

将可再生能源纳入中国电力系统： 技术入门

电力系统运营

Fredrich Kahrl 王轩

2014.12



The Regulatory Assistance Project (RAP)® • 睿博能源智库

中国 • 欧盟 • 美国 • 印度

Beijing, China • Berlin, Germany • Brussels, Belgium • Montpelier, Vermont USA • New Delhi, India

北京市朝阳区建国门外大街19号国际大厦2504室 • phone: + 86-10-85262241

CITIC Building, Room 2504 • No 19 Jianguomenwai Dajie • Beijing 100004 • phone: +86-10-85262241

www.raponline.org

致谢：

Fredrich Kahrl (Energy and Environmental Economics, Inc.) 和睿博能源智库(The Regulatory Assistance Project (RAP)®)的王轩共同完成了此篇报告。

感谢 Rick Weston, Jim Williams, Kevin Porter, Max Dupuy, Ryan Wiser, 他们对本文的草稿提出了非常宝贵的意见。同时也要感谢华北电力大学经管院张素芳教授，以及陈阳（经贸系）、谭方辉（工商系）、李司陶（经管院）对此中文版的贡献。

如何引用此文

Kahrl, F., 王轩 (2015)。将可再生能源纳入中国电力系统：技术入门——电力系统运营。北京，中国：睿博能源智库

本报告的电子版及其他出版物请参看我们的网站

www.raonline.org/china

希望加入我们的订阅名单，请发送您的联系信息到
china@raonline.org

目录

1.概述	5
2.计划、机组安排和调度	7
2.1 历史回顾	7
2.2 调度规则、组织和层次结构	9
2.3 年度用电计划	11
2.4 年度发电计划	16
2.5 水电、太阳能和风能发电量规划和预测.....	19
2.5.1 水电预测和水库管理	19
2.5.2 风电和光伏发电预测	19
2.5.3 安排和调度流程	20
2.5.4 可再生能源并网的挑战	25
3.辅助服务.....	26
3.1 辅助服务项目的定义	26
3.2 运行备用：定义和规则	27
3.3 调峰备用：原理和规定	28
3.4 运行备用水平合理化措施	29
3.5 可再生能源并网的挑战	32
4. 跨区和跨省的电能交易和调度	32
4.1 跨界电能交易的监管框架	33
4.2 计划形成的交易	35
4.3 基于市场的交易	35
4.4 计划和市场交易间的矛盾	36
4.5 可再生能源并网的挑战	38

前言

本文是系列出版物的一部分,这些出版物介绍了中国可再生能源并网中出现的经济、制度、政治和技术挑战。系列出版物中的文章包括电力资源规划、电力系统运作和定价问题,主题不同,相互独立,但主题之间联系紧密,因此,各篇文章会相互借鉴研究成果。本文的写作动因是,尽管现有文献对中国的可再生能源问题做了大量研究,但是迄今为止,对中国电力行业的基本制度和实践及其如何影响可再生能源发展及并网这一电力行业和监管机构所面临的问题方面的介绍甚少。本文重点研究电力系统的运行——电力系统物理约束下的电力供求平衡问题。文章分为四个部分:

- 概述
- 计划、机组安排和调度
- 辅助服务
- 跨区跨省电力交易

虽然该系列的重点是可再生能源并网问题,但是对问题的说明和大部分结论具有更广泛的意义。文章假定读者对中国可再生能源的发展和电力组织结构有基本了解。

1. 概述

中国电力系统是在有别于其他国家的经济、社会和政治条件的合力作用下逐渐形成的。因此，中国的许多运行制度和做法源于该国近些年的历史，是独一无二的——远不止于一些现有英文文献中描述的那么简单。这些体制和实践，旨在支持一个被重工业需求和燃煤基荷电源主宰的电力体系，而在这样的经济形势中，某种程度上，发电计划仍然存在。很多实践操作都将要进行调整和改变，以适应不断变化的经济形势中逐渐增加的多样化需求，实现政府设定的由大量风电和光伏发电驱动的低碳电力供应的目标。

中国风电和光伏发电并网面临的挑战越来越明朗。2011 年，在中国风力资源最丰富的地区——三北地区¹，估计有 16%（12TWh）的潜在弃风，造成大约 66 亿人民币（10 亿美元）²的经济损失。图 1 说明，在风电占总发电量超过 5% 的地区中，6 个省份的弃风率明显更高。这种高程度的弃风，在相对低水平的风电比例下，是不符合其他国家经验的，而且很显然，如果风能和太阳能是中国电力发展的重要组成部分的话，这种现状是不利于可持续发展的。

完善电力系统运行，对于解决中国可再生能源并网的挑战将是至关重要的。然而对于那些无论是中文或是英文描述的，中国当下管理电力系统运行制度和实践做法的技术上的细致信息，缺乏一个系统的整理。如果没有这些关键内容，将会非常困难的去确定渐进的、实用的近期改革机会，以及在实际政治经济环境中为近期和长期改革做出选择。这篇文章为解决上述信息不完全的情况做出初步尝试。

¹ 三北地区包括：东北（辽宁省、吉林省、黑龙江省和内蒙古东部）、华北（北京市、天津市、山西省、山东省和内蒙古西部）、西北（陕西省、甘肃省、青海省、宁夏回族自治区、新疆维吾尔自治区）。2011 年底，这三个区域几乎占了风能和风电容量的 90%。见 2012 年国家电力监管委员会《重点区域风电消纳监管报告》

² 同上。国家能源局（NEA）的估计显示，这个区域的弃风率在 2013 年平均下降了 13%。见 2014 年国家能源局：2013 年风电产业继续保持平稳较快发展势头。 http://www.nea.gov.cn/2014-03/06/c_133166473.htm

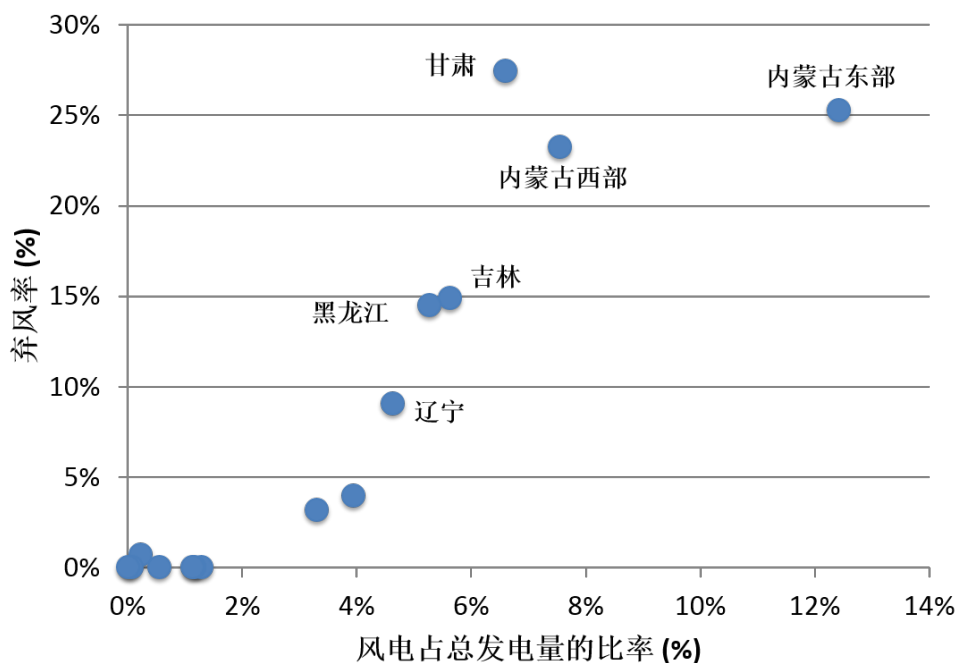


图 1 2011 年“三北”地区各省弃风率根据风电比率的变化³

这篇文章中的说明和分析主要面向以下四个问题：

1. 负责管理电力系统运行的机构和机制是什么？从负荷管理、到发电安排和调度的流程是什么？
2. 如何定义辅助服务，它又是如何提供服务的？
3. 跨省跨区电力交易如何开展？
4. 对于以下三个主题——负荷计划、发电安排和调度；辅助服务；及跨区跨省电力交易——当前的制度和做法为具有变动性的可再生能源带来了什么样的挑战？

文中接下来的叙述说明中国的电力系统正逐渐发展，超越了它们从八十、九十年代起就开始实施的原则、组织、规则和流程。地方政府仍然利用行政手段定量电力需求以及为发电厂计划每年的发电量；而后发电机组根据计划而不是成本最小化的原则被安排和调度。调度的管理是通过一个反映了政治层级的多层次地理结构进行的，在这个政治层级中，为了跨省跨区输出电力而建设的发电厂其产出是由中央政府计划的，并在输入省份的电力调度中获得优先权。现在来看，相对于中国经济和风能、太阳能高渗透率的低碳电力供应的多样化需求，这些制度就显得过分僵化了。

这篇文章针对可能提高中国电力系统灵活度的现行制度和做法的改革，提出了五个重点，不过并未推荐特定的改革机制和政策工具。这五个重点分别是（排名不分先后）：

- **用电经济分配制度：**由当前行政决定季度或年度的分配电力供应的情况，变革为时间尺度更小的经济分配。
- **合理的机组组合和调度：**由制定发电计划，变革为一个可变成本最优化的全系统机

³ 同上。

组组合和调度的过程。

- **合并调度管理：**由当前多级调度的层次结构，变革为由单一组织监督的集中区域调度。
- **合理的跨省安排和调度：**由执行跨省跨区交易计划的状态，变革为允许更短的时间尺度内进行机组安排，并且是根据可变成成本对系统进行最优化。
- **辅助服务定义与规范：**向着更加精确的辅助服务定义和规章变革从而更好的反映系统需求。

尽管这五个领域的进程需要不断完善，使得中国可再生能源电源并网变得更具成本效益；但其实无论电网中是否有可再生能源电源，他们也都可以为电力系统减少成本、排放、提高可靠性。虽然技术可以对这五个领域的改革起到一定的促进作用，但是这个作用是补充性的，而不能取代组织、规则和过程上的创新。

2. 计划、机组安排和调度

2.1 历史回顾

现在中国发电厂的发电计划和调度方法来源于“前改革时期”（1949-1978）。尽管在这个时期，发电容量有一个相对快速的增长，但是，由于新增容量不足以满足电力需求，负荷削减相当普遍（详见 2.4，年度需求计划）。由此，一天中的电力需求相对平稳，发电机组达到或接近最大的容量运行⁴，有效消除了对机组排序的必要性。

20 世纪 80 年代，在实施经济改革之后，绝大多数省份出现了严重的电力产能不足。为解决这一问题，中央政府采取了放开投资的手段，允许地方政府、私人企业和外国投资者投资电力生产。在这种制度下，在与占大多数新增发电量的燃煤电厂签订的合同中，往往明确规定以元/兆瓦时表示的上网电价和固定的满负荷运行小时数，由此，只要发电机组的运行小时数得到满足，投资人就能够收回投资成本。发电机组的调度按照计划实施，该计划尽量保证确定的发电机组运行小时数，各发电机组的运行小时数是相对不变的⁵。

这种模式有效地鼓励了投资。20 世纪 80 年代和 90 年代，中国发电量年增长率达 10%⁶。然而，由于低效率的燃煤机组和高效率的燃煤机组运行相同的小时数，这种“平均”调度方式的代价是更高的燃料成本和排放，而较低边际成本的水电以及之后的风电却时不时被压减出力，以保证燃煤机组有足够的运行小时数。

1998 年，电力行业启动了一系列改革，特别是 2002 年颁布的一系列改革措施，试图解决上述问题。2002 年在华东电网和东北电网试点，拟成立的区域

⁴ Gao, C., & Li, Y. (2010). Evolution of China's power dispatch principle and the new energy saving power dispatch policy. *Energy Policy*. 38: 7347.

⁵ Kahrl, F., Williams, J. H., & Hu, J. (2013). The political economy of electricity dispatch reform in China. *Energy Policy*. 53: 362.

⁶ China Energy Group. *China Energy Databook*. 7: Table 2B.14.

电力库，包含了基于区域市场的调度计划⁷。然而由于电力需求快速增长、考虑到搁浅成本，以及难以调解相互竞争的利益相关者之间的利益关系，区域电力市场未能建成，“平均”调度方式得以继续实行⁸。

进入 21 世纪之后，高效燃煤机组并网发电，平均调度在经济和环境上的缺点更加明显。为了解决这一问题，2006 年首先在江苏实行了发电权交易，允许规模更大，更有效率的发电机组从规模小且低效率的机组那里购买发电权。在江苏模式之后，其他省份的发电权交易采取了以下三种形式：（1）单个电厂之间单独商定交易数量和价格的双边交易；（2）各发电公司内部的发电机组进行发电权转让；（3）撮合交易，买方和卖方在一个集中交易平台上进行配对⁹。

以江苏为例，撮合交易在国家电网电力交易中心进行，由江苏省经济和信息化委员会及国家电力监管委员会江苏办事处进行监管。设立国家电网电力交易中心是为了促进区域和省间的电力交易（详见 4.2，基于市场的交换）。在这些市场中，卖方报电量（MWh）和卖价（元/MWh），买方报购买量和购买价格，然后交易中心根据产生的供给曲线和需求曲线将成本最低的卖方和买方进行匹配，并以两个报价的平均数作为成交价格¹⁰。

2006 年之后，发电权交易得到进一步开展，首先在省内，后扩大到跨省跨区域。2009 年，国家电监会东北电监局颁布了条例，促进省间发电权交易¹¹，并且在当年，中国的跨省交易总量达到 145 TWh¹²。2011 年之前，跨省交易体系已经扩展到所有区域电网，西北和华北电网还建立了跨区域电网的交易机制。不过，跨省和跨区域的交易总量却下降到 1080 亿千瓦时¹³，部分原因是很多规模小，效率低的机组已退役¹⁴。2007 年至 2011 年，年发电权交易量（用 10 亿千瓦时/年表示）相当于火电发电总量的 2%到 5%¹⁵。

发电权交易使得经济和资源的效率显著提升，这是由于在调度中，低效发电机组被规模更大、更高效的机组所代替。国家电监会指出，在 2010 到 2011 年间，发电权交易量相当于降低了 0.6%，或者说约 2 kgce/MWh 的火力发电站

⁷ Gao & Li, 2010, p 7349

⁸ 同上。

⁹ 有趣的是，在江苏省的第一轮交易中，据报道有超过半数的符合条件的发电商参加，通过集中市场排除了 325 亿千瓦时，双边市场排除了 109 亿千瓦时。据报道，之前的价格（204 元/兆瓦时）比起后来的价格（223 元/兆瓦时）降低了近 10 个百分点，但似乎都比新的亚临界煤机组（120 元/兆瓦时）的平准单位电价高。有些发电机既出售又购买发电权，参与的发电商的数量（25）小于卖方（7）和买方（20）的总和。见江苏电力公司（2006 年 9 月 13 日）：江苏电网成功推行“替代发电”，首次撮合成交和协商替代电量合计达 4.335 亿千瓦时。<http://njb.serc.gov.cn/news/2006-9/2006913121557.htm>

¹⁰ 例如，如果最低投标卖方出价 250 元/兆瓦时出售 25 兆瓦，最低投标买方出价 150 兆瓦时买入 50 兆瓦，二者将会被以 200 元/兆瓦时的价格撮合交易 25 兆瓦。然后交换中心向上移动供给曲线并匹配低于最高售价的买方。有关说明见 2011 年 2 月 18 日江苏省经济和信息化委员会、电监会南京办事处：《江苏省节能发电调度替代电量交易运作规则（试行）》

¹¹ 国家电力监管委员会东北监管局，2009 年：《东北区域跨省发电权交易暂行办法》

¹² 国家电力监管委员会，2010 年：电力监管年度报告（2009），P66

¹³ 国家电力监管委员会，2012 年：电力监管年度报告（2011），P66

¹⁴ 计划关停的小机组（<200MW）被给予宽限期。在这个时期，它们仍然拥有发电配额。一旦宽限期结束，它们就不能再继续交易了。

¹⁵ 作为火电的一部分，2007 年发电权的交易量最低（2.0%，2669 TWh 中占 54 TWh），2009 年交易量最高（4.9%，2838 TWh 中占 145 TWh）。到 2011 年，交易量下降到 2.8%（3726 TWh 中占 108 TWh）。交易量来自电监会年度电力监管报告：火力发电数据来自国家统计局网站。<http://data.stats.gov.cn>，2013 年 11 月 25 日。

平均净热耗率¹⁶。然而，仅靠发电权交易提高调度效率的作用是有限的。例如，某些省份只有一小部分的发电机组可以参与到交易当中，另一些省份的交易动机未必是形成更有效率的调度顺序¹⁷。意识到这些限制之后，开始考虑其他调度改革方法。

2007 年，国家发改委、国家电监会和环保部宣布在广东、贵州、河南、江苏和四川省进行“节能调度”试点。“节能调度”规定发电权的优先顺序是可再生资源、大水电、核能和热电联产机组优先于传统的火电机组，各类传统火电机组（如燃煤机组）的调度顺序根据效率（热耗率）和排放率来决定。“节能调度”试图实现两个目标：（1）通过风电和水电优先调度，减少其弃电量（2）获取比发电权交易体系中，通过行政强制手段使低效发电机组让渡给与高效机组更多的运行小时数而自发带来的效益，实现更多的燃料成本和煤炭资源的节约。

2010 年，节能调度发展到南方电网的五个省份。然而，虽然原本的试点仍在继续进行，节能调度并未能扩展到全国范围。尽管存在对于热耗率和排放数据精确性的关注，实施节能调度最困难的挑战在于电力定价体系没有变化以适应调度的改变。结果，无论是相对于基于服务成本的定价体系还是竞争性市场，可调度的发电机组的收入不是太高（对高效机组）就是太低（对低效机组）¹⁸。

2.2 调度规则、组织和层次结构

中国当前电力调度的制度与法规是在 1993 年国务院监管指令《电网调度管理条例》中制定的，该条例在 2011 年进行了修订¹⁹。这个文件为电力调度进行了权利和责任的分配，设置组织的层次结构，确定基本流程以及用规则来管理调度问题。管理条例的实施说明由电力部 1994 年发行的“电网调度管理条例实施办法”提出²⁰。该管理条例的出台是基于建立更加正式的调度机构以及为 20 世纪 80 年代出现的发电所有制多样化制定规则的需要，尤其是地方政府在其管辖范围内开始融资并建电。

根据规定，电力行政管理部门即国家能源局，有权利决定调度机构的责任、地域范围、管辖权或者哪个调度机构控制哪些发电机和输电设施。调度机构一般是中国国家电网公司中的电力调度通信中心、省级和区域电网公司以及地级市和县级供电公司中不同名称的调度中心²¹。因此，“调度机构”和“调度中心”这两个名称在这里互换使用。

$$\Delta HR = \frac{\text{能源节约量}}{\text{总火力发电量}}, \quad \% \Delta H = \frac{\Delta HR}{HR}$$
¹⁶ 在这种情况下，热效率的改变量，百分率变动为，其中火力发电来自 2011 年，HR 是 2011 年平均热效率。电监会报道，2010 年到 2011 年间来自发电权交易的能源节约量为 8.35Mcte，2011 年总火力发电量为 3897.5TWh，大于 6MW 的火电机组平均热效率为 330kgce/MWh。见国家电力监管委员会，2012 年，pp60,80。

¹⁷ 例如，在一些省份，发电权交易仅仅用于被责令停产的小型、效率低的机组；在中国，发电厂也受到不同于美国的激励。例如，见《中国电力报》2012 年 8 月 27 日：Yanhua Ge，《黑龙江发电权交易下降：关停机组转移电量萎缩》。还可以参照 Gao 和 Li，2010 年 7350。

¹⁸ Kahrl et al. 2013.

¹⁹ 国务院，1993 年发布，2011 年修订。《电网调度管理条例》，No.115

²⁰ 电力部，1994 年。《电网调度管理条例实施办法》，3 号文

²¹ 目前中国在省级的行政管理体制有四个层次为基础：（1）省（2）市（3）县（4）乡镇。

管理条例中组织层次结构的安排是基于“统一调度、分级管理”的原则。这个原则在统一调度的需要中，根据发电所有权的多元化、地方政府管理地方发电和负荷负荷的特权进行政治折中。多级管理基于调度机构的五个层级，每个层级都有单独的管辖权和职能。表 1 提供了这个层次结构的一个概述，显示出三个关键职能的职责划分：供需平衡、发电机组调度和负荷管理。虽然表 1 中的调度机构除了中国南方电网的地区都有单独的职能，省级和区域的调度机构从属于省级和区域电网公司，都是国网的子公司。

表 1 调度机构层次结构的概览²²

级别	从属	管辖权	主要职能
国调	国网	电压等级：>500kV 地域：区域电力 发电机组：跨区域的大火电或水电	区域间平衡和调度
网调/总调	区域电网公司	电压等级：330-500kV 地域：省级电力 发电机组：抽水蓄能，监管	省间平衡和调度
省调/中调	省级电网公司	电压等级：220kV（330-500kV） 地域：大部分省级系统 发电机组：规模更大且不被网调和国调控制的发电机组	区域内平衡、调度、协调负荷管理
地调/市调	地方行政区域供电组织	电压等级：≤ 220kV 地域：地方系统 发电机组：更小规模的地方发电机组	地方行政区负荷管理
县调	县级供电组织	电压等级：≤ 110kV 地域：县级系统 发电机组：任何剩余的发电机组	县负荷管理

在该层次结构中，位于低层次的调度机构（如县调）被要求遵守更高层级的机构的指示，不过有一个例外。中国南方电网公司的调度中心，在技术层面

²² 此表基于文本信息和 Jiang, L., Chi, Y., Qin, H.等人的论文，2011 年：Wind energy in China, IEEE Power & Energy Magazine. 9:36–46.

属于网调，不受国调或者国网²³的直接控制。统一调度通过将这些组织中的协调规划和实时管理制度化的规则和程序来实现，详情如下。

在这个五层次的层级结构中的三个主要角色分别是国网（即国调）、网调 / 总调和省调 / 中调，他们掌管绝大部分系统的机组安排的供需平衡。这三个角色的职权划分是有些微妙的，这个问题在机组安排和调度过程中的相互作用中更容易看出来（详见 2.5，机组安排和调度过程）。在一般情况下，调度机构中机组安排以及供需平衡的责任根据地理和电压水平区分开，省调负责管理 220kV 的省级电网和为了满足省内需求而调度的发电机组；网调负责更高的电压（330-500kV）的在省间调度的省间互联网络和发电机组。国调——国网的调度中心，管辖着在地区间调度的区域互联电网和发电机组。

地调 / 市调和县调负责执行来自省调的调度指令，监测本地电网的频率和电压状况，管理当地的发电机组和负荷。地调控制着他们管辖地理范围中且不被更高级别调度机构所控制的任一发电机组，和更低电压（<110kV）的副变速器和配变电所以及其管辖范围内的线路。县调通常掌控他们管辖区内剩余的发电机组、低于 110kV 的变压所和低于 35kV 的配电线²⁴。地调和县调负责他们管辖范围内的需求规划（详见 2.4，年度需求规划），这一过程是由省调在省内协调的。

在五层次的层级结构中的每一层级，都有详细的调度规则和程序，这些都包含在“调度规程”中。这个规程中涉及的主题包括管理责任、频率及电压控制的流程、应急管理、设备检修安排的规划和调度机构之间的信息交换。

中国的五层次调度结构随着实践不断进化。相较于国际上向中心系统操作员和反映规模经济的更大的平衡区转变的模式，中国调度管理的复杂性凸显出来²⁵。然而，合并调度机构并未成为中国电力部门改革的焦点。

2.3 年度用电计划

中国的用电计划可以追溯到 20 世纪 70 年代，那时国家计划委员会提出的《供用电规则》要求所有级别的政府机构都要建立专门部门来负责计划、分配和管理用电需求²⁶。这些早期的规划注重分配稀缺的电力供应，尤其是通过实行错峰用电的方案来填谷削峰，在大工业用户用电时“避峰”（非持续性生产），并为了其他城市用户实行“轮休”方案²⁷。不同于北美的通过电力企业创造新的发电容量来满足需求，并履行服务的义务；在中国是通过用电计划的手段来限制需求以更好的适应供给。

虽然在过去的 30 年里，这一体系在不断进化，但是在一定程度上需求的规划和配给仍然停留在原地。这一体系最重大的变化发生在 2011 年，国家发改委发出“有序用电管理办法”的指令。这个办法试图通过建立一个正式的计划流

²³ 中国两个独立的省级电网调度中心——蒙西电力公司和陕西省地方电力（集团）有限公司，都是调度层次中的省级调度机构。

²⁴ Zhang, F. (2011 年 3 月). 湖南地区电力调度规程培训讲。

²⁵ 对于这一说法，可参照 ISO/RTO 理事会，2005 年, The value of independent regional grid operators, pp19–23. http://www.nyiso.com/public/webdocs/media_room/press_releases/2005/isortowhitepaper_final11112005.pdf.

²⁶ “用电有人管，使用有计划，耗电有定额，考核有制度供用电规则”，详见国家计划委员会，1972 年：《供用电规则》，引用自 Zhenfang, Z. (2006 年)：A history of the power sector in the People's Republic of China: Inner Mongolia. Beijing: China Water and Power Press.

²⁷ “避峰”是指事先安排客户在用电高峰期间减少用电负荷。“轮休”包括每周对某些用户的强制停电。

程，来理顺和标准化用电计划和负荷管理。通过这个正式的计划流程，可用的发电容量分配给市和县；为供给短缺建立一个预警和应对系统；建立一个流程使得当条件允许时，转移和减少负荷；建立当违反负荷管理指令时的惩罚制度，来更好的合理化和标准化用电规划和负荷管理²⁸。

为了分配现有的电力供应，省级规划部门提出年度计划，通常按季度给每个市和县“用电指标”。这些配额是包含线损在内的不超过峰值负荷的最大值。后来这个体系被改善成基于预期可用发电容量（包括净出口），经济指标和历史需求来进行计算，不过分配的方法在每个省都是不同的且不公开。市和县不允许超出配额，如果超出将会受到惩罚²⁹。市和县的计划部门被发改委提出的“办法”要求，基于“有序用电方案”在管辖区的地区之间分配这些配额，同样将经济指标和历史需求结合起来进行考虑³⁰。虽然有可能受到政治影响³¹，无论是在市、县还是对个体的分配流程都是实施国家和地方工业和环境政策的重要杠杆³²。

表 2 《有序用电管理办法》中四种负荷管理的定义

中文名称	英文名称	描述
错峰	Peak load shifting	通常在不改变总用电量的情况下，消费者将负荷从一个时期转移到另一时期
避峰	Peak load avoidance	消费者在峰值时减少需求，通常会使总用电量减少
限电	Restricted use	消费者在确定的时期限制用电量
拉闸	Load curtailment	系统操作员切断负荷

“办法”定义了四种类型的负荷管理，并发布了一系列负荷管理方法：（1）错峰（2）避峰（3）限电和（4）拉闸（如表 2）。省级和地方的计划机构以及地方供电公司通过计划流程和工业用户的合同来实现错峰。计划机构通过一个优先负荷分配的年度计划程序实现限电和拉闸。

²⁸ 国家发展和改革委员会，2011 年：《有序用电管理办法》，832 号文。

²⁹ 例如，中山市的规定：超过用电指标的乡镇首先会被警告，然后下一季的用电指标可能会被减少。见中山市经济和信息化委员会，2012 年：《中山市有序用电管理实施办法》。

³⁰ 例如，广东省中山市使用 GDP、名义上的工业附加值和测量的电力负荷分配季度用电配额。见中山市经济和信息化委员会，2012 年。广东省东莞市利用上个季度的高峰需求分配季度配额，总配额减去关键设施需求、固定工业客户需求、住宅和商业客户的需求和关键的政府机构需求的剩余则分配给非工业用户。见东莞市经济和信息化委员会，2011 年：《关于下达东莞市二〇一一年第二季度电力分配指标的通知》，No.132

³¹ 例如，恩平市的网站介绍了 2011 年市政官员为获得更高配额所做出的巨大努力，包括邀请上级官员进行地方检查。见恩平市经济和信息化局（2011 年 4 月 19 日）：市经信局千方百计争取增加我市网供电指标，<http://www.epei.gov.cn/jx/ShowInfo.asp?InfoID=712>。

³² 《有序用电管理办法》第十二条明确地提出：编制有序用电方案应贯彻国家产业政策和节能环保政策。

为了激励负荷管理，办法定义了“电力缺口”和“电量缺口”。电力缺口被定义为：

电力缺口=错开的峰值负荷+避免的峰值负荷+限制的用电+削减的负荷

在此，错开的峰值负荷、避免的峰值负荷、配给的需求和削减的负荷通过某个时间点测量（如 MW）。电量短缺定义为：

电量短缺=避免的峰值负荷+限制的用电+削减的负荷

在此，式中这些数量通过某个时间段来测量（如 MWh）。

虽然对于市级和县级机构管理错峰和避峰的差异，没有一个国家标准，但是省级计划机构通常会发布各级别的“需求侧管理实施办法”来规定责任³³。各省的做法均有不同，在有的省份政府机构更加直接的参与到计划中来，有的地区政府参与的就少³⁴。通常来讲，错峰避峰方案是在市级和县级层面提出的，然后由省级层面集合和批准。这些计划通常会基于电力短缺的不同程度为错峰和避峰制定一个策略。表 3 展示了浙江省庆元县的一个计划的例子，包括 3MW（一个公司）的避峰和 10.1MW（25 个公司）为高电压工业用户的错峰，以及一些对其他用户的限制和通告。

当错峰和避峰对于保证可靠性无效的时候，电网公司就开始基于应急步骤和限电序位表实施配给计划。强制执行这个序位表是在 1993 版的《电网调度管理条例》中首次提出的³⁵。表 4 是河南省南阳县 2012 年的一个序位表的例

³³ 这些执行政策通常被称为“省电力需求侧管理实施办法”。

³⁴ 例如，湖北省政府成立了省经委下属的负责规划负荷转移和避让的需求侧管理工作小组，在内蒙古，将电网公司划入规划，由省经济和信息化委员会批准。见湖北省经济委员会和物价局，（2005 年）：《湖北省电力需求侧管理实施办法》；内蒙古自治区政府，2012 年：《内蒙古自治区电力需求侧管理实施办法》。

³⁵ 《电网调度管理条例》和《电网调度管理条例实施办法》共同指导电网管理机构制定事故及超计划用电的限电序位表，并且该序位表经政府相关部门审核将会由调度机构执行。这些表通常也被称为拉闸限电序位表。

表 3 2011 年浙江省庆元县错峰避峰计划³⁶

层级	电力短缺	增加措施
A 级响应	1MW	1.对大型能源用户实行避峰（总避峰量为 3MW，一个公司） 2.所有广告用霓虹灯、灯箱一律停止用电，路灯在不影响照明的情况下，只开一侧。 3.对拖欠电费的用户实施停止供电。
B 级响应	A+1MW	4.政府办公室、旅馆、娱乐场所控制空调温度在夏天高于 26 摄氏度，加热器在冬天低于 20 摄氏度
C 级响应	B+2MW	5.错峰以供一些高电压（ ≥ 350 kV）用户使用（错峰 1MW，2 个公司） 6.鼓励居民用户节约能源，夏天空调温度保持在 26 摄氏度以上，冬天加热器温度低于 20 摄氏度
D 级响应	C+1MW	7.错峰以供更多的高电压（ ≥ 350 kV）用户使用（错峰 1MW，4 个公司） 8. 对不认真执行有序用电错峰政策的企事业单位停止供电。
E 级响应	D+2MW	9.错峰以供更多的高电压（ ≥ 350 kV）用户使用（错峰 2MW，3 个公司）
F 级响应	E+1.25 MW	10.错峰以供更多的高电压（ ≥ 350 kV）用户使用（错峰 1.25MW，5 个公司）
G 级响应	F+3.2MW	11.错峰以供更多的高电压（ ≥ 350 kV）用户使用（错峰 3.2MW，6 个公司）
H 级响应	G+1.65 MW	12.错峰以供更多的高电压（ ≥ 350 kV）用户使用（错峰 1.65MW，5 个公司）

³⁶ 清远县人民政府办公室，2011 年。《关于印发庆元县 2011 年有序用电预案的通知》。

表 4 2012 年河南省南阳市需求配给计划³⁷

级别	电力短缺	级别/颜色	增加措施
IV	<10%	一般/蓝色	1. 优先停止违规建成或在建项目用电，重点停止产业结构调整目录中淘汰类、限制类企业用电，控制单位产品能耗高于国家或地方强制性能耗限额标准的企业用电 2. 其他高耗能、高排放企业实施限产或停产。
III	10%-15%	较重/黄色	3. 实行每周或轮换的停电 4. 大用户实行错峰生产
II	15%-20%	严重/橙色	5. 限制电石、铁合金、铝合金、钢铁、水泥和其他高耗能行业的负荷，同时确保对居民生活和重点单位的供给 6. 对采矿、装备制造、电子和制药公司实行一周两天的错峰用电
I	>20%	特别严重/红色	7. 对电石、铁合金、非金属矿物和耐火材料等企业实施停产让电；全市电解铝、钢铁、水泥企业及县域内工业和化工限产让电 8. 在极端情况下，停止不影响社会稳定和城乡居民生活的所有工矿企业用电

地方的配给计划通常区分优先和非优先客户，有以下三种负荷：（1）重要设施（如街灯）和保用工业用户；（2）居民和商业用户以及重要的政府机构；（3）非优先的工业用户³⁸。前两个目录比第三个目录有更高的优先级。在优先使用目录中的工业用户通常包括持续生产对于公共安全是十分重要的企业（如化工厂），和在一些情况下实现了能源高效利用目标的企业以及国家和地方的龙头企业³⁹。不在优先使用目录的工业用户被要求在所有其他用户中首先限值配给。

对于非优先的用户，需求配给通常和地方供电公司的供用电合同相关联。自从 1995 年的电力法出台之后⁴⁰，在电力提供者和非居民用户之间的合同需指定每个用户的功率（MW）和每年用电（MWh）的最大数量。因为工业用户占

³⁷ 南阳市政府，2012 年。《南阳市 2012 年迎峰度冬有序用电方案有序用电方案》。

³⁸ 这三种分类来自东莞市。东中山市只有保用和非保用两类，前者包括军事设施、电视和邮政、交通、重点公共场所、医院、学校，水资源和能源供应商、灌溉、住宅用户、鱼类生产者和制冷设施。见中山市经济和信息化委员会，2012 年；东莞市经济和信息化委员会，2011 年。

³⁹ 例如，东莞市政府优先龙头企业，包括把能效目标作为优先用电公司的评定一部分。见东莞市经济和信息化委员会，2011 年。

⁴⁰ 《电力法》第 17 条规定电力供应商和客户应签订明确权利和义务的供电合同。

据了中国用电需求的 80%⁴¹，固定数量的合同使得地方计划机构更有信心的执行计划和控制需求。超出合同规定数量的用户要对超出的部分支付更高的价格并且最先被限值配给。如果按照配给顺序表用户被要求限电，但不执行，他们的供电可能在特定的时间段会被强行切断。

作为用电计划流程的最后一步，网调和省调基于省级和地方负荷分配计划和地方的错峰、避峰、配给和削减计划，制定季度负荷管理计划。省调实施实际计划的大部分，网调负责统一和协调。网调和省调的季度管理计划关注峰值平衡、强迫断电准备和需求高峰月的负荷管理⁴²。

在中国，不同于 OECD 中的国家，行政需求配给是惯例，而不是为紧急情况保留的非常措施。在中国，错峰、避峰、限电和拉闸的数量是巨大的——例如在 2011 年，发改委估计的国家电力短缺的总量为 30GW，在全年多个省份都实行了用电需求配给⁴³。

2.4 年度发电计划

省级计划机构，往往是省级的经济信息委员会⁴⁴，负责计划年度发电量。在那些不使用节能调度的省份，每年省级机构都基于省调起草并由省电网公司批准的推荐计划，来制定年度发电计划。这个计划通常在 10 月份拟定，在 12 月份敲定和发布。从这一计划汇总的年度和每月的发电量包含在发电机组的年度合同中。

年度发电计划的目的是在受系统限制的前提下保证发电机组的运行小时数，并不是引导式的目标。例如，湖南经济信息委员会 2013 年的“年度发电量计划管理办法”指出火力发电量只允许在水力发电产量和负荷状况变化的情况下偏离年度计划⁴⁵。当这些变化发生时，会基于目标完成率进行一些调整：

$$\text{目标完成率} = \frac{\text{实际年度发电量} + \text{发电量的年度损失}}{\text{年度发电量目标}}$$

其中，发电量年度损失是由于强迫停运、强行输出减少、煤炭短缺和煤炭质量差造成的发电短缺。在湖南省，没有达到年度目标的发电机组在分配火力发电的额外需求中有优先权。在国内，作为一般原则，电监会在 2003 年发布的“关于促进电力调度公开、公平、公正的暂行办法”要求对发电机组年度合同的调整要秉持公正的原则⁴⁶。

决定发电机组运行小时数的方法在省间是不同的。比如，在上海，计划机构使用一个公式来在不同的资源之间分配小时数。在资源可用性基础上对可再生能源和资源综合利用机组，以热输出的方式对热电联产机组和使用 2500 个满载运行小时的天然气发电机组，计算出基数电量。然后，燃煤机组的平均运行

⁴¹ 2012 年，工业客户占总需求的 73%，大工业客户占 60%。数据来自：中国电力企业联合会，2013 年：2012 年电力统计基本数据一览表 <http://www.ccec.org.cn/guohuayutongji/tongjixinxi/niandushuju/2013-11-07/111737.html>，2014 年 1 月访问。

⁴² 例如，《中国南方电网调度管理规程》。

⁴³ 见国家发展和改革委员会（未标日期）：2011 年全国有序用电情况。

http://www.sdpc.gov.cn/jjxsfx/t20120117_456725.htm

⁴⁴ 工业和信息化委员会是近年来通常由经济贸易委员会和部分省发展和改革委员会改组的省级规划机构。在一些省份，多个规划机构并存。

⁴⁵ 湖南省工业和信息化委员会，2013 年：《湖南电网年度发电量计划编制管理办法》。

⁴⁶ 国家电力监管委员会，2003 年。《关于促进电力调度公开、公平、公正的暂行办法》，46 号文。

小时数通过能源需求预测和基数电量总和之间的差异除以总的燃煤发电容量计算出来⁴⁷。在湖南，计划机构使用一组包含发电效率和企业社会责任等的标准来决定运作小时数⁴⁸。

对于那些使用节能调度的省份，省级的计划机构会基于省调出的年度计组计划来制定年度或季度的排序表，这个排序表创建了一个机组调度的排序。这些排序表中的调度顺序在多个部门的“节能发电调度办法实施细则（试行）”中有所规定，具体为⁴⁹：

- 1.不可调度的可再生能源发电
- 2.可调度的可再生能源发电，包括大水电
- 3.核电
- 4.电力作为副产品的热电联产机组
- 5.国家调度控制下的示范项目和机组
- 6.热能作为副产品的热电联产机组
- 7.被省级或更高级别的环保机构授权的和发改委或地方计划机构批准的煤矸石、洗煤和其他高效资源的使用机组
- 8.天然气和煤制气
- 9.煤，包括只发电的煤热电联产机组和使用传统煤炭的综合资源使用机组
- 10.燃油锅炉

作为一个说明，图 2 表现了 2013 年广东省通过技术类型进行统一的排序。在技术目录下（如煤炭、天然气），机组按照递增的热耗率进行排列或者按递增的排放率进行排列。起初，热耗率是基于制造商的规格，但是逐渐的省开始向着检测和计量热耗率的方向转变⁵⁰。

⁴⁷ 上海市发展和改革委员会，2011 年。《上海市年度发电量计划管理办法（试行）》，32 号文。

⁴⁸ 湖南省工业和信息化委员会。《湖南省电网年度发电计划编制管理办法》。

⁴⁹ 国家发展和改革委员会（2007 年）、国家环境保护总局（SEPA）、国家电力监管委员会、国家能源工作小组：《节能发电调度办法实施细则（试行）》，523 号文。

⁵⁰ 例如，广东省调度排序表，相同容量的机组中安装了煤耗在线监测装置相比未安装的给予调度优先权。见广东省发展和改革委员会，工业和信息化委员会。2013 年 1 月 11 日：《关于 2013 年广东省节能发电调度发电机组基础排序表公示的通知》。

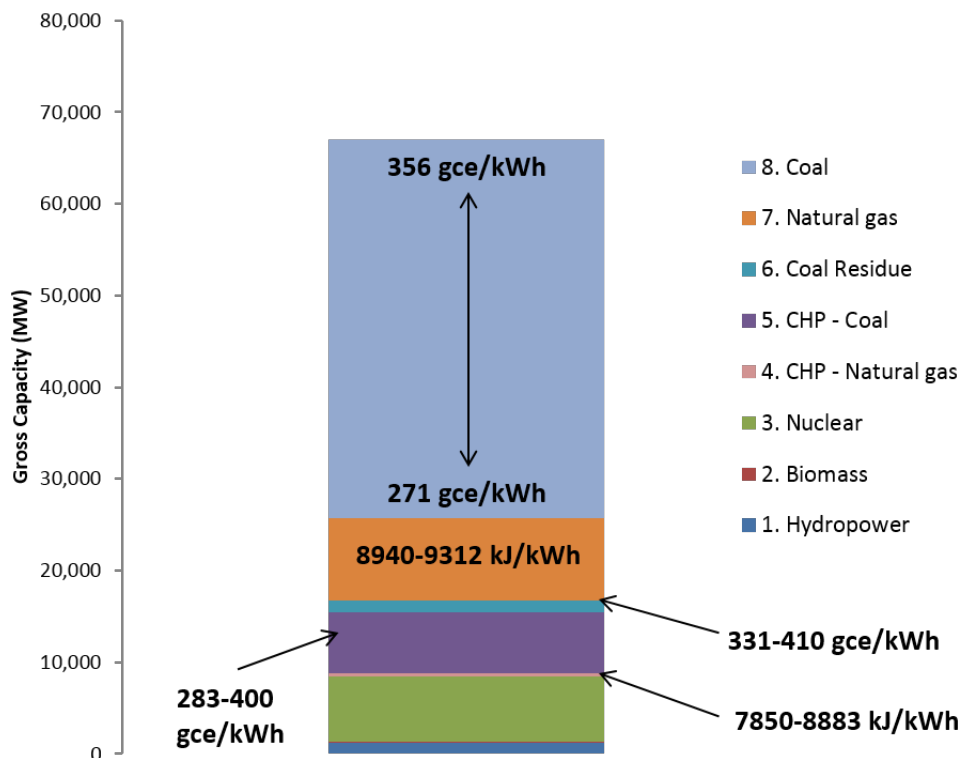


图2 2013年度广东省节能发电调度命令
(每种发电技术类型热耗率的范围, 燃煤型用 gce/kWh 表示, 燃气式用 kJ/kWh 表示)⁵¹

注: 能源单位如报告中所列。以下供参考, 1 gce/kWh 等价于 29.3 kJ/kWh, 因此燃煤机组的热效率的范围是 35-45%, 燃气机组是 39-40%, 煤矸石机组为 30-37%, 燃煤热电联产机组为 31-43%, 燃气热电联产机组为 41-46%。

在现行的法律下, 电网公司被要求在调度乃至发电量计划中给予可再生能源优先权。中国的优先调度有两种方式。第一, 2007 年电监会发布的《电网企业全额收购可再生能源电量监管办法》规定无论调度系统如何, 在受电网安全约束的条件下电网公司需购买所有的可再生能源⁵²。第二, 在使用节能调度的省份, 非化石燃料资源在调度命令中享有优先权, 这和欧洲的优先调度政策相似⁵³。其中, 由于高比例的弃风, 购买要求并没有成功。在节能调度体系下的优先调度的影响尚不清楚, 因为这种方式大部分实行在没有较高风能和太阳能渗透的省份。作为变通, 能源局提议为可再生能源建立一个全国范围的可再生能源配额制度, 在省级电网公司实施⁵⁴。

发电量计划以及它同火力发电投资成本回收的关系, 在可再生能源和火力发电者之间制造了冲突。对于风能和太阳能, 发电量充满了变数, 发电量的增

⁵¹ 这里的“煤”不包括小于 300MW 的机组或未安装实时煤耗在线监测装置的大于 300MW 煤电机组。见广东省发展和改革委员会, 工业和信息化委员会, 2013 年: 2013 年度广东省节能发电调度发电机组基础排序表。

⁵² 国家电力监管委员会, 2007 年。《电网企业全额收购可再生能源电量监管办法》, 25 号文。

⁵³ 就目前中国的规定和实践而言, 节能调度与优先调度之间唯一明显的区别在于对“电网安全约束”这一术语的解释。在中国, 这个术语的解释仍然比较模糊。在欧盟, 对安全约束的解释在 2009/28 / EC 指令第 16 条中有正式的描述。

⁵⁴ 根据国家能源局目前 (2014 年 9 月) 提出的《可再生能源电力配额考核办法 (试行) 》, 配额将作为省级电网公司的采购要求实施, 省级政府负责满足这些配额。

长可能会超过需求的增长，从而减少了其他发电机组的发电量。只要火力发电中固定的成本回收和调整他们年度合同时的公正原则和发电量联系在一起，这个冲突就不容易调和。

2.5 水电、太阳能和风能发电量规划和预测

相对于火电机组，水电、光伏发电和风电的发电量和天气状况有着更加密切的联系。此外，水库水电站发电量的可能性还依赖于水库的水如何在相互竞争的用途之间进行分配，如灌溉、娱乐、生态系统等，这些也总是随着实践而变化。将水电，太阳能发电和风电整合到发电量计划和机组安排流程之中，要求精确的预测。对水力发电，制定负责管理水力资源的组织遵循的协调和分配规则也是必要的。

2.5.1 水电预测和水库管理

水电资源分为水库系统——发电量可以通过经过涡轮的调水量来控制；和川流式（ROR）系统——发电量取决于河流流量并且不能被控制。在中国，水库系统通常在省级或更高级别被调度，ROR 系统经常是地方政府拥有的小到中型水坝，通常被地调和县调。

对水库系统和 ROR 系统来说，发电量预测分散到各个水电厂，然后提供给调度机构和计划机构来进行发电量规划和机组安排。水电发电量计划的流程在不同省和地区是不同的。例如，在福建省，水力发电量的计划更加集中，省级的经济贸易委员会负责管理和监督水电调度⁵⁵。

广东省却与之相反，在省调管辖之下的水电机组需要提交每年、每月、每周和每日推荐的发电量计划，之后省调根据需要将它们调整并整合到一个计划中去（表 5）⁵⁶。

2.5.2 风电和光伏发电预测

风电的预测包含在日前计划和机组安排流程中。风电的预测主要被分散到设施层面，和预测水电的方法相一致。根据 2012 年能源局发布的《风电功率预报与电网协调运行实施细则（试行）》（以下简称“细则”），风电机组被要求每隔 15 分钟就进行一个提前三日的短期预测，和提前四小时的超短期预测（同样是 15 分钟间隔）⁵⁷。风电机组被要求自动将以下信息提交到调度机构：对风电出力和预期上网容量的提前一天的预测、提前四小时的预测、每隔 15 分钟的上网容量和每隔 5 分钟的实时风速测量。调度机构也被要求在管辖区内建立风电预测系统来作为风电机组预测的补充。

⁵⁵ 福建省人民政府（2011 年）。《福建省人民政府办公厅关于加强水电站运行管理的通知》，146 号文。

⁵⁶ 根据福建省电力公司 2008 年的调度操作规程，福建似乎已经有了一个更类似于广东的分散流程，但随后在 2011 年转向更集中的规划和监督。见福建省电力公司（2008 年）：《福建省电力系统调度规程》。

⁵⁷ 见国家能源局（2012 年）：《风电功率预报与电网协调运行实施细则（试行）》，12 号文。根据细则第 8 条，风电厂可以将预测工作外包给专门的预测机构。

个体的风电机组和省级的调度机构被要求将预测误差保持在 20% 以下，违反的情况定义为六个月之中至少三个月的预测误差超过了这个目标。对于达到目标的风电机组，电网公司不允许使用预测误差来决定他们的发电量，例如，为了达到预测误差而减少风力发电机组的出力。未能达到目标的风电机组最多被给予 3 个月的时间来减少预测误差。超过三个月还没能达到标准的不会获得优先调度。未能达到目标的调度机构也将被给予最多 3 个月的时间来提高预测精度⁵⁸。

基于提前一天的风电预测，综合考虑负荷预测和发电机组及电网状况，调度机构会决定它能接纳多少风电。然后，调度机构将会被要求给风电厂寄送一份提前一天的安排，这个安排会根据实际情况的变化进行调整。“细则”明确了三种调度机构可能削减风电的典型约束：（1）系统安全约束；（2）调峰能力不足；（3）系统内的突发事件⁵⁹。如果调度机构减少了风力发电量，它必须提供减少数量、减少原因和当时的具体情况⁶⁰。电网公司尚未被要求为弃电补偿风电厂。细则没有明确出哪个级别的调度机构负责风电预测、发电量规划、弃风和对弃风的报告。和多级管理的调度方法相一致，国网负责跨区域调度的风电厂，网调负责跨省调度的风电厂，地调负责市管辖下的所有风电厂，省调负责剩余部分，大部分风电厂属于这种情况⁶¹。

风电预测是中国风电并网变得更加高效的巨大障碍。中国的预测误差通常比较高，而且电网公司也不相信预测的结果⁶²。电网公司没有足够的经济激励来减少预测误差，因为他们不会因此受到处罚。结果，目前调度机构没有将风电预测使用在机组组合决策当中。这将会导致相对于确保可靠性而言，太多的风电得以上网，以及之后由于煤炭机组运作限制带来的风电弃风。

国家标准化管理委员会 2012 年发布并在 2013 年 6 月生效的《光伏电站接入电力系统技术规定》中也要求规模更大（>10MW）的光伏发电厂装备预测设施，提交和风电厂同样时间间隔的短期和超短期预测⁶³。这个规定还要求光伏电站对短期（三天内）和超短期（四小时内）分别保持低于 15% 和 10% 的绝对平均预测误差。

2.5.3 安排和调度流程

年度发电量计划和调度排序表是由省调和网调制定的，构成每日、每月，某些情况下也是每年和每周的发电计划的基础，被称作“发电调度计划”。最终的发电机组调度计划是基于提前一年、一个月和一天的包含输电系统部分和安全约束并由省调、网调和国网拟订的“电网运行方式”。在一些地区的调度机构也被要求提交提前一周的电网运行计划。

在制定调度和运行计划的过程中，每一个调度机构都关注管辖范围内的发电和输电设备，这和统一调度、多级管理的原则相一致。大部分的计划是由省调完成的，网调发挥协调作用。尤其是，国网和网调制定一般固定的跨省

⁵⁸ 国家能源局（2012 年）：《风电功率预报考核办法》，208 号文。

⁵⁹ 更重要的是，“细则”并不把弃风限定于这些制约因素出现的情况。

⁶⁰ 这些语言在本规则第二十四条中规定。有趣的是，省级调度机构的调度运行规则通常包括关于弃风权的详细的讨论，但却遗漏了关于国家能源局报告要求的讨论。

⁶¹ 见 Jiang et al. Wind energy in China, p 45.

⁶² 基于 2013 年同中国电力行业专家的对话。

⁶³ 中国国家标准化管理委员会，《光伏电站接入电力系统技术规定》，GB/T 19964-2012, 2012

和跨区域的电力交易计划，省调制定发电机组安排和调度计划来满足剩余需求。然后，网调和省调调整并最终确定这些计划，网调产生最终的区域计划。省调往往只能在网调允许的情况下对最终的区域运行计划进行临时更改⁶⁴。在接下来的例子中，描述了一个中国南方电网区域的提前一天的计划，解释了网调和省调之间的相互作用。虽然机组安排和调度发电机组的过程在区甚至省内的电网都是不同的，尤其是在使用和不使用节能调度的省份之间。

图 3 显示了南方电网公司的调度中心、网调和管辖区内的省调之间对第二天的发电机组安排和节能调度过程的一个较高层次的概述。首先，省调为第二天的发电机组调度计划做准备，包括一个 15 分钟负荷预测和一个基于调度排序表的机组组合计划⁶⁵。南网调度中心提供最初的跨省电力交易次日计划给省调。在此计划的基础上，省调运用前期准备来制定一个 15 分钟发电机组的调度计划，在一些情况下受发电机组最小化火机组的热耗率的约束⁶⁶。然后南网调度中心使用一个模型化的基准来评估这些计划的节能潜力⁶⁷。

南网调度中心还通过评价省调的发电机组调度计划来决定是否在省份中有进一步节约能源的可能。如果一个省份（A）的发电机的边际热耗率高于另一个省份（B）中下一个可用机组的热耗率，由于线损和其他的约束等，南网调度中心将调整它的省间电力交易计划将 B 省包含进来。然后它将调整后的计划送回广东省电网公司的调度中心和其他的省调，如果必要的话，这些机构会对发电机组的调度计划进行调整，在这种情况下就会把 A 排除出去。随着地区和省份计划的确定，南网调度中心和省调都会进行安全分析来保证满足安全约束。机组安排和调度流程的最终结果是一个针对每台发电机、每个省份和省之间的互联的协调一致的、供需平衡的 15 分钟机组安排。

⁶⁴ 例如，《中国南方电网调度运行操作管理规程》的第 4、5、6 条要求省级调度机构工作人员必须在对日常运行计划做出改变，并且在此方面和南方电网公司工作人员达成共识。见《中国南方电网调度运行操作管理规程》。

⁶⁵ 机组出力计划是根据调度排序表堆栈发电机编制而成，直到最后一个加入的发电机的发电量大于省级需求峰值减净出口。见 He, C., Liang, S., Song, X., & Ding, J. (2012): 南方电网节能发电调度计划编制思路、实践及效果，《南方电网技术》，6:60

⁶⁶ 当省级煤炭总投入产出曲线是凸状时，省级调度机构通过计算煤电机组系统 λ 值来最小化热耗率（provincial heat rate），并通过迭代地调整煤机发电机输出值使其符合发电机和输电约束。关于更详细的描述，见 He et al, 2012, 第 60 页。关于这种方法的更多信息，见：Wood A. J., & Wollenberg, B. F. (1984) .Power generation operation and control. New Jersey: John Wiley & Sons. pp 30–34

⁶⁷ 更具体地说，基线是基于一个简单的模型得出，旨在减少特定时间段内个别发电机负荷系数和系统负荷系数之间的偏差。见 He et al, 2012, 第 60 页。

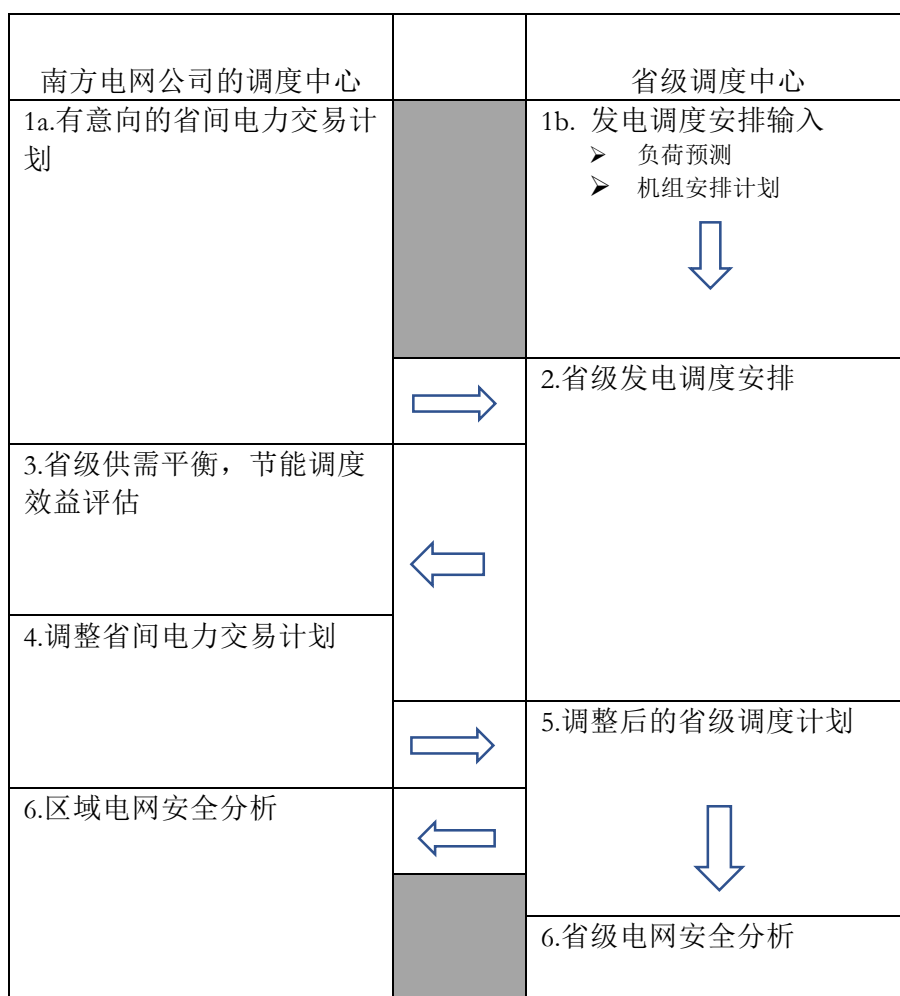


图 3 南网调度中心和管辖区内省调之间的次日发电机组安排和节能调度流程⁶⁸

发电资产的独立、电网和多层次调度管理结构的结合要求调度机构之间大量的合作（见表 5）——没有组织能纵览所有设备或整个过程。在这个过程中，大量的信息在调度机构、电力公司和控制他们的调度机构之间进行传递，包括资源和负荷预测，维修规划，可再生能源发电和非省调发电机组的发电量计划。

⁶⁸ 图表和文字均来源于 He et al, 2012, 第 58 页。

表 5

南网调度中心、广东省电网公司调度中心和在其管辖下的地调之间相互作用的提前一年、一季度、一月、一天的机组安排⁶⁹

安排	通信联系		联系内容
	发送机构	接收机构	
提前一年、一季度			
4 月 15 日	南网调度中心水力发电机	南网调度中心	当年雨季的来水预测和洪水管理的水库规划
9 月 30 日	南网调度中心发电机	南网调度中心	提出下一年的维修计划
10 月 1 日	广东省电网公司调度中心发电机	广东省电网公司调度中心	提出下一年的维修计划
10 月 15 日	广东省电网公司调度中心水力发电机	广东省电网公司调度中心	明年每月的来水预测和水库调度计划建议
10 月 20 日	地调	广东省电网公司调度中心	明年年度负荷预测，包括每月的高低负荷和用电量
10 月 31 日	广东省电网公司调度中心	南网调度中心	明年年度负荷预测，包括每月的高低负荷和用电量
提前一月			
每月 20 号	广东省电网公司调度中心发电机	广东省电网公司调度中心	下月维修计划
每月 22 号	地调	广东省电网公司调度中心	下月负荷预测，包括每个半月的高低负荷和用电量
每月 23 号	广东省电网公司调度中心	南网调度中心	下月负荷预测，包括每个半月的高低负荷和用电量
	南网调度中心发电机	南网调度中心	下月维修计划
月末的前五天	广东省电网公司调度中心水力发电机	广东省电网公司调度中心	下月的来水预测和水库调度计划建议
月末的前三天	南网调度中心水力发电机	南网调度中心	明年每月的来水预测和水库调度计划建议
月末	南网调度中心 / 广东省电网公司	发电机	如有需要，调整检修计划并送至发电机组

⁶⁹ 这些图表中的信息来源于：广东省电网公司（2012 年）：《广东电力系统调度规程（修订）》；中国南方电网公司：《中国南方电网电力调度管理规程》。

提前一周			
星期三早上	地调	广东省电网公司调度中心	下周负荷预测，包括每天的高低负荷和用电量
星期四早上	广东省电网公司调度中心	国网调度中心	下周负荷预测，包括每天的高低负荷和用电量
星期四 12 点之前	广东省电网公司调度中心水力发电机	广东省电网公司调度中心	每日水库入流预测，水库调度计划建议
提前一天			
08: 30	南网调度中心水力发电机	南网调度中心	次日每小时水库入流预测，下周天气预报
10: 00	广东省电网公司调度中心水力发电机	广东省电网公司调度中心	次日水库入流预测，输出功率和总发电量的建议
14: 00	南网调度中心	广东省电网公司调度中心	暂定的省间电力传输的次日安排
	广东省电网公司调度中心	地调	地调管辖下的次日总发电量安排
16: 00	地调	广东省电网公司调度中心	次日 15 分钟负荷预测
17: 00	广东省电网公司调度中心	南网调度中心	次日 15 分钟负荷预测，以及地区电网运行计划需要的其他省内投入
	地调	地调发电机	基于省调全部的发电量的规划的管辖区内发电量安排
17: 30	南网调度中心	广东省电网公司调度中心	最终的地区次日电网运行计划
	广东省电网公司调度中心	网调/地调	最终的省级次日电网运行计划
22: 00	广东省电网公司调度中心	广东省电网公司调度中心发电机	管辖区内的发电量安排
提前 4 小时和提前 15 分钟	风电和光伏发电机组	相关调度机构	风电和光伏发电量预测
未指定	相关调度机构	风电和光伏发电机组	次日发电量安排

在提前一天和实时情况下，省调通过发电量调整和地方负荷管理相结合来平衡需求和可用供给。中国的电网公司有义务为了满足需求做出不懈努力，但是没有义务去服务需求侧，这使得配给需求和负荷削减成为调度的关键部分。

负荷的管理往往根据包含 4.2 节描述的用电计划流程的一个警报系统和过程。当地区已经或者即将超过其配额时，省调首先实施由地方电力供应公司制定的错峰项目。当这些项目已经不能有效的保持地方负荷在分配的配额之下时，省调进行定量供应，在必要情况下，基于优先配给表削减负荷。图 4 是警报系统和广东省电网公司调度中心使用的短期负荷管理流程的一个示例。

图 4 警报系统和广东省电网公司调度中心使用的短期负荷管理流程⁷⁰

绿色	地区在配额以下；地调根据广东省电网公司调度中心提供的发电量计划运行管辖区内的火电和水电机组
白色	地区在配额以下；地调需要满载运行火电机组并基于运行状况调整水电发电量
黄色	地区已经或者马上超出配额（稀缺情况）；实施“白色”所对应的情况，并开始实施自愿和强制性的错峰来使负荷在配额之下
红色	地区已经或者马上超出配额（稀缺情况）；实施“白色”和“黄色”所对应的情况，并开始超过配额的地区削减负荷来使负荷低于配额

2.5.4 可再生能源并网的挑战

以合理成本整合高渗透率的可变可再生能源要求负荷和其他发电资源能够在日内时间尺度上做出反应。负荷和资源更高的日内反应灵活度反过来要求更加灵活和有效的计划、机组安排和调度流程。

在中国，现行的调度管理、发电量计划、需求配给、安排和调度发电机组的方法产生于之前的时代，在那时负荷和发电资源都不是易变的，并且和对有高渗透率分布式发电的电力系统需求不一致。更准确的说，当下做法的五个特征带来了可再生能源发电并网的挑战：

1.火力发电机组的发电量计划

在不使用节能调度的省份，即使使用现有的低可变成本的水电、风电和光伏发电将减少系统成本，年度发电量规划要求调度机构保持火电机组的运行小时数⁷¹。这个做法和激励可再生能源的目标产生了明显冲突。

2.行政用电计划和配给

⁷⁰ 本图来源于：广东省电网公司，2012 年，第 8.3 条。

⁷¹ 考虑一种情形，调度机构调用煤电机组而弃风。电网公司没有了可再生能源的采购配额，系统增量成本（单位：元/MWh）为煤电机组的可变单位成本，减去风电的任何可变单位成本（实际为 0 元/MWh）。有了配额，系统增量成本还必须包括购买额外资源以满足配额的效用成本，例如额外的可再生能源发电或可再生能源证书（renewable energy credit）。

现行的负荷管理方法旨在用行政手段将需求水平抑制在固定供给数量之下，在一天内并不根据供给变化作出反应，而不是使用需求响应作为平衡可变发电的一种资源。

3. 跨省和跨区域电力交易的固定安排

正如第 4 节的详细介绍，允许国网和网调在省调之前确定跨省和跨区域发电的安排过度的约束了调度，并有可能导致不必要的弃风，例如，当省外机组能更加经济高效的作出让步时。

4. 缺乏优化的经济调度

在所有的省份，现在的调度机构都没有在发电类型（如煤、天然气和水电机组）之间的调度最优化，这意味着一些机组可能并不遵循经济调度排序运行，也没有将他们对系统的价值最大化⁷²。

这种缺乏全局观念和边际成本基础的调度意味着对可变的可再生能源发电的弃电是几乎没有经济性、合理性根据的。此外，不使用节能调度的省份有一个特别的调度方式，这个调度方式为决策者在电力部门政策最优化、以及为规划者对新增发电机组的最优选择上，提供了非常低的透明度。

5. 缺乏系统透明性

多层级的调度管理方法意味着没有一个调度机构能够对整个控制区内的所有的发电机组和输电设备做到可视化，这削弱了应急反应能力。

3. 辅助服务

在 2002 年“厂网分离”之前，中国就已经存在这两种业务事实上的分离，这源于 20 世纪 80 年代中期的电力投资自由化。在 2002 年厂网分离之后，这种分离带来了对于辅助服务更清晰的定义和补偿的需求。本文的焦点是运行备用类别的发展。

3.1 辅助服务项目的定义

电监会在 2006 年的《并网发电厂辅助服务管理暂行办法》中，对“辅助服务”制定了最初的、至今仍使用的正式的定义⁷³。这些定义希望为公平的发电机组补偿提供一个基础，并将辅助服务划分为“基本的”（未补偿的）和“有偿的”服务（详见表 6）。本文侧重于这些服务中的两种——运行备用和调峰，他们的定义和规则要早于电监会的暂行办法。

⁷² 例如，在节能调度的情况下，天然气机组会提前于煤炭机组被调度以满足基荷，即使最低成本和排放方案可能是将天然气机组用于跟踪负荷。

⁷³ 国家电力监管委员会（2006 年），《并网发电厂辅助服务管理暂行办法》，43 号文。

表 6 辅助服务项目的定义

服务类别	服务
基本辅助服务	发电机频率响应 基本调峰 基本的无功功率支持
有偿辅助服务	自动发电控制 有偿调峰 有偿备用 有偿无功功率支持 黑启动功能

3.2 运行备用：定义和规则

1993 年《电网调度管理条例》明确地要求电网公司持有一定的备用能力。1994 年《电网调度管理条例实施办法》详细说明了三类备用容量及其合理水平：负荷备用容量，一般认为用于解决负荷的短期波动和预测失误问题，约为最大发电负荷的 2%-5%⁷⁴；事故备用容量，用于应对设备故障，约为最大发电负荷的 10%且不能低于区域电网的最大发电机组；检修备用容量，用于应对机组日常检修造成的负荷变动，约为最大发电负荷的 8%-15%。根据“办法”这三类备用的总和应该不低于最大发电负荷的 20%⁷⁵。

久而久之，尽管在许多地区，辅助服务的定义仍有一些含糊，但这三类备用容量的定义逐渐演变得更为精确。例如，广东电网公司 2012 年《电力系统调度规程》在对于备用容量的定义中，仅仅列出了负荷和事故备用容量，近似于北美对于“运行备用容量”的典型定义。负荷备用容量通常应该不低于区域系统峰荷的 2%。事故备用容量通常应为系统峰荷的 8%到 12%之间，用以应对在特定时间段内的突发事件，并且这些容量中至少一部分应能够做出频率响应⁷⁶。

运行备用容量最准确的定义来自国家电力监管委员会在西北电网使备用容量水平合理化所做的准备（详见 4.3，合理化运行备用容量水平准备）。在这些准备工作的配套监管文件中，国家电监会把运行备用容量分为旋转备用容量和应急备用容量。旋转备用容量包括负荷备用容量和事故备用容量，旋转备用的机组既可能正在承担负荷也可能没有承担负荷。应急备用容量是非旋转备用的，但是可以在十分钟内响应调度信号并保持两个小时的输出。提供紧急服务的负荷控制备用应能够在十分钟内进行控制。国家电监会的定义不包括在规定时间内补充备用容量的要求⁷⁷。据我们所知，国家电监会（现国家能源局）和国家电网公司都没有提出在风和太阳能的更高渗透率下是否需要不同类型的运行备用的问题。

作为上述规划和调度过程的一部分，各地区调度机构确定了每个省份的所需运行备用容量水平，以计算输电限制。这一做法使得事故备用容量可以在区

⁷⁴ 最大发电负荷被定义为系统需求的峰值+出口-进口。

⁷⁵ 电力部，《电网调度管理条例实施办法》，第 23 条。

⁷⁶ 见广东省电网公司，《广东电力系统调度规程》，P67。

⁷⁷ 国家电监会西北监管局，2012 年，《西北电网备用容量监管办法（试行）》，第 4 页。

域内共享。如果省级调度机构认为可用备用容量不足以满足省内需求，在该地区备用容量足够的条件下，则可以向地区调度机构请求额外的备用容量。如果该地区没有额外的备用容量，运行人员有权采取紧急措施来恢复备用容量水平⁷⁸。

允许调度员远程控制发电机出力的自动发电控制（AGC）设备，目前在中国火电和可调度水电发电机组中被广泛使用。国家电监会 2006 年出台的《发电厂并网运行管理规定》指出，区域电网公司应规定其所辖各省自动发电控制装机容量的最低要求⁷⁹。这些要求因地区而异。例如，在广东省，200 兆瓦以上的所有火电机组和 40 兆瓦以上的所有可调度水电抽水蓄能电站必须安装自动发电控制设备才能连接电网⁸⁰。在福建省，100 兆瓦以上的所有火电机组和 50 兆瓦以上所有水电的设备必须安装自动发电控制设备⁸¹。

所有发电机组都应该能够提供基本辅助服务。例如，基本调峰需求会作为发电机输出规划过程的一部分或者通过调度顺序表分配给发电机。电监会的《发电厂并网运行管理规定》要求，电网公司应对发电机组规定辅助服务要求，这样经过一年的调整过程后，同一电网中相同技术类型的发电机组会具有相同的辅助服务要求⁸²。

3.3 调峰备用：原理和规定

虽然在中国从未被正式认定为“备用容量”，但网调的“调度运行规程”历史上曾规定，应该保留足够的“调峰备用”⁸³，调峰也正式被认为是一种辅助服务⁸⁴。调峰作为备用和辅助服务的原理是基于许多省级电力系统燃煤发电比率过高的限制和煤电机组参与负荷调峰的需要。由于煤电机组的启停关闭期比水电或天然气机组更长，至少这些机组中的一部分必须在需求下降的夜晚保持运行并降低出力。由于技术上的限制，煤电机组按照可以降低其额定容量的一定百分比的出力（最小出力限制），这个约束通常高于水电和天然气机组。

在中国由于需要煤电机组调峰，有两个其他地方不常见的指标用于度量：

（1）峰谷差，日系统负荷峰值和日最小负荷的差值；（2）深度调峰，在某些情况下，描述了在夜晚时段燃煤发电机组降至非常低的出力水平的要求。特别是在具有高热负荷和必须运行出力机组的省份中，使用燃煤发电机组调峰造成了常规煤电机组的低负荷系数，即实际出力除以额定容量和机组在线运行小时数。例如，2011 年，内蒙古、黑龙江、海南等地的常规煤电机组的平均负荷系数分别为 58%，65% 和 65%⁸⁵。

图 5 阐明了广西省典型日负荷曲线的概念（2009 年）。为了达到说明性的目的，假设这里已经包括输电和配电损失且其他发电资源不可用，需要足够的

⁷⁸ 例如，广东省电网公司，《广东电力系统调度规程》，8.4.3 节，67-88 页。

⁷⁹ 国家电力监管委员会（2006 年），《发电厂并网运行管理规定》，42 号文，第 13 条。

⁸⁰ 同上，5.3.3 节，21-22。

⁸¹ 福建省电力公司，2008 年，《福建省电力系统调度规程》，3.2.4 节。这份文件来源于 2008 年，且这些规定可能到目前已被修改过。

⁸² 国家电力监管委员会，2006 年，第 20 条。

⁸³ 例如，华中电网公司，《华中电网调度规程》，第 17 页。

⁸⁴ 例如，国家电力监管委员会（2006 年），《并网发电厂辅助服务管理暂行办法》，43 号文。

⁸⁵ 国家电力监管委员会，2012 年。

煤电上网以满足日用电高峰和损失（12,100 兆瓦）加上旋转备用容量（121 兆瓦）。晚上，这些煤电机组出力需要下降到约 8000 兆瓦或平均为其额定容量的 60%（ $= 8000 / [12100 + 121]$ ）⁸⁶。因此，峰谷差是规定煤电机组调峰需求的一个指标，在有些省份甚至可能成为系统运行的约束条件。

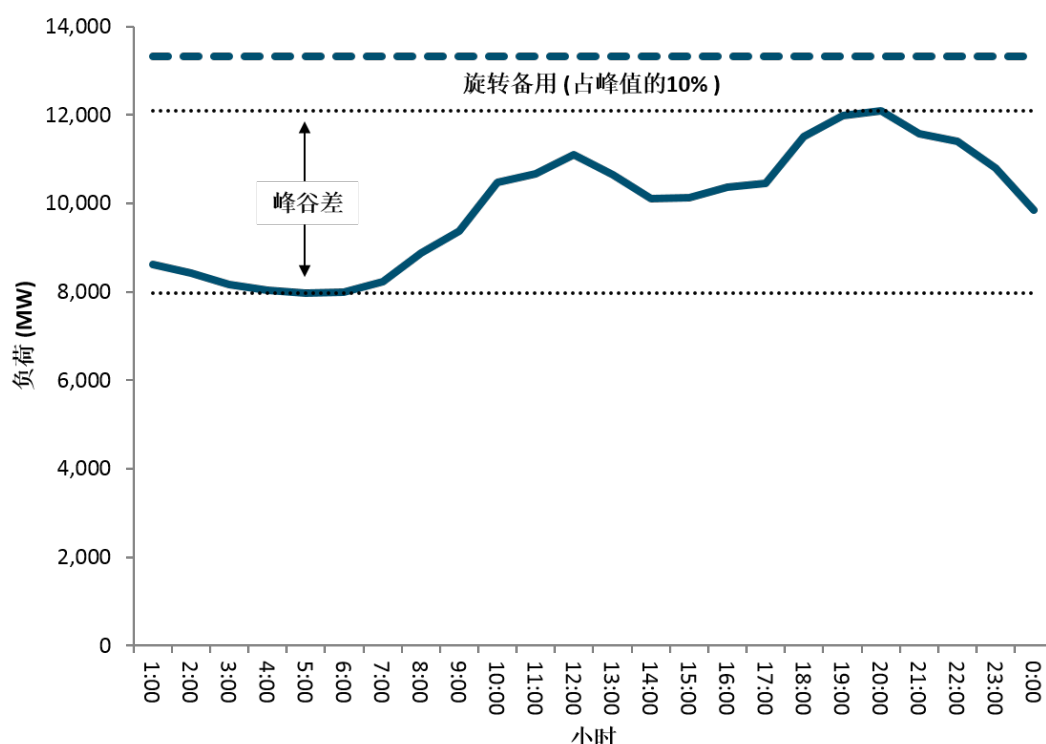


图 5. 广西省 2009 年 1 月典型日负荷峰谷差和旋转备用容量图解⁸⁷

随着风电在一些省份的渗透率的增大，对燃煤发电机组深度调峰的需求也随之增加：（1）降低最小净负荷（负荷减去不可调度的发电量），因为晚上的风力发电比例较高，进一步降低了夜晚燃煤发电的需求；（2）增加或至少不减少旋转备用需求⁸⁸。因此，峰谷差中的低谷值下降时，并网燃煤发电量保持不变甚至增加，进一步降低了负荷系数。太阳能的高渗透也会导致类似的问题，以至于下午的净负荷会降低到更低的水平。

3.4 运行备用水平合理化措施

由于运行条件差异和管理备用要求规则含混不清，二十世纪末和二十一世纪初，不同省份的运行备用容量水平差异较大，平均月度旋转备用容量与峰

⁸⁶ 这个例子假设所有的旋转备用容量是通过已经承担一些负荷的机组提供，但是旋转备用容量也可以由和系统同步但是不运载任何负荷的发电机提供。

⁸⁷ 注意图中的“峰值”是针对峰值负荷任意选择的，但是也可以是发电机输出峰值，这样峰谷差将包括边际旋转备用容量。

⁸⁸ 例如，在西北地区，据报道调度机构将风能渗透率提高作为提高旋转备用容量水平的理由。见 Fu, Y. (2012 年 11 月 19 日)，可再生能源并网被“吃掉”的备用容量，《中国能源报》。

值的比值最高的省份（青海省，约 18%）和最低的省份（河南省，约 3%）间差距达到近 15 个百分点（详见图 6）⁸⁹。国家电监会重点关注西北电网，对 2007 年高运行备用水平的原因进行了多年调查（图 6 中以红色显示）。

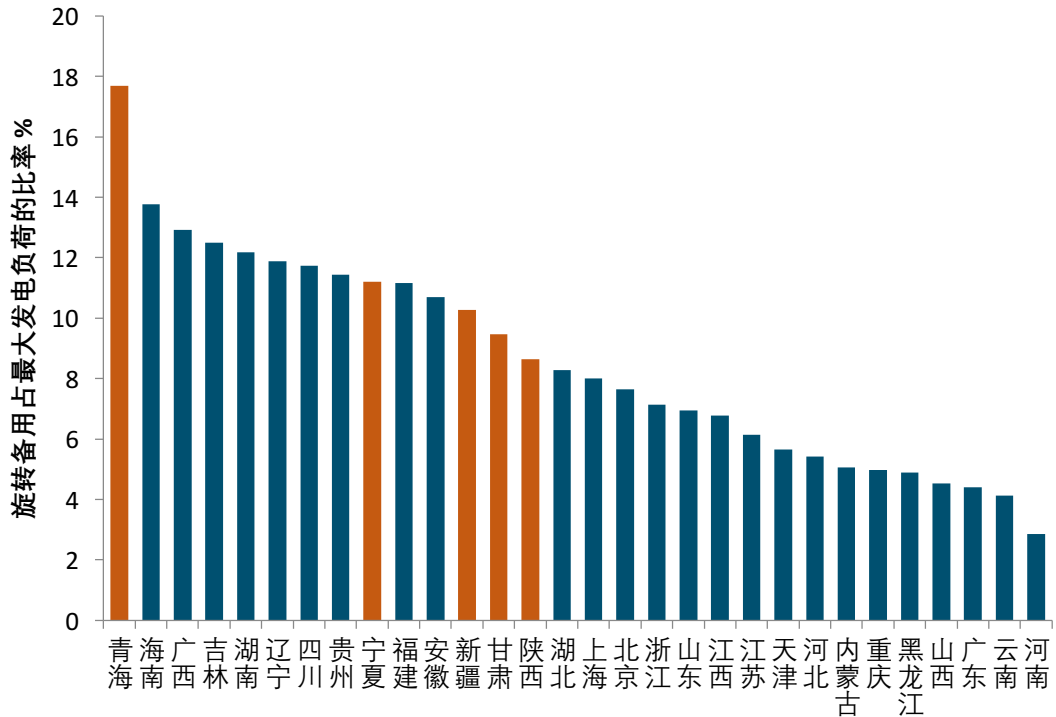


图 6. 各省 2011 年旋转备用容量水平⁹⁰

国家电监会调查发现了驱动西北电网高运行备用容量水平的两个的重要因素，并认为是不合理的：（1）调度机构“过度增加”备用容量以应对更高的风电渗透比率和与该地区较高电力输出相关的对电网事故的担心；（2）发电机组避免被关停以达到其年度运行小时目标⁹¹。第（2）种情况中，不增加净出口，相对于高峰需求增加省级上网发电容量，必然增加旋转备用容量⁹²。

为了解决西北地区旋转备用水平过高的问题，国家电监会 2012 年发布的《西北电网运行备用容量管理办法》为该地区运行备用容量制定了一系列规范准则。这些准则规定了西北电网地区的旋转备用容量必须不少于：

- 区域电网最大发电出力（负荷+线损）的 5%；
- 区域电网最大的发电机容量；
- 区域电网中最大风力发电厂“集群”的最大出力，其中集群被定义为具有相似资源分布、高输出一致性和机组近距离并网的（电线长度）集中地理区域；

⁸⁹ 国家电监会提出蒙西电网的旋转备用容量水平比青海省的高大约峰值的 25%。国家电监会没有具体说明备用率是否是相对于峰值发电量或负荷测量的。数据来源于电监会，2012 年，第 4 页。

⁹⁰ 国家电监会，2012 年，第 4 页。

⁹¹ Fu, 2012.

⁹² 省级总上网电量（PGCO）等于全省发电机高峰负荷（峰值需求+净出口）加上其旋转备用容量（SRC），即 $PGCO = \text{峰值需求} + \text{净出口} + SRC$ 。如果省级总上网电量（PGCO）增加而净出口未增加，那么 SRC 就会增加，并且增加的 SRC 和未改变的发电机负荷峰值之间的比率也会增加。

- 区域电网内最大的太阳能电厂“群”的最大出力；
- 由于最大的直流输电线路发生跳闸而减少的进口电力
- 通过单条输电线并入到另一个区域电网的发电机或发电机组的最大输出⁹³

国家电监会指出，该地区各省的旋转备用容量原则上不应高于最大发电负荷的 10%。如果想超过这个水平以解决与间歇性可再生能源或输电事故有关的问题，地区调度机构需要就该起事件向电监会区域办公室报告。

在《管理办法》中，电监会也就地区内五省间分配备用容量的做了规定。正常情况下，这个规定认为省间备用容量的分配应该按照如下公式：

$$\text{省 A 的 SRC} = \frac{\text{区域总 SRC}}{\text{区域总 PGL}} \times \text{省 A 的 PGL}$$

其中，SRC 是旋转备用容量，PGL 是最大发电负荷。旋转备用应该由地区调度机构按照相同的基础直接控制分配到各发电机。

如果省级调度机构认为旋转备用容量不足，可以在前一天晚上 12 点之前以书面形式向西北地区调度机构申请其他省份的协助。如果其他省份没有足够的容量，省级调度机构可以采取两种措施之一，在最大发电负荷发生前至少一小时恢复备用水平：（1）启动应急备用容量，（2）向地区调度机构申请另一个地区的备用容量支持。

电监会的《管理办法》要求应急备用容量由地区调度机构决定。然而，对于不依赖与其他省份建立互联来满足旋转备用容量要求的省份，省级调度机构有权确定其应急备用容量水平⁹⁴。

电监会为西北电网的地区调度机构分派任务，要求在区域电网的五省份实施这些监管规则，并由电监会的西北部监督。虽然《管理办法》规定了网调和省调之间明确的违规行为的责任分工，但该文件没有为执法提供明确的规定⁹⁵。然而，2012 年下半年西北电网旋转备用容量水平确实下降了%。SERC 的《管理办法》似乎是一个“一次性的”的监管干预，而不是要求其他电网实施框架的基础。

随后（2014 年）国家发改委政策文件《加强和改进发电机运行调节管理的指导指南》，试图通过设立可以停止煤电机组运行的三种情况，为运行备用过剩问题提供更广泛的解决方案⁹⁷：（1）预测运行备用容量高于预测负荷或低于备用容量要求某一水平时，具体水平由国家能源局和当地规划机构决定；（2）如果煤电机组，在今年余下时间为达到计划产出目标预测的平均负荷率低于一定水平时，每个省不一样但作为指导原则，这个水平应低于 70% 煤电主导系统或 60% 的水力发电主导系统；（3）如果由于阻塞或其他输电限制，任何发电厂的负荷系数都低于 65%。

⁹³ 西北电监局，2012 年。《西北电网备用容量监管办法（试行）》，148 号文，第 4 页。

⁹⁴ 同上，p 6。

⁹⁵ 《电网企业全额收购可再生能源电量监管办法》第 17 条规定，违反者将依照相关法规进行处理，但是没有明确处罚的种类和程度。

⁹⁶ 西北电监局报道，旋转备用容量水平在 2012 年下半年大幅度下降，尽管他们承认其中一些下降是由于高于平均的水力条件。见西北电监局，2013 年，《西北区域电力监管报告》，第 30-31 页。

⁹⁷ 国家发展和改革委员会，2005 年，《关于促进跨地区电能交易的指导意见》，292 号文。

3.5 可再生能源并网的挑战

一般来说，将可变的可再生能源发电并到现有电力系统中的两个最大的运行挑战是：（1）最小的净负荷约束，其中，由于来自可调度的发电机组不能进一步（减少出力），风力和太阳能发电机的输出必须减少（例如，由于发电机的限制）；（2）由可变机组带来的较大的净负荷改变（通常应对诸如风暴或锋面的天气状况），预测和定位电网要求可调度的发电机更频繁地在更宽泛的操作范围内运行。

这些挑战对提供辅助服务有两个潜在的相互冲突的影响。首先，提供辅助服务的发电机需要尽可能灵活（例如，具有较短的关停时间，较低的最小负荷约束）以减少系统最小净负荷约束。第二，必须有足够的运行备用容量来容纳向上和向下的斜坡变化。

解决这些制约因素需要正式的规则规定和明确系统和发电机对于提供辅助服务的要求，以及安排和使用发电机提供旋转备用容量的更为优化的方法。目前，中国在这方面的欠缺为可再生能源发电并网带来了两大挑战：

1. 对辅助服务不明确的定义，与系统需求不一致：除了西北电网外，地方上关于辅助服务的规则在其对发电机的要求方面仍然不明确，这表明区域调度机构和省级调度机构并不是基于对辅助服务维持系统稳定性需求的一个严格理解来制定辅助服务规则的。在风电渗透率较高的地区，高于所需的备用容量水平可能导致煤电机组的负荷系数比其他必要情况要低。

2. 缺乏旋转备用更优化的机组组合和调度：除了缺乏准确的定义和规则之外，缺乏对较短时间尺度（例如，日前的）的机组组合优化意味着一些煤电机组在本可以不影响系统可靠性的情况下关闭时却保持运行。此外，由于运行备用容量的提供没有在煤电机组间得到优化，相对于系统和发电机的限制，提供备用容量的可能不是最经济有效来完成这一任务的机组。因此，可能需要不经济地弃掉可再生能源，以满足本可通过优化机组组合和调度来移除燃煤发电机组从而解决的技术限制。

4. 跨区和跨省的电能交易和调度

在中国，很大一部分电——超过 2011 年总发电量的 13%——跨越省级输送⁹⁸。跨区域和跨省电能交易在二十一世纪前十年的后期快速增长，2006 年到 2011 年之间分别增长了 25% 和 7%⁹⁹。这一增长是政府机构共同努力的结果，用以鼓励：（1）资源丰富的西部省份向东部的负荷中心出口电力；（2）发电量过剩的省份向短缺的省份出口电力；（3）更好地利用现有的输电能力；和

⁹⁸ 这包括区域电网之内和之间的电流。跨省跨区电力数据来自电监会，2012 年，第 23 页。总发电数据来自中国电力企业联合会（CEC），2012 年基本电力统计表。

⁹⁹ 跨区电力交易更为迅速的增长意味着其在跨界电力交易总量中所占份额从 2006 年的 25% 上升到 2011 年的 43%。2011 年的数据来自：电监会，2012 年，第 23 页。2006 年的数据来自：电监会（2008 年），《电力监管年度报告（2007）》，第 13 页。

(4) 更大的旋转和应急备用区域共享。在此我们重点关注区域间和省际电能交易的监管框架和种类。

4.1 跨界电能交易的监管框架

中国跨界电能交易的监管框架在二十一世纪初开始形成。2003 年 7 月，电监会发布了《跨区跨省电力优化调度暂行规则》（本节简称《暂行规则》或《规则》）¹⁰⁰，力求为区域内或区域间电网的电力交换奠定基础。2005 年，国家发改委随之发布《关于促进跨地区电能交易的指导意见》（本节简称《意见》）¹⁰¹，为跨地区交易提供了更为详细的框架。

电监会的《暂行规则》定义了两种跨地区和跨省的电能交易：（1）“年度交易”，并入年度发电机组组合和调度过程；（2）短期交易，在年度规划过程之外发生的“短期交易”，双方进行双边谈判，按月度、日和实时进行。年度和短期交易的条款都以合同形式和单独的输电费用约定。虽然大多数年度电能交易预计将通过政府计划进行安排，但《暂行规则》为出口和进口平衡区域之间年度和短期合同创造了双边协商的空间¹⁰²。《规则》规定，符合技术和环境标准的发电公司可以通过与进口省电网公司直接互动或通过本省的电网公司促成，参与跨界电能交易。

电监会发布《暂行规则》后不久，宣布计划在东部和东北电网建立区域电力市场试点¹⁰³。试点促进了详细的跨省交易条例的制定，2005 年的《意见》侧重于为跨区交易规定责任，规则和流程。《意见》和《暂行规则》一致，允许发电公司直接或通过本地区或本省的电网公司参与跨区电能交易。优先考虑水电和大型、高效的火电机组签订跨界交易合同，而低效、碳排放高的火电厂则被排除在外¹⁰⁴。

《意见》将明确了两种跨区域电能交易：（1）“计划交易”，包括根据预期供需情况计划的任何区域间交易；（2）“临时交易”，不涵盖在长期规划下的，包括区域电网企业之间的电能不平衡以及其他的短期交易。计划的交易合同可以是电量或容量交易，后者包含在容量交易合同中。

合同至少包括：按时间段的交易电量，输电能力要求，送电、输电和受电价格，用于分配输电损耗的输网关，输电损失赔偿，付款条件，合同修改条款和合同执行条款。计划交易合同可以是长期或短期。长期合同定义为长于一年；短期合约定义为季度或月度合约。地区调度机构之间的日度和实时交易都是以合约而不是合同为基础的。

为了绘制出参与方之间及其收入和成本更精准的图谱，《意见》定义了三个利益相关方：（1）“送电方”，包括个体发电商和组织他们的省电网公司；

¹⁰⁰ 电监会，2003 年，《跨区跨省电力优化调度暂行规则》，20 号文。

¹⁰¹ 国家发展和改革委员会，2005 年，《关于促进跨地区电能交易的指导意见》，292 号文。

¹⁰² 《跨区跨省电力优化调度暂行规则》第 16 条规定，国家没有规定的，由送、受双方根据市场供求情况，按照有利于电能交易和资源充分利用的原则协商确定。

¹⁰³ 这些通知伴随着两个监管文件：电监会（2003 年），《关于建立东北区域电力市场的意见》，15 号文；电监会（2003 年），《关于开展华东电力市场试点工作的通知》，13 号文。

¹⁰⁴ 《关于促进跨地区电能交易的指导意见》第 40 条没有关于“高效、环保的大型火电机组”和“高污染、高能耗发电机组”具体的标准。在区域调度机构的执行文件中，高效、环保的大型火电机组通常被归类为 300MW 或更大的、装有延期脱硫装置的煤电机组。例如，见电监会（2010 年），《华中区域跨区跨省（市）电能交易办法》。

(2) “输电方”，包括南方电网公司，国家电网公司和国家电网公司下属的区域电网公司；和 (3) “受电方”，包括接收电能的区域或省级电网公司。

虽然试点区域市场最终没有成功¹⁰⁵，但是由这两个规则提供的监管框架为二十一世纪跨区跨省电能交易的迅速增长奠定了基础。在这个框架下，计划形成的交易和具有市场化特征的交易都出现了，即使前者占 2011 年总交易的最大份额（89%）（表 7）。本节的其余部分将更详细地回顾这两种交易形式，它们之间的冲突以及调和这些冲突的做法。

表 7 跨省电能交易¹⁰⁶

类别		例子	电量（TWh）
计划交易	中央政府强制或批准	三峡（18200MW 水电，湖北到东部、中部和南部电网）	358.8
		葛洲坝（2715MW 水电，四川到中部、东部电网）	
		二滩（3300MW 水电，四川到重庆）	
		李家峡（2000MW 水电，青海到东部地区）	
		阳城（1200MW 水电，山西到江苏）	
		锦界（3600MW 煤电，山西到北方电网）	
		府谷（3600MW 煤电，陕西到北方电网）	
		西内蒙古到东部	
		皖电到东部（安徽到东部电网）	
		伊穆高压直流输电线（东内蒙古到东北电网）	
	由特定地区调度机构直接调度的电厂		
	省级政府促进	南方电网西电东送	81.9
	电网公司规划	特高压跨区交易	109.3
宁东送山东			
华北区域跨省交易			
国家电网公司和南方电网公司的电能交易			
市场交易	东北电网的跨区输送		74.1
	西北和华中电网的交易		
	华东、华中和东北电网的省间交易		
	李家峡核价以外西北区域跨省交易		
	非计划南方电网交易		
合计		621.3	

¹⁰⁵ 东北地区试点到 2006 年才被放弃，只经历了短暂的实际试运行期。作为《关于建立东北区域电力市场的意见》的最终作者，电监会工作人员戴俊良在接受记者采访时表示，试点失败的主要原因是难以为连接大规模发电和零售价格、解决发电商和电网公司的跨省结算问题找到政治上共同可接受的方案。在试点的时期，中国的售电价格是固定的（并且现在仍然如此）。零售价格固定使将成本节约的分配不再明确。此外，煤炭价格已经部分放松管制，并且在试点筹备期间大幅上涨，增加了分散成本增长的挑战。为应对收入不平衡问题，电监会提出建立一个相当于集中的递延账户，在这个账户中，每隔六个月盈余或亏损将被保留并传递给纳税人。国家发改委原则上同意这个建议，但是利益相关者关于账户最初如何获得资助不能达成一致。各省之间的成本分配存在的分歧导致了更大的障碍。净出口省份（黑龙江和吉林）的政府机构要求净进口省（辽宁）提高售电价格来支付更高的煤（燃料）成本。辽宁政府不同意，因为他们认为，辽宁市场正允许黑龙江、吉林和蒙东的发电企业增加净收入。电监会花费了大量的努力试图在利益相关者之间达成共识，但最终仍未达成决定，东北地区的省份恢复到年度发电机组产出计划。见 Xiaobo, S. (2013 年 6 月 8 日)，《东北区域电力市场改革试验》，Energy.

<http://finance.sina.com.cn/leadership/mroll/20130708/141916049734.shtml>

¹⁰⁶ 电监会，2012 年，第 24 页。

4.2 计划形成的交易

计划形成的交易包括中央政府授权或批准的，由省级政府发起或由电网公司规划的计划交易。第一类包括三种交换方式：（1）大型国家水电工程（如三峡）和送电到其他区域电网的大型井口煤矿设施（如锦界）；（2）跨区大型电能交易工程，包括蒙西东送、皖电东送和用以连接内蒙古东部与东北电网负荷中心的伊穆 500 千伏高压直流（HVDC）输电线路；（3）华中，东北，华东电网公司直接调度的电厂。第二类包含了中国南方电网地区的计划电能交易，主要是来自云南省和贵州省的水电和煤电机组发电送到广东省负荷中心，也有一小部分到了广西。第三类是不言自明的。

对于中央政府授权或批准的交易，电能通常首先分配给电网区域，然后再分配到该地区的省份。例如，作为长期分配方案的一部分，三峡大坝的电力分配给东部电网，中部电网和广东省；作为五年计划的一部分，分配给东部和中部电网的省份¹⁰⁷。在中国南方电网地区，按照年度计划分配跨省调度。在这两种情况下，这些分配计划随后将转化为与省电网公司签订的合同，其价格和交易电量由发改委或省级政府机构确定或批准。表 7 中的第三种计划形成的交易主要包括由国家电网公司或地区调度机构直接规划的特高压交流和直流电能交易，在较小程度上，还有国家电网公司与南方电网公司之间的电能交易。根据国家电监会意见，后者是通过双边协商进行的¹⁰⁸。

4.3 基于市场的交易

2005 年《意见》后，2006 年省、区域、国家电网公司成立了独立于调度中心的电力交易中心，管理基于市场的跨区跨省电力交易。这些中心的任务是建立跨省和跨区市场交易的平台。对于国家电网公司的电力交易中心，该平台涵盖了特高压，批量输电系统的交易。

这些市场机制的部分目标在于使区域电力系统在面对不断变化的供需情况下更具灵活性和经济效率。例如，由于供应过剩而不得不削减水电或低容量系数的火电的省份可能会送电到供电能力有限的省份。市场机制设计被设计成不影响各省发电规划的模式¹⁰⁹。

在这些平台下出现了两种主要的交易机制：（1）挂牌交易，由交易中心制定交易总量、价格上限或固定价格，发电商报电量或容量，当价格不固定时发

¹⁰⁷ 三峡电力的区域配置是根据原国家计划委员会和后来的国家发展和改革委员会的长期规划编制的，最初计划的时期为 2003 年至 2010 年。在 2004 年连接三峡至广东的输电线路完成之前，三峡电力在华东电网、华中电网之间按 50/50 分配。广东输电线路完工后，这种分配方案被修改了。目前，雨季期间电力在广东和华中电网间按 50/50 分配，一直到这两个区域的输电达到限定，电力再分配给华中电网。在旱季，广东，华东电网和华中电网的电力分配分别为 16%，32% 和 52%。三峡电力作为五年规划过程的一部分，在华东电网内分配给各省：“十二五”规划中，上海分配了 40%，江苏 28%，浙江 23%，安徽 9%。上述信息来源于江苏省能源局（2011 年），《江苏“十二五”区外来电调研报告》。

¹⁰⁸ 这些指导意见来自国家电监会（2012 年），《国家电监会关于国网与南网电能交易有关问题的通知》，129 号文。

¹⁰⁹ 原则上，实现这个目标有两种方法：（1）将出口计入计划产出，这是华中电网用的方法；（2）不将出口计入计划产出，当预计出口电力价格等于或接近个体发电商边际成本时。

电商以低于价格上限的价格投标进入市场。（2）集中撮合市场，如前所述（2.1 历史概述），其中交易中心以不同数量和投标价格为买卖双方配对。最常见的交易机制是挂牌交易，在许多情况下是使用固定价格而非价格上限¹¹⁰。对于这些拍卖，提供给发电商的价格一般低于其上网电价。

市场平台在区域和省级都有创建，电网公司在区域和省级平台发起和促成拍卖。宁夏省 2008 年《跨省跨区价格上限拍卖实施措施》阐明了省级交易平台的设计和流程。首先，基于对市场状况的不定期评估，宁夏电网电力交易中心发起拍卖，提前 5 天就送电总量、价格（在此情况下为固定的）、所需输电损失赔偿、时间和其他条件向发电商提供信息。然后发电商提交密封投标，在所有投标人面前开标并宣布中标。如果总投标量超过拍卖总量，将按环境指标权衡投标¹¹¹。

电监会 2010 年华中电网跨区跨省电能交易规则阐明了区域交易平台的设计和流程。华中电网交易中心采用集中式挂牌交易（固定价格）进行跨区域送电，并利用集中撮合市场进行跨省交易。两个交易平台通常是月度和年度交易，根据需要进行“临时交易”。在这两种情况下，华中电网交易中心发出招标要求，发电商通过投标数量（挂牌交易）或价格和数量（撮合市场）进入市场。省电网公司与中标人签订协议，区域电网公司与省电网公司签订供电合同。

为了解决弃风问题，2012 年内蒙古经济和信息化委员会、东北电监会和东北电网公司合力开发了一个具有市场特征的“风火替代交易机制”，由此风力发电商能够以双边谈判的价格从火力发电商购买额外的发电权¹¹²。根据电监会关于相关规定，在同一母公司内的同一电网区域，并根据长期合同进行协商的交易优先。自从 2014 年，已有一次此类交易发生。值得注意的是，该机制解决了相互关联的规划和定价问题——相对于需求增长而言，新增的风力上网发电量太多，而且发电商没有其他收回固定成本的机制——而不是运行本身的问题。

4.4 计划和市场交易间的矛盾

跨界电能交易管理框架的目的是解决两个问题：（1）能源资源与负荷中心之间的空间差异，中国的大部分煤炭和风能资源都分布在北部，大部分水电资源分布在南部，负荷中心分布在沿海；（2）长期（例如，年度）和短期（例如，日度）时间尺度上供需不匹配，即使可用的输电能力足以支持交易，发电能力不足和过剩现象仍然在某些省份出现。然而，解决这两个问题的策略在历史上也是冲突的。

解决第一个问题的策略是建设为了从资源丰富的省份输送到资源贫乏省份的大型发电设施。因此，大量的跨界电能交易集中在少数水电，煤电和核电

¹¹⁰ 例如，华中电网和后来将要介绍的宁夏省挂牌交易都是固定价格拍卖。

¹¹¹ 《宁夏电网跨区跨省电能挂牌交易办法（试行）》列举了三个权重：（1）装有排气脱硫系统的 600MW 机组赋予权重 1.1；（2）有排气脱硫系统的 300MW 机组赋予权重 1.2；（3）无排气脱硫系统的 300MW 机组赋予权重 0.9。该《交易办法（试行）》没有详细说明出口电力的数量是如何被决定的。见宁夏回族自治区经济和信息化委员会（2008 年），《宁夏电网跨区跨省电能挂牌交易办法（试行）》。

¹¹² 《蒙东地区风火替代交易暂行办法》

厂，其中这些电厂大部分是在二十世纪前十年建成的。如表 8 所示，最大的 10 个出口电厂占 2011 年国家电网跨界交易的近 60%，前三名几乎占了三分之一。

表 8 2011 年国家电网地区最大的十个出口电厂¹¹³

电厂	类型	上网时间	总交易	国家电网占比
三峡	水电	2003-2009	77.30	19%
托克托	煤电	2003-2007	27.90	7%
秦山	核电	1994	24.20	6%
阳城	煤电	2001-2002	15.80	4%
锦界	煤电	2006-2008	15.40	4%
田湾	核电	2007	15.00	4%
二滩	水电	1999	14.30	4%
上都	煤电	2006-2007	14.20	4%
岱海	煤电	2005-2006	14.10	4%
拉西瓦	水电	2009-	9.00	2%
以上合计			227.30	57%
国家电网合计			399.90	

大多数用于解决负荷资源分配问题的发电厂属于表 7“计划交易”类别，其产量通常由国家发改委规划，并转换为与试图收回发电商成本的电能进口省份的长期合同，但这不是协商供需的手段。这些电厂由国家电网公司或地区调度机构直接安排和调度，并通过第 2.6 节（调度和调度过程）中描述的过程进行优先调度。如表 6 和表 7 所示，大部分跨界电能交易都是由用于解决空间负荷资源不平衡而建的发电厂参与的。

出口电厂的计划产出和优先调度在某些情况下也造成了利益冲突。尽管 2002 年的改革正式剥离了中国电力公司的大部分发电资产，旨在分离发电和电网资产的所有权，但地区调度机构在 21 世纪仍然保持了很大部分水电装机容量的所有权，名义上用于区域负荷平衡。到二十一世纪第一个十年的末期，国家电网公司开始扩大其直接拥有的发电资产，并将资产从地区调度机构转移到国家电网公司¹¹⁴，并投资新的坑口燃煤电厂（如表 7 中的锦界和府谷）和抽水电

¹¹³ 国家电网公司，《国家电网公司 2011 年电力市场交易年报》：

<http://210.77.176.122/images/dlijnb/2012/02/10/0B495D021DCDF5C022BEE9DF3DAE0A1E.pdf>

¹¹⁴ 在 2000 年代末，区域调度机构拥绝大多数所有权，并且大都是对大量水电设施的调度控制权。然而，在 2010 年代初，这些资产中的一部分似乎已经转移到了国家电网公司。例如，截至 2009 年底，东北电网有限公司拥有并管理着超过 4GW 电力的水电机组。2011 年，1GW 丰满水电站，2GW 的白山发电厂和 510MW 松江河发电厂移交给国家电网的一个子公司——国网新源控股有限公司。见国家电网新源控股有限公司组织机构。http://www.sgxy.sgcc.com.cn/html/sgxy/col10600000024/column_10600000024_1.html。2014 年 1 月 23 日访问。东北电网公司网站仅列出了 400MW 的云峰发电厂和 340MW 的太平湾发电厂，受其直接管理，跨越中朝边界，并为这两个国家提供电力。见东北电网有限公司组织机构。

<http://www.ne.sgcc.com.cn/dbdwww/gsis/zjzg/> 2014 年 1 月 23 日访问。

站¹¹⁵，并认为这些新投资对于区域频率调节和调峰支持是必要的¹¹⁶。2012 年国家电网公司全部火力发电资产均转入神华集团有限责任公司¹¹⁷。

第二个问题（供需不平衡）的解决方案是促进市场机制，使省份和地区之间进行更灵活的电能交易。然而，在一些情况下，中央政府计划的发电产出的僵化特性和为适应不断变化的供需状况所需的灵活性之间出现冲突。例如，电监会工作人员描述说，湖北省根据长期合同从三峡大坝向江西省出口电力的时候（未注明日期），本身却正在经历电力短缺。作为回应，江西电网公司组织省内火力发电采用挂牌交易出口湖北，以解决湖北的电力短缺。实际结果只是湖北到江西的电力流量减少，这实际上意味着湖北向江西收回了部分合同规定的电能出口。然而，由于江西电网公司使用挂牌交易来确定向湖北出口的价格，实际的财务结果是降低江西的发电成本。由于中国的批发和零售定价结构，电网企业收到的价格是零售价格和平均发电采购价格之间的剩余价格，这种下降的成本增加了江西电网公司的利润¹¹⁸。

为解决诸如这样的各种问题¹¹⁹，电监会 2011 年和 2012 年分别发布了《关于跨省跨区电能交易监管工作的意见》和《跨省跨区电力交易基本规则（试行）》¹²⁰。在这些文件中，电监会特别澄清：如果买卖双方达成协议，长期合约可以转让或回扣；大部分跨界市场交易的主要供应商应为发电商而非电网公司；市场机制必须是集中配对市场或是买方（如省级电网公司）和发电商之间的双边协商交易。

4.5 可再生能源并网的挑战

越来越多的研究和分析表明，使更多风能和太阳能发电经济高效地并网需要更大的平衡区域，或者至少在平衡区域的当局之间进行更好的协调¹²¹。通过整合风能和太阳能特点并且使发电资源组合多样化，较大的平衡区域降低了风

¹¹⁵ 据悉，国网公司于 2008 年成立了子公司——国网能源开发有限公司，投资位于陕西、内蒙古、宁夏、新疆和黑龙江等地的煤电基地。据报道，另一家子公司——国网新源控股有限公司拥有 4.5GW 的传统水电和 9.7GW 抽水蓄能电站，其中后者的绝大部分已在 2009 年以后完工。国家电网公司也通过其控股的鲁能集团继续拥有少量风电装机容量。国网新源控股有限公司的容量控股数据来自：国网新源控股有限公司组织机构。http://www.sgxy.sgcc.com.cn/html/sgxy/col1060000024/column_1060000024_1.html, 2014 年 2 月 6 日访问。

¹¹⁶ 国家电网内部人士在一次采访中对网易财经表示：国网能源所属的发电资产以前主要是承担电网内部调峰调频作用，根本不在“厂网分开”的范围内。见 Ruimin, Z. (2012 年 7 月 18 日)：神华接手国网能源装机 6000 万赶超中电投。网易财经，<http://money.163.com/12/0618/09/84988UFV0025402B.html>。

¹¹⁷ Ruimin, 2012

¹¹⁸ Chang, J., & Yu, D. (2010). 对跨省（区）长期电能交易合同“灵活”调整机制的几点思考，国家电监会白皮书。

¹¹⁹ 例如，关于“其他”问题的讨论，见：跨省区电能交易期待统一市场平台，（2012 年 12 月 23 日），《中国能源报》

¹²⁰ 国家电监会（2011 年），《关于跨省跨区电能交易监管工作的意见》，36 号文；国家电监会（2012 年），《跨省跨区电能交易基本规则（试行）》，151 号文。

¹²¹ 例如，见：GE Energy. (2010 年 5 月)。Western Wind and Solar Integration Study. 美国国家可再生能源实验室。<http://www.nrel.gov/docs/fy10osti/47434.pdf>. Energy and Environmental Economics. (2013 年 3 月)。PacifiCorp-CAISO energy imbalance market benefits. <http://www.caiso.com/Documents/PacifiCorp-ISOEnergyImbalanceMarketBenefits.pdf>

能和太阳能多变性，减少预测误差，并提高系统应对意外的需求变化（例如，由于天气条件）和供应（例如，由于发电机强制关停，太阳能或风能产生的意外变化）的能力。

在中国，目前协调平衡区域间调度的方法主要是通过多层次管理体系，其中国电网公司和地区调度机构安排并调度各省可调度发电的计划产出。目前为了解决日前或更长时间范围内的不平衡，基于市场的跨界交易原则上为省级调度机构提供了灵活性。这种平衡区域协调系统的四个主要特征向可再生能源发电并网提出了挑战：

- 缺乏更广泛的可再生能源发电的跨省调度机制：只有当发电处于区域调度机构管辖范围内时，目前机组组合和调度方法才能促进可再生能源大规模省际出口。如果没有更加一体化的区域调度，电网区域将看不到可再生资源聚合的多样性收益。

- 以目前市场为基础的交易平台缺乏灵活性：即使电监会的《跨省跨区电能交易基本规则》有效地使长期合约更加灵活，这些平台目前还是不能用来解决与风电和太阳能发电有关的日内供求失衡。

- 缺乏更正式的、定期的集中交易平台：在很大程度上，目前的市场交易平台围绕电网公司现存的激励机制演变。创建一个交易系统来解决日内的省级失衡，很有可能需要一个更正式、有规律和集中交易平台。该平台不一定是具有独立系统运行商和集中调度的区域市场，但必须以明确的规则制度化、每天可用，并且要充分集中，以允许邻近省份的发电机对每日供应变化做出回应。

- 区域系统优化的利益与电网公司的利益之间的冲突：即使电监会的《基本规则》有效解决了现行制度下的电网公司滥用行为，也难以确保国家电网公司和区域电网公司的利益与减少区域电力系统成本和排放及提高稳定性的目标相一致，只要（1）电网公司对发电拥有股权和优先调度权；（2）成本（和成本节约）在发电商、电网公司和用户之间不能合理透明分配。利益冲突可能限制可再生能源发电经济地上网，以及其对空气质量和二氧化碳减排目标做出贡献的能力。