中国大规模可再生能源发电并网的保障政策研究

国家发改委能源研究所

2010 年 10 月

目录

0 前言 1

1. 现有可再生能源发电并网政策及实施效果评价 3

1.1 现有可再生能源发电相关政策的综述分析 3
1.1.1 可再生能源发电优先上网政策 3
1.1.2 可再生能源发电分类电价 7
1.1.3 可再生能源的费用分摊机制 11
1.1.4 可再生能源的电网建设补贴 14
1.1.5 可再生能源发电配额 16
1.2 现有可再生能源发电并网政策实施评价 17
1.2.1 可再生能源发电政策实施效果 17
1.2.2 可再生能源发电并网政策特点和存在的问题 18

2. 未来可再生能源电力大规模并网的困难和挑战 19

2.1 风电功率特性影响电力系统运行 19
2.2 风电功率特性加大等效负荷峰谷差 21
2.3 电源结构影响电网调峰能力 25
2.4 风电发展面临大规模远距离外送 27
2.5 区域电网风电消纳问题突出 29
2.6 技术支撑体系仍很薄弱 30
2.7 电力市场发展尚不完善 31

3. 国外大规模可再生能源发电并网的保障政策分析 31

3.1 国外电力系统及风电并网现状 31
3.1.1 欧洲电力系统及风电并网现状 31
3.1.2 美国电力系统及风电并网现状 34
3.2 国外风能发展中长期规划及电网保障措施 37
3.2.1 欧盟中长期风电发展规划及电网保障措施 37
3.2.2 美国 2030 年风电发展规划及保障措施 41
3.3 国外电网适应风电大规模发展的经验总结 43
3.3.1 同步电网是实现风电大规模接入的重要保障 43
3.3.2 电源结构是决定电网容纳风电能力大小的重要因素 44
3.3.3 精确的功率预测是增加电网容纳风电能力的有效手段 45
3.3.4 在更大的区域或市场内调度运行是减小电网影响和接入成本的优化选择 46
3.3.5 分布式风电开发方式有助于风电并网 47
3.3.6 加强电力市场管理和经济激励政策制定是提高电网容纳风电能力的重要保障 47

4. 解决大规模可再生能源并网的保障政策建议 49

4.1 技术层面 50
4.1.1 加快部署风力发电系统功率短期预报技术，提高电网调度能力 50
4.1.2 制定完善并网技术标准，引导产业开发适应电网要求的装备 50
4.1.3 应允许放弃一定的边际电量，降低电网的总体调峰需求和成本 51

4.1.4 加强可调节电源建设和区域间电网连接，增强系统调节能力.....51
4.1.5 在集中开发资源的同时，也同时重视和支持分布式电源的发展.....52
4.1.6 加快储能等新兴能源技术的发展.....52
4.2 制度层面.....53
4.2.1 行政干预和政策激励相结合，经济高效达成发展目标.....53
4.2.2 实行接力调度，合理分配消纳成本，适度提高地方经济收益.....53
4.2.3 加大可再生能源发电项目建设管理，纳入电网建设规划.....53
4.2.4 建立系统的利益疏通和引导机制，特别是发挥价格杠杆的作用.....54
4.2.5 实现技术层面措施的相应鼓励手段.....55

0 前言

近年来，我国可再生能源产业进入快速发展时期，表现尤其突出的是风电和太阳能产业。风电自 2006 年后连续四年实现装机容量翻番，太阳能发电也开始起步，并网光伏市场在 2009 年启动，太阳能光伏和热水器制造业已迈入世界前列。我国政府已提出新的可再生能源发电目标，2020 年风电装机目标将从 2007 年确定的 3000 万 kW 提高到 1.5 亿 kW；2020 年太阳能发电装机目标也从过去规划的 180 万 kW 大幅提高到 2000 万 kW。为此，国家在 2008 年底规划了 7 个千万千瓦风电基地以及若干个百万千瓦风电基地，太阳能发电基地也在规划之中。这些风电和太阳能发电基地都是主要集中在风能、太阳能资源较为丰富的“三北”地区。

但是，风电和太阳能发电等可再生能源发电普遍具有随机性、间歇性、低容量系数的特点，而且我国风电和太阳能资源优良区又普遍处于远离电力负荷中心和主干电网的偏远地区。因而，这种大规模、集中式的风电和太阳能发电基地的开发，有赖于高电压、远距离的电力输送方式，除了需要大规模新建电力线路外，还需要从结构上改善电网内的调峰能力，从而对当地乃至整个区域电网的安全稳定运行带来了前所未有的技术和管理挑战。近年来随着风电装机总容量的扩大，风电接入电网以及电网接纳风电问题日渐显现，已经开始在东北等局部地区突出暴露出来。因此，保障大规模可再生发电并网已成为今后大规模开发利用可再生能源的重大任务。

中国已出台保障可再生能源发电并网的有关政策，但还存在着不少问题。《可再生能源法》明确规定电网必须全额收购可再生能源电力；2007 年颁布的《可再生能源中长期发展规划》规定，2020 年电网销售的电力中，必须有 3%来自可再生能源资源。可以说，我国已经为电网消纳可再生能源电力提出了严格的、强制性的总体要求。而在促进可再生能源发电并网的具体政策方面，目前仅有国家发展改革委于 2007 年初出台的、专门为可再生能源发电项目所建设的输电线路提供每千瓦时 1-3 分钱补贴的接网投资补贴政策。对于电网接纳风电等可再生能源的技术难点所带来的经济补偿和激励问题，我国尚没有出台具体政策。此外，国家也没有出台有关可再生能源发电并网的接入技术标准、可再生能源发电机组

相关技术标准，对风电、太阳能发电等可再生能源发电项目的发电出力预测预报也没有明确的指导意见。总之，当前可再生能源发电并网的政策框架主要关注对电网企业全额收购可再生能源电力的强制性要求方面，而缺乏为满足这种要求以及服从电网安全、稳定运行目的所应提供的保障政策措施。

为了更好地促进我国可再生能源的大规模开发，促进行业有序、健康发展，并为政府制定可再生能源发电接入电网政策提供参考和依据，在国家能源局新能源和可再生能源司的指导下和能源基金会的支持下，国家发展改革委能源研究所联合国网能源研究院、中国电科院、中国风能协会以及几家大型风电企业，于2009年6月至2010年5月期间联合开展了“中国大规模可再生能源发电并网的保障政策”研究。此项研究在研究国外促进可再生能源发电接入电网政策制定和实施经验的基础上，深入分析了我国大规模可再生能源发电所面临的发展形势、政策体制环境和所面临的主要问题，针对2020年前我国可再生能源发电的目标和任务，提出相应的接入电网方面的保障政策建议。根据目前我国可再生能源发电的发展形势，风电的并网问题和矛盾率先显现并日趋突出，已成为当前和今后制约风电发展的主要瓶颈。因此，在本研究中，以风电大规模发展的并网研究为重点。太阳能发电的大规模应用有两个方面：其一是荒漠电站，而我国太阳能荒漠电站的市场在2009年开始起步，其在今后5-10年的发展道路将类似于过去5年的风电产业，因此其并网问题的解决可以充分利用风电大规模发展并网的经验，其二是作为分布式能源系统的建筑结合光伏系统，其并网主要是接在低压侧配电网，其并网问题主要在于经济利益的调整。生物质发电系统的电力输出特性和煤电是比较类似的，其电力输出在一定程度上可控并可以参与调峰，因此在本报告中不需涉及。地热能发电规模小，海洋能发电上在研发阶段，在本报告中不需涉及。因此，本报告研究主要侧重于大规模风电并网问题。

1. 现有可再生能源发电并网政策及实施效果评价

1.1 现有可再生能源发电相关政策的综述分析

我国已经初步建立了支持可再生发电的政策框架，通过几年的实施，已经取得了一定的效果。主要政策有发电优先上网政策、分类电价政策、费用分摊政策、电网建设补贴政策、发电配额政策等。

1.1.1 可再生能源发电优先上网政策

1.1.1.1 政策演进

本节以风电为例，分析我国可再生能源发电的并网政策。风电并网政策共经历三个典型阶段。

（1）2003 年前，可再生能源发电处于并网政策缺失和弱化阶段，并网困难

我国从八十年代起开始实施若干阶段的电力体制改革。2002 年启动的电力体制改革的总体目标是：打破垄断，引入竞争，提高效率，降低成本，健全电价机制，优化资源配置，促进电力发展，推进全国联网，构建政府监管下的政企分开、公平竞争、开放有序、健康发展的电力市场体系；主要内容是：为在发电环节引入竞争机制，首先要实现“厂网分开”，将国家电力公司管理的电力资产按照发电和电网两类业务进行划分；其中发电环节按照现代企业制度的要求，将国家电力公司管理的发电资产直接改组或重组为规模大致相当的五个全国性的独立发电公司，逐步实行“竞价上网”，开展公平竞争；而电网环节分别设立国家电网公司和南方电网公司。

在电力部门改制为公司以后，电力企业基本按照商业模式运作，不再承担政府职能，因此企业相应不愿意再承担发展包括风电在内的可再生能源发电的公共义务。特别是“厂网分开”之后，发电环节实行竞价上网，而在当时可再生能源发电技术和经济核算体系下，风电发电成本高达 1 元/kWh 左右，而太阳能光伏发电的成本更是在 8 元/kWh 以上，加上可再生能源发电间歇性电源自身的缺点，使电源企业不愿去发展风电等可再生能源电力。而对于电网企业，从技术角度说，风电等可再生能源电力的接网增加了电网调度和运行的难度和工作量，从经济角

度说，既增加了接入线路的投入，可再生能源电力高电价又需要在省级电网内消化。而国家在可再生能源发电并网方面的规定原则性过强，不具备约束性。例如，1994 年原国家电力部规定，电网管理部门应允许风电场就近上网，并收购全部上网电量，上网电价按发电成本加还本付息、合理利润的原则确定，高出电网平均电价部分，其价差采取均摊方式，由全网共同负担；1999 年原国家计委和科技部明确了“可再生能源发电要优先上网和电网企业应当为可再生能源上网提供方便”的规定。因此，电网企业对可再生能源发电经常采取不合作的态度，拒绝接纳。这也是 2003 年前建设和能够顺利上网、正常运行的风电场，绝大部分是电网企业内部控股的风电场的主要原因。

（2）2003-2005 年，特许权招标制度为解决风电并网问题进行了有益的探索

为了促进风电的规模化发展和商业化经营、通过竞争机制提高风电的经济性、参考其他行业项目和国外风电场招标的实践经验，我国政府在 2002 年提出了风电场特许权招标的概念，并进行了充分研究。在 2002 年 12 月 10 日原国家计委对第一批特许权示范项目（江苏如东和广东惠来风电场）建议书的批复文件中，关于风电并网问题做出了如下规定：“项目公司与省政府指定的部门签订特许权协议，并同时与电网企业签订购售电合同。特许期为特许权协议正式签署并生效后 25 年”。特许权项目对解决风电并网问题的重要作用体现在：

- 政府对风电并网和售电做出了承诺保证；
- 风电场到电网的输电线路投资和建设由电网企业负责。而在特许权招标项目之前，接入系统的投资大都由风电企业负责。

（3）2006 年后，可再生能源法实施，明确规定实施强制上网和全额收购制度

2005 年 2 月，全国人大通过了可再生能源法。2006 年 1 月 1 日起，可再生能源法开始实施。根据法律条文，为了保证包括风电在内的可再生能源发电项目投资经营者的利益，我国实施可再生能源发电强制上网和全额收购政策——“电网企业应当与依法取得行政许可或者报送备案的可再生能源发电企业签订并网协议，全额收购其电网覆盖范围内可再生能源并网发电项目的上网电量，并为可再生能源发电提供上网服务”。该法律为风电等可再生能源并网提供了保障。在可再生能源法生效后的一周内，国家发改委又出台了《可再生能源发电有关管理

规定》，对可再生能源接网系统的建设责任和产权问题做出了明确规定：对大中型可再生能源发电项目，接入系统由电网企业投资，产权分界点为电站（场）升压站外第一杆（架）；对于小型可再生能源发电项目，则只提出接入系统原则上由电网企业投资建设的原则性规定。

实际上，可再生能源发电接网系统的建设责任和产权不明确问题，是以前可再生能源电力上网的难点之一，导致电网企业积极性不高。这迫使有些可再生能源发电企业自己或委托其他单位建设联网配套工程，且必须符合电网提出的各种要求，既增加了风电等可再生能源发电企业的投资成本，产权也并不明晰，也给电力监管部门和国家能源主管部门的管理增加了难度。《可再生能源发电有关管理规定》提出了明确的投资、建设责任和产权界定，是落实可再生能源法中提出的“强制上网制度”的基础。

此外，国家电监会在 2007 年 7 月颁布了《电网企业全额收购可再生能源电力监管办法》，除了重申电网企业必须全额收购可再生能源电力外，主要明确了在此方面的电力监管的职能部门、职责、措施等。2007 年 8 月，国家发改委等四部委颁布《节能发电调度办法（试行）》，其中提出：

- 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;
- 机组发电序位表：第一为无调节能力的风能、太阳能、海洋能、水能等可再生能源发电机组。

1.1.1.2 政策实施

2006 年后，得益于国家对可再生能源发电的优惠电价政策和强制性并网政策，可再生能源发电并网的经济性和制度性障碍基本消除，风电开发呈现规模发展的势头，太阳能发电、农林废弃物发电市场也开始起步。虽然由于建设周期差异的问题（风电场的建设周期短，如果风机能够按时供货和手续顺利，可以在短短几个月内完成电场建设，而电网的建设周期相对长一些），存在一些风电场的风电机组延迟一段时间并网的现象，但从总体看，法律和政策体系中关于可再生能源并网问题的规定，给电网企业赋予了社会责任和压力，促使电网企业在技术、运行管理上为接纳可再生能源电力做出了努力，并实质性地增加了接网的投资和建设。随着风电装机规模的不断增加，电网企业也在电网规划中开始将风电作为

必须考虑的电源进行电网的布局和规划，风电也自 2008 年开始被纳入到电力调度、电力平衡和电力行业的统计之中。总之，2006 年后，风电优先上网基本得到了保障，强制上网制度基本得以有效的实施。

1.1.1.3 政策走向

2009 年 6 月，全国人大启动了可再生能源法的修订工作，通过对社会公开征求意见，可再生能源法修正案于 2009 年 1 月 26 日获得通过，并于 2010 年 4 月 1 日开始实施。其中最主要的修正的条款即是针对可再生能源并网，而这一条曾在征求意见的过程中引起了广泛的争议。最显著的特征是将原先的“全额收购”改成“全额保障性收购制度”，具体条款修改是:

- 国务院能源主管部门会同国家电力监管机构和国务院财政部门，按照全国可再生能源利用规划,确定在规划期内应当达到的可再生能源发电量占全部发电量的比重,制定电网企业优先调度和全额收购可再生能源发电的具体办法,并由国务院能源主管部门会同国家电力监管机构在年度中督促落实。
- 电网企业应当与按照可再生能源开发利用规划建设，依法取得行政许可或者报送备案的可再生能源发电企业签订并网协议,全额收购其电网覆盖范围内符合并网技术标准的可再生能源并网发电项目的上网电量。发电企业有义务配合电网企业保障电网安全。
- 电网企业应当加强电网建设，扩大可再生能源电力配置范围，发展和应用智能电网、储能等技术，完善电网运行管理，提高吸纳可再生能源电力的能力，为可再生能源发电提供上网服务。

法律修正案草案公开甚至法律修正案颁布后，一种观点（主要是可再生能源发电企业持有的观点）认为政策是在倒退。但实际上，如何正确理解“全额保障性收购制度”成为分析政策走向的关键。之前的“强制上网、全额收购”的规定缺乏定量的指标，在风电等可再生能源电力规模不大的阶段，电网通过挖掘内部的潜力和加强省内、区域内网架建设，可以实现风电机组的全部并网和收购其所发出的全部电量。但是，由于我国风能、太阳能资源丰富区域、现有大型风电场开发区域过于集中，并且远离电力负荷区，在 2009 年初就已经开始出现电网无力全部接纳风电的现象。例如在吉林，冬季由于热电联产机组无法过多退出，而风

电容量在省级电网内的容量比例较高，出现了不得已限制风电出力的情况。如果不对跨省和区域电网加以改造和投入，随着风电发展规模的扩大，将会在更多的省份和地区出现不得已限制风电出力的情况，这样“全额收购”将无法落到实处。因此，解决问题的关键就不是 2003 年之前的电网企业的态度问题，而是如何通过有效的政策和制度设计以及必需的电网建设，在全国范围内消纳可再生能源电量。因此，迅速扩大的可再生能源发电市场，提出了完善风电并网政策的要求，即从定性的“全额收购”制度发展到定量化的“全额保障性收购制度”。

“全额保障性收购制度”的实施难点，在于如何确定年度的最低限额指标，包括指标的具体数额（若偏高，超过了可再生能源发电应有的发展速度，会刺激开发的无序，电网企业也难以完成任务；若偏低，则会为电网企业限制部分可再生能源发电厂出力提供借口）、承担指标任务的主体（省级电网、区域级电网，还是国网和南网）。尽管如此，在具体指标的压力和明确的目标下，电网企业会为接纳风电制定合适的电网建设规划，以达到规定的收购数额要求。因此，这样的政策对可再生能源未来的发展是有利的。同时，从电网企业的角度考虑，法律修正案也原则性地提出了发电企业配合电网企业保障电网安全的义务要求。

1.1.2 可再生能源发电分类电价

1.1.2.1 政策演进

以下以风电电价为重点，介绍我国可再生能源发电电价政策的历史演变。该项政策也经历了五个不同的历史阶段:

- 完全竞争上网的阶段。该阶段是可再生能源发电发展的初期阶段，即上世纪 90 年代初到 1998 年左右。由于可再生能源发电设备基本上是由国外援助资金购买的，上网电价很低，上网电价的收入仅够维持电场运行。例如 90 年代初期建成的新疆达坂城风电场，一直采用这种电价，上网电价的水平基本上与燃煤电厂持平，不足 0.3 元/kWh;
- 审批电价阶段。这是可再生能源发电电价的“春秋战国”时代，即 1998 年左右到 2003 年。上网电价由各地价格主管部门批准，报中央政府备案，这一阶段的价格五花八门，最低的仍然是采用竞争电价，与燃煤电厂的上网电价相当，为 0.2-0.4 元/kWh，而最高上网电价超过 1 元/kWh，例

如浙江的括苍山风电场上网电价高达 1.2 元/kWh（见图 2-2）。为约束电力成本上升，降低电价，2001 年原国家计委决定对核算上网电价的具体方法作适当调整，在当年发布的“国家计委关于规范电价管理有关问题的通知”（计价格[2001]701 号）文件中，要求发电项目按经营期核算平均上网电价;

- 招标和审批电价并存阶段。这是可再生能源项目电价尤其是风电电价的“双轨制”阶段，即从 2003 年到 2005 年。这一阶段与前一阶段的分界点是首期特许权招标，出现招标电价和审批电价并存的局面，即国家组织的大型风电场采用招标的方式确定电价，到 2005 年底共开展了 3 轮招标，而在省（市、区）级项目审批范围内的项目，仍采用的是审批电价的方式;
- 招标加核准方式阶段。第四阶段是在 2006-2009 年，主要标志是 2006 年 1 月可再生能源法生效和《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》等有关政策的出台。根据国家有关政策规定: 风电电价通过招标方式产生，电价标准根据招标电价的结果来确定。因此，这一阶段的风电电价采用的是招标加核准的方式。作为比较，生物质能发电采用的是固定电价的方式，即以 2005 年各省市区燃煤脱硫变干电价为基数，加上 0.25 元/kWh 作为生物质发电固定电价; 太阳能发电则采用的是政府定价的方式，即审批电价。
- 固定电价阶段。主要标志是 2009 年 7 月国家发改委出台了《关于完善风力发电上网电价政策的通知》，将全国根据风能资源情况，分成了四类地区，相应地制定了四类地区的风电上网电价。

1.1.2.2 政策实施

2006 年 1 月，国家发展改革委公布了《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》，其中规定风电电价确定的原则是: 风电项目的上网电价实行政府指导价，电价标准由国务院价格主管部门按照招标形成的价格确定。在文件要求下，部分省（市、区）如内蒙古、吉林、甘肃、福建等在 2006 年后组织了若干省级风电特许权项目的招标，并报国家发展改革委核准，国家发展改革委以中标电价为参考，初步确定了一些省份风电项目的核准电价。其他未进行招标的省

（市、区），则大部分仍沿用逐个项目核准定电价的做法。个别省如广东省，采用固定电价政策，制定了省内的风电项目标杆电价。

因此，2006 年到 2009 年 7 月，我国在风电电价政策方面处于招标电价、固定电价和核准电价并存的局面，具体电价政策有 4 类。

（1）中央政府级特许权项目招标

风电特许权项目在电价方面的主要特点是：在项目特许经营期内（25 年）执行两段制电价政策，第一段电价执行期为风电场累计等效满负荷小时数达到 30000 之前的时期，执行中标人在投标书中要求的电价。第二段电价执行期为风电场累计等效满负荷小时数达到 30000 后直至特许期结束的时期，电价执行当时电力市场中的平均上网电价。项目业主与当地电网企业签订长期购售电合同，风电场建成后的可供电量全部由所在地电网企业按上述电价收购。

由于国家特许权招标项目均为风能资源较好且至少 10 万 kW 规模的大型风电项目，并且通过长期购售电合同保证了电量销售和上网电价，具有较强的吸引力。在竞争条件下，中标电价低于其他非国家特许权项目（平均低 0.1 元/kWh 左右），大部分项目电价水平在 0.40-0.55 元/kWh。

（2）地方招标、中央政府核准

我国风电装机容量自 2003 年以来增长迅速，除特许权风电项目以及部分参照特许权条件建设的风电场外，其余大部分风电场装机容量在 5 万 kW 以下，这类风电场的审批权限在省级地方政府部门，电价大都采用的是地方招标再报国家价格主管部门核准的形式。由于各地风电场的建设条件不同，地方经济发展程度不一，招标出来的电价也差别较大。

自 2006 年新的可再生能源电价政策开始实施，到 2008 年 10 月，国家发展改革委核准了三批共 133 个风电项目的电价。2007 年 6 月，国家发展改革委对河北、内蒙古、吉林、甘肃、新疆、福建的 23 个风电招标项目进行了电价核准和批复，同年 12 月又对河北、黑龙江、辽宁、内蒙古、宁夏、新疆、山西、福建的 72 个风电招标项目进行电价核准和批复，2008 年 7 月又核准了黑龙江、辽宁、吉林、河北、山西、湖北、内蒙古、河南、甘肃、山东、福建的 48 个风电项目的电价。这 133 个项目的总装机为 619.15 万 kW，总体的价格水平为 0.51-0.61 元/kWh。

在价格核准过程中，对个别招标形成的价格做了微调，但各项目价格水平的高低基本能和当地风资源情况相协调，并且在一些省区，如吉林、辽宁、宁夏、新疆、山西，省内报批的风电项目所核准的电价完全一致，内蒙古的几十个风电项目也被核准为 0.51-0.54 元/kWh 之间的三个电价水平。这样的做法，为通过多个招标项目确定分地区的风电上网电价标准打下了基础。

（3）地方核准

地方核准电价的过程是: 风电企业通过编制可研报告，测算风电场上网电价，在可研报告的基础上，编制项目申请报告，报省级发展改革委核准。但是，如果没有报国家发展改革委核准，则按照政策文件规定，不能进入全国可再生能源电价附加分摊的范围。

2006、2007 年和 2008 年，全国核准的风电项目分别为 68 个、140 个和 199 个，容量总计分别为 299.2 万、810.6 万、1167 万 kW。2006 和 2007 年核准项目仍有部分没有上报国家发展改革委。

2006 年度风电场工程核准项目最高上网电价为 0.8246 元/kWh（山东寿光风电场），最低上网电价为 0.4616 元/kWh（甘肃瓜州风电场），按容量加权的平均电价(含增值税)为 0.6437 元/kWh。2007 年度风电场工程核准项目最高上网电价为 0.922 元/kWh（湖北九宫山风电场），最低上网电价为 0.414 元/kWh（内蒙古辉腾锡勒风电场），按容量加权的平均电价(含增值税)为 0.6133 元/kWh。

（4）地方固定电价

自 2004 年起，广东省实行省内的固定电价政策。2004 年 4 月，广东省物价局发布文件（粤价[2004]110 号）《关于公布风电项目上网电价的通知》，规定除国家风电特许权示范项目仍按中标电价执行外，广东省今后新投产的风电项目，从该项目正式投入商业运行之日起，其上网电价按 0.528 元／KW 时(含税)的标准执行。其中不包括风电场配套送出工程的各项费用，配套送出工程由风电项目业主建设的，经审核后，可在上网电价的基础上加配套送出工程的还本付息费用。

2004-2007 年，由于设备、原材料价格的上涨，银行贷款利率上调等，导致风电场开发成本增加，广东省对风电标杆电价进行了调整。2007 年 12 月，广东省物价局发布文件（粤价[2007]294 号）《关于完善风力发电上网电价机制的通

知》,要求自 2007 年 12 月 1 日起,广东省风电项目标杆上网电价为 0.689 元/kWh,(含增值税),不包含接网费用。

由于 2006 年后存在多种电价政策执行方式,在促进风电开发的同时,也使风电投资和开发企业感到无所适从,中央和地方价格主管部门的工作难度增大。尤其是,多种价格政策的并行,说明我国尚没有形成系统的风电价格形成机制和指导原则,如风电电价是应以固定电价为主,或是应以招标为主,还是应以固定补贴为主?价格的确定是以风资源定价,还是以电力市场需求定价?为此,在总结 2006 年后电价政策实施和考虑实际运行的风电场收益水平的基础上,国家发改委在 2009 年 7 月颁布了新的风电电价文件,希望以此规范风电电价,原则是:按照风能资源情况,将全国分为四类风能资源区,每一个省市(区)分属 1-2 个风能资源区;按照风能资源情况和风电开发的实际投资,确定四类区域的风电标杆电价,作为该区域风电固定电价,具体的电价水平为 0.51-0.61 元/kWh。目前该政策出台已近一年的时间,受到了业界的认可和好评。

此外,根据新规定,如果当地资源条件较差,上网电价不能负担发电成本的地区,地方政府可以适当给予补助,例如山东省规定在国家规定的 0.61 元/kWh 的基础上增加 0.09 元。

在太阳能发电电价方面,2008 年 8 月和 2009 年初,国家发改委分别核准了 4 个并网光伏项目的上网电价,为 4 元/kWh,主要是这 4 个项目的建设都在 2008 年底前完成,当时光伏系统的投资成本还均在 5 万元/kW 以上。2009 年,光伏系统的价格大幅度下降,2010 年 4 月,国家发改委核准了宁夏等西部地区 4 个大型光伏荒漠电站的电价,为 1.15 元/kWh。关于光伏电价水平是否能否反映实际的成本以及能否发挥引导光伏产业健康发展的作用,近年来业界一直有较大的争议。

1.1.3 可再生能源的费用分摊机制

1.1.3.1 政策演进

可再生能源发电价格高出煤电标杆电价部分的费用,需要特别的资金予以支持。在可再生能源法实施之前,由于没有专项支出,高出的费用都在可再生能源发电项目所在省份内进行分摊,实际是由当地省级电网企业支付,并最终全部或

部分转移到电力用户身上，这也是电网企业不愿接纳可再生能源电力的最直接的经济方面的原因。可再生能源法中提出了“费用分摊”制度，其核心是落实公民义务和国家责任，要求各个地区的电力用户相对公平地承担发展可再生能源电力的额外费用，即将原来的省内分摊扩大到全国分摊。尤其是对于西部可再生能源资源丰富而电力负荷小的地区，费用分摊制度解决了原来省内分摊负担过重、全国范围内负担不均衡的问题。

根据《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》，国家将征收可再生能源电力附加，用于支付可再生能源发电以及相关的接网补贴费用。2006 年 6 月 28 日，国家发展改革委颁布了 7 个发给各区域电网的关于调整各地区电网电价的通知， 明确了以下内容：*征收可再生能源电价附加。按照可再生能源法和《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》（发改价格[2006]7 号）的要求，向除农业生产(含贫困农排)用电外的全部销售电量、自备电厂用户和向发电厂直接购电的大用户收取每千瓦时 0.1 分钱的可再生能源电价附加。可再生能源电价附加计入电网企业销售电价，由省（区）电网企业收取，单独记账、专款专用。*

实际上，2006 年后，由于可再生能源发电价格政策的出台，我国可再生能源发电取得了前所未有的飞速发展，可再生能源发电总体增长速度超过了国家规划中的预期，使得 1 厘/kWh 的可再生能源电价附加已经不够满足电价补贴所需的资金额度。因此，在 2008 年 7 月，国家发展改革委又颁布了关于提高各地区上网电价的通知（6 个部颁文件），除居民用电和化肥生产用电外，将其他征收范围内的可再生能源电价征收标准从 1 厘/kWh 提高到 2 厘/kWh（*为促进可再生能源发展，可再生能源电价附加提高至每千瓦时 2 厘钱，其中，对居民生活用电和化肥生产用电仍维持原标准*）。2009 年 11 月，可再生能源电价附加的标准被再一次提高到 4 厘/kWh。

2007 年 1 月，国家发展改革委又颁布了《可再生能源电价附加收入调配暂行办法》，这个文件的主要内容之一即是具体规定了可再生能源电价附加征收使用的管理、监督流程和操作。根据该文件，省级电网企业将作为可再生能源电价附加调配的操作层次，将对各省级电网的可再生能源电价附加收入与应支付可再生能源电价补贴之间的差额进行全国范围内的平衡，平衡将在省级电网企业之间以余额买卖的形式进行，具体表述是：*省级电网企业收取的可再生能源电价附加*

金额小于本省应支付可再生能源电价补贴金额的，差额部分作为可再生能源电价附加配额对外出售。省级电网企业收取的可再生能源电价附加金额大于本省应支付可再生能源电价补贴金额的，余额用于购买可再生能源电价附加配额。国务院价格主管部门统计审核各省级电网企业上一月度可再生能源电价附加余缺后，对收取的可再生能源电价附加不足以支付本省可再生能源电价附加补贴的省级电网企业，按照短缺资金金额颁发同等额度的可再生能源电价附加配额证，同时制定和下达配额交易方案。为方便交易，可以对每个电网企业在本省资金总额度内开具多张电价附加配额证。各省级电网企业可再生能源电价附加金额的余缺逐期滚存。可再生能源附加总额不足时，按收取额占应付额的比例开具电价附加配额证，累计不足部分在次年电价附加中解决。

需要说明的是：这里提到的“配额证”与国外常用的配额制（RPS）或强制市场份额（MMS）制度中所涉及的“配额”的概念是不一样的，后者指的是在电网或发电企业购买或生产的全部电力或电量中，至少要有一定百分比的可再生能源电力或电量，而《电价附加收入调配办法》提及的“配额证”，只是为了实现各省级电网之间的余额和差额的调配，由国家价格主管部门和/或电力监管机构下达给省级电网企业的一种资金转移的凭据。

1.1.3.2 政策实施

2007 年 5 月国家发展改革委启动了 2006 年度可再生能源电价附加调配工作，成立了专门的工作小组，对各省级电网和可再生能源发电企业上报数据进行核查，同年 9 月由国家发展改革委公布了《2006 年度可再生能源电价补贴和配额交易方案》，38 个风电、生物质发电和太阳能发电项目获得了总额为 25146 万元的补贴。2008 年 3 月，国家发展改革委又公布了《2007 年 1-9 月可再生能源电价补贴和配额交易方案》，75 个风电、生物质发电和太阳能发电项目获得了总额为 69937 万元的补贴。2008 年 11 月，国家发展改革委公布了《2007 年 10 月-2008 年 6 月可再生能源电价补贴和配额交易方案》，151 个风电、生物质发电和太阳能发电项目获得了总额为 126693 万元的补贴。在 2009 年 6 月公布的第四期即《2008 年 7-12 月可再生能源电价补贴和配额交易方案》中，224 个风电、生物质发电和太阳能发电项目获得补贴，总额为 185188 万元。在 2009 年 12 月公布的第五期即《2009 年 1-6 月可再生能源电价补贴和配额交易方案》中，

281 个风电、生物质发电和太阳能发电项目获得补贴，总额为 298689 万元。

1.1.3.3 政策走向

费用分摊的操作已经进行了五期，和电价政策相配合，促进了可再生能源发电的发展，因此费用分摊政策的大方向、大的原则在近期内应该不会调整。但是，目前费用分摊机制中出现的最为紧迫的问题是，现有征收的电价附加资金远远不能满足可再生能源电价补贴的需要。其原因是：在现有电价政策和费用分摊机制的推动下，可再生能源电力自 2006 年后迅猛发展，尤其是风电，远远超出了《可再生能源中长期发展规划》中的预期；而在仅仅 3 年左右的时间内，除了光伏发电外，风电、生物质发电的成本没有明显的变化；因此，在促进可再生能源发展的前提下，单位电量的补贴标准没有大的变化，而可再生能源发电装机和发电量的快速增长，造成所需的资金成倍增加。

单从风电装机看，按照《可再生能源中长期发展规划》中的预期，到 2010 年将达到 500 万 kW，而实际上，2007 年我国风电装机就达到 600 万 kW，预计 2010 年将超过 3000 万 kW，实现中长期规划中 2020 年的目标。因此，2010 年风电所需的电价补贴资金就达到原先预计的 5 倍左右，这样在 2006 年测算的 2 厘钱/kWh 的可再生能源电价附加将远远不够。这一问题在 2008 年下半年已经显现，如果不考虑 2008 年上半年前积累下来的可再生能源电价附加支付电价补贴后的剩余资金，2008 下半年征收的资金已经难以满足实际需要。根据 2009 年 7 月公布的风电电价水平，考虑 2010 年风电达到 3000 万 kW 的装机规模，仅风电电价补贴所需的资金量就达到 95 亿元，再考虑可再生能源电价附加减免征收和税收等因素，仅为了风电补贴就需要 4 厘/kWh 的可再生能源电价附加，因此，2009 年底调整的附加标准用于支付可再生能源发电的电价补贴仍不够。调整电价附加标准、扩大补贴资金来源也是风电进一步发展需要迫切解决的问题。根据可再生能源法修正案，国家将成立可再生能源发展基金，可再生能源电价附加将并入基金管理，这样除了附加外，可再生能源电价补贴来源和渠道可得以拓宽。

1.1.4 可再生能源的电网建设补贴

根据可再生能源法的规定：电网企业为收购可再生能源电量而支付的合理的

接网费用以及其他合理的相关费用，可以计入电网企业输电成本，并从销售电价中回收。但是，在具体实施过程中，由于可再生能源资源分布的地域差别很大，接网费用仅仅从销售电价中回收，既可能导致某些区域电网负担过重，会影响到地方电网公司收购可再生能源电量的积极性，也不符合费用分摊的公平原则。因此，在《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》中规定，费用分摊包括了可再生能源发电项目接网费用。这样可以进一步消除电网公司在接收可再生能源发电入网的经济利益上的障碍。

2007 年初，国家发展改革委在[2007]44 号文件中，明确提出了接网费用的补贴标准，即：*可再生能源发电项目接网费用是指专为可再生能源发电项目上网而发生的输变电投资和运行维护费用。接网费用标准按线路长度制定：50Km 以内为每千瓦时 1 分钱，50—100km 为每千瓦时 2 分钱，100km 及以上为每千瓦时 3 分钱。*文件中的这一部分引起业界比较大的反响。原因是，电网延伸和建设是非常复杂的系统性问题，如果不是针对非常具体的可再生能源发电项目点和当地电网的实际情况，很难分清哪部分电网是专门为哪一个具体的可再生能源发电项目而建，并且电网建设和延伸需要统筹规划，一条主干电网的建设、延伸和改造，不仅仅要考虑当前已经或即将建成的可再生能源发电项目，还需要考虑当地未来可再生能源发电项目建设的潜力、当地常规能源电力未来建设的潜力和布局等，因此，电网为可再生能源发电项目支出的接网费用很难计算。但是，为了提高电网企业接收风电等可再生能源电力的积极性，尽快尽可能消除（即使是部分消除）在经济方面的障碍，文件中提出了一种简便的补贴操作模式：以电网线路长短作为确定单位补贴标准的依据，以可再生能源发电项目上网电量作为另一个乘数，希望通过这样的措施，鼓励电网企业积极收购可再生能源电力。

针对业内普遍认为的补偿标准的偏低的问题，实际缘由是：目前的补偿标准仅仅是考虑了为风电等可再生能源发电新项目接网所进行的电网线路投资的回收，即将风电场连接到已有电网主干网的接网系统的投资补偿，而没有考虑超高压、特高压线路的投资回收以及其他机组调峰补偿。如果单从接网部分回收的角度，目前的补偿标准还是能够大体反映实际资金需求的。

在目前已经公布的五期费用分摊补贴文件中，分别有 5 个、32 个、82 个、134 个、190 项目，相应获得 116 万元、1508 万元、4850 万元、5755 万元、11563

万元的接网补贴，但是，从其占整个可再生能源电价附加的比例来看，仍是比较低的，例如最后一期接网补贴仅占可再生能源电价附加总补贴数额的 3.46%，而根据风电和生物质发电平均约 0.30 元/kWh 的电价补贴看，接网补贴应占总附加 5%左右的比例。

1.1.5 可再生能源发电配额

可再生能源发电强制配额政策在美国和澳大利亚以及欧洲的一些国家已实施十多年，取得了一些实施经验和教训。国外强制配额的涵义是要求电网企业在销售常规电力的同时，必须销售规定比例的可再生能源电量，并通常同时实施交易制度，即政府对电网企业销售的可再生能源电力核发可交易证书，可交易证书可以在电网企业间买卖，价格由市场决定，发挥市场自身的调节作用。对未完成强制配额的企业，政府一般会设定予以惩罚的额度。配额制度下，电网是否接纳风电等可再生能源电力，接纳多少，电网如何进行配套建设、调度和配备调峰机组，完全由电网企业根据实际情况进行经济核算，并自行决定。因此，在可再生能源电力发展到一定规模的条件下，如果政府能够确定合适的配额指标和奖罚额度，则对风电等可再生能源并网是有利的，对电网企业来说，也是能够较为公平地负担可再生能源并网带来的各种成本。

我国电力系统的情况与国外相比有特殊性，最显著的差别是美国、澳大利亚、欧洲等国家和地区已经建立了完全市场化的、充分竞争的电力市场（包括发电、输电、配电和用电的所有环节），因此他们都将配额义务赋予负责配售电的地区公用电力企业（Public Utility），通过自由竞争的配售电企业来实现配额。但是，我国尚处于电力体制改革进行时，从产业链结构和机构设置上看，输电、配电和售电均有电网企业负责；从区域上讲，目前仅有南网、国网两大电网以及蒙西独立网，互不重叠；而且国网、南网作为两大国有企业，即使分配强制配额任务，操作实施方式也将和国外有很大区别，因此业内的一种观点认为，这样的给电网施加强制配额也将失去意义。虽然我国并没有实施强制配额制度，但是关于强制配额的研究和探讨已经有近十年的时间，也提出了配额承担主体是电网企业和电源企业两种方案，这是与国外很大的不同之处。

关于配额，最早在正式文件中提出的是《可再生能源中长期发展规划》：*对*

*非水电可再生能源发电规定强制性市场份额目标：到2010年和2020年，大电网覆盖地区非水电可再生能源发电在电网总发电量中的比例分别达到1%和3%以上；权益发电装机总容量超过500万千瓦的投资者，所拥有的非水电可再生能源发电权益装机总容量应分别达到其权益发电装机总容量的3%和8%以上。*但是，由于之后没有出台更为具体的操作措施和奖惩措施，配额并没有落到实处。但是，这一条款确实是许多风电开发商，尤其是国有大型电源企业在近年来抢占风电市场的主要原因之一。但对于电网企业，这一条款几乎没有引起任何触动。

但是可再生能源法修正案草案中提出的“全额保障性收购”制度，则是对电网企业形成了一定的真正的压力，也可以看作是强制配额政策在我国独有的实施方式。

1.2 现有可再生能源发电并网政策实施评价

1.2.1 可再生能源发电政策实施效果

我国已经建立了较为完善的可再生能源发电开发配套政策。政策支持范围涵盖了技术研发、产业化促进、市场推广、标准和检测认证等多个方面，政策手段也包括法律法规、规划目标、投资补贴、产品补贴、税收优惠、信贷优惠、强制手段等多种形式。可再生能源促进政策的实施取得了显著的效果。从风电场开发角度，2006年后我国的风电装机容量连续三年年增长率达到100%以上；到2008年底建设了423个风电场，分布全国23个省、市、自治区。蓬勃发展的风电市场极大地激活了我国的风电制造业市场。2004年前，外资风机整机企业很少在我国境内设厂，而在内资企业中，比较成规模的只有新疆金风和浙江运达，其中新疆金风依靠其成熟的600 kW以及后来的750kW风机一枝独秀，成为国内最大的风机制造企业，并且750kW风机也是当时内资企业可以批量生产的单机规模最大的机型。但在国家强有力的政策以及快速增长的风电市场的推动下，国内整机制造企业成长迅速；到2009年底，国内已经有整机制造企业80家，华锐、金风、东汽、联合动力、明阳等几家大的内资风机制造企业已经形成了上千台风电机组的制造规模，十几家企业与国外企业联合设计出具有自主知识产权的1.5-3MW不同规模的风电机组，采用直驱、双馈等各类技术，已形成批量生产

能力并开始供应国内外市场。我国齿轮箱、桨叶、电机的生产能力也有较大突破，都具备了年供应数千套整机生产的能力。我国的风电场开发和风机整机及零部件制造已经在国际上进入第一梯队的行列。

最重要的是，对政策进行综合分析，可以看出，我国已有的可再生能源开发政策支持的重点更侧重于可再生能源设备制造业和市场开发。对制造业的支持，力度较大、效果明显的是对具有自主知识产权的风电机组提供补贴、要求风电特许权项目保证 70%的设备国产化率（该政策从 2003 年开始实施，2009 年取消）等，对市场开发支持力度大且效果明显的是上网电价政策和税收优惠政策。但是，在目前的政策体系中，对可再生能源电力并网的政策考虑较少，即使对已有的可再生能源电力并网政策进行深入分析，也可以看出这些政策几乎全部是从可再生能源电力开发企业的视角出发，要求电网企业为可再生能源电力并网提供服务和全额收购风电，而没有从电网企业或者是从整个电力系统的视角考虑如何制定政策。

政策的制定和政策需求密切相关，在 2005 年前我国风电等可再生能源电力没有实现大跨步规模发展时期，政府发展风电的最重要的目标是建立我国自己的风机产业，并希望以风电市场发展来带动风机制造业的发展，并从而带动整个可再生能源事业的发展，当时提出了制约风电发展的三大障碍，即资源不清、产业基础薄弱、电网限制（当时的电网限制主要考虑的是电网企业的积极性和风电场周边局部接网带来的问题），但是，经过 3-4 年的发展和政策支持，资源和制造业已经不再成为主要因素，电网限制也从风电场所在省网内的局部问题扩大到区域网内平衡调度，大型风电基地建设还需要区域间送出接纳和平衡调度的问题。

可再生能源发电政策应该随着可再生能源发展的需求渐进调整和完善，最好是提前做好准备，目前我国风电、太阳能发电等产业已经成长，电价、投资和税收政策基本到位，可再生能源电力输送和市场消纳应是今后政策支持的重点。

1.2.2 可再生能源发电并网政策特点和存在的问题

（1）在可再生能源并网政策方面，在责任规定和落实方式上有两个显著特点：一是强调了全额收购，并且几乎是无条件的；二是强调了定性化的企业责任，而

没有定量化的指标，没有对电网明确的约束或提出必须完成的任务的政策，或者能够更大程度调动电网积极性的政策。“全额收购”和没有量化的“企业责任”结合起来，使得在是否接纳可再生能源电力以及如何接纳、接纳多少方面，一定程度上取决于电网企业的自觉性和责任心，。

（2）目前的接网政策只是考虑局部，没有从整个电力系统层面对如何接纳可再生能源电力做出系统性的统筹安排。例如，在经济政策方面，激励和补贴范围狭窄。目前，接网补贴水平仅仅是考虑了对当地和省内接网消纳可再生能源电力的激励和补偿，而没有考虑省间、区域间市场消纳相关的电网投资激励和补偿；另外，也没有考虑其他类型的发电机组为风电、太阳能发电等间歇性的可再生能源电力进行调峰的补偿。

（3）目前的接网政策更多的是对电网提出约束性要求，没有对电源侧即可再生能源发电场提出约束要求。例如，目前还没有合适的国家层面的可再生能源电力并网技术标准，也就没有使得可再生能源发电设备制造企业具有开发和生产适应电网要求的机组的动力；没有进行可再生能源发电场输出功率预测的规定，使得电网企业既没有权利要求可再生能源发电场来做输出功率预测，电网自己也没有明确的动力去做。这些问题都需要通过合理的政策加以规范。

（4）现有配额政策只是提出了长期目标，没有具体的实施细则。

2. 未来可再生能源电力大规模并网的困难和挑战

2.1 风电功率特性影响电力系统运行

从技术层面上，风电的随机波动性对电力系统的运行存在一定的影响。

- 对电网电压水平的影响：我国风能资源和电力需求在地域分布和时间分布上有较大差异。风能资源丰富的地区一般处于现有电网末端，当地负荷需求很小；且风电的高峰出力通常发生在相对低的用电负荷需求时段，因此大量风电功率的长距离输送往往会造成线路压降过大，局部电网的电压稳定性受到影响、稳定裕度降低；电网的电压稳定极限也限制了风电场最大的装机容量。总之，在电网规划没有与风电规划协调发展时，往往电网接纳风电的能力不能适应风电规划的发展，接入的风电场容量

受到电网自身条件的限制。

- 对电网短路电流水平的影响：国内大部分风电场采用的都是基于普通异步发电机或基于双馈感应发电机的风电机组，此类风电机组在电网发生短路故障时的短路电流贡献与传统的同步发电机有很大不同。风电场附近母线节点的短路容量在风电场发电与不发时相差较大，风电场对短路容量有很大贡献；而离风电场较远的母线节点短路容量几乎不受风电场接入的影响。因此，大装机容量的风电场接入电网后，其附近变电站母线及开关等设备需考虑更新，增加开关的遮断容量。另外，风电场全部满发时，不同短路位置下各观测点的短路电流具有差别，风电场提供的短路电流随短路点与风电场距离的增加而减少；同时，由电网提供的短路电流始终占据相对较大的比例，即使是在靠近风电场的位置发生断路故障。
- 对电网电能质量的影响：由于风速的随机波动特性以及风电机组运行过程中受湍流、尾流效应、塔影效应的影响，导致并网风电机组的输出功率波动，从而引起电网电压波动和闪变等电能质量问题。而变速风电机组中大量使用的电力电子变频设备则会带来谐波和间谐波问题。风电机组或风电场对电网的电压波动与闪变程度的影响程度除了受风速特性与风电机组特性影响外，与所接入电网的结构与强度也有很大的关系。
- 对电网稳定性的影响：在风电装机比例较大的电网中，风电接入将改变电网原有的潮流分布、线路传输功率与整个系统的惯量。因此，风电接入后电网的暂态稳定性及频率稳定性都会发生变化。风电接入后的电压稳定问题一般只涉及到接入风电的电网，对主网的电压稳定问题影响不大。此外，风电机组的运行特性及其稳定运行的能力也在很大程度上决定了地区电网的电压稳定性。当地区电网足够强壮，系统发生故障后风电机组在故障清除后能够恢复机端电压并稳定运行，地区电网的暂态电压稳定性便能够得到保证；当电网较弱，风电机组在系统故障清除后无法重新建立机端电压，风电机组运行超速失去稳定就会引起地区电网的暂态电压稳定性的破坏，此时，需利用风电场或风电机组的保护将风电场或风电机组切除以保证区域电网的暂态电压稳定性；或者通过在风电

场安装动态无功补偿装置、及利用变速风电机组的动态无功支撑能力在暂态过程中及故障后电网的恢复过程中支撑电网电压，保证区域电网的暂态电压稳定。此外，对于独立电网，风电所占的比例过高时，电网的频率稳定性也是需要关注的一个问题。目前，多个风电装机比例较高的国家已经开始重视风电接入对电网频率稳定的影响。由于风电接入后势必替代部分的同步发电机组，对于基于普通异步发电机的恒速风电机组，其频率相应特性类似于同步发电机的频率相应特性，因此对频率稳定的影响不大；而对于变速风电机组而言，由于其控制系统的控制作用使变速风电机组转速与电网频率的完全解耦控制，致使在电网频率发生改变时无法对电网提供频率响应，因此在电网频率改变时基于双馈电机的变速风电机组固有的惯量对电网则表现成为一个“隐含惯量”，相应带来整个电网惯量的降低，在电网中发生高功率缺额时，电网频率降低的变化率较高、频率跌落的幅度较大，不利于电网的频率稳定。

2.2 风电功率特性加大等效负荷峰谷差

风电的随机波动性对系统负荷和峰谷变化产生了较大的影响。利用其它电源进行电网调峰，将增加系统调度的难度和系统运行成本。在系统负荷处于最小值时，风电有可能接近满功率输出，为满足系统负荷的变化，系统中其它电源需要为风电进行调峰。

在风电接入电网研究中，通常可以将风电场出力视为负的负荷。风电场出力和负荷的日变化相关性具有实际应用意义，二者叠加后的等效负荷曲线，对于电力系统投入的电源调度安排有一定参考价值（见图 2-1）。

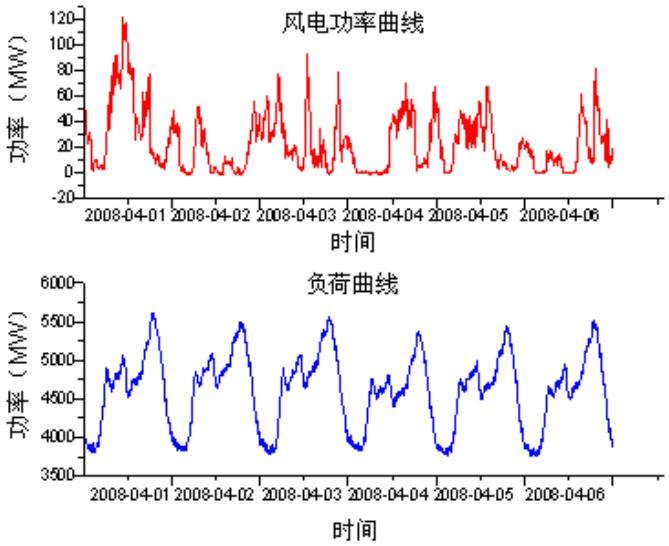


图 2-1 实测的风电功率曲线和负荷曲线

根据对我国北方地区负荷特性和风能资源情况分析，多数地区风电输出功率和负荷合成的等效负荷的峰谷差加大。图 2-2 为我国吉林省白城地区的冬季和春季大风季节两个典型日（12 月 31 日与 4 月 15 日）的负荷与风电场出力实测曲线，从图中可以看出，大多数时段，风电场的出力与负荷变化趋势相反；往往峰荷时，风电场出力较小；谷荷时，风电场出力较大。白城地区风电场出力不仅不能改善系统的负荷特性，反而使系统的负荷特性有所恶化；风电的接入使等效负荷的峰谷差增大，加大了电网调度的难度。

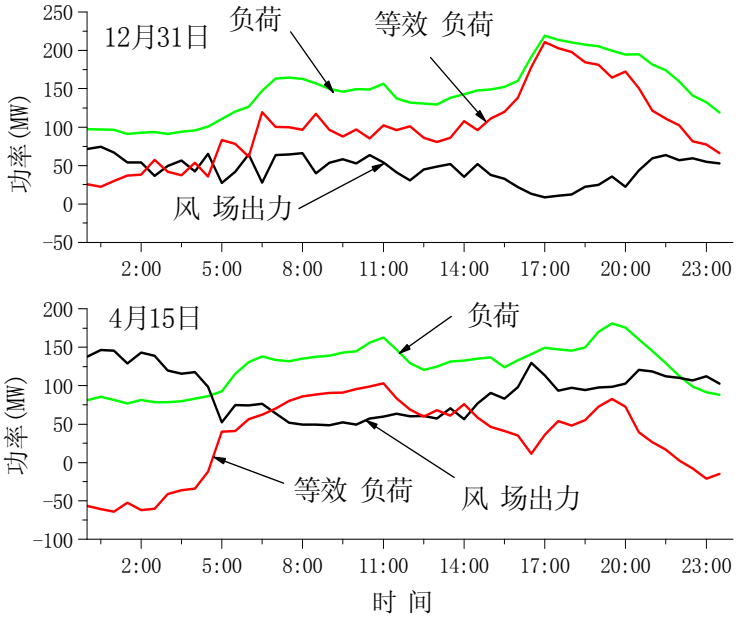


图 2-2 吉林省白城地区日负荷变化与风电场出力相关性等效负荷曲线

中国电力科学研究院组织研究了我国千万千瓦风电基地甘肃省负荷变化与风电场出力的相关性。根据最新规划，甘肃省 2010 年规划风电装机容量 355 万 kW。利用收集到的甘肃省北大桥风区、昌马风区、干河口风区和桥湾风区同期（2007.6.1 ~ 2008.5.30）测风数据，使用风电场规划设计软件 WingPro 建立各规划风电场的模型，采用国内某 1.5MW 的双馈风电机组，轮毂高度 65m，风机按平行主导风向间隔 9D，垂直主导风向 5D 排布，利用 SRTM 等高线数据和卫星地图等资料,对各风区的地形地貌进行数字化标定，计算出各风电场每 10 分钟的出力。计算中考虑了风电场的地形地貌、空气密度、机组尾流等因素的影响。最后利用 Matlab 软件及 Minitab 软件对数据进行分析处理。计算得出了 2010 年甘肃全省昌马、桥湾、北大桥和干河口四个区域 3,55 万 kW 风电输出功率概率的分布，输出功率为风电机组 690V 侧的输出功率，未考虑输电损失及厂用电。同时使用了根据甘肃省电力公司提供的对 2010 年甘肃省冬季和夏季典型负荷的预测。

图 2-3 与图 2-4 分别为预测的 2010 年夏季及冬季连续 6 天甘肃电网风电场出力曲线和负荷曲线的关系。从图中可以看出，加入风电之后，等效负荷的峰谷差明显加大。

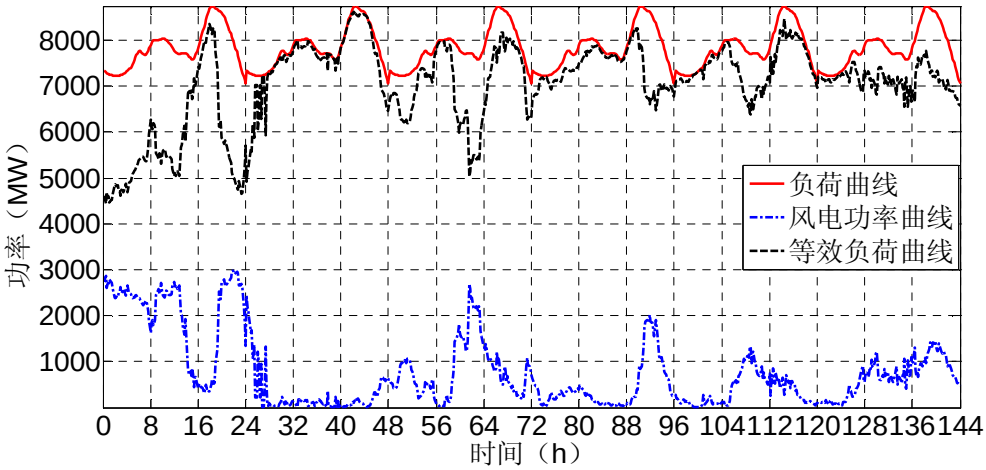


图 2-3 2010 年夏季连续 6 天甘肃电网风电场出力与负荷关系曲线

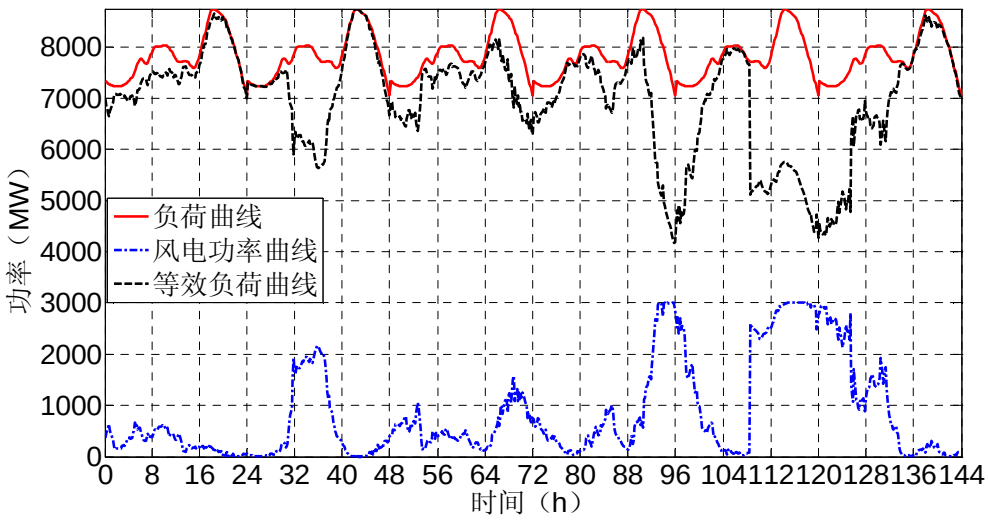


图 2-4　2010 年冬季连续 6 天甘肃电网风电场出力与负荷关系曲线

用同样的方法，研究了包括陕西、甘肃、青海和宁夏的西北电网风电场出力和负荷的相关性。图 2-5 是夏季连续 6 天的曲线，图 2-6 是冬季连续 6 天的曲线。从图中可以看出，风电接入增加了净需求（负荷需求-风电出力）的峰谷差，使电网的调峰调频的任务更重，要求系统提供更多灵活的资源适应风电出力的变化。

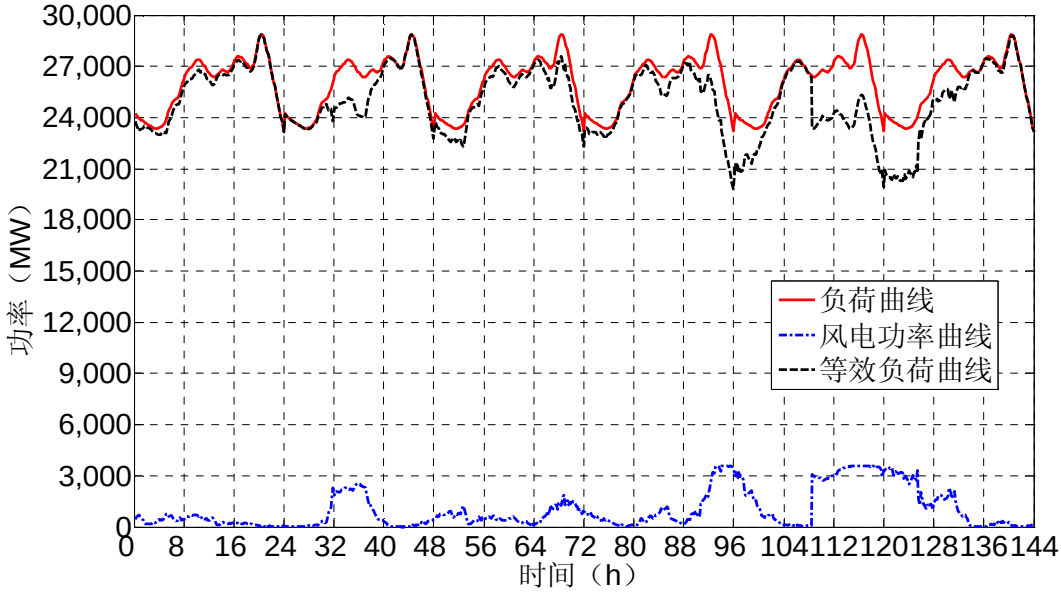


图 2-5 陕甘青宁夏季电网风电场出力与负荷关系曲线

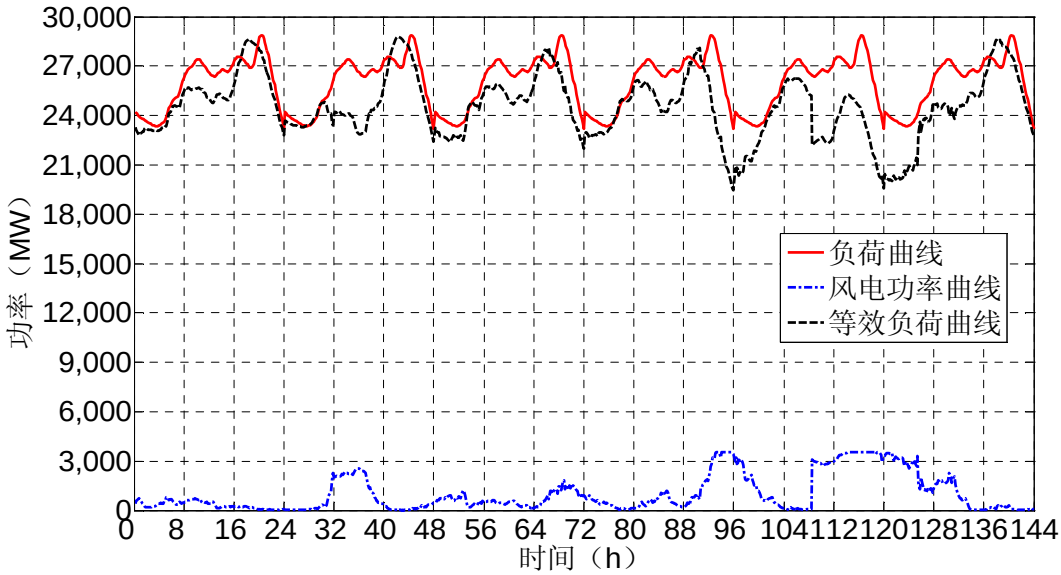


图 2-6 陕甘青宁冬季电网风电场出力与负荷关系曲线

2.3 电源结构影响电网调峰能力

风电具有间歇性和随机性的特点，目前还无法像其他常规电源那样对其出力进行安排和控制。大规模风电并网运行将增加系统中不可控的发电出力，并对电力系统维持供需平衡的能力产生影响。

适应风电接入后对系统维持供需平衡能力的影响，是电网接纳风电能力的最重要的条件。当风电场切入或出力增加时，电网要调整其它电源出力，让出负荷由风电供电；风电场切出或出力下降时，要相应地增加其它电源出力，补充风电减少造成的电力缺额。在不考虑联络线参与调峰的前提下，区域电网内可接纳的风电功率在很大程度上受限于其它电源出力的调整能力，即调峰能力。调峰能力通过加强电网的网架结构是无法改善的。而调峰最困难的情况是某时段系统内负荷最低，风电出力高的情况。

电网的调峰特性与电网的负荷特性密切相关，某时期内高峰负荷的大小决定了电网内机组的开机方式，低谷负荷减去对应于此开机方式下的最小技术出力，表明在电网负荷最低的情况下，电网消纳风电的能力。

水力、燃油及燃气电源具有良好的调节能力。由于受资源条件的限制，我国风能资源好的地区，电源结构以燃煤发电为主，而以煤电为主的电源结构的调峰性能较差，影响了电网吸纳风电的能力。此外，能够用于调峰的水电机组也十分

有限，且水电具有明显的季节性特征，水库中的蓄水除了发电调峰之外还要满足农田灌溉等需要，水电的调峰能力也会受到制约。在我国电源结构中，响应速度快的燃气及燃油发电等灵活发电所占比例也在0.3%以下，电网接纳风电能力进一步受到限制。随着我国电力工业的发展及电力结构的调整，60万kW级燃煤机组已经成为电网的主力机组，大型化是未来发展方向，燃煤汽轮机组在其功率额定值附近运行时是高效率的，用燃煤机组调峰将降低其经济性，同时增加单位发电煤耗，也是不环保的。尤其是超临界参数机组，由于其更低的运行成本和高效益，使得此类型的机组在现在的电力市场中更具有竞争性。但超临界机组及1,00万kW的超超临界机组按照设计应该在系统内带基荷，最小出力应不小于额定出力的80%。按照节能减排、上大压小的要求，系统内用于起停调峰的5万kW、10万kW小燃煤机组都逐步被关停；发电集团为了扩容且达到排放量控制的总体目标，可参与调峰的20万kW的燃煤机组有的也在关停计划中，使得即使使用燃煤机组调峰，电网调峰容量也出现较大下降。为应对风电大规模接入系统所需的调峰容量远远达不到要求。

目前我国北方地区的峰谷差较大，最低负荷率一般在0.6左右，有的地区甚至接近0.5。大的峰谷差给调峰带来很大困难。为了满足白天高峰负荷的要求，必须有足够的燃煤机组投入运行；在夜间低谷负荷时压低燃煤机组出力，为了保证全额收购风电，燃煤机组压低的出力值，即调峰能力应是负荷峰谷差加上风电的出力；在我国北方有大规模风电接入的区域内，比如东北电网及内蒙古电网内，大风经常发生在夜间低谷负荷时段，在大规模风电接入时调峰能力明显不足，因此风电的出力受到了限制。

此外，我国北方地区热电联产机组发电出力向下调整还受热负荷需求的限制。为了保证冬季供暖季节采暖的需求，热电联产机组的出力在系统夜间负荷低谷时不能压下来；而我国北方冬季夜间风电出力较大，在负荷高峰时段出力反而较小，加剧了电网调峰的困难。

在电力负荷不足的情况下，还存在风电与煤电争市场的问题。在大规模风电接入电网的区域，如果火电机组平均年发电小时在5000小时以下，对于国家基本建设投资也是很大的浪费。因此解决风电大规模接入电网问题，除考虑电源调峰问题外，还应该统筹解决风电、火电的统一规划问题。

电网的输送距离达不到、或输送能力受限，都可以通过投资延伸或加强电网的基础设施来满足，如果某个时段负荷不够，没有地方消纳电力，在现有的系统调节能力下不得不采取限制风电出力的措施。

2.4 风电发展面临大规模远距离外送

我国风能资源丰富地区一般处于电网末端，电网网架结构不够坚强、电源结构较为单一，风电大规模接入对这些地区电网稳定运行带来很大压力；另外，风电机组大多采用异步发电机技术，其对电网安全稳定的影响与常规同步发电机组不同；且风的波动性使风电场的输出功率具有波动性，难以像常规电源一样对风电场制定和实施准确的发电计划。随着风电场规模的扩大，风电装机在电网中所占比例越来越高，其对电网的影响范围也从局部逐渐扩大。

目前，我国风电接入电网的特点为大规模、高集中、远距离、高电压：

- 单个风力发电场容量增大。国内已有多个装机容量超过 10 万 kW 的风电场投入运行，并有一大批装机容量在数十万千瓦级的风电场在规划和建设当中。根据国家发展改革委制定的发展目标，规划在河北、江苏、内蒙古、甘肃、新疆等地建设千万千瓦级风电基地；如此超大规模、超高容量风电基地建设及其接入电网工程在世界上尚属首次。
- 风电场接入电网的电压等级更高，由以往多接入配电网而发展为直接接入输电网络。目前，国内多个在建与规划风电场都直接接入 220kV 输电网；而甘肃地区千万千瓦级风电基地则采用 330kV-750 kV 电压等级的接入方案，如图 2-7 所示。

图 2-7 3,360MW 风电接入甘肃电网情况

风电接入容量的增加与接入电压等级的提高使得电网受风电的影响范围更广，影响程度更大。如此大规模的风力发电集中接入电网，对于电网的规划、建设与稳定运行都提出了新的挑战，在世界范围内也没有现成的经验可用；由于我国风能资源丰富地区距离负荷中心较远，大规模的风力发电无法就地消纳，需要通过输电网远距离输送到负荷中心，加剧了风电对电网运行及稳定的影响。

我国西部和北部地区，距离华东沿海地区约 1200～2000km，西北新疆风电基地距离东部负荷中心在 2000～3000km 以上。交流 500 kV 电网合理输电距离相对较小，一般不宜超过 700km，适合承担区域内部电力的输送、交换和分配；330kV 电网主要作为西北地区省网主网架；750kV 电网主要作为西北地区跨省联网送电线路；新疆、西北甘肃地区风电基地需要通过西北-三华电网之间的直流背靠背异步联网，超远距离大容量送电至负荷中心。

大规模同步互联电网的建设和运行过程中，面临着一些新的、急需解决的技术问题，需要进一步提高已建或新建线路的输送能力，以节约投资、保护环境；解决大规模互联电网中暂态稳定、动态稳定、热稳定等多种问题并存的安全稳定问题，以保证电网的安全稳定运行；灵活、动态地调节大规模互联电网的电压和潮流分布，以降低网损、提高电网的运行经济性和安全性；适应大规模电网中存在的复杂多变的运行方式等。这些问题的解决需要先进的技术手段作为支撑。

在特高压电网网架尚未完全形成之前，部分特高压工程在有效发挥最大效率和经济性优势方面还存在一定制约因素，主要包括：电源基地的长距离（大于 400kV）输送能力受到暂态稳定的限制；限制过电压要求的高补偿度高抗，与输送大功率对容性无功的需求形成矛盾，远距离送电通道电压支撑能力相对不足；高受电比例的受端电网电压稳定性问题有严重的趋势。

风电大容量远距离输送系统输送距离长，输送功率大，存在电压稳定性问题，同时风电出力的随机性使得网络潮流变化存在较大的不确定性，改变了电网潮流分布、线路传输功率与整个系统的惯量，暂态稳定性及频率稳定性都会受到影响。

为提高风电外送能力，改善风电并网电能质量，必须积极采用先进技术，如动态无功补偿设备（SVC、STATCOM 等）、串补/可控串补、可控高抗、自动电压控制（AVC）等。动态无功补偿设备用于提高风电场无功补偿及电压调节

能力，改善电能质量；串补/可控串补用于缩短输电系统电气距离，提高安全稳定水平；可控高抗用于稳态调节系统电压，使风电外送通道有功功率波动时保持电压水平。如甘肃酒泉千万千瓦基地通过 750kV 交流通道输送至西北主网，风电场安装占装机容量 15%容量的 SVC，750kV 线路上安装 30%～50%的串补，个别线路及母线上安装可控高抗等。

2.5 区域电网风电消纳问题突出

在我国风电发展早、中期，提到“电网的规划建设跟不上风电超常发展的要求”，基本上指的是：风电场项目已经审批了，但配套线路没有同时规划；或因为输电线路建设周期比一台风电机组的安装调试周期长，有的风电场的第一台风电机组要并网发电了，但从风电场升压站到并网点的线路还没有建成。2006 年 1 月《可再生能源法》出台，同时国家发展和改革委发布了“可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法”及“可再生能源发电有关管理规定”，明确了风电接入电网的费用分摊办法。

目前我国的风电开发模式是“建设大基地，接入大电网”，我国新疆、内蒙古及甘肃等地区风能资源丰富且集中，但规划的千万千瓦风电基地远离负荷中心，大规模的风力发电无法就地消纳，需要通过输电网远距离输送到负荷中心，在更大的范围内消纳。这是我国目前电网的规划与风电发展相协调问题的重点。

2020 年前，我国风电的发展以陆上为主。我国布局的百万、千万千瓦基地涉及到内蒙古、甘肃、新疆、河北、江苏、吉林等省/自治区。根据风电的消纳市场，以上省（区）可大致分为三类：

江苏是我国的负荷中心地区，通过适当配置调峰电源，并加强电网建设，实现风电、其他电源和电网的协调发展，基本可满足风电的就地消纳。

内蒙古、河北、吉林等省（区）的风电消纳能力有限，可通过加强区域电网内的跨省（区）电网互联，风电可就近送往辽宁、京津唐、山东等负荷中心地区，在区域电网内实现风电消纳。

甘肃、新疆的风电消纳能力较小，从长远来看，整个西北电网的风电消纳能力也比较有限。因此，西北地区的风电必须送往华中和华东等负荷中心地区消纳，长距离、大规模外送是西北风电消纳的主要特点。

风电大规模外送将是解决我国“三北”地区风电消纳问题的主要途径。风电的消纳问题没有解决前，就会出现由于负荷需求不足而不得已削减风电出力的情况。这里说电网的规划与风电的发展相协调，涉及到大区之间的联网，关系到国家电网的中长期规划及电网布局，风电远距离输送电网建设的资金需求规模巨大，接入电网的成本很高，需要得到国家政策的支持。

2.6 技术支撑体系仍很薄弱

目前世界各国风电场接入系统技术标准和规程中，大都要求风电场或风电机组具有动态的无功调节能力、有功功率跟踪设定值的爬坡能力、在电网某些特殊情况下进行有功调节的能力及低电压穿越能力。尤其是在风电比例较大的电网，这些功能对于风电顺利并网非常重要。但是，我国目前的风电产品大多不具备这样的能力，主要原因是技术标准缺失，风机制造企业没有这方面的压力，也就没有动力增加成本去生产具有更高性能且对电网更加友好的风机产品。我国仍处于风电规模化开发的初期阶段，风电并网技术的标准和规程中相关指标的制定研究工作也很滞后。加之风力发电机组动态无功控制技术、有功功率控制技术以及低电压穿越技术大多被国外公司垄断，也增加了国内风电机组的生产成本。

成熟的风机制造业是发展风电的基础。国外风电大国如德国、西班牙、丹麦、美国、印度等也都是风机制造大国，为支持风机制造业，国外政府投入了大量的研发资金和建立风电测试平台：如德国从 1980 年起每年的研发投入基本保持在 1000 ~ 2000 万美元；美国一直保持在 4000 万美元左右。由政府资助建立公共测试平台，主要包括试验风电场和叶片等零部件试验平台，这些设施投资大，利用率低。建立完善的风机标准、检测、认证体系，所有风机必须通过本国认证机构的认证和检测，才能进入国内市场销售，既保证风机质量，又促进技术积累。相对于国外风电发展比较先进的国家在短期风电功率预测方面已经开展的众多基础性研究工作，我国对于风电场输出功率的短期预测技术的开发仍处在起步阶段，在保障电力系统的调度和安全稳定运行方面与先进国家还存在着很大的差距。

2.7 电力市场发展尚不完善

欧美近 30 年的风电事业发展是建立在比较成熟的自由电力市场基础之上的，并充分利用了市场机制和行政措施两种手段来解决风电发展中的各种问题。而我国电力市场发展尚不成熟，市场模式尚不完善，市场优化资源配置、技术进步、利益分配和微观均衡等基本功能还十分欠缺，尤其是我国还没有形成合理的可再生能源发电价格机制，影响了行业的健康可持续发展。目前的电价制度也未能反映各类发电项目的电能质量和实时市场价值，费用分摊制度未能补偿电力调度的成本，大规模风电与常规电力系统之间在电网建设和电力调度方面必将出现成本风险分担和市场竞争问题。

风电项目投资准入管理制度和并网发电管理制度同样比较单一，且过于偏重集中大型风电项目，对灵活分散的中小规模风电项目的支持和保障力度比较薄弱，不利于充分高效利用风能源资源，也增加了大规模风电上网和调度的压力。

3. 国外大规模可再生能源发电并网的保障政策分析

3.1 国外电力系统及风电并网现状

3.1.1 欧洲电力系统及风电并网现状

(1)欧洲电力系统及负荷概况

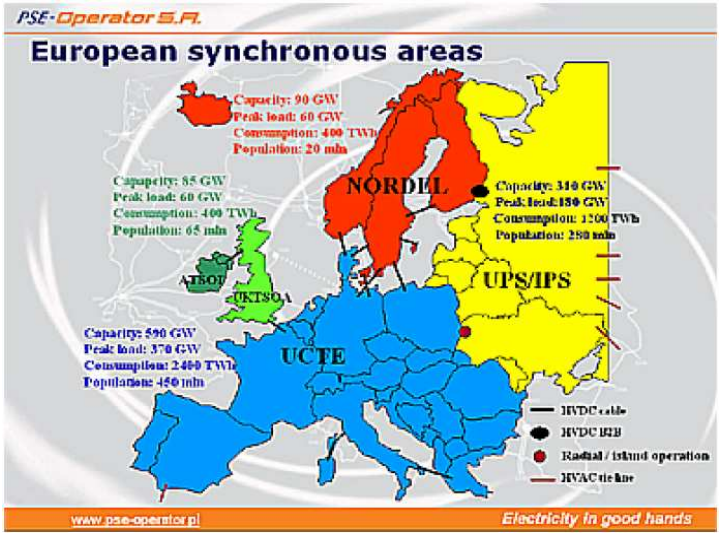


图 3-1 欧洲同步电网区域示意图

欧盟电力系统在结构上由 4 个同步区域组成，即欧洲大陆形成的最大同步电网-欧洲输电联盟（Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity, UCTE），北欧 Nordic，英国电网 GB 和爱尔兰电网 ARL 组成（图 3-1）。至 2006 年底，UCTE 同步电网装机容量 6.3 亿 kW，最大负荷 3.9 亿 kW，用电量达 2.58 万亿 kWh，供电人口 4.5 亿人，覆盖面积超过 450 万 km^2，国家间电能交换超过总用电量的 10％。丹麦电网分属 2 个同步区域，丹麦东部是 Nordic 同步电网区域，而西部是 UCTE 同步电网区域的一部分。

英国电网 GB 由苏格兰水电输电有限公司（Scottish Hydro Electricity Trasmission Limited）、苏格兰输电有限公司（Scottish Power Trasmission Limited）和国家电网输电有限公司（National Grid Electricity Trasmission Limited，NGET）资产组成，由 NGET 经营。海上风电场 132kV 及以上等级线路也将由独立的 NGET 经营。

2008 年 7 月欧洲输电系统运营商（European Transmission System Operator）发表了欧洲风电接入电网研究（European Wind Integration Study, EWIS）项目中期研究报告。报告对所研究的欧盟各成员国（包括瑞士）2008 年峰荷和最小负荷做出估计，2008 年总的峰荷为 51300 万 kW（忽略了国家间峰荷的差异）；对电力系统的最小需求、即最低负荷约为 19600 万 km（同样忽略了国家间数值的差异）。表 3-1 为德国、丹麦等风机大国 2008 年电力负荷。

表 3-1　2008 年电力负荷

国家名称	最高负荷(MW)	最低负荷(MW)
德国	76,750	25,500
丹麦	7,050	2,300
西班牙	46,200	18,500
英国	63,500	23,700

(2)欧洲风电并网现状及存在的问题

截至 2008 年底，整个欧洲风电累计装机容量为 6594.6 万 kW，如表 3-2 所示，其中欧盟 27 国为 6495 万 kW，已经满足 4%的电力需求。德国、比利时、英国、丹麦、荷兰、瑞典和法国已经开发了海上风电场。

2008 年底，德国累计风电装机容量为 2390 万 kW，列在欧洲第一位；丹麦累计风电装机容量为 318 万 kW，是世界上风电装机比例最高的国家。但是，就目前的装机比例，欧盟电网所面临的问题主要是电网的输送容量问题，而不是调

峰问题。

表 3-2 欧盟各国风电装机容量统计

单位：MW

国家	至2007年底 累计装机容量	2008年新增 装机容量	至2008年底 累计装机容量
德国	22,247	1,665	23,903
西班牙	15,145	1,609	16,754
意大利	2,726	1,010	3,736
法国	2,454	950	3,404
英国	2,406	836	3,241
丹麦	3,125	77	3,180
葡萄牙	2,150	712	2,862
荷兰	1,747	500	2,225
瑞士	788	236	1,021
爱尔兰	795	208	1,002
奥地利	982	14	995
希腊	871	114	985
波兰	276	196	472
挪威	326	102	428
土耳其	147	286	433
欧洲其他国家*	955	362	1,305
整个欧洲	57,139	8,877	65,946
欧盟27国**	**56,531**	**8,484**	**64,948**

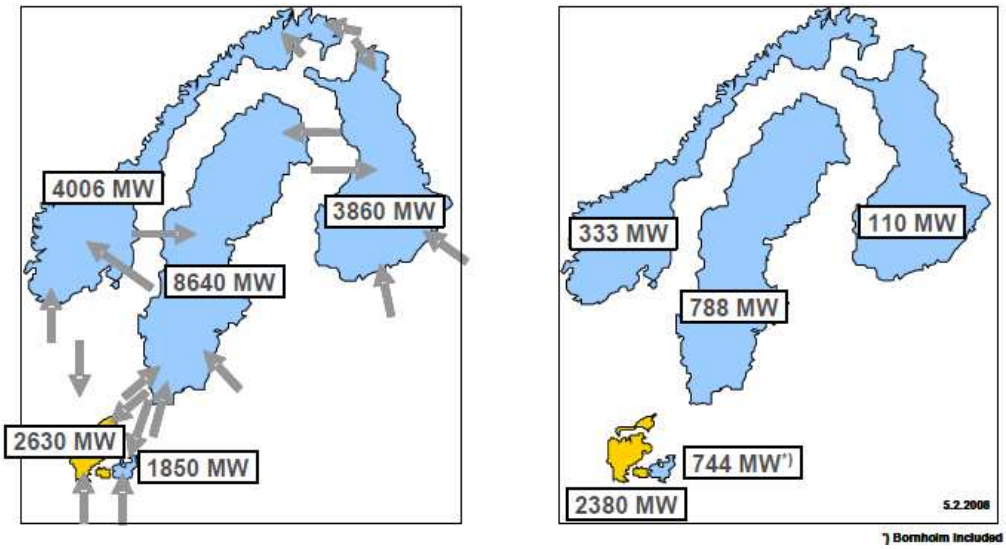
*欧洲其他国家：比利时，保加利亚，克罗地亚，塞浦路斯，捷克共和国，爱沙尼亚，法罗群岛，芬兰，匈牙利，拉脱维亚，立陶宛 卢森堡，罗马尼亚，俄罗斯，斯洛伐克，瑞士，乌克兰

**欧盟27国：奥地利，比利时，保加利亚，塞浦路斯，捷克共和国，丹麦，爱沙尼亚，芬兰，法国，德国，希腊，匈牙利，爱尔兰，意大利，拉脱维亚，立陶宛，卢森堡，马耳他，荷兰 波兰，葡萄牙，罗马尼亚，斯洛伐克，斯洛文尼亚，西班牙，瑞典，英国，德国

图 3-2(a)中数字表示 Nordic 国家 2008 年跨越边境的电力输送能力；图 3-2(b)中数字表示 2008 年初 Nordic 国家风电装机容量。以丹麦为例，西部地区跨越边境的电力输送能力为 263 万 kW，而西部地区风电装机容量为 238 万 kW，东部地区跨越边境的电力输送能力为 185 万 kW，而东部地区风电装机容量仅为 74 万 kW。从两图的对比中可以看出，就目前的风电装机容量，Nordic 国家跨越边境的电力输送能力在系统级不存在风险。

EWIS 项目的研究表明，由于风电将替代部分火电和水电电力，未来可能会影响到整个系统中的潮流分布。但截至 2008 年风电在 Nordic 中起的作用还较小，

对 Nordic 电力系统没有任何重要影响。



（a）2008 年跨越边境的电力输送能力　　(b) 2008 年初 Nordic 风电装机容量

图 3-2 2008 年 Nordic 跨越边境输电能力及年初风电装机容量

但 UCTE 情况有所不同，在风速较低、风电出力较小时德国是电力净输入国。由于德国风电装机比例都很高，如德国北部-西部风电机组装机容量为 2200 万 kW，当该地区刮北风且高风速情况时，北部地区风电出力很大，UCTE 同步电网潮流发生很大变化，此时德国由电力净输入国变为输出国。类似的情况也发生在 UCTE 同步电网的南部，由于西班牙风电装机比例很高，受风电出力的间歇性变化，西班牙，葡萄牙及法国跨境的潮流会发生很大变化。

3.1.2 美国电力系统及风电并网现状

(1)美国电力系统及负荷概况

目前美国有三大互联电网，即东部互联（the Eastern Interconnection）电网、西部互联（the Western Interconnection）电网和德克萨斯电网。

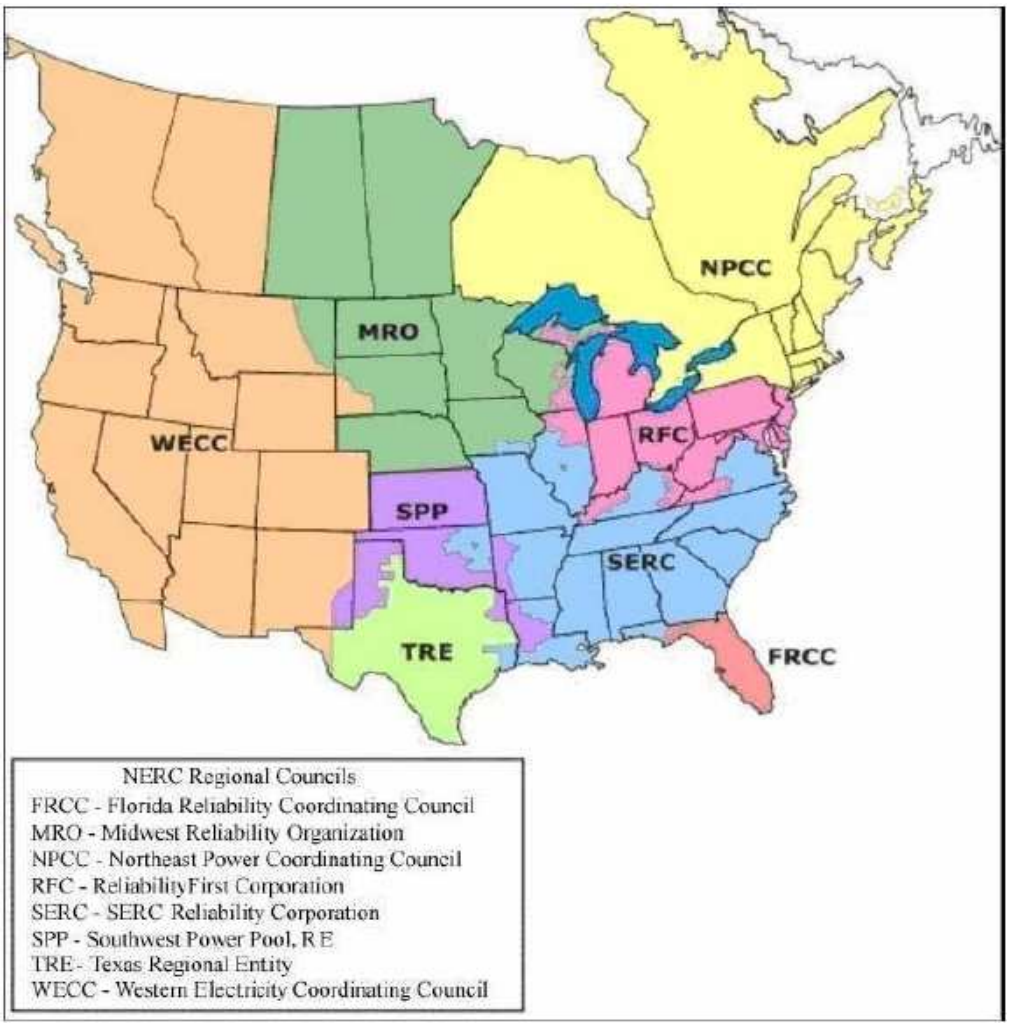
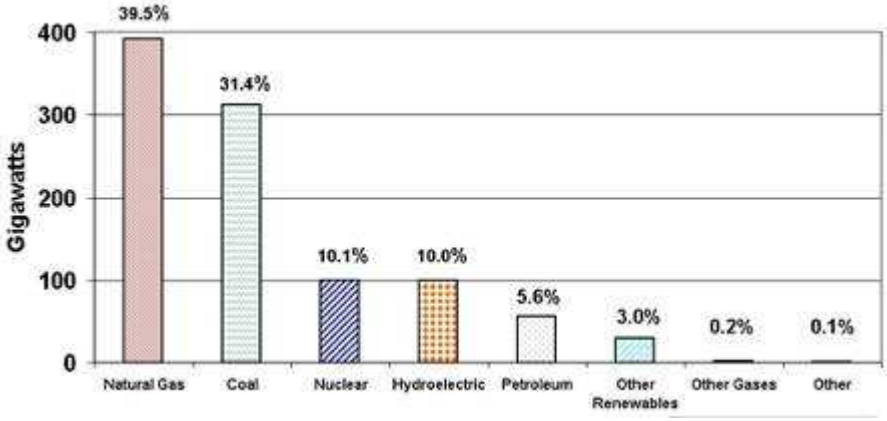


图 3-3 2007 年调整后的北美电力可靠性协会区域实体

目前北美电力系统包括了美国东部、西部和德克萨斯以及加拿大魁北克 4 个互联系统。美国的三大联合电网之间只有非同步联系，东部和西部两大互联系统之间有 220kV 联络线与直流“背靠背”换流站互联。东部和西部互联电网分别与加拿大的魁北克、安大略以及滨海地区的电网并网运行。西部的加利福尼亚电网和墨西哥电网同步运行。德克萨斯电网是孤立电网。

1968 年美国成立了电力可靠性协会，制定电网运行安全性准则。1981 年加拿大和墨西哥等电力公司加入后改称北美电力可靠性理事会(North American Electric Reliability Council, NERC)。2007 年，NERC 调整到图 3-3 所示的格局。

根据美国 EIA（Energy Information Administration）2009 年 1 月 21 日发布的数据，2007 年的美国总发电量约为 4.157 万亿 kWh。至 2007 年夏季美国电力结构如图 3-4 所示。



来源：Energy Information Administration, Form EIA-860, "Annual Electric Generator Report."

图 3-4 2007 年夏季美国电网装机容量（燃油+燃气≈45%）

(2)美国风电并网现状及存在的问题

据 AWEA 公布的报告，2008 年在美国全部发电装机容量中，风电装机与天然气发电装机容量合计占美国新增发电装机容量的 90%左右，其中风电装机占 42%。

至 2008 年底美国风电累计装机 25,17 万 kW，已跃居世界第一位，风电已提供其 1%的电力需求，风电正在建设中的项目有 445 万 kW。根据美国风能协会(American Wind Energy Association, AWEA)公布的数据，美国风电装机前 10 位的州见表 3-3，德克萨斯州累计装机 712 万 kW，列在美国第 1 位，正在建设中的项目 165 万 kW。根据 AWEA 的统计数据，部分电力公司销售的风电比例已经超过 10%。

表 3-3 2008 年底美国风电累计装机十强州.

州	目前已装(MW)	建设中(MW)	名次
Texas	7116	1651	1
Iowa	2790	20	2
California	2517	275	3
Minnesoda	1752	0	4
Washington State	1375	70	5
Colorado	1068	0	6
Oreqon	1067	250	7
Illinois	915	201	8
Newyork	832	464	9
Kansas	815	199	10

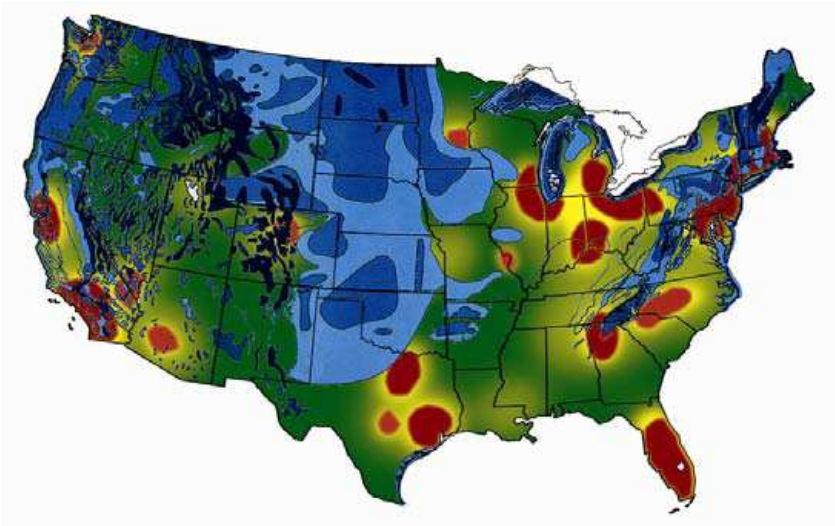


图 3-5 美国电力负荷中心及风能资源分布

图 3-5 显示了美国电力负荷中心及风能资源分布，图中棕红色区域表示负荷中心，蓝色区域表示风资源潜力大的地区，绿色区域表示风较小的小负荷中心。据此分析美国风能资源可用性和电力需求在地理位置上不是匹配的，和使用的时间也不是正相关的。美国仅有 7%的人口居住在风能资源潜力大的前十个州，在目前兆瓦级的大多数风能资源丰富地区，风电的高峰出力通常发生在相对低的电负荷需求时段。

3.2 国外风能发展中长期规划及电网保障措施

3.2.1 欧盟中长期风电发展规划及电网保障措施

(1)欧盟中长期风电发展规划

欧盟 27 国 2008 年风电总装机容量达到 64,948MW，已经满足了 4%的电力需求。欧盟委员会（European Commission）估计 2020 年欧盟 34%的电力需求由可再生能源发电提供，其中 12%的电力需求由风电提供。欧洲风能技术平台 TPWind 也提出了发展目标，即到 2030 年，风能将成为欧洲的主要替代能源，累计装机容量将达到 3 亿 kW，其中 50%是海上风电，750 万 kW 是重建（Repowering）项目，欧洲电力消费的 25%将由风电提供。

通过欧盟委员会资助的 Intelligent Energy Europe (IEE)项目，TradeWind 于 2006 年 11 月至 2008 年 12 月，进行了欧洲电网互联、改进电力市场设计的研究。

TradeWind 的长期研究目标是在欧盟 27 国范围内的电网互联和市场设计，包括 UCTE，Nordic，英国和爱尔兰 4 个同步区域的输电网。研究水平年包括短期、中期和长期的 2008、2010、2015、2020 和 2030 年，其中 2015 水平年的选择是为了与 EWIS 的研究结果具有可比性。表 3-4 为 TradeWind 假设的各研究水平年高中低方案的装机容量，其中中方案与 EWEA 的预测目标接近，即 2010 年 80GW， 2020 年 1.8 亿 kW， 2030 年 3 亿 kW。

表 3-4 各研究水平年高中低方案的装机容量

单位:MW

水平年	**2005**	**2008**	**2010**	**2015**	**2020**	**2030**
低方案	42.2	57.2	72.3	103.3	143.9	203.3
中方案	42.2	66.5	90.0	143.7	205.8	279.6
高方案	42.2	78.1	108.2	185.0	263.4	351.1

TradeWind 将输电基础设施建设作了 3 步走的方案，对应 Stage 1-3。Stage 1 的电网加强方案见图 3-6，输电线路基础设施的投入，对 2015-2020 年期间电力系统运行成本的减小影响比较小，只是在某些国家部分地区内有效，对整个欧洲影响不大，但对于 2020-2030 年期间受益很大，证明投资是值得的。TradeWind 共提出了 42 个项目，平均每个项目投资 5 亿欧元。Stage 2-3 的电网加强方案见图 3-7。

图 3-6 Stage 1 电网加强方案（红:HVDC 连接 蓝:AC 连接）

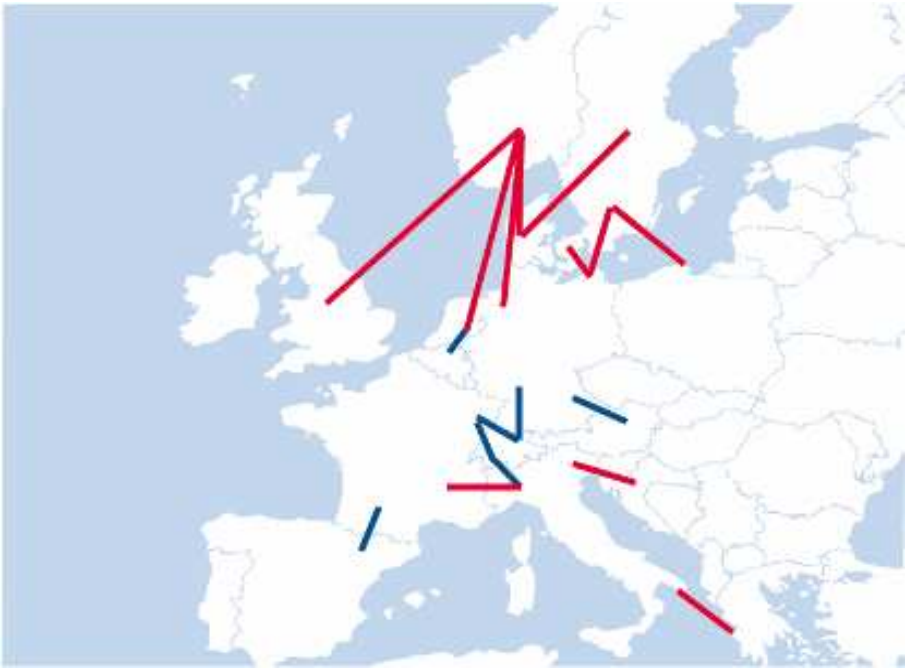


图 3-7 Stage 2 - 3 电网加强方案（红:HVDC 连接 蓝:AC 连接）

(2)欧盟在电网建设方面的激励政策

欧盟《可再生能源发电促进指令 2009》第 16 条第 1 款规定，欧盟成员国还应采取适当步骤，加速电网基础设施授权程序，利用行政和规划程序，协调批准电网基础设施建设项目。第 3 款规定，电网连接、电网改扩建、改善电网等运行费用应由电力生产商、电力系统传输营运商和电力系统配送运营商等共同分担，但是分担制度应以客观、透明和非歧视的标准为基础。

1）德国风电发展规划及保障措施

在德国可再生能源法 2009 的框架下，预计德国在 2010、2015 和 2020 年的风电装机将分别达到 3000 万 kW、3600 万 kW 和 4800 万 kW，并且在 2010 年后德国主要的风电装机增长来自于海上风电场的开发。海上风电在 2015 年和 2020 年的开发规模将分别达到 980 万 kW 和 2040 万 kW 的规模，主要集中在 North Sea 和 Baltic Sea 方面海上风电的开发。

表 3-5 德国风电装机容量

单位：GW

年份	2003	2007	2010	2015	2020
陆上	14.5	21.8	24.4	26.2	27.9
北海	0	0.4	4.4	8.1	18.7
波罗的海	0	0.2	1.0	1.7	1.7

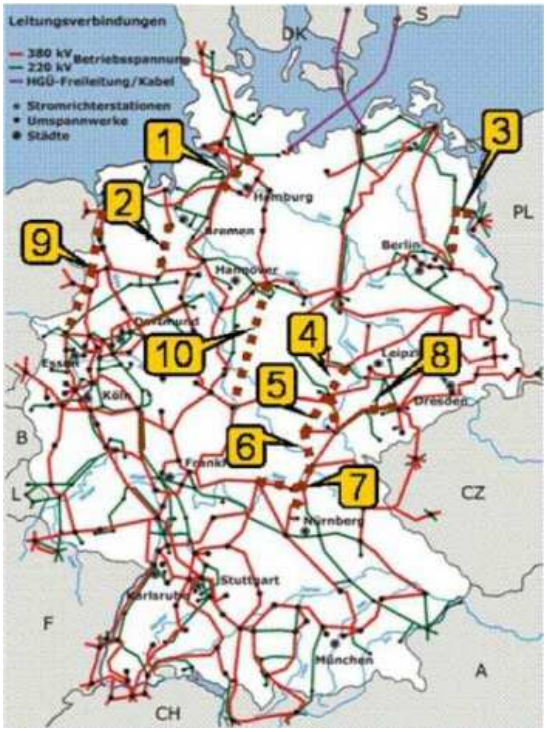
总计	14.5	22.4	29.8	36.0	48.2

相关机构预测，2015 年可再生能源开发规模将达到 4730 万 kW，届时全德国的发电量中，有 20%的用电供应将来自于可再生能源，其中风电占总发电量的比例达到 12.7%。风电达到如此高的比例，意味着能流的变化和潜在的输电线路瓶颈。按照德国的规划，截止到 2015 年，德国将新建 850km 的 380kV 输电线路，其中，

- 截止到 2007 年，三段老的图林根州至 Franconia 的架空线路会进行升级扩建，总长将达到 269km;
- 2010 年，在此前基础上新建 455km 的 380kV 双架空高压线，并对 97km 的旧线路进行升级扩建改造;
- 2015 年，在以前基础上，新建 390km380kV 双架空高压线，并升级改造 26km 的旧线路。

这些在原有输电线路上新增 5%的输电线路，能较为有效地解决电网瓶颈问题。

此外，德国还确定了通过提高风功率预测的技术能力和通过抽水蓄能的方式来为风电调峰，从而保证风电上网、传输的稳定。



截止到 2010: 新建 460 km
1. Hamburg/Nord-Dollern, 45 km
2. Ganderkesee-Wehrendorf, 80 km
3.Neuenhagen-Bertikow/Vierraden, 110 Km
4. Lauchstädt-Vieselbach, 80 km
5. Viesselbach-Altenfeld, 80km
6. Altenfeld-Redwitz, 60 km
7. Network upgrade in Franconia
8. Network upgrade in Thuringia

截至到 2015: 新建 390 km
9.Diele-Niederrhein, 200 km
10.Wahle-Mecklar, 190km

来源：德国能源署研究报告

图 3-8 截止到 2015 年德国电网建设规划

2）丹麦的支持政策

根据丹麦政府的规定，风电并网采取联网成本分摊的政策，即风电上网所需的传输线路建设、变电站建设费用由电力公司和风机业主共同分担。对于安装在陆地上的风机、低压线路、风场所在地的变电站，以及输电线路的建设维护费用由风机业主负担。对于政府指导建设的风电场项目（装机规模最小为 1.5MW），所需要的配套电网增容设施费用则由电网公司承担。对于纳入丹麦风力资源开发计划中的海上风电项目，从风机到陆上电网的连接费用由电网公司全部负担。而对于没有列在该计划中的项目，项目配套的电网建设维护费用则由业主单位自行负担。

在可再生能源促进法（法案编号 2008.12.27 第 1392 号）第四部分第三十条第一款的第二和第三句明确指出: 风力发电机组所有权人使用到陆上电网连接的方式，其中，海上连接已经有电力供应公司设立，电力公司负责引导并支付费用; 设立电网的费用和连接到电网的费用如何在风力发电机组所有权人和综合电力供应公司之间分配，由气候和能源部部长决定。

另外，在 2025 丹麦能源愿景政策中规定了每投资 1 亿丹麦克朗用于新输电线路的建设，电价会提高约 0.03 欧元/kWh。

3.2.2 美国 2030 年风电发展规划及保障措施

(1)风电发展规划

根据美国能源部 2008 年 5 月公布的计划，提出了 2030 年风电装机达到 3 亿 kW，将满足美国 20%电力需求的目标。图 3-9 是美国能源部国家可再生能源实验室 2007 年发布的电网扩建的概念性规划。

- 1000kV 的高压直流输电线路，用于大容量、远距离电力传输;
- 如图 3-9 所示，新建 765kV 交流线路作为对现有输电系统的补充，从而 765kV 高压输电线路作为届时美国输电的主干网络;
- 交-直-交联接。美国的输电系统大多使用的交流线路，用电设施依靠交-直-交转换控制两个独立输电系统间的能流。美国将投入超过 5000 万美金的资金，用于变流器和逆变器的采购、安装、维护，从而保证美国电力系统的互联。

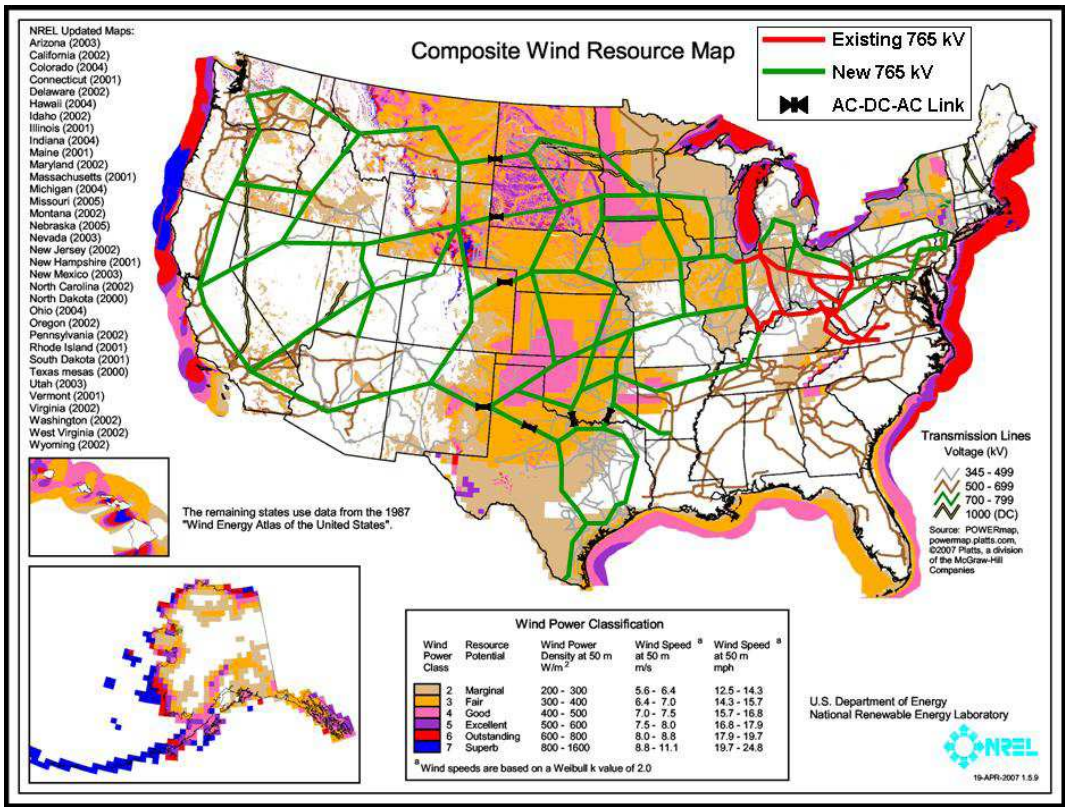


图 3-9 美国电网扩建概念性规划

此外，北美电力可靠性理事会（NERC）于 2009 年 4 月召开了规划会议，并发表了专题报告，报告认为应通过提高风力发电功率预测技术、电力系统规划技术以及电网运营和管理水平，开发需求侧管理和相应储能技术，通过更大的范围平衡风电等措施，提高电网接纳风电的能力。

(2)美国在电网建设方面的激励政策

美国《复苏与再投资法案》第 301 条规定，财政部有义务为“至少一个界标在西部地区电力管理局服务范围内的电力传输线路及相关设备，新建或改建时的施工、融资、推进、规划、运营、维护或调研工作”提供总额累计不超过 32.5 亿美元的贷款。第 405 条规定，财政部需要为先进的电网技术示范项目提供项目金额 50%以内的财政支持。第 1705 条规定，财政部在本条条款下为 2011 年 9 月 30 日（含）之前动工的输电系统，包括升级改造项目提供担保。

3.3 国外电网适应风电大规模发展的经验总结

3.3.1 同步电网是实现风电大规模接入的重要保障

所谓同步电网，是在一个区域或更大的范围内，以同步频率运行的电网。在系统正常的情况下，电网内的电力是紧密相连的。大电网互联一直是世界电网发展的趋势，随着时间的推移，同步电网的规模均在扩大。欧洲电网互联经历了由小到大、由低电压等级到高电压等级、由局部互联到大规模互联的过程。欧洲同步电网发展历史证明，跨国联网给欧洲国家带来了巨大的效益，同步电网已经成为部分欧洲国家实现大规模风电接入的重要保障。

丹麦电网分属 2 个同步区域，丹麦西部是 UCTE 同步电网区域的一部分，而东部是 Nordic 同步电网区域，丹麦 2008 年风电装机达到 3,180MW，是目前世界上风电装机比例最高的国家，这得益于丹麦与挪威、德国和瑞典便利的电力交换。图 3-10 显示了丹麦电网对外功率交换的情况，挪威和瑞典丰富的水电对丹麦的风电发挥了互补的作用。

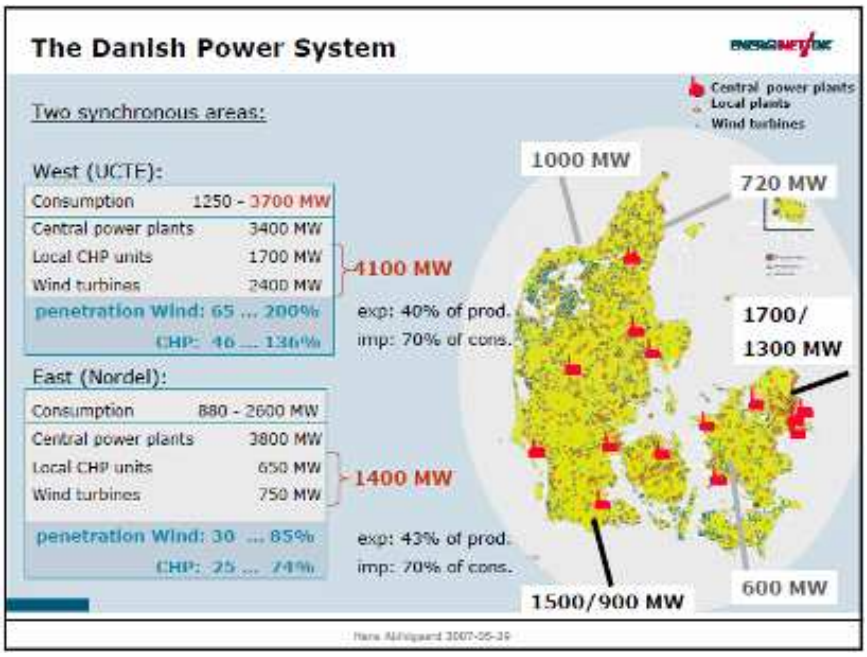


图 3-10 丹麦电力系统

3.3.2 电源结构是决定电网容纳风电能力大小的重要因素

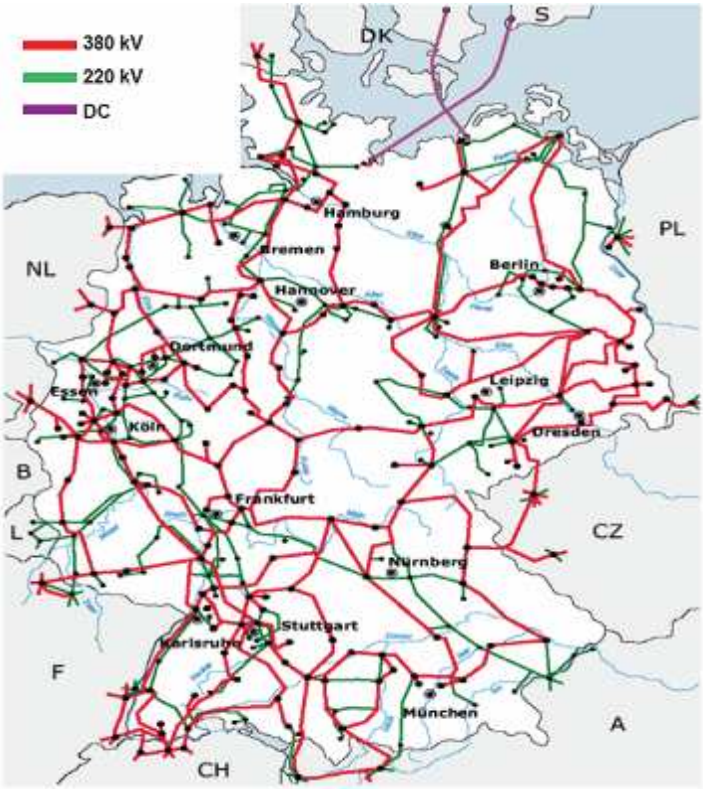


图 3-11 2003 年德国电网结构图

德国有 4 家输电网运营商 TSO(220/380kV 电网)，15 家区域电网运营商(110kV 电网)和 900 多家配电网运营商(中、低压电网)。四家 TSO 分别是 E.ON、RWE、EnBW 和 Vattenfall Europe，2003 年德国电网结构如图 3-11 所示。

图 3-12 为德国电力装机构成情况。从图中可以看出德国核电占电力装机的 16%，燃煤发电占电力装机的 35%；同时优质调峰电源如天然气、燃油和抽水蓄能发电等占电力装机约 25%；可作为调峰电源的水力、生物质能等占 8%；风电占 16%。在这样的电源结构中，核电在系统中带基荷，燃煤发电也可以基本不参与调峰，带基荷。德国的电源结构为大规模风电接入电网提供了足够的调峰容量。

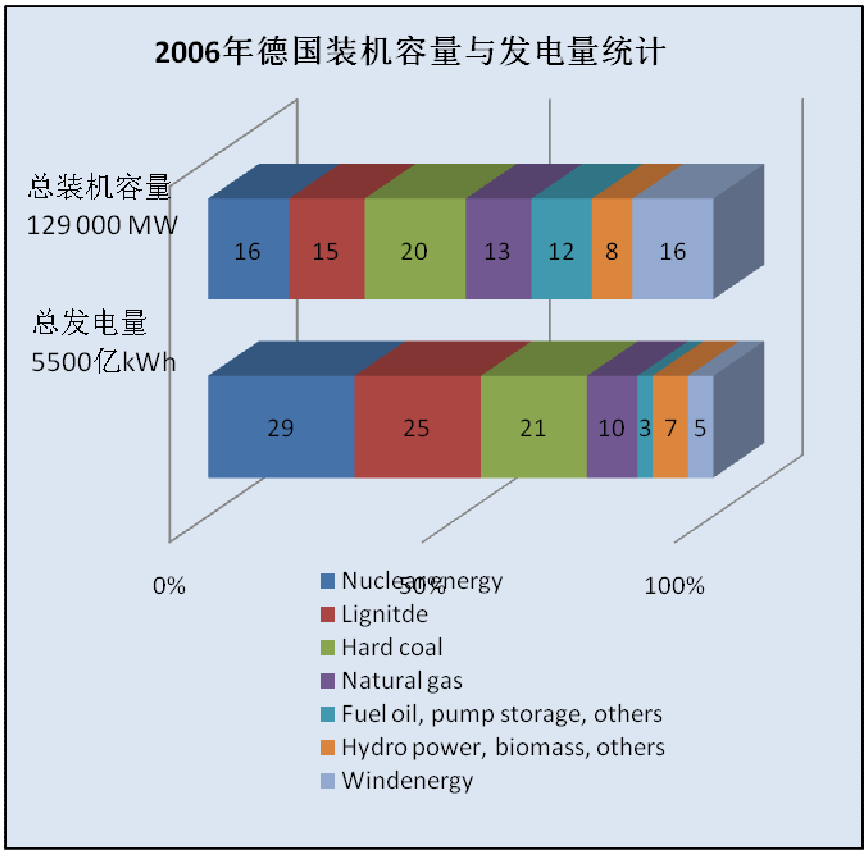


图 3-12　2006 年德国电源结构

西班牙 2009 年底风电累计装机 1915 万 kW，仅次于美国、德国和中国，位于世界第四位，风电占总装机容量超过 20%，发电量占总发电量 14.3%。西班牙拥有包括水电、抽水蓄能、燃气以及联合循环机组的灵活发电占总装机容量的比例高达 49.3%。抽水蓄能目前容量为 480 万 kW，是目前风电装机容量的 30%，有几个项目正在建设中，容量还将持续增加。同时允许联合循环机组运行范围为其容量的 50%。上述灵活发电装机在大规模风电并网中起到重要作用。

3.3.3 精确的功率预测是增加电网容纳风电能力的有效手段

电力系统必须随时保持有功功率的平衡，风电的波动只能通过常规发电机组的功率调节来平衡，而风电功率预测是目前降低风电波动对电力系统功率平衡影响的最有效手段。随着接入电网风电容量的增加，目前在欧洲、美国和加拿大风电功率预测系统已成为电力系统的一个组成部分，它对于电力系统的调度运行、电网安全稳定、提高电网接纳风电的能力具有重要的意义。系统内风电功率预测的不确定性（预测误差）增加了系统应增加的调峰容量需求，因此提高风电功率

预测系统的预测精度可以有效地减少由于风电接入对系统调峰机组容量的增量需求，具有重大的经济意义，风电功率预测是解决风电接入后电网调峰问题的首选技术手段。

西班牙实现大规模风电接入的经验表明，精确风电功率预测可以有效增加电网容纳风电能力。西班牙目前已经能够达到提前 48 小时误差控制在 30%以内（平均误差不超过 20%）、提前 24 小时误差控制在 15%以内（平均误差不超过 10%）的水平。

3.3.4 在更大的区域或市场内调度运行是减小电网影响和接入成本的优化选择

在更大或的区域或市场内进行风电调度有利于提高全国电力市场消纳风电的综合能力。首先，更大的平衡区域有更多的能力接受风电，因为它可以有更多的发电资源提供辅助服务。另外，更大的平衡区域有地理分散的优势，可以平滑风电出力的变化。

据欧洲风能理事会（EWEA,2009）2009 年 2 月公布的风电交易研究项目（Trade Wind）研究报告[1]，在整个欧盟范围内跨国调度和交易风电将显著提高总体风电消纳能力。该报告对 2020 年欧盟 2 亿风电装机情景的风电出力概率分析显示，如果在欧盟范围内通过跨国电网进行大范围风电调度，可以使平均风电容量可信度（capacity credit）从各国独立调度消纳风电时的 7%增加到 14%。

现在美国大约有 140 个平衡区域。每个平衡区域在区域内自己调节负荷和发电的平衡，并满足 NERC 的要求。在 2004 年，明尼苏达州最大的电力公司 Xcel Energy 研究了 15%的风电穿透率（相当于 12%的电量），对于单个控制区域，估计风电的接入成本为 $4.60/MWh；2006 年在该州所有的控制区域内进行接入研究，风电的穿透率相当于 25％的电量，接入成本却是$4.41/MWh。同时纽约州的独立分析表明，在单个平衡区域比在州内平衡，1 小时的、5 分钟的和 6 秒的变动都更大。

[1] EWEA. Integrating Wind: Developing Europe’s power market for the large-scale integration of wind power. TradeWind Project. 2009.02

3.3.5 分布式风电开发方式有助于风电并网

到目前为止，德国、丹麦等国家陆上风电开发基本上是分散的。风电装机地理上的分散有效地平滑了各风电场/风电机组出力的波动，同时可以在更大范围内调动电力系统的调峰资源，也有利于风电就地消纳。图 3-13 为 2007 年 6 月底德国风电装机分布。

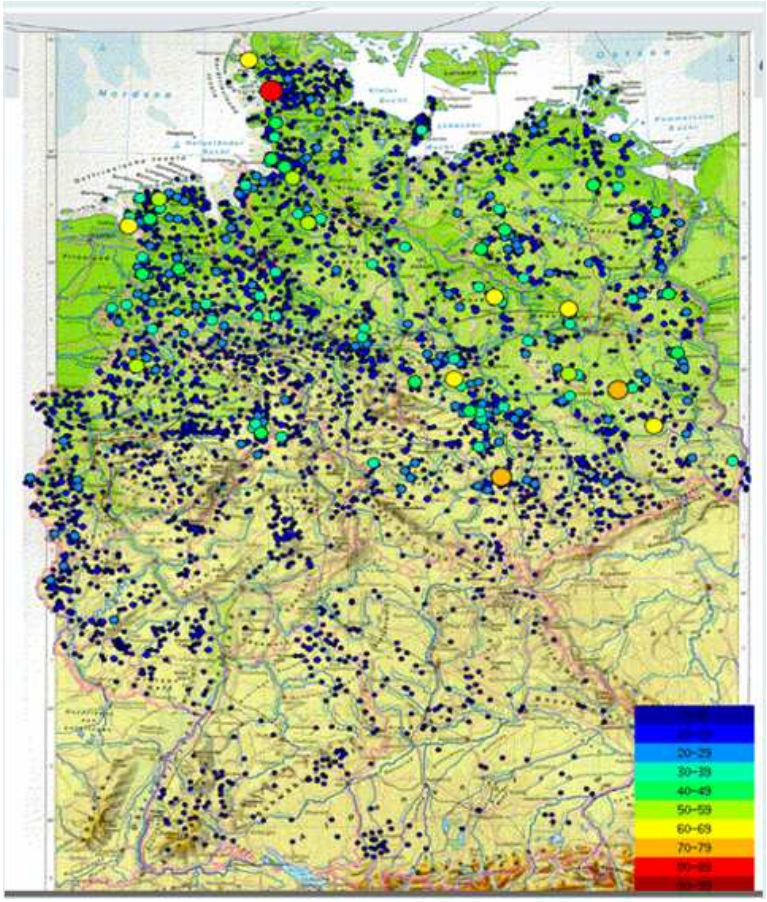


图 3-13 2007 年 6 月底德国风电装机分布

由于其风资源主要集中在北部和南部，西班牙的风电场也是以成片开发的大、中规模的电场为主，但为了减少电网接纳风电的压力，政策开始采取措施鼓励建设中小规模的分布式风电场。

3.3.6 加强电力市场管理和经济激励政策制定是提高电网容纳风电能力的重要保障

为促进风电的合理并网调度，欧美风电领先国家除了推广应用风电场功率预

测技术和严格的风电场/风电机组并网技术标准外，还日益重视电力市场管理和经济激励政策，主要包括：扩大调度范围、电网投资补贴和成本分摊政策、优质优价政策、市场竞争机制等途径等。

（1）制定实施辅助服务补偿和费用分摊政策。例如，2007 年以来加拿大阿尔伯特省的风电市场运行框架政策规定了风电预测和辅助电网服务的成本分摊政策：1）风电企业或者自行投资开展风电出力预测，或者提供集中预测所需的必要数据信息；在后者情况下，电力运行机构（AESO）进行统一风电预测，所需的成本费用将纳入销售电价；2）电力运行机构（AESO）负责购买必要的调节备用和电力负荷/供应服务，相关成本将纳入电价。3）与风电场管理相关的成本费用（也包括由于电力调度管理导致的未上网电量的损失）将由风电开发商自行承担。

（2）建立“优质优价、劣质劣价”的上网电价政策。例如，西班牙 1997 年的《电力法》没有无条件要求电网企业全部接受风力发电量，而是规定：一方面，如果风电出力的预测误差率超过 20%（常规电厂为 5%）且仍想上网，则需向电力库交罚款；另一方面，如果电网企业限制风电出力，将做出与相似区域风电出力相当的赔偿。这种市场机制为风电发展提供了较为公开透明的制度基础，避免了各种利益纠纷，有效调动了各类市场参与者的积极性。

（3）各方通过市场竞争机制确定可再生上网电量和价格补贴。近年来，在实现风电的初步规模化发展后，一些国家（特别是风能资源潜力大且分布集中的欧美国家）开始探讨利用更多市场机制解决大规模风电进入电力系统之后与电力调度相关的问题。优惠政策并不意味着风电企业必须免于电力市场竞争。例如，阿尔伯特省电力运行机构（AESO）于 2007 年 9 月开始在风电领域引入市场运行框架；在该市场运行框架下，政府不再直接规定风电装机上限（90 万 kW），而是把风电纳入自由竞争电力市场，对风电上网电量和价格申报 (offer)进行相对经济性评价、负荷分配和出力管理（限制出力或出力变化率，甚至要求完全弃风），从而让市场决定风电上网电量。西班牙颁布的《2004／436 号皇家法令》，在原来固定电价的基础上对电价政策进行了补充调整，规定可再生能源电价实行“双轨制”，即固定电价和溢价电价(市场竞价加补贴电价)两种并行可选制度，为风电开发商提供了灵活选择。

4. 解决大规模可再生能源并网的保障政策建议

保证可再生能源电力接入电网，是当前发展可再生能源发电的一个重要课题。在风电方面，从德国、丹麦等风电大国的发展经验来看，他们之所以取得了较高的风电市场份额，既与欧洲风能资源的分布特点及其电力系统特点有关，也与当前欧洲当前处于电力建设平稳期有关，还与欧洲当前所处的成熟的电力市场交易体制密切相关。由于基本条件、发展水平和发展阶段的差异，国外的经验我国很难完全照搬，特别是我国当前整体上还处于风电规模化发展的起步阶段，自主创新能力还在培养过程之中，电网企业吸纳风电的经验也比较有限。

尽管风能资源丰富的各区域电网大规模接纳风电所面临的主要障碍有些差异，但大体是一致的，主要是风电的反调峰特性恶化了电网的负荷特性，加大了电网调峰难度；而区域电网的调峰能力受到多方面限制，无法保持与风电一致的增长速度；网内消化和外送风电的各种技术方案，一定程度上都面临着因政策缺失而带来的不确定性。

虽然我国已经基本确立鼓励可再生能源发电的政策框架，但包括电价、费用分摊、财税优惠等在内政策的主要针对是装备制造、电源建设等局部性对象，还没有专门优化电网建设的政策手段出台。在现有政策体系中，还没有建立起鼓励和引导加强电网消纳可再生能源电力的机制，如参与调峰的燃气或抽水蓄能电价，或制定电网友好的发电机组接入标准，使得各方面的技术潜力都得到深入挖掘，各自的积极性得以充分发挥。

总之，可再生能源法所强调的“全额收购”原则，当前在操作层面仍旧面临许多无法解决的技术困难。而可再生能源发电进一步的大规模发展，必将连锁引起新的利益格局调整，如为风电调峰电源的利益保障问题，电网远距离输送风电的成本核算问题，具有灵活调节能力电源的建设问题等，这些问题在风电等可再生能源发电走上健康、持续的大规模发展道路之前应当得到很好的回应。根据前面的分析，从建设千万千瓦风电基地的角度出发，为促进远期风电在全国社会经济中发挥较大作用，仅仅强调电网企业的社会责任是远远不够的，必须既要从技术层面采取促进大规模风电并网的各类技术措施，更需要从政策和制度层面进行公平合理安排，疏通利益传导渠道，引导企业投入，才能最大程度地保障风电资源得到开发。

4.1 技术层面

4.1.1 加快部署风力发电系统功率短期预报技术，提高电网调度能力

风电具有随机性、间歇性和不可控制的特点。为了保障电网的安全稳定运行，电网需要预留风电最大出力的备用容量来平衡风电的波动。当前我国的风电比例较小，电网还有能力应对，但随着风能规模的不断扩大，电网的主动性将逐步降低。需要借鉴欧洲风能功率预测在推进风能大规模发展方面的成功经验，在现有工作的基础上，将风电功率预测作为未来电力系统建设的重要组成部分来抓，尽早开展有关研究工作，不断提高预测精度，尽可能减少由于风电接入对系统调峰容量的增量需求，从而提高电网运行的经济性及电网接纳风电的能力。

风电功率预测工作需要风电开发商和电网企业等各方的密切配合。开发商应当为电网公司开展功率预测工作提供基础性数据。电网企业应当成立区域内集中风电预测平台，开展区域风电功率预测，为制定合理电网调度计划提供技术支撑。

此外，从长远来看，电网部门还应当在功率预测工作的基础上，成立专门的可再生能源电力调度机构，专门负责风电、太阳能发电与其它电源之间调度的协调。

4.1.2 制定完善并网技术标准，引导产业开发适应电网要求的装备

我国的风电产业还处于发展阶段，当前已有几家国内风电设备制造企业在技术水平和市场规模上都有了较大程度的提高，但在适应电网运行要求的先进风电机组技术的掌握上，目前企业的技术水平和产品生产能力上还参差不齐，更加落后于欧洲，如我国目前生产的国产风电机组，大多都不具备在线的有功、无功调节能力或低电压穿越能力等功能。当然，这主要因为我们还处于成长阶段，企业技术创新的能力和经验都比较有限，但不能忽视的是我们还没有制定欧洲那样明确、严格的风电接入电网的技术标准，要求以及引导风电场具备这方面的能力，要求风电机组具备为适应电网的必须具有的功能。

随着风电市场份额的不断扩大，从系统最优的角度出发，已经不能简单地依靠电网侧自身的力量解决风电消纳所面临的困境，而应该充分挖掘制造商、风电

场和网内其它配套电源各方的技术潜力。特别是当前我国风电制造业有了长足的进步，全面跨越了“技术引进”阶段，过渡到了“联合设计”阶段，国家也审时度势，取消了“国产化率 70%”的保护性限制，旨在促进国内产业加强创新，做大做强。随着国内变频、控制系统生产商的实力不断增强，在深度参与联合设计过程中，多数先进风电制造企业在低电压穿越、有功无功控制等电网友好型技术方面，已经具备了进一步升级的实力。事实上，当前风电制造产业的激烈竞争，也需要通过制定一定的技术要求，引导企业的创新行为。

因而，需要尽早开展有关技术标准和有关政策配套体系的制定工作，建立强制性的市场准入制度，引导企业重视开发电网友好型的风电技术，不断塑造企业的核心竞争力；此外，也要通过实际的经济激励手段，鼓励企业在这方面的创新，保持国内本土企业在成长期间的活力。

4.1.3 应允许放弃一定的边际电量，降低电网的总体调峰需求和成本

风电本身具备反调峰的特性，一般情况下很难参与电力平衡，甚至在系统中被看做“负荷”进行处理。在特殊时段，根据电力负荷特性，进行一定程度的弃风，虽然损失这部分边际电量损失，但避免了电力系统为保障电网安全而需增加的昂贵的调峰边际成本，从电力系统的角度考虑是经济的。

虽然“弃风”和可再生能源法全额收购的原则背离，但是从系统角度确定“发电装机”最优值后的必然选择。

当然，弃风必须有保障性的制度。一是，需要仔细研究弃风的合理比例。不同负荷特性、调峰能力区域的弃风比例一定是不同的。二是，必须对风电开发企业的弃风行为，进行一定的补偿。三是，风电建设必须规划先行。只有明确了风电建设的总体布局，才能保证电网配套设施的建设，也才能最大程度的降低风电场的弃风比例。

4.1.4 加强可调节电源建设和区域间电网连接，增强系统调节能力

我国虽然已经建立了相对坚强的电力系统，但与欧洲的电网相比，总体上仍处于快速发展的建设阶段，还不能满足大规模风电发展的需要。一是我国风电集中区负荷较低，电网自身较为薄弱，无法适应大规模风电消化和输送的要求；二

是具有灵活调节能力的电源较少，水电富集区距离大型风电基地较远，天然气和抽水蓄能发电装机总量也较低；三是各大区电网之间的联系较弱，区域联络线只起到事故备用的作用，无法提供大规模风电发展时的坚强支撑。这是“三北”电网调峰能力难以进一步加强的三个主要因素。

考虑到加强风电功率预测以及改善风电机组性能等手段虽然能够提高风电适应电网运行要求的能力，但是和常规电力相比，并不能根本改变风电出力的随机性。因此，建议将风电发展纳入电网建设的有关规划，尽早从全局谋划全国风电、其它电源和电网未来的发展思路，包括增加风电集中区域的电网坚强能力，注重对有调节能力电源如抽水蓄能、燃气发电等布局和建设，尤其是天然气发电应及早规划与部署，鼓励具有深度调节能力火电设备的生产和应用，同时加强区域间电网的联络能力，从更大的范围增加电网总体调节能力，以适应风电以及未来光电大规模发展的要求。

4.1.5 在集中开发资源的同时，也同时重视和支持分布式电源的发展

我国的风能资源分布与德国、丹麦有所差异，资源主要集中在距离负荷较远、电网条件较弱的偏远地区，需要按照集中建设的开发方式、通过远距离传输风电电力。不过，在建设千万千瓦等大型风电基地的同时，也应同时积极引导和鼓励在地形状况较差或不具备建设大型风电场条件的地区（如山区、河谷、沿海岛屿等）建设小型风电场，并考虑就地消化风电如供热等方案的可行性，从而充分发挥分布式电源开发的灵活优势，加快有条件地区风电资源的开发进程。在太阳能发电，也要兼顾城市建筑光伏和荒漠电站的协调发展。

4.1.6 加快储能等新兴能源技术的发展

风电、太阳能发电出力的随机性特点是无法根本改变的。通过发展储能等新能源技术，将间歇性的能源储存，再可灵活调节的满足各种能源需求（如驱动电动汽车），将是未来新兴能源技术发展的主要方向。当前这些新能源技术在全球范围内还属于前沿性研究领域，我国应在发展现有技术的同时，重视研发，夯实基础，循序渐进，持之以恒，进行长期的技术和人才积累，争取早日实现技术的突破。

4.2 制度层面

4.2.1 行政干预和政策激励相结合，经济高效达成发展目标

鉴于各地区之间资源的差异、可再生能源发展的成本不同，利用行政干预和政策激励相结合的手段，可发挥市场机制和价值规律，促进解决区域之间可再生能源发展不平衡的矛盾。对可再生能源发电，实行经济调度和物理调度双重机制，建立可再生能源配额交易制度及调度补偿制度。允许各地可再生能源发电上网额度指标的出售和购买实行挂牌交易。在完成总体目标的基础上，实现经济效益最好、成本费用最低。

4.2.2 实行接力调度，合理分配消纳成本，适度提高地方经济收益

要求电网企业对可再生能源发电实行接力调度，尽可能多的外送可再生能源电力，利用异地之间的售电差价消化输送成本。

电网企业之间应合理分配消纳可再生能源电力的成本，不同电网消纳可再生能源电力的成本实施全网公担制度，对专门用于风电、光电输送的电力设施建设，统一纳入电网建设成本核算，不实行单线结算。

适当提高可再生能源发电上网电价，电价中 5-10%的部分明确为地方财政上收入。异地购买的可再生能源电力部分的地方分成由两地共有、协商分配。

4.2.3 加大可再生能源发电项目建设管理，纳入电网建设规划

第一，国家根据国民经济发展需要制定明确、合理的风电发展规划，明确风电、太阳能发电建设的发展重点区域及各地规划期内的发展目标，从而避免近期接入电网存在困难的地区超前建设风电、太阳能发电，影响投资的实际效益。

第二，电网也需要根据国家制定的可再生能源规划，制定科学合理的电网建设规划，并提前进行安排，为可再生能源电力规模化发展提供技术支撑。

第三，国家应在风电建设和电网规划的基础上，尽早明确跨区风电输送的电力市场，并协调购售电价格，早日谋划风电未来大规模的发展格局。

4.2.4 建立系统的利益疏通和引导机制，特别是发挥价格杠杆的作用

风电等可再生能源电力的大规模发展，必须依靠包括电力系统内所有环节的深度参与和协作。从当前的政策来看，包括电价、财政补贴、国产化率要求、税收优惠等，基本都是着眼于可再生能源装备制造业、项目开发企业、技术研发和示范推广活动等，而没有考虑到电力系统接纳可再生能源电力的系统成本。这个系统成本不简单是为可再生能源电力的送出而专门建设线路的投入，而是整个电网系统为消纳间歇性可再生能源电力所付出的系统成本，包括其它电源参与调峰带来效率的降低和利益的损失、电网配备的备用电源及电网远距离输送可再生能源电力的成本核算和相关的电力建设投入等。如参与调峰机组频繁启动，降低了发电效率，或者被迫给可再生能源发电出让发电小时数，减少了自身的收益等等，这些都还没有合理的机制进行补偿。

在当前市场经济的大环境下，仅仅强调企业的社会责任，不能满足未来可再生能源电力大规模发展需要。必须有完善的制度安排，充分疏通、鼓励和引导电力系统所有参与者发展可再生能源电力的热情，充分挖掘他们的技术潜力，才能更加有效的促进电网对可再生能源电力的接纳。特别地，当前电价的确定和电力调度的规则，没有充分体现电网安全运行过程中能发挥不同作用电力装机的价值，如调峰、备用等设备，其价值通过电网企业的电力调度间接实现，这就不能调动企业参与这类电源建设的积极性。具有灵活调节能力的电源，包括天然气、抽水蓄能电站目前的价格政策还是空白，它们在系统中所能发挥的容量价值就无法得到有效的反映。

另一方面，从消费端考虑，当前也没有合理的峰谷价格机制引导电力消费者，未能通过促进对系统而言更为经济的用电行为来降低负荷的峰谷差，这也间接加大了电网企业的调峰压力。

因而，应该充分发挥政府价格杠杆的作用，调动市场参与的积极性，利用两部制电价等差异电价引导和鼓励企业建设具有灵活调节能力电源，增大电网调度的灵活度；同时，也应用峰谷电价等引导电力消费者的用电方式，鼓励错峰用电，降低电网企业调峰的压力。

4.2.5 实现技术层面措施的相应鼓励手段

除了应该在提倡设备制造商、开发商、电网企业甚至火电等调峰电源企业深入挖掘自身技术潜力之外，可再生能源发电当前还属于新兴行业，诸多的新技术无法一下得到快速应用，因而为了尽可能增加电网接纳可再生能源电力，必须通过一定激励措施，引导和鼓励企业开展这些新技术的研发和应用。如对于引导发展电网友好型的风电机组和技术，对于可以深度调节火电机组的引进，对于风电场的短期预报，以及风电场适应电力调度而弃掉部分边际风电量等等，都应在开始阶段给予一定的激励，鼓励企业的这些投入和行为，从而达到尽可能挖掘他们技术潜力、间接降低电网企业调峰压力的目的。