华中华东区域节能减排发电调度专项监管报告

为贯彻落实国家节能减排政策，促进可再生能源消纳，提高燃煤发电机组负荷率，实现资源优化利用，2014年9-11月，国家能源局组织华中和华东区域各派出机构，开展了节能减排发电调度专项监管工作。根据监管情况，形成本报告。

一、基本情况

截至2014年9月底，华中和华东区域发电装机容量分别为26901万千瓦和23986万千瓦，分别约占全国装机总量的21%和19%。2014年1-9月，华中和华东区域最大负荷分别为15052万千瓦和21296.7万千瓦。华中电网是全国电力联网枢纽，分别与华东、华北、西北、南方电网相联，其中与华东电网联系最为紧密，目前双方最大送受电能力达到3180万千瓦。华中区域水电装机比重大，丰枯季节性矛盾突出，丰水期大量富余水电需要跨区送出。

华东电网是全国用电量最大的区域电网，火电装机比重大，用电负荷峰谷差较大。近年来，华东区域用电量增速放缓，华东区域火电企业降低发电利用小时，压低机组负荷率，减少本地发电空间，为消纳四川水电等区外来电作出了较大贡献。2014年1-9月，上海、浙江电网受进电量占当地统调用电量的比例均超过30%。

从此次专项监管情况看，华中和华东两大区域基本能够按照节能减排政策要求，通过发挥互联电网作用，积极采取措施，实现水电等清洁能源较好利用，减少了煤炭消耗，促进了电力行业节能减排。

（一）通过优先调度和优化调度提高清洁能源利用效率

各省（市）通过优先调度水、核、风、光等清洁能源发电和加强优化调度工作，进一步提高了清洁能源利用效率。2014年1-9月，华中区域实现了除四川水电以外的清洁能源发电全额上网；华东区域核电机组基本能够满发，没有发生弃风弃光情况。

专栏1：华中区域积极开展流域梯级水电站优化调度工作

在监管机构、调度机构、发电企业的多方努力下，华中区域建立了乌江、嘉陵江重庆段、清江、沅水、资水、澧水等流域梯级水电站优化调度机制，在调度机构、上下游水电站之间实现了水情、发电计划安排、实际发电量等信息交互和共享，有效提高了水能利用效率。2014年1-9月，通过梯级水电站联合优化调度，重庆乌江流域两座水电站增发电量9.2亿千瓦时；湖南沅水、资水、澧水流域实现节水增发电量31亿千瓦时。

（二）通过跨省跨区交易促进水电大范围消纳利用

近几年来，四川水电快速发展，但四川用电负荷增长有限，弃水压力逐年加大，迫切需要更大范围消纳利用水电。2014年1-9月，华中区域通过跨省交易消纳四川水电116.6亿千瓦时，同比增加2.6%。华东区域上海、江苏、浙江等省（市）通过跨区交易消纳华中区域水电明显增加，2014年1-9月分别受入电量294.3、307.0和269.4亿千瓦时，同比增加20.8%、40.0%和276.8%。

（三）采取有效措施提升高效环保火电机组利用效率

各省（市）基本按照火电机组容量大小制定差别发电量计划，通过开展发电权交易、机组轮停、优化组合和省间备用容量共享等措施促进节能发电调度工作，一定程度上提高了高效环保大机组的利用率。2014年1-9月，华中区域100万千瓦级火电机组发电利用小时数比60万千瓦级机组多40-450小时，发电负荷率平均高5.74%；60万千瓦级机组比30万千瓦级机组多26-919小时，发电负荷率平均高1.12%。华东区域100万千瓦级火电机组发电利用小时数比60万千瓦级机组多166-478小时，发电负荷率平均高3.17%；60万千瓦级机组比30万千瓦级机组多55-676小时，发电负荷率平均高2.46%。

专栏2：各省（市）采取有效措施推进节能发电调度

2014年3月华东区域调度机构修订了《华东电网运行备用调度管理规定》，实现备用共享、全网分摊，优化全网运行方式。浙江、福建省调研究出台燃煤发电机组有序调停管理办法，提高发电企业综合效益。河南省调制定月度火电

机组轮停备用方案，实时调度中按照节能减排原则优化和调整机组运行。

专栏3：不断推进发电权交易引领节能减排工作深入开展

各省（市）在小火电关停任务基本完成后，继续不断推进高效率低排放大机组替代低效率高排放小机组发电工作，进一步促进了节能减排工作深入开展。2011-2013年发电权交易电量，华中区域分别为146.09、201.36和226.57亿千瓦时，华东区域分别为457.54、322.29和367.43亿千瓦时。2014年1-9月，江苏省发电权交易电量达到116.69亿千瓦时，100万千瓦与30万千瓦火电机组发电利用小时数级差进一步扩大到885小时。

（四）通过加大无功管理、改善潮流分布等工作有效控制电网损耗

近年来，国家电网公司通过加强无功分层管理、推进容性无功补偿装置配置、加强系统潮流考核等方式，有效控制了电网损耗，提高了电能质量。华中区域有关电网企业根据自身特点，开展小负荷方式下的潮流实测与线损理论计算，合理测算和分解线损率指标计划，近几年华中区域500kV以上输电线路线损率保持在0.75%左右，华东区域500kV以上输电线路线损率保持在0.80%左右。

二、存在问题

此次专项监管发现，有关省（市）还存在节能发电调度试点政策落实不到位、部分电力项目建设不协调、部分计划方式配置资源不合理、电力调度运行管理水平有待提高、机组发电负荷率偏低等主要问题，影响了节能减排效果发挥。

（一）节能发电调度试点政策落实不到位

节能发电调度要求按照节能、经济的原则，优先调用可再生和清洁能源，不同类型的火电机组按照能耗和排放的次序安排发电。江苏、河南、四川三个节能调度试点省份一直未配套出台相应经济补偿办法，又缺乏相应的市场机制，使得开展节能发电调度引起的利益调整得不到有效补偿。

试点后不久，江苏、河南两省即以差别电量计划和发电权交易的形式实施节能发电调度，四川省也在试点四年后重新回到政府下达指令性计划方式，节能减排效果大打折扣。四川省节能发电调度政策调整后，火电机组按照发电量计划进度一致的原则调度，丰水期火电机组未真正实现最小开机方式运行，挤占了水电消纳空间，2014年丰水期由此增加弃水损失电量10.5亿千瓦时。

（二）部分电力项目建设不协调、个别项目规划未落实

一是电网与电源规划建设不协调。部分电源项目因送出工程滞后无法及时上网发电，“缺电”和“窝电”并存，弃水、资源错置、配置效率低下时常发生。

二是跨区输电线路与受电区域电网项目建设不同步。大功率跨区输电线路需要配套建设或改造受电区域的潮流疏散通道，但目前华东电网建设仍存在“送得进、疏散难”的现象，直接影响了华东电网部分机组运行经济性。

三是个别电力项目一直未按国家要求纳入建设计划。如川渝电网500kV第三联络通道至今未开工建设。

四是部分电网建设重输电轻配电和农网，存在单线单变供电、供电半径过长问题；部分电网无功补偿配置不均衡，无功流动和穿越较大，加上缺乏网损标准和系统潮流优化力度不大，网损难以进一步下降。

专栏4：四川水电外送通道建设严重滞后水电装机发展

近几年四川水电装机快速发展，年均增长超过1000万千瓦，而外送通道建设滞后，输送容量不足，造成大量弃水（2014年调峰弃水损失电量超过97亿千瓦时）。

专栏5：湖南电网网架结构不能很好适应节能发电调度新要求

湖南电网60万千瓦火电机组大多接入500kV电网，30万千瓦火电机组大多接入220kV电网且处于负荷中心，由于500kV下网变电能力不足和部分输电断面卡口，大机组发电出力经常受限，大小机组发电利用小时倒挂现象时有发生。

专栏6：电网建设不协调影响了浙江省火电机组发电负荷率

宾金直流跨区线路与浙福跨省线路建设不协调，宾金直流比浙福跨省线路早半年时间投产，为满足线路输送功率不超稳定限额，浙江电网实际分三片运行并分片预留备用，分区之间旋转备用不能互相支援，2014年7、8月份额外增加备用容量200万千瓦以上，降低浙江火电机组负荷率6.67%。

（三）部分计划方式配置资源不合理

一是目前各省年度计划方式分配上网电量，计划制定存在不透明、不公平等问题，没有充分体现高效环保机组年计划利用小时数明显高于其他机组的要求，与节能发电调度要求差距较大。

二是国家电网公司以年度计划形式下达跨省跨区电能交易任务，且经常刚性执行，不随供需形势变化，往往造成受电地区火电机组深度调峰或水电弃水。

三是市场交易过程中政府干预过多。部分省在发电权交易对象、电量方面存在行政审批，部分省为了保护本省火电企业而限制消纳省外水电。

四是现有计划电量体制下，
发电企业从经营策略考虑，为获得潜在增发电量，宁愿机组低负荷挂网运行，也不愿停机备用以提高发电负荷率。

专栏7：部分计划、行政方式影响节能减排

1. 2014年，湖南省在年度发电计划制定与执行过程中，加入发电计划指标与地方煤挂钩等条件；湖北省对个别发电企业执行差别政策，个别60万千瓦机组年计划发电利用小时高出同类型机组300小时，接近100万千瓦机组年发电利用小时；河南省近三年年度计划电量制定与实际发电偏差大，计划调整频繁（2013年调整9次），对供热机组不能按照“以热定电”原则安排发电计划。

2.河南省、湖北省发电权交易需要政府有关部门审批后才能实施，特别是河南省发电权交易需要地市级、省级政府有关部门层层审批同意才能执行。

3.2014年，四川省政府有关部门要求按照替代方上网电价结算，违反发电权交易相关规定。

（四）电力调度运行管理有待进一步加强

一是电网旋转备用容量安排普遍较大。按照《电力系统技术导则》，旋转备用容量应控制在最大发电负荷的2%—5%。旋转备用率的高低是火电机组负荷率高低的主要决定因素。目前，华中和华东区域各省市的旋转备用率大部分时段超过5%的最高标准。2014年1-9月华中和华东区域最小平均旋转备用率情况见附表一、附表二。

二是调度管理机制不完善。调度机构主要关注发电进度平衡，对科学调度、经济调度缺乏足够重视，调度计划编制方式粗放，机组难以按最优方式组合运行。另外，目前大部分调度机构采用“按机组调度”模式，不利于提高机组运行经济性。

三是调度机构缺乏经济调度的内在动力和外在压力。厂网分开后，调度机构更关注电网安全稳定运行，加上缺少量化考核机制，调度机构对节能减排和经济运行推动力不足。

（五）燃煤机组发电负荷率普遍偏低

2014年以来华东区域用电需求增长趋缓，大量基本不参与调峰的跨区电力送入，为应对调峰压力和保障受电通道失去后的系统安全而大幅增加备用容量，导致燃煤机组发电负荷率较低。2014年1-9月，华东区域各省（市）燃煤机组发电负荷率基本在67.05%-74.92%之间，上海、江苏、浙江和华东直调的公用燃煤机组发电负荷率均较上年同期明显下降，分别下降了8.78%、6.94%、5.29%和5.15%，特别是上海百万级机组的负荷率下降了7.22%。华中区域近几年受旋转备用容量安排过大影响，燃煤机组发电负荷率普遍偏低。2014年1-9月，华中区域各省（市）燃煤机组发电负荷率基本在63.21%-73.24%之间。2014年华中和华东区域公用燃煤电厂发电负荷率情况见附表三、附表四。

三、监管意见

（一）有关电力企业和电力调度机构应认真贯彻执行国家能源政策，充分挖掘节能减排潜力，完善相关规章制度

一是有关电网企业要严格落实国家规划，按要求推进川渝电网500kV第三通道建设。

二是电网企业要积极改善电网结构，重点增加500kV下网变电容量，减少下网卡口，为大机组多发电、水电消纳创造条件。同时加大配电网、农网建设投入，降低电网损耗。

三是调度机构要进一步加强电网稳定控制措施，优化运行方式，充分利用现有输变电设施，提高重要断面输送能力，合理控制旋转备用容量，探索“按厂调度”的可行性。

四是调度机构要充分发挥大电网优势，加强电网调度的协调，促进备用容量省间共享、资源（特别是可再生能源）大范围配置和优化利用。

五是调度机构应推进经济优化调度量化考核机制的建立、完善，完善相关评价指标，如负荷预测准确率、旋转备用率、发电负荷率、网损考核等指标，落实考核责任。

六是有关发电企业要转变观念，从服务于国家政策的角度做好企业内部管理工作，鼓励下属发电企业跨集团开展发电权交易和配合做好优化调度工作。

（二）完善节能发电调度配套措施，进一步发挥市场配置资源作用

节能发电调度试点省份应落实试点相关工作要求，抓紧出台经济补偿办法，减少行政对节能发电调度的干预，保障试点工作正常开展。非试点地区应进一步发挥市场在资源配置中的作用，在确保电力系统安全稳定运行和可靠供电的前提下，鼓励发电企业、电网企业和电力用户协商确定年度合同电量，推动发电企业之间按照市场原则开展发电权交易。

（三）优化跨省区电力分配，完善跨省区辅助服务补偿

建议根据受电省市经济社会发展、电网规模和电力供需形势的新变化，建立有关各方之间协调协商机制，优化调整大型水电站跨省区电力分配方案和调度方式，提高跨省区送电计划制定和执行的灵活性、适应性，实现水资源利用最大化。结合区外来电规划，合理控制区内火电项目核准节奏。加快推进跨省区送电辅助服务补偿机制建立和辅助服务市场建设，鼓励通过市场机制促进清洁能源消纳，减少水火、送受双方矛盾。放开跨省区交易上网电价限制，试点跨省区电力交易峰谷电价改革，推进跨省区交易市场化运作。

附表一：2014年1-9月华中区域最小平均旋转备用率情况（单位：%）

省份 / 旋备率 / 月份	湖北	重庆	江西	湖南	河南	四川
1月	12.93	12.64	12.30	10.22	10.65	13.09
2月	10.21	11.21	7.06	8.51	12.85	18.37
3月	15.74	13.12	12.00	9.61	11.32	12.13
4月	16.30	16.36	12.51	8.98	13.79	15.49
5月	14.07	14.20	13.40	9.26	15.04	11.37
6月	15.77	14.44	14.74	9.03	12.57	13.26
7月	17.00	10.70	17.38	8.57	7.73	12.61
8月	17.68	12.48	16.51	8.56	16.26	14.52
9月	14.75	12.98	14.0	14.68	18.60	23.60

附表二：2014年1-9月华东区域最小平均旋转备用率情况（单位：%）

省份 / 旋备率 / 月份	上海	江苏	浙江	安徽	福建	华东合计
1月	8.58	9.31	8.75	12.2	6.80	10.82
2月	4.42	6.02	7.32	12.0	8.00	8.63
3月	4.28	5.98	6.64	10.3	7.10	8.32
4月	8.10	6.35	5.57	11	6.50	9.40
5月	3.50	4.93	6.58	11.4	7.70	8.36
6月	6.11	8.50	10.41	14.7	6.40	11.22
7月	7.12	11.57	9.49	14.9	7.78	11.58
8月	7.08	13.45	11.90	14.0	8.32	14.27
9月	11.23	8.91	11.47	12.87	6.75	14.23

附表三：2014年1-9月华中区域公用燃煤电厂发电负荷率情况（单位：%）

省份 / 负荷率 / 项目	湖北	重庆	江西	湖南	河南	四川	合计
平均负荷率	73.24	68.89	67.33	70	72	63.21	69.11
同期比增	-2.44	-7.68	-3.34	-5.5	1	-1.04	-3.17
100万千瓦级机组	71.91	—	—	—	77.76	—	74.84
同期比增	-5.17	—	—	—	1.08	—	-2.05
60万千瓦级机组	70.77	68.86	66.70	71	74.16	63.11	69.10
同期比增	-3.31	-8.72	-3.85	-5.3	1.03	-0.74	-3.48
10万千瓦以上30万千瓦级及以下机组	73.79	69.45	67.86	67	67.54	62.21	67.98
同期比增	-0.58	-6.97	-3.00	-5.8	0.44	-2.88	-3.13

注：表中标“—”为该地区无该等级机组。

附表四：2014年1-9月华东区域公用燃煤电厂发电负荷率情况（单位：%）

省份 / 负荷率 / 项目	上海	江苏	浙江	安徽	福建	华东直代管	合计
平均负荷率	67.05	72.94	71.73	73.1	74.92	73.07	72.14
同期比增	-8.78	-5.29	-6.94	-4.12	-1.15	-5.15	-5.42
100万千瓦级机组	71.23	75.4	71.23	82.4	-	-	75.07
同期比增	-7.22	-5.7	-8.38	-2.91	-	-	-6.05
60万千瓦级机组	65.99	72.1	72.34	72.8	75.07	73.07	71.90
同期比增	-12.84	-5.92	-6.05	-4.64	-1.47	-5.15	-6.15
10万千瓦以上30万千瓦级及以下机组	58.00	71.06	71.28	72.3	74.56	-	69.44
同期比增	0	-6.39	-6.59	-1.9	0.32	-	-2.91

注：表中标“—”为该地区无该等级机组。

原文地址：http://www.china-nengyuan.com/news/78664.html