调度与市场机制相协调的政策建议。

继续建立健全区域电力市场体系，为节能优化调度的顺利开展创造电力供需平台。区域电力市场的建立有利于充分竞争，引导合理投资和优化产业结构；可使电力资源在一个更大范围内优化配置，合理调整季节性、时段性电力负荷的差异，实现水火互补、省际间的余缺调剂，从而化解节能调度与省内电源供给不足的矛盾，创造相对宽松的电力供需环境，为节能调度的开展提供必要的前提。

(1) 修改电力市场规则，使之适应节能发电调度的需要。

在电力市场价格形成机制尚未理顺、节能环保电价尚未形成的情况下，例如对竞价规则进行修正，对于高能耗小机组除财务成本外，还应将单位能耗、单位排污指标、运输成本、网损等因素考虑在内，依据各要素的权重、系数建立一个复合竞价模型，按照复合竞价模型进行排序上网。这样可较全面地兼顾经济、节能、环保因素，激励发电企业自觉节能减排，并将效益最终传递到全社会。另外，由于一次能源以及流通环节价格持续上涨，发电企业和电网企业都承受了越来越大的经营压力。由于不能实行彻底的煤电联动，致使部分火电企业因缺煤停机，负荷平衡出现缺口。现行的节能发电调度办法，不考虑发电企业上网电价，只考虑煤耗率，有可能造成电网企业购电成本加大，电网建设资金进一步匮乏。政府可采取以下两种办法解决：一是尽快建立与节能发电调度相适应的销售电价与上网电价联动机制，疏导电网企业因实施节能发电调度、执行燃煤脱硫加价政策等造成购电成本上升的电价矛盾，可在销售电价中增收附加费予以解决。但在当前国内居民消费指数居高不下，通货膨胀压力巨大的情形下，销售电价上涨有可能酿成一轮涨价风波，目前实施的可能性不大。二是从税金、折旧制度上进行改革。对于符合国家节能政策的项目减免税收，调整折旧率。此举不会造成社会涨价，但会减少地方财政收入。

（2）研究节能调度模式下省级及区域外送电量问题。

节能发电调度模式下，处在机组排序表前端的大机组优先多发电，其机组利用程度较为饱满，必然失去竞争外送电的动力；300兆瓦机组较多，其机组可能存在一定的空闲电量，可以适量组织外送电，但受300兆瓦机组利用程度要低于600兆瓦机组的原则限制，能组织的电量有限，200兆瓦以下机组外送与节能调度的主旨违背，将无法组织外送。受以上因素的影响，节能调度全面实施后组织外送电量将存在一定的困难。

在大机组外送电量减少的情况下，建议充分利用以大代小发电权交易方法，采取集中竞价、挂牌竞价、双边意向、集中撮合等形式使大机组多承担替代电量，不仅解决了小机组的利益补偿问题，还能部分控制电网公司购电费用攀升，同时达到节能减排的目的。

西北是我国重要的能源基地，随着西北电力外送通道的全面建成，西北各省向华中区域送电能力大幅提高。跨省（区）电能交易中的输电价格高低是影响资

源能否优化配置的关键，建议有关部门尽快核定跨省（区）输电价格，并根据线路实际运行情况降低标准。

（3）完善经济补偿办法。

节能发电调度是一个涉及面广，深刻而复杂的系统工程，其推进难点主要是理顺各参与方利益关系。节能发电调度的经济补偿办法是电力企业最为关心的问题之一。为了鼓励高效能机组对节能减排的贡献，适当扩大其收益是必要的；另外，部分高耗能发电企业是当地经济支柱，同时一些高耗能发电老厂也有大量的人员资金负担，一旦因为节能发电调度而不能上网，大量小机组无电可发，濒临倒闭也将会引起一系列问题；电网企业对节能发电调度也有自身利益的考虑，发电权向节能机组倾斜后，平均上网电价将大幅提升，而政府对下游消费电价实行严格管制，电网企业购电费用提高也需要适当的政策性补偿。

（4）运用财税等政策工具促进电力工业节能减排。

例如国家出台相应的政策对节能调度进行适当的补贴；完善支持节能降耗的相关税收制度；对生物质能发电、地热能、太阳能等可再生能源开发利用实行税收优惠政策；对于高排放、高污染的企业，加强环保监督检查，并征收排污税，提高发电企业的环保违法成本。此外，开展排污、取水许可指标交易。按期关停的机组可转让污染物排放指标、取水许可指标，获得一定经济补偿。

（5）建立落后产能退出机制。

为鼓励和引导关闭、淘汰高耗能和高污染企业，应妥善解决好人员安置、债务、土地开发等善后事宜，按期关停的机组在一定期限内可享受发电量指标，并可通过转让发电量、排污和取水指标、用电价格优惠等政策获得一定经济补偿；企业内部无法消化和解决的，国家应根据关停后的实际节能减排量，通过转移支付等方式给予适当补贴或奖励；积极稳妥地处理“上大”和“压下”的关系，应“先建设后关停”或“先改造后关停”；做好关停机组的电力接续工作，制定周密的电力供应预案，加快配套电网建设，切实保障关停机组企业或地区的电力安全可靠供应。高耗能行业的快速发展，使用电负荷呈现超常规、超预期增长。建议各地取消对高耗能行业的电价优惠政策并适度提高用电价格，加快产业结构调整步伐，改变经济增长方式，减少经济增长对能源的依赖，尤其是在一次能源短缺的华中区域。

(6) 通过实施“差别电量”计划，实行机组类型差别、能耗差别、容量差别、环保差别、区域差别。

改变传统的平均分配发电利用小时数的发电模式，增加高效、环保、节能机组的发电小时数。减少能耗高、污染大的小火电机组发电小时数，充分发挥高效、环保、节能发电机组的节能减排优势，实现节能、环保和安全发电。开展发电权交易，增加大容量、高效率、环保机组的发电小时数，充分发挥其节能减排的优势。开展大容量、高效率、环保机组参与的跨省跨区电能交易（外送电交易），充分发挥其节能减排的优势，促进更大范围内的资源优化配置；开展大容量、高效率、环保机组参与的、政府批准的大用户直购电交易，充分发挥其节能减排的优势，加强省内资源优化配置。

(7) 积极推进跨省发电权交易。

当前电力工业运行体制仍处于计划体制，发电企业每台机组的发电计划、上网电价都被严格限定，推行发电权交易特别是跨省发电权交易可给予发电企业更多的自主权和自由度，具有现实意义。随着电煤价格上涨、火电平均利用小时数持续下降，部分能耗高、效率低的火电企业自身发电的利润空间已减少或消失，而大型机组受到负荷率的影响，机组运行效率没有得到充分发挥，因此发电企业对于现役机组间开展发电权交易具有强烈的市场需求。在基于这种现实需求的基础上，推进跨省发电权交易不仅将充分发挥省间余缺调剂的作用，有力支援缺电省份的电力供应，同时将有效挖掘发电企业的发电能力，改善经营状况，促进节能减排。

第 5 章 结论

本报告对中国电力工业节能减排及政策现状和五个试点省节能发电调度方案及其实施情况进行了分析和对比，对节能发电调度的实施和推广提出优化建议，并对节能发电调度与市场机制协调的问题进行分析并提出政策建议。本研究得出以下结论：

(1) 电力工业节能减排是大势所趋，节能减排法律法规体系正在逐步完善，电力企业节能减排工作取得了一定成绩。目前电力工业节能减排存在的主要问题有：电力工业发展水平仍然较低，发展仍是主要任务；电力工业节能减排与先进国家存在较大差距，节能减排工作的科学性、有效性有待加强；节能减排机制不完善，电力行业法律法规建设滞后；市场在节能减排中的作用有待进一步发挥，需求侧管理机制有待完善；电网投资不足，节能减排工作受到一定限制；脱硫装置建设质量及运行管理水平有待提高，脱硫副产品综合利用率尚需提高。

(2) 由于五个试点省电源构成不同，利用可再生能源情况不同，节能发电调度的具体实施方案具有各自的特点，节能的效果也不同。五个试点省中贵州的节能发电调度体系比较完善，贵州和广东两省节能发电调度试点效果较明显。

(3) 节能发电调度试点存在的问题包括节能发电调度与电网安全运行的协调、节能发电调度与市场机制的衔接、节能调度经济补偿办法滞后、节能发电调度技术支持系统准确性、节能发电调度公平排序问题等。

(4) 通过对节能发电调度试点的分析，提出若干优化建议，包括：推动调度智能化、市场公开透明化；改革电价机制；完善技术支持系统；建立与节能发电调度相协调的市场机制等。

(5) 节能发电调度和市场机制进行协调包括短期市场协调机制和长期市场协调机制。节能发电调度短期市场机制的主要手段是利用经济补偿机制进行调节。节能发电调度长期市场机制则要求进一步深化电力市场化改革，完善市场机制，建立基于市场机制的合理的能源电力价格体系。

参考文献

- [1] 国家电力监管委员会. 2008 年电力企业节能减排情况通报, 2009, <http://www.serc.gov.cn>
- [2] 国家电网公司, 国家电网公司绿色发展白皮书, 2010, <http://www.sgcc.com.cn>。
- [3] 南方电网电力工业发展“十二五”及中长期规划阶段性研究报告, 2009
- [4] 中国南方电网 2007 年调度情况运行总结,2009
- [5] 贵州省节能发电调度试点工作实施方案,2007
- [6] 南方电网节能发电调度试点总结会交流材料,2009
- [7] 广东省节能发电调度试点工作实施方案,2007
- [8] 江苏省节能发电调度实施细则（试行）,2007
- [9] 四川省节能发电调度试点工作实施方案,2007
- [10] 河南省节能发电调度试点工作实施方案,2007
- [11] 李淑慧, 李广怀, 李时莹等. 节能发电调度下电网运行存在的问题及建议. 吉林电力, 36(6):54~56. 2008.
- [12] 董军, 马博, 周翔. 节能发电调度对电网企业的影响及补偿机制探讨. 电力技术经济, 20(6):52~56. 2008.