风电、光伏发电情况监管报告

二〇一一年一月

为贯彻落实科学发展观，全面掌握风电、光伏发电相关情况，促进其协调、健康、可持续发展，根据《可再生能源法》和《电网企业全额收购可再生能源电量监管办法》（电监会 25 号令），2010 年 7～10 月，国家电监会组织各派出机构在全国范围内开展了风电、光伏发电并网接入情况的专项调查。在此基础上，结合日常监管工作情况形成本报告。

调查工作分企业自查和重点调查两个阶段。先是由国家电监会和各派出机构组织全国 30 个省份的电网企业及其调度机构、相关发电企业开展自查，共收到电网企业自查报告 28 份、发电企业自查报告 218 份；在分析企业自查报告的基础上，各派出机构采取召开座谈会和实地调查等方式对部分电力企业进行了重点调查，共重点调查电网企业 22 家、发电企业 77 家。

本次调查共涉及风电、光伏发电项目 667 个。其中，风电项目 573 个，光伏发电项目 94 个。风电项目中，已建成并网项目 348 个，建成未并网项目 9 个，在建项目 216 个（其中有 25 个项目部分容量已并网，另有 5 个项目的部分容量已建成但未并网）。光伏发电项目中，已建成并网项目 30 个，建成未并网项目 1 个，在建项目 63 个（其中有 2 个项目部分容量已并网）。

一、基本情况

（一）风电、光伏发电发展情况

近年来，风电、光伏发电发展迅速。本次调查统计显示，截至 2010 年 6 月底，全国已建成并网风电及光伏发电装机容量为 2213.67 万千瓦，占全国发电装机容量的 2.46%左右。其中，风电并网装机容量为 2200.37 万千瓦，光伏发电并网装机容量为 13.30 万千瓦。风电及光伏发电建成但未并网的装机容量合计为 76.52 万千瓦。其中，风

电未并网容量为 76.36 万千瓦，光伏发电未并网容量为 0.16 万千瓦。风电及光伏发电在建规模为 1610.65 万千瓦，占全国在建发电装机容量比重为 8.66%左右。其中，风电 1589.62 万千瓦，光伏发电 21.03 万千瓦。

从分区域并网装机容量来看，截至 2010 年 6 月底，华北区域拥有风电并网容量最多，为 850.79 万千瓦，占全国风电并网容量的 38.67%；东北区域其次，为 753.76 万千瓦，占全国风电并网容量的 34.26%；华中区域最少，为 24.07 万千瓦，仅占全国风电并网容量的 1.09%。西北区域光伏发电并网容量最大，为 7.13 万千瓦，占全国光伏发电并网容量的 53.61%；华东区域其次，为 3.72 万千瓦，占全国光伏发电并网容量的 27.97%；东北区域目前没有光伏发电并网装机容量。全国风电和光伏发电并网装机容量及其分区域构成情况分别见图 1 和图 2，详细数据见附表 1、附表 2。

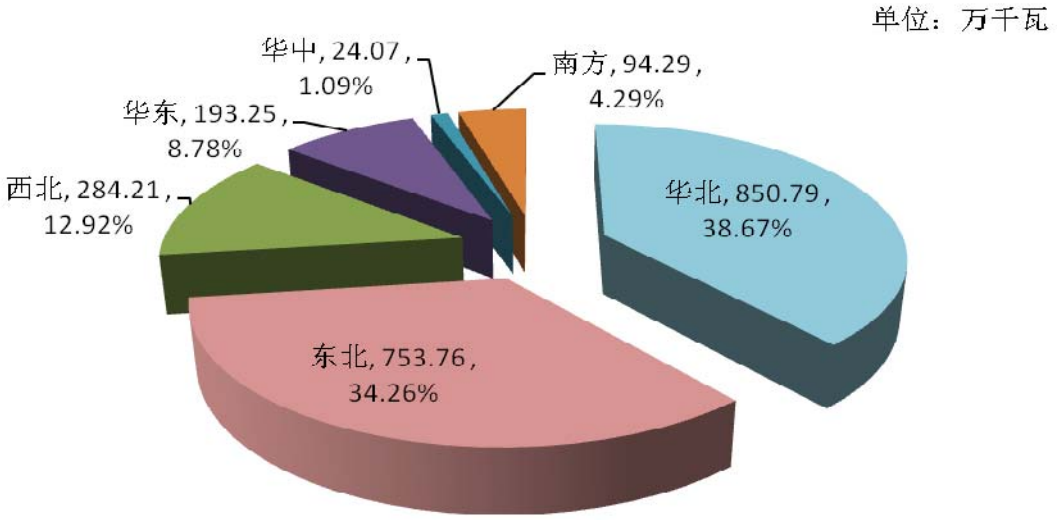


图 1　截至 2010 年 6 月底风电并网装机容量分区域情况

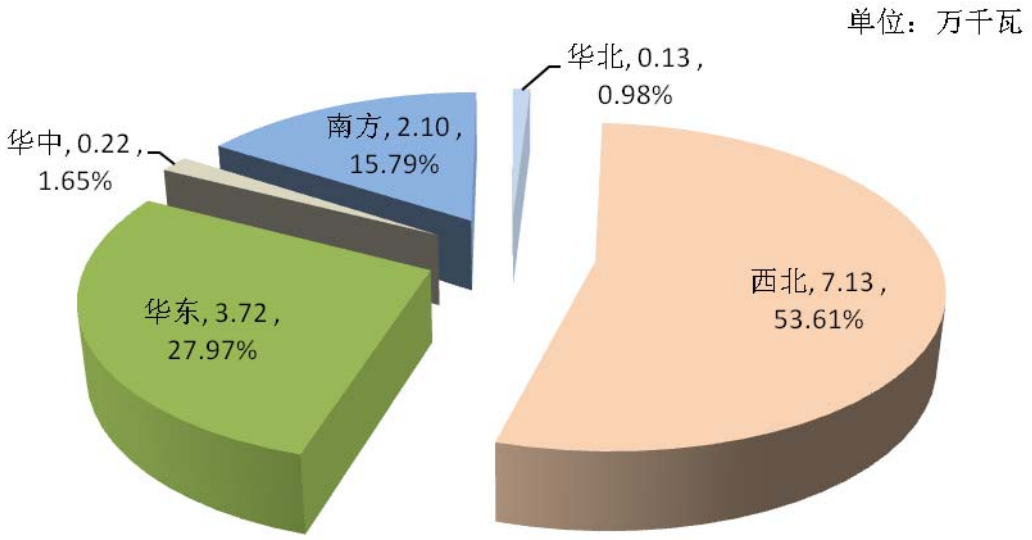


图 2　截至 2010 年 6 月底光伏发电并网装机容量分区域情况

从分区域在建装机容量来看，截至 2010 年 6 月底，华北区域风电在建规模最大，为 539.57 万千瓦，占全国风电在建容量的 33.94%；西北区域其次（主要分布在甘肃省），为 496.40 万千瓦，占全国风电在建容量的 31.23%；华中区域最少，仅有 17.97 万千瓦。华北区域光伏发电在建规模最大（主要分布在山东省），为 5.91 万千瓦，占全国光伏发电在建容量的 28.10%；西北区域其次（主要分布在甘肃省），为 5.55 万千瓦，占全国光伏发电在建容量的 26.39%；华中区域最少，为 0.45 万千瓦。

从分省份并网装机容量来看，截至 2010 年 6 月底，内蒙古并网风电装机容量居全国各省份之首，为 700.29 万千瓦，占全国并网风电装机容量的 31.83%，占全区全口径发电装机容量的 12.11%左右，分布在蒙西、蒙东电网区域容量比重为 7:3。辽宁、河北、黑龙江、吉林、甘肃、山东、江苏等省份的并网风电装机容量均超过了百万千瓦，分别为 227.80 万千瓦、206.75 万千瓦、162.67 万千瓦、152.50 万千瓦、119.11 万千瓦、111.07 万千瓦和 110.13 万千瓦，分别占本

省份总装机容量的 7.91%、5.13%、8.47%、9.02%、6.00%、1.81%和1.78%。天津、安徽、广西、四川、贵州、陕西、青海没有并网风电装机。宁夏并网光伏发电装机容量最大，为 6.03 万千瓦，占全国总并网光伏发电装机容量的 45.34%；江苏其次，为 2.55 万千瓦，占全国总并网光伏发电装机容量的 19.17%；此外，云南、甘肃的并网光伏发电装机容量也均超过了 1 万千瓦。详细数据见附表 3、附表 4。

从分省份在建装机容量来看，截至 2010 年 6 月底，甘肃风电在建装机容量最大，为 409.95 万千瓦，占全国风电在建装机容量的 25.79%；河北、内蒙古、山东的风电在建装机容量分别达到了 258.40 万千瓦、227.10 万千瓦和 119.47 万千瓦。甘肃光伏发电在建装机容量最大，为 3.95 万千瓦；山东其次，为 3.60 万千瓦；广东、海南、上海、青海、山西、福建、浙江的光伏发电在建装机容量均超过了 1 万千瓦。

（二）风电、光伏发电投资主体情况

风电和光伏发电的投资主体情况有较大差别。风电的投资主体相对集中，主要是中央企业和部分风能资源丰富的地方国有发电投资企业。截至 2010 年 6 月底，全国并网风电装机容量超过 50 万千瓦的发电集团共有 10 个，并网装机容量共计 1668.97 万千瓦，占全国并网风电装机容量的 75.85%。其中，超过 200 万千瓦的发电集团有 3 个，分别为：中国国电集团公司、中国大唐集团公司和中国华能集团公司。

截至 2010 年 6 月底，在建风电装机容量超过 50 万千瓦的集团共有 7 个。其中，中国国电集团公司、中国华能集团公司和中国大唐集团公司的在建装机容量均超过了 150 万千瓦；中国神华集团公司、中国华电集团公司、中国广东核电集团有限公司、中国电力投资集团公司的在建装机容量在 50 万千瓦至 100 万千瓦之间。

目前，我国光伏发电还处于试验、探索阶段，投资建设项目规模小，投资主体呈多元化发展态势。截至 2010 年 6 月底，中国节能环保集团公司和江苏中能硅业科技发展有限公司的已并网光伏发电装机容量均达到了 2 万千瓦。已并网的光伏发电项目中，装机容量最大的是江苏中能硅业科技发展有限公司投资的徐州协鑫光伏发电有限公司 2 万千瓦光伏发电项目。甘肃省电力投资集团公司、海南省发展控股有限公司的光伏发电在建容量均达到了 2 万千瓦。在建项目中，规模较大的有海南临高 2 万千瓦光伏并网发电示范工程和山东济宁 1.8 万千瓦十里营光伏电站。

（三）风电、光伏发电上网电价及补贴情况

由于定价机制、工程造价水平不同，全国范围内不同省份、同一省份不同项目之间风电、光伏发电上网电价存在一定的差异。

2009 年 8 月 1 日之前核准的风电项目，既有采用特许权招标定价机制也有采用政府核定电价机制；2009 年 8 月 1 日以后核准的风电项目，在四类资源区新建的陆上项目统一执行所在风能资源区的风电标杆上网电价。目前，风电上网电价最高的项目是国电龙源电力集团股份有限公司地处浙江省的临海风力发电厂及苍南风力发电厂，均为 1.4040 元/千瓦时。

光伏发电由于国家尚未出台统一的电价政策，一般由地方政府根据项目情况确定。在已核准的光伏发电项目中，上网电价最高的是上海前卫村光伏电站，为 6.4436 元/千瓦时；最低的是中国广东核电集团有限公司的甘肃省敦煌光伏发电项目，为 1.0928 元/千瓦时。

据本次调查显示，风电和光伏发电电价补贴政策执行情况基本良好，国家发改委和国家电监会联合公布的 2009 年 1-6 月及 2009 年 7-12 月可再生能源电价补贴名单中的风电及光伏发电项目基本上都

获得了相应的电价补贴。

（四）风电、光伏发电接入系统建设情况

由于国家出台了可再生能源发电接入系统建设补贴政策，提高了电力企业投资风电、光伏发电接入系统建设的积极性，风电和光伏发电接入系统投产规模快速增长。

截至 2010 年 6 月底，本次调查涉及到的风电接入系统工程线路长度为 10326 公里，变电容量为 3898 万千伏安。

分电压等级看，330 千伏、220 千伏、110 千伏、66 千伏及以下线路长度分别为 666 公里、4202 公里、3733 公里、1725 公里，分别占风电接入系统工程总线路长度的 6.45%、40.69%、36.15%、16.71%；变电容量分别为 504 万千伏安、1765 万千伏安、1229 万千伏安、399 万千伏安，分别占风电接入系统工程总变电容量的 12.93%、45.29%、31.54%、10.24%。

分区域看，华北区域以 220 千伏及 110 千伏电压等级为主，东北区域以 220 千伏及 66 千伏为主，西北区域以 330 千伏及 110 千伏为主；华东、华中、南方区域以 110 千伏为主。分省份看，内蒙古的接入系统规模最大，以 220 千伏电压等级为主，线路长度为 2453 公里，变电容量为 861 万千伏安。各区域、各省份风电接入系统工程分电压等级情况详见附表 5、附表 6。

从风电接入系统工程的投资主体来看，在本次调查涉及到的 494 个风电接入系统工程中，电网企业出资建设项目 213 个，线路长度 4444 公里，变电容量 1914 万千伏安，占风电接入系统工程总项目数、线路长度、变电容量的比例分别为 43.12%、43.04%、49.10%；发电企业出资建设项目 278 个、线路长度 5698 公里、变电容量 1961 万千伏安，占风电接入系统工程总项目数、线路长度、变电容量的比例分

别为 56.28%、55.18%、50.31%；电网企业和发电企业共同出资建设项目 3 个、线路长度 184 公里、变电容量 23 万千伏安，占风电接入系统工程总项目数、线路长度、变电容量的比例分别为 0.61%、1.78%、0.59%。详细情况见附表 7。

分区域看，华中、华东区域电网企业出资建设项目比例较高，均超过了 70%；华北、东北区域比例较低，均在 30%左右。分省份看，北京、天津、山西、上海、江苏、安徽、江西、湖北、广西、海南、重庆、贵州等省份的接入系统工程全部由电网企业出资建设，黑龙江、山东、浙江、内蒙古、辽宁、新疆电网区域的接入系统工程全部或大部分由发电企业出资建设。各区域、各省份风电项目接入系统工程投资主体情况见附表 8、附表 9。

光伏发电项目接入系统工程规模相对较小，共计线路长度 134 公里，变电容量 22 万千伏安，主要电压等级为 35 千伏。其中，发电企业投资建设的线路长度为 109 公里，占 81.34%；变电容量为 19 万千伏安，占 86.36%。分省份看，宁夏、甘肃、山东的规模较大，线路长度均超过了 29 公里，变电容量均超过了 3.7 万千伏安。

（五）风电、光伏发电上网电量收购情况

2009 年，风电及光伏发电上网电量为 256.15 亿千瓦时，占全国全口径发电量的 0.70%，其中，风电 256.10 亿千瓦时，光伏发电 0.0560 千瓦时。2010 年 1 至 6 月份，风电及光伏发电总上网电量为 223.05 亿千瓦时，其中，风电 222.54 亿千瓦时，光伏发电 0.5176 亿千瓦时。

分区域看，2010 年 1 至 6 月，华北区域风电上网电量最多，为 94.72 亿千瓦时，占全国风电总上网电量的 42.56%；东北区域风电上网电量 70.48 亿千瓦时，占 31.67%；华中区域上网电量 2.10 亿千瓦时，比重最少，仅占 0.95%。西北区域光伏发电上网电量最多，为

0.3064 亿千瓦时，占全国光伏发电总上网电量的 59.20%；华东区域上网电量为 0.1679 亿千瓦时，占 32.44%；东北、华中没有光伏发电上网电量。具体情况见图 3、图 4 所示。

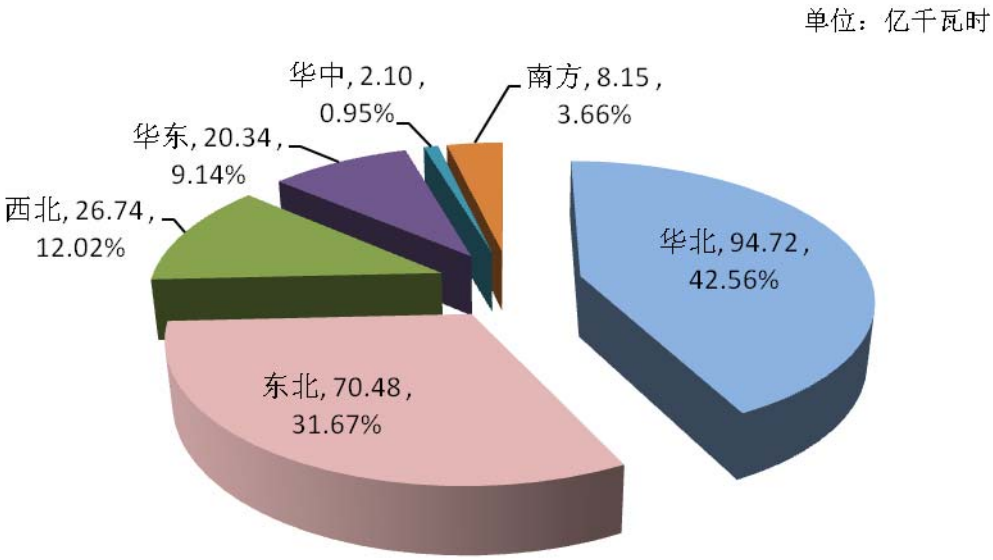


图 3　2010 年 1 至 6 月风电上网电量分区域情况

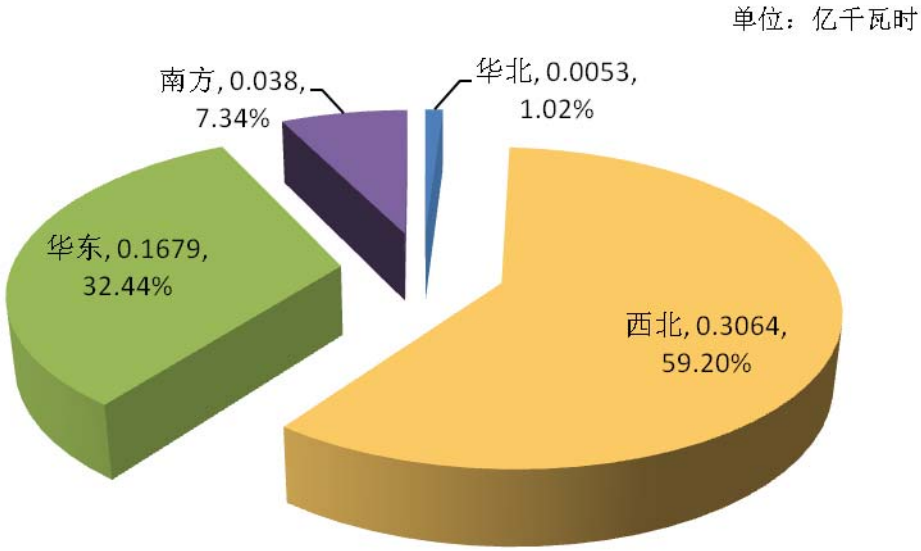


图 4　2010 年 1 至 6 月光伏发电上网电量分区域情况

分省份看，2010 年 1 至 6 月，内蒙古风电上网电量最多，为 71.83 亿千瓦时，占全国风电上网电量的 32.28%；河北、辽宁的风电上网电量均超过了 22 亿千瓦时，占全国风电上网电量比例均超过了 10%。宁夏光伏发电上网电量最多，为 0.2768 亿千瓦时，占全国光伏发电总上网电量的 53.49%；江苏光伏发电上网电量占全国的比例也较高，达 24.67%。

已并网的风电和光伏发电设备受电网安全等因素影响而可能存在未能上网的电量，本次调查对这部分电网未收购电量进行了统计。2010 年 1 至 6 月，风电未收购电量为 27.76 亿千瓦时，光伏发电没有未收购电量。分区域看，华北、东北未收购风电电量较多，华北区域未收购风电电量为 15.88 亿千瓦时，占全国总未收购电量的 57.20%，高于其上网电量全国占比 14.64 个百分点；东北区域未收购风电电量为 10.64 亿千瓦时，占全国总未收购电量的 38.33%，高于其上网电量全国占比 6.66 个百分点。分省份看，内蒙古未收购风电电量最多，为 21.01 亿千瓦时,占全国总未收购电量的 75.68%，高于其上网电量全国占比 43.40 个百分点；吉林未收购风电电量为 2.60 亿千瓦时；河北、甘肃、黑龙江在 2009 年 1 月到 2010 年 6 月期间未收购风电电量均在 3 亿千瓦时左右。

二、监管评价

（一）近年来风电、光伏发电总体呈较快发展态势

在国际能源和环境约束的大背景下，各方对风电、光伏发电发展的认识水平不断提高，重视程度日益加强。国家从战略层面上确定了风电等可再生能源发展方向，并制定了可再生能源产业发展规划和相应的政策措施；各地方政府切实按照国家可再生能源发展战

略，制订本省份的风电、光伏发电发展规划和实施方案；发电企业投资风电、光伏发电的积极性不断提高，风电和光伏发电的比例不断上升；电网企业在电网规划、并网接入和电量收购等方面积极为风电、光伏发电的发展创造良好条件，促进了风电和光伏发电的健康发展。

与此同时，鼓励可再生能源发展的政策措施不断完善，为风电、光伏发电的发展创造了良好环境。《可再生能源法》的出台为风电、光伏发电的发展奠定了法律基础；可再生能源价格全国分摊政策、可再生能源增值税减半征收政策切实提高了风电、光伏发电企业的经营效益；可再生能源接入系统建设及补偿政策、上网电量全额收购政策为风电、光伏发电发展提供了支持和保障；可再生能源特许权招标制度、金太阳示范工程等措施为风电、光伏发电发展注入了强大动力。

在一系列政策措施的推动和激励下，各方投资风电、光伏发电的积极性大大增加，风电、光伏发电呈现快速增长的态势。预计 2010 年底全国风电总并网装机容量将达到 3000 万千瓦左右，全国光伏发电总并网装机容量将达到 25 万千瓦左右。

（二）风电、光伏发电仍有发展空间

虽然风电、光伏发电装机容量连续快速增加，但目前尚处在起步阶段，在电源结构中所占的比例还很低。截至 2010 年 6 月底，全国已并网的风电和光伏发电装机容量仅占全国装机容量的 2.46%；2010 年 1 至 6 月风电和光伏发电上网电量仅占全国发电量的 0.7%左右。根据我国 2007 年制定的《可再生能源中长期发展规划》，全国陆地和近海的可利用风电资源共计约 10 亿千瓦，三分之二的国土面积年日照小时数在 2200 小时以上，年太阳辐射总量大于每平方米 5000 兆焦。

因此，风电、光伏发电仍有很大的发展潜力。

（三）风电、光伏发电并网接入和电量收购相关服务水平不断提高

电网企业深入研究风电和光伏发电的技术特点，分析发电接入对电网运行的影响，并在此基础上研究制订相应的技术规定和服务管理流程，不断规范和提高风电、光伏发电并网发电的服务水平。例如，南方电网公司制定了《南方电网公司支持新能源发展若干意见》，内蒙古电力公司编制了《办理风电业务工作流程指南》，安徽省电力公司制订了《安徽省电力公司可再生能源发电全额上网管理办法（试行）》等。

电网企业总体上能够在确保电网安全稳定运行的前提下，优先调度风电、光伏等可再生能源发电，全额收购风电、光伏发电上网电量，并认真贯彻执行上网电价政策及电价附加调配政策，与风电、光伏发电企业及时足额结算电费，确保了发电企业的利益和资源的充分利用。

风电、光伏发电的购售电合同和并网调度协议签订情况总体良好，基本上做到了并网有协议，交易有合同，有效地保障了发电企业的合法权益。

三、存在问题

（一）风电发展规划和投资立项的统筹性有待进一步加强

一是部分地区存在大规模风电难以消纳的问题。在部分风电资源比较丰富的地区，风电发展规划侧重于资源规划，缺乏具体的风电送出和风电消纳方案，大规模风电送出消纳的矛盾日益突出。蒙西电网的风电资源丰富，2010 年 6 月底，已并网和在建风电装机已分别达

到 489 万千瓦和 85 万千瓦，上网电量除部分由本地消纳外，其余电量需要外送华北电网。但是，随着河北张家口、承德地区大规模风电装机的陆续投产，华北电网也面临着本地风电消纳问题，从而使蒙西的风电消纳问题更加突出。2010 年 6 月底，甘肃酒泉规划建设的 1000 万千瓦级风电基地已并网近 100 万千瓦，在酒泉及河西地区已经无法完全消纳，大部分需要送到兰州负荷中心消纳。预计 2010 年甘肃全省统调范围内最大负荷 1000 万千瓦左右，而 2010 年底酒泉风电基地建成装机容量将达到 500 万千瓦左右，远远超过了酒泉及河西地区的用电需求；2015 年酒泉风电基地发电量预计将达到 250 亿千瓦时左右，在甘肃乃至西北电网都难以消纳，但是向网外输送的消纳市场及其配套电网建设目前均未明确。吉林白城地区电网网架较薄弱，外送能力有限，由于地区负荷较低，风电无法完全就地消纳，风电企业发电经常受到限制，如，大唐吉林大通风电场 2009 年未能上网电量 1488 万千瓦时，占全年上网电量的 14.7%，影响利用小时 300 小时。

二是部分项目电源建设和电网建设的协调有待加强。由于风电项目前期工作流程相对简单，核准进度快，建设周期相对较短，而电网接入系统在项目审查、方案确定及工程建设方面相对复杂，致使接入系统工程与风电场建设难以同步完成。例如，内蒙古蒙电华能热电公司乌力吉木仁风场一期、额尔格图风场一期、白云风场一期预计 2010 年底投产，但是由于其接入系统至今未取得审查意见，风电无法按时送出。内蒙古地区风电资源需通过西电东送通道送往京津唐地区，但现有两条通道容量有限，只能解决少量风电的送出，内蒙古送出第三条通道 2006 年就已经开始规划，但至今仍未开工。

三是个别地区风电与其它电源发展不配套。东北区域火电机组中

的供热机组比例较高（如吉林省为 72%），其在冬季供暖期基本不具备调峰能力，而可以启停调峰的中小型火电机组已逐步关停，抽水蓄能电站、燃气机组建设相对迟缓，在电网调峰能力严重不足的情况下，为保障电网安全和居民采暖，电力调度机构不得已在低谷时段采取限制风电出力的措施。蒙西电网风电装机容量已达到全网最高负荷的24.51%，在冬季供热期间和用电低谷时段，为确保电力系统安全运行，也不得不限制风电场的出力。

（二）风电、光伏发电的相关政策和激励机制有待进一步完善

目前，我国已制定了一系列政策法规和激励机制鼓励风电和光伏发电的发展，但政策体系的完整性及相关政策之间的协调性还有待加强。

一是光伏发电产业扶持政策尚需完善。国家层面上至今未出台光伏发电上网电价和项目建设的相关实施细则，制约了光伏发电产业的规模化发展。特别是对于作为未来光伏发电主要形式之一的接入配电网（用户侧）分布式光伏发电项目，目前还缺乏上网售电的政策支持，严重制约了小型光伏发电的投资积极性。

二是国家对风电等可再生能源发电接入系统工程投资、运行维护等方面的相关规定尚未完善，部分接入系统工程补贴不足影响了电网企业投资建设的积极性。风电项目一般远离负荷中心，其配套接入系统建设工程量大、投资高、线路利用率低，接入系统工程补贴政策的标准难以满足部分项目电网投资和运行维护的需要，影响了电力企业建设的积极性。例如，上海市电力公司出资 6528 万元建设的东海大桥海上风电项目接入系统工程，按目前电价补贴政策，需要 32 年以上才能收回静态投资。调查显示，黑龙江、山东、浙江、内蒙古、辽

宁、新疆的全部或大部分风电场接入系统工程由发电企业出资建设，部分风电企业还负责接入系统工程的运行维护，不利于系统的安全管理。

三是风电、光伏发电电费补贴不及时。风电、光伏发电电费补贴往往大大滞后于电量上网时间，导致发电企业不能及时获得相应的电价补贴，影响企业的经营效益，部分规模较小的发电企业甚至出现流动资金周转困难的现象。

四是个别历史遗留问题仍待解决。2006 年以前批准建设的风电等可再生能源发电项目不享受《可再生能源电价附加收入调配暂行办法》中规定的电价补贴，增加了企业的经营负担。如上海崇明、南汇、奉贤海湾风电场及浙江临海、苍南风电场，这些项目都是 2006 年以前投产的，上网电价较高且不享受可再生能源附加资金补偿，增加了电网企业的购电成本。

（三）风电、光伏发电并网接入和运行管理有待进一步规范和完善

调查发现，目前风电、光伏发电并网接入系统存在以下两个方面的问题：

一是风电接入系统缺乏明确的定义导致各方有不同的理解。有的认为是风电场升压变电站以及从升压变电站至电网侧进线第一基塔之间的线路；有的认为是风电场出线第一基塔至电网侧进线第一基塔之间的线路；有的认为是风电场出线第一基塔至电网侧进线第一基塔之间的线路以及电网侧进线间隔。由于理解上的不同容易导致接入系统建设过程中的分歧以及统计口径的不一致。

二是风电、光伏发电并网接入和调度管理的有关标准和规定需要

根据风电、光伏发电的特点进一步规范和完善。目前风电场并网方面没有国家级标准，为解决风电机组低电压穿越、吸收无功以及安全稳定等突出问题，国家电网公司出台了《国家电网公司风电场接入电网技术规定》，要求风电场满足相关技术标准并进行技术改造后才能入网，此规定在一定程度上规范了风电接入工作，但该标准是企业标准，不是国家标准，容易引发网厂矛盾。

（四）风电、光伏发电的规模发展对电网安全稳定运行的影响不断加大

风电、光伏发电具有间歇性、随机性的特点，风电还有反调峰特点，对系统潮流控制、辅助服务调用、短路电流控制、电能质量保证等都提出了新的挑战。目前，由于风功率预测系统不完善，基础数据缺乏，准确度不高，电网企业无法根据预测的风力功率制定日前计划，运行方式的安排上存在着很大的不确定性。甘肃西北部的酒泉地区处于甘肃电网的末端，并入大量风电后，实际运行中面临着暂态稳定等各类稳定问题和调峰困难；2009 年福建电网最大峰谷差已达到 636 万千瓦，部分大型火电机组在实际运行中的调峰深度已达到60%左右，处于深度调峰状态，接近或达到机组调峰能力技术极限，随着“十二五”期间风电等继续大规模投运，对系统调峰要求更加苛刻，将进一步加大电网调峰的压力。

四、整改要求

（一）风电、光伏发电企业与电网企业应加强并网消纳的衔接工作

风电、光伏发电企业应高度重视发电并网消纳工作，在开展发电项目前期工作阶段，要主动与电网企业进行衔接，研究提出切实可行

的发电项目送出和消纳方案，并报请政府主管部门确认。电网企业在具体受理风电、光伏发电项目接入系统并网申请时，要按照电网发展规划和风电、光伏发电发展规划的要求，认真做好发电项目输送线路、网架结构和落点等方面的相关准备工作，加大电网改造力度，完善网架结构，做好接入系统工程的可行性研究，择优制订接入系统方案，积极为风电、光伏发电企业提供并网服务工作，确保发电项目及时并网运行。发电企业和电网企业要加强沟通和协调，共同推动风电、光伏发电建设的协调发展。

（二）电力企业要切实做好风电、光伏发电并网运行相关工作，确保系统安全稳定运行

电网企业要进一步加强风电、光伏发电并网对电网安全稳定运行影响的研究，在接入系统的审查、接入电网有关电气设备的试验和验收等方面严格执行相关技术标准和规范，与获得核准、满足相关技术管理规定、符合并网接入条件的发电企业及时协商签订并网调度协议和购售电合同。认真做好风电、光伏发电并网后的负荷预测和电力系统稳定分析工作，合理安排运行方式，提高调度管理水平，保障电力系统安全稳定运行。

风电企业应加强机组的管理工作。做好风电功率预测，完善自动化和通信系统，做好机组的日常维护工作，为机组的稳发满发提供保障。

（三）电网企业要严格执行可再生能源收购有关规定

电网企业要严格按照《可再生能源法》等法律法规的要求，在确保电网安全稳定运行的条件下，根据国家价格主管部门批复上网电价及相关规定收购上网电量，严格执行风电、光伏发电上网电价政策，

做好电价附加调配工作，及时足额结算电费。

五、监管建议

（一）进一步加强科学规划，促进风电、光伏发电协调、有序发展

根据国家可再生能源发展战略和《可再生能源中长期发展规划》，进一步完善各地区风电、光伏发展规划，针对风电和光伏发电的特点，统筹考虑能源资源、电源结构、受电市场、输电廊道、电网建设、电网运行等因素，因地制宜发展风电等可再生能源发电，做到电源与资源、电源与电网、电源与电源、电源与用户之间的和谐发展。在风能和太阳能资源条件较好的地区建设大规模发电基地，应充分考虑电网的网架结构和消纳能力，认真做好风电、光伏发电规划和电网规划的衔接工作，促进风电、光伏发电建设与电网建设协调发展，维护电力系统安全稳定运行。对于靠近负荷中心周围的资源，应遵循因地制宜、实事求是的原则，从有利于节能减排、有利于增强电力供应能力的角度出发，发展分布式电源，就近接入配网。同时要进一步理顺中央与地方风电项目核准管理体制，使风电开发利用规范化、布局合理化，避免随意无序开发。

（二）进一步完善价格财税政策，健全风电、光伏发电激励机制

由于风电、光伏发电的各项技术仍是发展中的技术，建设成本较高，其在市场中的经济竞争力较弱，需要继续加大政策扶持力度，促进风电、光伏发电的持续健康发展。一是要研究通过征收能源税或碳税的方式，建立稳定持续的支持风电、光伏发电发展的补贴资金来源；二是加强支持风电、光伏发电发展的财税政策研究，使风电、光伏发电发展与促进地方经济发展紧密结合，形成促进区域经济发展的优势

产业；三是进一步完善电价补偿机制，提高风电、光伏发电电价补贴的时效性，科学制定风电、光伏发电接入系统工程造价的补偿标准；四是进一步完善光伏发电电价政策，出台科学合理的光伏发电上网电价政策；五是高度重视并大力鼓励商业模式创新，支持企业面向市场，创新商业模式。

（三）进一步抓好并网和运行管理，适应风电、光伏发电规模发展的需要

一是组织开展风电、光伏发电并网接入、安全运行有关问题的研究，制定相关技术标准，降低风电、光伏发电对电力系统安全稳定运行的不利影响。

二是要进一步做好风电和光伏发电并网安全性评价、辅助服务补偿管理工作、风电和光伏发电调度管理等工作，从制度上提升对风电、光伏发电并网及运行的监管力度。

附表

附表 1　各区域风电装机容量和上网电量情况

单位：万千瓦、亿千瓦时

区域	已并网容量		建成未并网容量		在建容量	上网电量		未收购电量	
	2009 年底	2010 年 6 月底	2009 年底	2010 年 6 月底	2010 年 6 月底	2009 年全年	2010 年 1 至 6 月	2009 年全年	2010 年 1 至 6 月
全国	**1751.96**	**2200.37**	**4.96**	**76.36**	**1589.62**	**256.10**	**222.54**	**27.60**	**27.76**
华北	671.25	850.79			539.57	97.80	94.72	17.32	15.88
东北	583.98	753.76		27.43	300.30	85.41	70.48	8.48	10.64
西北	246.26	284.21		38.93	496.40	33.06	26.74	1.81	1.24
华东	166.80	193.25		1.50	130.21	26.92	20.34		
华中	14.14	24.07			17.97	2.38	2.10		
南方	69.53	94.29	4.96	8.50	105.17	10.52	8.15		

附表 2　各区域光伏发电装机容量和上网电量情况

单位：万千瓦、亿千瓦时

区域	已并网容量		建成未并网容量		在建容量	上网电量	
	2009 年底	2010 年 6 月底	2009 年底	2010 年 6 月底	2010 年 6 月底	2009 年全年	2010 年 1 至 6 月
全国	**3.19**	**13.30**	**0.20**	**0.16**	**21.03**	**0.0560**	**0.5176**
华北	0.02	0.13			5.91		0.0053
东北					0.50		
西北	2.18	7.13			5.55	0.0253	0.3064
华东	0.58	3.72			4.41	0.0302	0.1679
华中		0.22		0.12	0.45		
南方	0.40	2.10	0.20	0.04	4.21	0.0005	0.0380

附表 3　各省份风电装机容量和上网电量情况

单位：万千瓦、亿千瓦时

省 份	已并网容量		建成未并网容量		在建容量	上网电量		未收购电量	
	2009 年底	2010 年 6 月底	2009 年底	2010 年 6 月底	2010 年 6 月底	2009 年全年	2010 年 1 至 6 月	2009 年全年	2010 年 1 至 6 月
全　国	**1751.96**	**2200.37**	**4.96**	**76.36**	**1589.62**	**256.10**	**222.54**	**27.60**	**27.76**
北京市	4.95	11.40			3.60	1.17	1.59		
天津市					7.55				
河北省	135.80	206.75			258.40	23.33	23.02	2.64	0.61
山西省	12.45	32.10			66.40	2.01	3.12		
内蒙古	592.18	700.27		14.53	227.10	84.70	71.83	19.86	21.01
其中：蒙西	431.56	489.47			84.15	59.71	52.53	14.68	15.27
蒙东	160.62	210.80		14.53	142.95	24.99	19.30	5.18	5.74
辽宁省	172.47	227.80		4.95	74.40	25.37	22.84	0.23	0.64
吉林省	132.85	152.50			39.90	20.09	14.26	1.94	2.60
黑龙江省	118.05	162.67		7.95	43.05	14.97	14.08	1.13	1.66
上海市	4.84	14.14			17.44	0.73	0.58		
江苏省	94.38	110.13			41.85	14.10	11.51		
浙江省	21.86	23.26		1.50	10.73	3.41	2.28		
安徽省					24.75				
福建省	45.73	45.73			35.45	8.69	5.97		
江西省	6.30	8.40				1.07	0.94		
山东省	86.49	111.07			119.47	11.58	14.46		
河南省	4.88	4.88			3.48	0.99	0.53		
湖北省	1.36	4.36			7.18	0.23	0.29		
湖南省	0.33	3.80			4.95	0.02	0.16		
广东省	55.83	60.79	4.96	8.50	69.77	7.61	5.25		
广西区					4.95				
海南省	5.82	15.72			9.60	0.87	1.04		
重庆市	1.28	2.64			0.77	0.06	0.18		
四川省					1.60				
贵州省					9.45				
云南省	7.88	17.78			11.40	2.04	1.86		
陕西省					59.70				
甘肃省	104.11	119.11		36.00	409.95	11.53	9.38	1.81	1.24
宁夏区	53.67	66.72				7.59	6.21		
新疆区	88.48	98.38		2.93	26.75	13.94	11.15		

附表 4　各省份光伏发电装机容量及上网电量情况

单位：万千瓦、亿千瓦时

地　域	已并网容量		建成未并网容量		在建容量	上网电量	
	2009 年底	2010 年 6 月底	2009 年底	2010 年 6 月底	2010 年 6 月底	2009 年全年	2010 年 1 至 6 月
全　国	**3.19**	**13.30**	**0.20**	**0.16**	**21.03**	**0.0560**	**0.5176**
山西省					1.50		
内蒙古	0.02	0.02			0.81		
吉林省					0.50		
上海市	0.21	0.92			1.77	0.0254	0.0329
江苏省	0.25	2.55				0.0025	0.1277
浙江省	0.12	0.25			1.14	0.0022	0.0072
安徽省					0.20		
福建省					1.30		
江西省					0.41		
山东省		0.11			3.60		0.0053
湖北省		0.22		0.12	0.04		
广东省	0.10	0.10		0.04	2.21		
海南省					2.00		
云南省	0.30	2.00	0.20			0.0005	0.0380
甘肃省	0.15	1.10			3.95	0.0057	0.0296
青海省					1.60		
宁夏区	2.03	6.03				0.0196	0.2768

附表 5　各区域风电接入系统工程分电压等级情况

单位：公里、万千伏安

电压等级	全　国		华北区域		东北区域		西北区域		华东区域		华中区域		南方区域	
	线路长度	变电容量	线路长度	变电容量	线路长度	变电容量	线路长度	变电容量	线路长度	变电容量	线路长度	变电容量	线路长度	变电容量
合计	**10326**	**3898**	**3976**	**1517**	**2950**	**991**	**1550**	**776**	**915**	**298**	**127**	**23**	**807**	**293**
330 千伏	666	504					666	504						
220 千伏	4202	1765	2309	1039	1514	656	164	45	215	25				
110 千伏	3733	1229	1507	466	212	51	601	212	567	240	127	23	718	237
66 千伏及以下	1725	399	160	12	1224	283	119	15	134	33			89	56

附表 6　各省份风电接入系统工程分电压等级情况

单位：公里、万千伏安

省份	合计		330 千伏		220 千伏		110 千伏		66 千伏及以下	
	线路长度	变电容量	线路长度	变电容量	线路长度	变电容量	线路长度	变电容量	线路长度	变电容量
全国	**10326**	**3898**	**666**	**504**	**4202**	**1765**	**3733**	**1229**	**1725**	**399**
北京市	9	15					9	15		
天津市	56	46					41	36	15	10
河北省	1224	591			750	443	474	147		1
山西省	123	35					123	35		
内蒙古	2453	861			2125	741	256	90	72	30
其中：蒙西	1737	592			1464	501	256	90	17	1
蒙东	715	269			661	240			55	29
辽宁省	848	301			269	135	9	5	571	161
吉林省	674	219			400	173	39	6	235	40
黑龙江省	712	202			184	109	165	40	364	53
上海市	100	110					68	97	32	13
江苏省	324				125		200			
浙江省	129	33					41	15	88	18
安徽省	90	25			90	25				
福建省	272	130					258	128	14	1
江西省	20	13					20.1	12.6		
山东省	826	238			95	95	603	143	128	
河南省	29	6					29	6		
湖北省	50						50			
湖南省	18						18		0	
广东省	636	225					547	169	89	56
广西区	25						25			
海南省	57	28					57	28		
重庆市	11	5					11	5		
贵州省	31						31			
云南省	58	41					58	41		
陕西省	47	5					47	5		
甘肃省	845	569	666	504			179	65		
宁夏区	208	40					89	25	119	15
新疆区	450	162			164	45	286	117		

附表 7　各投资主体建设风电接入系统工程规模分电压等级情况

单位：公里、万千伏安

电压等级	全国风电接入系统工程		电网企业出资		发电企业出资		电网和发电企业共同出资	
	线路长度	变电容量	线路长度	变电容量	线路长度	变电容量	线路长度	变电容量
合计	**10326**	**3898**	**4444**	**1914**	**5698**	**1961**	**184**	**23**
330 千伏	666	504	626	480	40	24		
220 千伏	4202	1765	1648	770	2393	977	160	18
110 千伏	3733	1229	1771	580	1937	644	24	5
66 千伏及以下	1725	399	399	84	1327	316		

附表 8　各区域风电接入系统工程投资主体情况

单位：个、%

区域	接入系统工程项目个数	电网企业出资		发电企业出资		电网和发电企业共同出资	
		项目个数	所占本区域比例	项目个数	所占本区域比例	项目个数	所占本区域比例
全国	**494**	**213**	**43.12**	**278**	**56.28**	**3**	**0.61**
华北	147	45	30.61	102	69.39		
东北	158	51	32.28	107	67.72		
西北	67	40	59.70	25	37.31	2	2.99
华东	61	44	72.13	17	27.87		
华中	12	10	83.33	2	16.67		
南方	49	23	46.94	25	51.02	1	2.04

附表 9　各省份风电接入系统工程投资主体情况

单位：个、%

省份	接入系统工程项目个数	电网企业出资		发电企业出资		电网和发电企业共同出资	
		项目个数	所占本省份比例	项目个数	所占本省份比例	项目个数	所占本省份比例
全国	**494**	**213**	**43.12**	**278**	**56.28**	**3**	**0.61**
北京市	1	1	100.00				
天津市	2	2	100.00				
河北省	44	35	79.55	9	20.45		
山西省	7	7	100.00				
内蒙古	101	23	22.77	78	77.23		
其中：蒙西	55			55	100.00		
蒙东	46	23	50.00	23	50.00		
辽宁省	53	11	20.75	42	79.25		
吉林省	22	17	77.27	5	22.73		
黑龙江省	37			37	100.00		
上海市	9	9	100.00				
江苏省	15	15	100.00				
浙江省	11			11	100.00		
安徽省	5	5	100.00				
福建省	21	15	71.43	6	28.57		
江西省	3	3	100.00				
山东省	38			38	100.00		
河南省	2	1	50.00	1	50.00		
湖北省	4	4	100.00				
湖南省	2	1	50.00	1	50.00		
广东省	34	13	38.24	20	58.82	1	2.94
广西区	1	1	100.00				
海南省	5	5	100.00				
重庆市	1	1	100.00				
贵州省	2	2	100.00				
云南省	7	2	28.57	5	71.43		
陕西省	3	1	33.33	2	66.67		
甘肃省	34	30	88.24	4	11.76		
宁夏区	9	7	77.78	2	22.22		
新疆区	21	2	9.52	17	80.95	2	9.52