再生纸印刷

江苏有“可能”

东部能源转型系列

高比例可再生能源并网路线图

GREENPEACE 绿色和平

绿色和平东亚

地址：北京市东四十条甲 25 号嘉诚有树 B 座 303A 室
邮编：100007
电话：86（10）65546931
传真：86（10）64087910
www.greenpeace.org.cn

绿色和平是一个全球性环保组织，致力于以实际行动推动积极的改变，保护地球环境与世界和平。

设计：德思乐品牌设计（北京）有限公司

GREENPEACE 绿色和平　CREIA

GREENPEACE 绿色和平

CREIA

绿色和平北京办公室
中国循环经济协会可再生能源专业委员会

作者：

斯凡．泰斯克
汤姆．布朗
斯特凡．朗干克
托马斯．阿克曼
李强
袁瑛

专家顾问委员会：

石定寰　李俊峰　蒋莉萍　高虎　袁晓冬　秦海岩
侯晓旭　于洋

项目协调员：

袁瑛　周秦声　彭澎　徐曼

垂询请联系：

徐曼
绿色和平　气候与能源项目组
北京市东城区东四十条甲 25 号嘉城有树 B 座 303A 室

江苏有“可能”

东部能源转型系列

高比例可再生能源并网路线图



前言

近两年来，国家政策推陈出新，在煤炭整体消耗量居高不下，碳排放量及碳依赖程度居高不下的态势下，从《大气污染防治行动计划》再到《新环境保护法》的陆续出台，显示了我国对环境保护问题的日益重视和对能源、经济可持续发展的决心。2015，应该是新法规显威立效之年，从喊口号转向实际应用的一年，也正应该是“能源革命”风生水起的一年。而应当如何实现“能源革命”，其具体目标与路线图如何制定，可谓是现阶段议程上的重中之重。

在我看来，现如今我们要考虑的不单单是“如何给脱缰的能源需求带上笼头”，更是“如何引导笼头向正确方向前行”，而这一大方向，即是在现有发展基础上，加大可再生能源的发展力度，尽可能降低对传统能源的依赖，努力跳脱“先发展，后治理”的恶性循环，把“能源革命”中最重要的“低碳化”的一面强调出来。

在这样的背景下，绿色和平牵头撰写《江苏有可能：高比例可再生能源并网路线图》这份报告，可以说十分及时。

可再生能源的发展已经是一个必然的趋势，然而从趋势变成现实往往需要很长时间，要实现化石能源到非化石能源的转变，有些国家可能需要几十年甚至上百年的历程，这期间离不开各种各样的技术进步和勇于尝试的先行者的贡献。我对报告中的观点表示认同，江苏以及其他具备条件的东部省份，已经具备全面发展可再生能源的先决条件，不仅资源潜力巨大，电网接入也完全不存在技术障碍。在其环境污染和公众健康问题双双亮红灯的态势下，这些地区应该加速发展可再生能源，更具紧迫性。

万事俱备，只欠东风。在这份报告中，以实时数据建立电网模型，从技术角度和成本角度出发，阐述和分析了以江苏为例的扩大可再生能源发展进度的方案，我认为这不仅很创新，更具有很大的参考价值，这为我们全国以及地方省份加速可再生能源发展进程、缩短趋势向现实转变所需时间历程提供了理论依据和可行性。

中国的“能源革命”才刚刚开始，作为先行者，希望各位不要满足于仅仅做为这场历史性变革的见证者，更能有意识的成为这场“低碳化革命”的催化剂！

— 李俊峰

编者的话

2015 年，中国的“能源革命”已呈蓄势待发之势。

截至 2014 年，我国能源消费总量为 38.4 亿吨标准煤。随着经济的持续发展，若不进行煤炭总量消费控制，预计 2020 年我国能源消费总量将达到 50 亿吨标准煤，2030 年将可能上升至 60 亿吨标准煤。然而，根据中国提出的 2020 年后国家自主决定贡献的减排目标，中国要在 2030 年左右实现二氧化碳排放达到峰值。能源需求的持续增长、环境容量的饱和，对于加快我国能源结构转型，实现“低碳化、清洁化”提出了紧迫的要求。可以说，推动能源革命刻不容缓。

自 2014 年 6 月，习近平在中央财经领导小组第六次会议上提出“推动能源消费、能源供给、能源技术和能源体制四方面的革命”的口号，“能源革命”的讨论已然成为学界、产业界以及政治决策者们热议的焦点。如何推动“能源革命”的尽早发生，它的目标与路线图如何制定，已经迫切地摆在了决策者的议程之上。

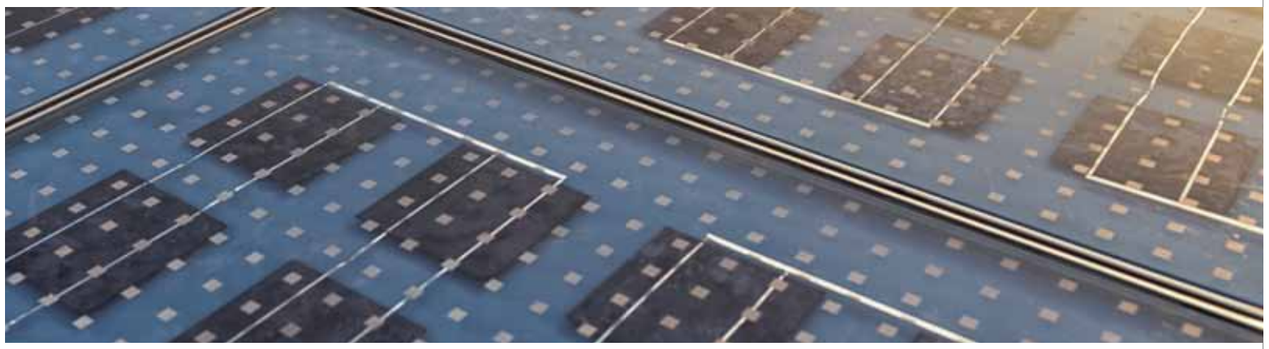
绿色和平自从2002年进入中国开展环境保护工作，就一直致力于推动包括风能、太阳能光伏在内的可再生能源作为替代煤炭、实现能源结构“清洁、低碳”转型的中坚力量。绿色和平认为，“能源革命”的号角已经吹响，可再生能源的发展不仅仅在于追求高比例的装机目标，更要寻求高比例可再生能源接入电网的进一步落实。从有条件的地区开始，逐步在全国实现高比例的可再生能源的接入，带动电网系统向“更灵活、更智慧”的方向变革，在“去煤化”的同时实现能源供应体系多元化，并在不远的未来，稳步形成以可再生能源为主的能源结构，是实现中国“能源革命”的关键一步。

千里之行，始于足下。任何变革，都需要先行者的身影。正如《江苏有可能：高比例可再生能源并网路线图》这份报告所指出的，江苏以及其他具备相似条件的省份，有能力、更有压力成为这场变革的先锋力量。包括江苏在内的东部省份，率先实现能源转型，在绿色和平看来，这不仅具可行性，更具紧迫性。

我们来看一组数据：“2015 年第一季度，长三角地区雾霾高发，$PM_{2.5}$ 污染形势严峻，江苏为长三角区域污染最严重的省份[1]。与此同时，根据 2013 年底居民非意外总死亡率和四种病因调查，在 31 个省会城市或直辖市中，江苏南京的非意外总死亡率、缺血性心脏病、脑血管病和肺癌死亡率在全国名列前茅。[2]”

2014 年也是《大气污染防治行动计划》正式实施的第一年，根据绿色和平的统计，2014 年江苏省 24 个城市 $PM_{2.5}$ 年均浓度均未达到国家二级标准[3]，要实现“大

1. 引自绿色和平：《2015 年第一季度中国 31 省 $PM_{2.5}$ 浓度排名》
2. 引自绿色和平：《危险的呼吸 2：大气 PM2.5 对中国城市公众健康效应研究》
3. 引自绿色和平：《“大气十条”后第一年：2014 年江苏河北省 351 企业 85% 企业排放超标》



气十条”里 2017 年 $PM_{2.5}$ 浓度下降 20% 的目标，对于江苏来说仍是个极大的挑战。然而，根据绿色和平的调查，2014 年全年，江苏省 47% 的煤电企业严重超标排放。江苏省废气的 85% 来源于工业生产，在其“大气十条”实施方案中，工业治理是重中之重。

然而，江苏作为东部经济发达省份，其电力需求在未来仍然会有较大的增长。根据预测，2020 年，江苏全省能源消费 4.1 亿吨标煤，最高用电负荷将达到 1.3 亿千瓦。如果新增电力全部来自火电，可以想象，江苏已然严峻的环境容量将会被进一步挤压，带来社会经济以及公共健康的严重损失。

为了分析发展高比例可再生能源对减少大气雾霾污染物排放的效果，发改委能源研究所研究员姜克隽利用 IPAC-AIM/ 技术模型进行了定量分析，根据他提供给绿色和平的分析结论显示，“江苏可再生能源目标提升至 30GW 风电和 30GW 光伏，这将使得电力部门的 PM2.5 减排了 19%，占全部 PM2.5 排放的 4.3%；电力部门的 SO2 减排了 19%，占全部 SO2 排放的 6.9%；燃煤排放的 NOx 减排了 13%。[4]

控制并进一步削减煤电，加大可再生能源比例，无疑是包括江苏在内的东部地区治理大气污染、进行区域产业转型、并进一步实现可持续发展的关键。近年来，我们也欣喜地看到，江苏可再生能源发电产业发展迅速。截至 2013 年底，江苏可再生能源发电装机 480.46 万千瓦，同比增速 53.01%，占全省装机比重达 5.84%。其中，风电装机 256 万千瓦，光伏装机 130.4 万千瓦（含分布式 25.5 万千瓦）。绿色和平认为，包括江苏在内的东部省份，其可再生能源潜力还远未被充分开发出来。在中国政府大力促进可再生能源发展的背景下，江苏海上风电、分布式光伏资源尤其丰富，发展潜力巨大。

在这样的背景下，由绿色和平北京办公室发起，中国资源综合利用协会可再生能源专业委员会从中协调，历经一年之久集结了中德两国专家，由德国工程咨询公司 Energynautics 负责模型和技术报告的撰写，并在江苏电网科学研究院的大力支持下，完成了这份旨在展现江苏高比例可再生能源实现路线图的报告。

与该领域的同类报告相比较，这份报告的亮点在于

1 在关于“能源革命”路线图、实施路径的大讨论背景下，本报告以地方省份为案例，第一次为一个地方省份提出高比例的可再生能源目标，并研究了电网接入的技术可行性，呼应决策层的讨论；

2 以输入实时数据的模型为基础，将“更灵活、更智慧”的电网管理思路落于实处，落实在具体的可再生能源目标实现和电网扩张成本的节省上，用比较、量化的形式在各种假设情景中找到最优选择，为电网改革提供参考价值；

3 基于德国电网管理经验，本报告也帮助厘清了一些针对电网接入高比例可再生能源的固有观念，有助于进一步拓宽思路，推陈出新，以更好的应对不断加大比例的可再生能源顺利、高效、经济地接入电网。

4. 作者注：IPAC-AIM/ 技术模型是一个基于线性规划的最小成本优化模型，包括了 43 个部门的 600 多种技术，有能源使用部门也有能源供应部门。在对江苏的风电和太阳能发电分析的时候，此研究分析给出了一些假定，包括 1）已有的情景中已经假设了到 2020 年风电和光伏发电分别为 650 万千瓦和 1000 万千瓦。现在的 3000 万千瓦风电和光伏是在其基础上增加的；2） 假设发展这些风电和光伏替代了相同发电量的燃煤发电机组；3）江苏总体电力需求量不发生变化；4） 这些装机在 2020 年发电；5） 考虑了 2020 年燃煤机组的减排措施，如洁净煤发电等。

针对模拟结果和报告撰写，绿色和平北京办公室和中国循环经济协会可再生能源专业委员会也组织了专家咨询委员会，针对报告召开了两次专家审议会，与会专家也对本报告提出了中肯的建议和意见，中德双方作者基于这些建议和意见，前后对报告进行了多轮修改。然而，鉴于在电网模型建立过程中，为获得可供参考的结果，作者有意设置了模型边界，在技术细节上的一些“疏漏”在所难免；与此同时，这也是一个跨国团队和专家的合作项目，撰写过程中难免在一些尤其是尚存争议的问题上存在认知上的不同。在此，我们也希望得到各位读者的理解，各位可将珍贵的意见建议及时反馈给我们，非常感谢。

绿色和平希望，这份报告只是抛砖引玉，能够进一步引发环境、能源各界人士对于“能源革命”进一步落实的探讨。

德国从上个世纪 70 年代的反核运动直到如今《可再生能源法》的最新修订，其“能源转型”的道路足足走了 40 年之久，如今正在继续。中国的“能源革命”才刚刚开始，绿色和平希望和各位一起，不仅目睹且能亲身参与这场伟大的变革，成为中国“能源革命”推动者中的一员。

摘要

近十年来，中国可再生能源市场都在以两位数的速度增长。2014 年中国在可再生能源电力新增装机容量方面再一次领先全球[5]，2014 年底，仅风能总装机容量就达到 96,000 兆瓦，超过世界第四大经济体——德国的总电力需求量的 25%。基于风电和光伏发电成本在不断显著下降，可再生能源正在成为中国电力市场上最经济的选择。随着风能和太阳能光伏市场份额不断增加，电网的基础设施建设也需要逐步跟进。电网如何顺利接入逐渐增加的可再生能源电力，已经成为中国实现能源转型的一个核心问题。

中国可以从世界各地的电网运营模式中受到很多启发，从而更好地在“能源革命”的背景下，为应对高比例的可再生能源接入而进行电网系统的改革。包括德国、丹麦、西班牙、美国和澳大利亚都在整合现有电网和高比例可再生能源方面取得了显著的进展。本报告旨在以江苏为例，借鉴德国电网“更灵活、更智慧”的运营经验，探索中国高比例可再生能源接入的实现路径。

江苏省位于中国东海岸，上海的东北部。根据江苏省政府的规划，2020 年前江苏计划完成约 10 吉瓦的风电和 10 吉瓦的光伏装机。本报告认为：江苏在 2020 年底完全可以实现更远大的可再生能源目标——30 吉瓦光伏和 30 吉瓦的风电，这是目前江苏 2020 规划目标的三倍。我们在江苏的电网模型和数据基础上，进行了一年的模拟实验之后得出结论：江苏电网不仅有能力接入这一高比例的可再生能源目标，在“更智慧、更灵活”的电网系统下，电网改造成本也并非如人们想象地如此高昂。

5. 参见 http://www.ren21.net/Portals/0/documents/e-paper/GSR2015KF/index.html

研究方法

利用电网公司的“动力工厂”模拟软件(PowerFactory)，本报告构建了江苏输电网络模型——“江苏电网 2020”，该模型包含在220千伏电压及更高电压下的所有交流输电线路，低电压负荷和发电设备则汇集到 220 千伏或更高电压的变电站。该模型最后更新于 2011 年，并包含 2020 年前规划修建的项目，其中一个项目就是正在修建的 1000 千伏的高压交流电网，用于加强江苏和其他省份的电力交换。[6]

“江苏电网 2020”模型包括了江苏省所有电力负荷和传统发电站。此外，跨省输电线路末端的聚集节点代表邻近省份。江苏省一边从安徽、四川、湖北等中西部省份引入电力，与此同时，部分电力又经过江苏送至上海、浙江等地。

简而言之，该模型专为《江苏有可能：高比例可再生能源并网路线图》调研项目而设计，其宗旨是模拟不同的发电组合情景，从中择优选出对于电网来说，接入高比例可再生能源最经济有效的技术方案。

根据江苏省未来电力需求和发电方式、电网管理模式组合的不同发展情况，我们最终模拟出了 10 个不同情景。对于电力负荷峰值，模型考虑了到 2020 年增加到 130 吉瓦和增长到 113.5 吉瓦两种可能；对于 2020 年的电力结构，模型做了两种类型假设：1）在原有 2020 可再生能源发展目标基础上不再提高可再生能源比例、新增负荷将主要依靠化石能源来满足，2）为应对雾霾促进转型，煤电基本不再扩张，新增负荷需求主要由可再生能源满足，并以天然气填补传统能源装机需求；对于电网管理模式，我们则选择了动态输送容量系统 (DLR) 技术和一定限度的弃风管理，作为欧洲“智能电网”的核心技术，DLR 的应用可以有效利用已有电网资源、避免输电网络的扩张。通过以上不同情景的组合和模拟，我们试图回答一个问题：如果江苏省要在 2020 年接入 30 吉瓦风电、30 吉瓦光伏、3 吉瓦生物质发电，各种不同的电网发展方案中哪一种最为经济有效？

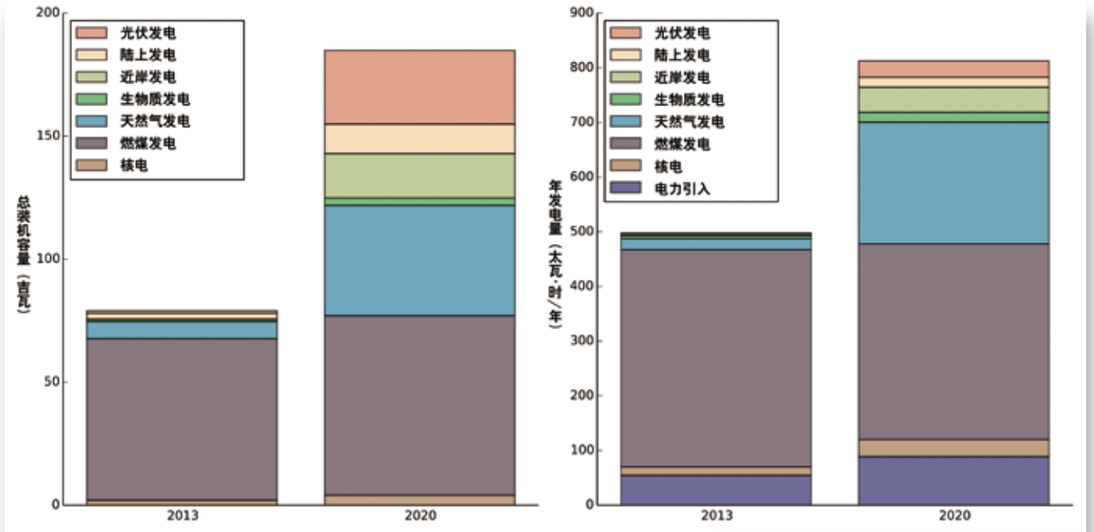


图 1：2013 年和 2020 年江苏省不同能源发电总装机容量（左）和年发电量（右）假设
（来源： Energynautics）

6. 作者注：本模型并未包括已经开工建设的两条特高压直流电线：锡盟—泰州特高压直流工程、和晋北—江苏特高压直流工程。本文作者的主要考虑是：
1）特高压直流电在国内仍然是争议很大的话题，以及对于特高压直流电“输送和扩大可再生能源消纳能源”这一作用，本文作者持审慎和保留的态度；
2）鉴于数据输入和模拟的复杂性，本模型主要模拟了江苏境内的电网、发电容量以及需求，并未对其他与江苏有电力交换的省份进行模拟和监测；
3）特高压直流电经过江苏，将主要替代作为基底负荷的火电，这对于本模型的负荷假设、以及所输出的电网消纳可再生能源的能力不产生实质影响；
4）相比较灵活、参与调峰的火电机组，特高压直流电是否应该参与调峰以及参与调峰的能力、成本核算仍然是一个具争议的话题。
基于以上考虑，本模型在数据输入初始，并未将高压直流电考虑在内。与此同时，我们也希望看到特高压直流电能够真正实现“输送和扩大可再生能源消纳能力”这一修建的初衷，若这一前提顺利实现，江苏可再生能源发电占比将进一步扩大，我们认为这将更有利于江苏可再生能源的进一步发展。

在对 10 种情景进行分析和比较后，我们将**“可再生能源 +DLR”作为最优情景**提出，即在高比例的可再生能源装机目标下，通过结合动态输送容量系统（DLR）技术，江苏输电容量可以提高 50%，不仅大幅度节省了电网扩张成本，也避免了弃风弃电带来的损失。

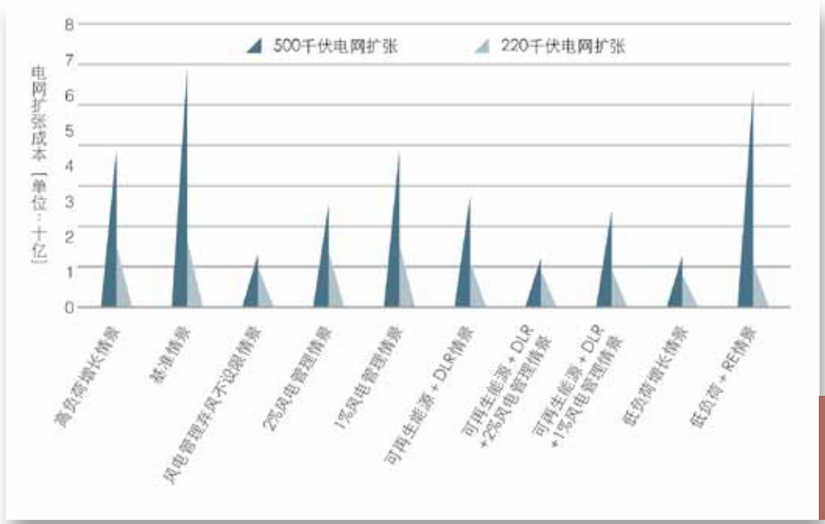


图 2：江苏省 10 种发电组合情景下的电网扩张成本
（来源：Energynautics）

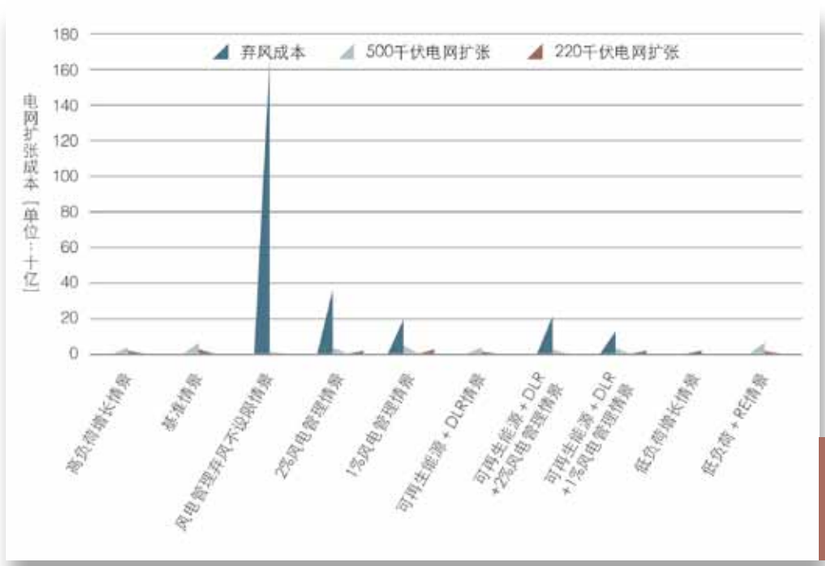


图 3：40 年使用周期内总成本对比，包括电网扩张成本和弃风成本
（来源：Energynautics）

本报告的主要结论还包括

1 基于电网公司的预测，江苏省电力负荷峰值将从目前 **2014 年**的 **80 吉瓦**增长到 **130 吉瓦**。模型结果显示：即使江苏省不再新增可再生能源，基于现有技术，仅电力负荷增长带来的电网扩张成本就高达 **44 亿元**。

2 若基于现有技术（即不利用任何智能电网技术），**2020 年**底要实现 **30 吉瓦**光伏和 **30 吉瓦**风电的目标，电网升级所需总投资额为 **67 亿元**。与仅电力负荷增长带来的扩张成本 **44 亿元**比较可以看出，截至 **2020 年**，大部分的电网升级是为了满足增长的负荷量，并非来自新增加的可再生能源。

3 如果江苏省实施包括 DLR 在内的智能电网措施，并努力实现更高比例的可再生能源目标，则 **2020 年**，江苏当地可再生能源发电量将占到江苏全省电力 **14%**。而实现这一目标，电网升级成本只需 **31 亿元**，成本大大减少。

4 本模型为截至 2020 年江苏电力负荷做了“高负荷增长”（130 吉瓦）和“低负荷增长”（114 吉瓦）两种敏感性分析。在这种情况下，电网升级的需求差异并不大。

德国已经在相似的时间框架内，实现了其可再生能源发电量的大幅增长。结合德国电网“更智慧、更灵活”的管理经验，本报告进一步在电网基建和可再生能源调度方面提出以下观点：



5 一般的电力系统在基本负荷电厂使用集中大型电源，这些电厂大部分时段都按额定电量运营。这些集中发电单元通常是“不灵活”的供电源，这意味着为了满足负荷变化，在一天内改变电厂输出量的结果就是成本高、效率低。总体而言，**核电厂和燃煤电厂都是基本负荷电厂，也就是说它们在大部分时段以最大容量运转而不考虑消费者实际的用量**。煤炭无法减少使用，就只能削减可再生能源的电量，这是目前可再生能源在电网接入遇到瓶颈的一个关键原因。

6 将可再生能源纳入智能电网改变了电网对于基本负荷供电的需求。本报告已经通过模型模拟证明，**可再生能源的随时调节能够让人们重新认识对于基本负荷供电的需求**。而灵活的混合能源提供方案可以在不停电的前提下根据昼夜负荷的实际状况进行调整。可再生能源常常被称为间歇性能源。事实上，这种叫法是不准确的，因为间歇性意味着“不可控”或“不可调度”。可再生能源的电力输出是可以被预测的，因此，这些电力在需要的时候被调节。

7 所有“能源革命”的核心概念，应该是首先使用可再生能源电力，其他调度电力都应该用于填补风能、太阳能光伏与所需负荷之间的“三角区域”。包括煤电在内的可调度电源可以不再被当作“基本负荷”来运作，它们可以作为灵活的电源，根据需求随时调整。**那些不够灵活，不能够根据灵活的负荷变化而相应增减的煤电厂，在未来的电力供应系统中应该被淘汰**。

8 整合大规模可再生能源已经不再是技术问题而更多的是经济问题。主要障碍来自于发电企业并不愿意放弃它们在传统基本负荷电厂上的经济投资。对于某些企业而言，废弃传统电厂或者“搁浅资产”完全不应该成为阻碍大力发展可再生能源的理由。

总而言之，江苏省在 2020 年前，实现 30 吉瓦风电和 30 吉瓦的光伏这一高比例的可再生能源目标在电网方面不存在任何技术障碍。基于“更灵活、更智慧”的电网技术包括 DLR，江苏省电网完全可以实现在 2020 年以较低的电网成本接纳 30 吉瓦风电，30 吉瓦光伏发电和 3 吉瓦生物质发电的装机，达到江苏省目前可再生能源发展目标的三倍。届时当地可再生能源可占到江苏全省总发电量的 14%，如果自省外输送的电力中有 30% 是可再生能源，那么这个比例将达到 17%。这将有助于江苏在 2020 实现高比例的可再生能源目标的同时，实现大气污染防治目标，尽早实现能源结构转型。江苏的这一个案研究，将对中国进一步探索“能源革命”路线图，实现能源结构“低碳化、清洁化”提供有意义的参考价值。

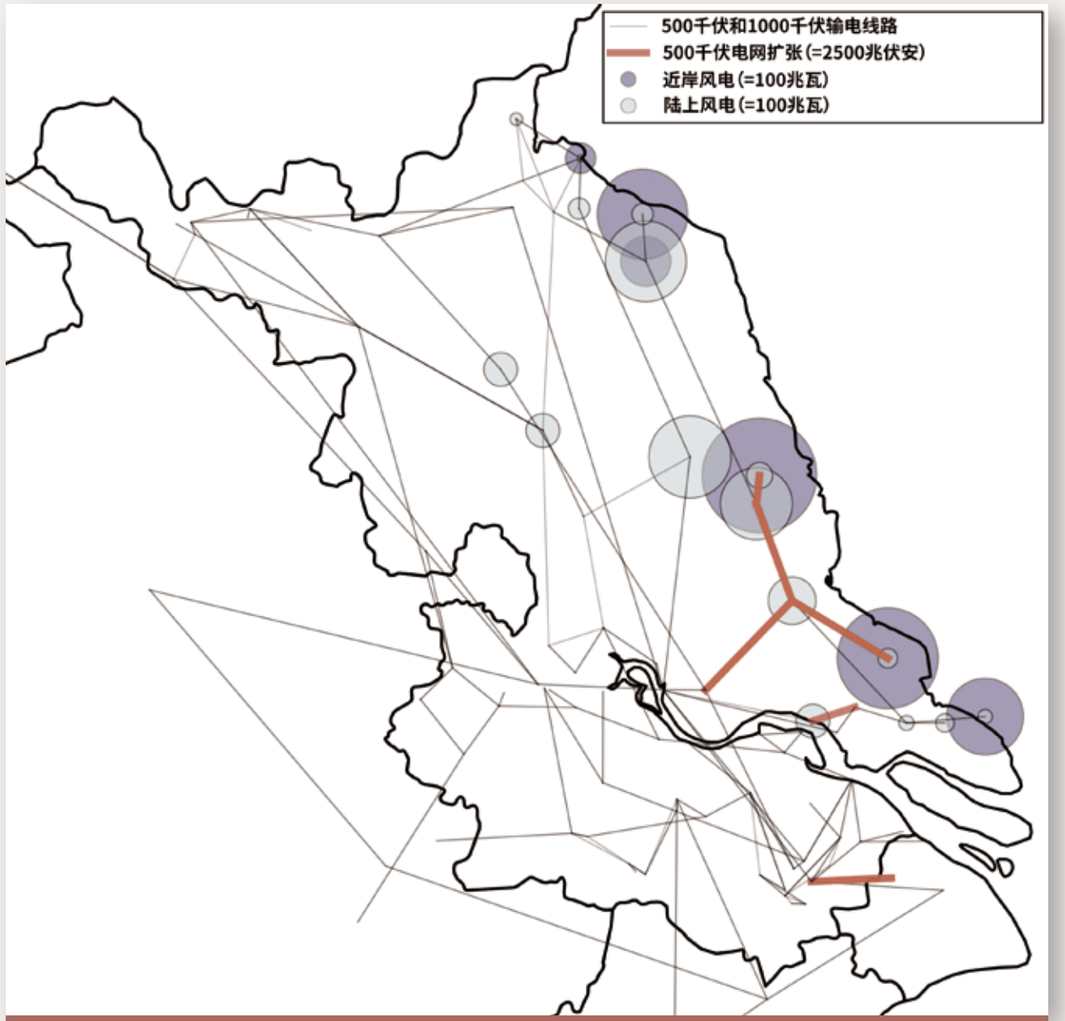


图 4： 可再生能源 +DLR 情景下江苏 2020 电网扩张图（来源：Energynautics）

缩写

缩写	全称
CREIA	中国循环经济协会可再生能源专业委员会
DLR	动态输送容量系统
EMS	能源管理系统
FLH	满负荷小时数
GIS	地理信息系统
GW	吉瓦 （有功功率）
m/s	米 / 秒 （速度）
MW	兆瓦 （有功功率）
MVA	兆伏安（视在功率）
RE	可再生能源
SGCC	中国国家电网公司
TWh/a	太瓦 · 时 / 年
W/m2	瓦 / 平方米（太阳辐射）





目录

1．“江苏电网 2020”数据来源和假设 16

模型架构 17
模型概览 17
电网参数设定 19
电网扩张的成本假设 19
电网变电站的地理位置 20
2020 年负荷假设 20
江苏电力负荷的时间序列 21
2020 年发电量假设 22
江苏发电容量的分布 24
风能与太阳能光伏的调度与管理 26
弃风成本 29
生物质能调度 29
核电厂调度 29
抽水蓄能电站调度 29
用于剩余负荷的化石燃料电力调度 30

2．“江苏电网 2020”模型的建立 32

优化方案概述 33
优化方案公式 34

3．“江苏电网 2020”十种情景及最优选择 36

情景假设摘要 37
情景结果摘要 38
基准情景 40
最优选择：可再生能源 +DLR 情景 41
风电弃风管理情景 43
可再生能源 +DLR+ 风电管理 44
低负荷情景 45

4．德国“能源转型”的借鉴意义 46

德国可再生能源市场的发展 48
江苏省可再生能源市场展望 50
江苏省和德国电网对比 51
“灵活的”德国电网 52

5．如何建设“更灵活”的电网 58

需求侧管理 59
“基本负荷和系统平衡”的重新思考 60
“智能电网”愿景 63

参考文献 64



图表目录

图 1：2013 年和 2020 年江苏省不同能源发电总装机容量（左）和年发电量（右）假设 6

图 2：江苏省 10 种发电组合情景下的电网扩张成本 7

图 3：40 年使用周期内总成本对比，包括电网扩张成本和弃风成本 7

图 4：可再生能源 +DLR 情景下江苏 2020 电网扩张图 10

图 5：江苏输电网络分布图 18

图 6：江苏省 130 吉瓦峰值负荷分布图 20

图 7：2014 年江苏省负荷曲线 21

图 8：江苏省 2020 年总负荷曲线 21

图 9：2013 年和 2020 年江苏省不同能源发电装机总容量（左）和年发电量（右） 23

图 10：2020 年江苏省传统电厂分布图 24

图 11：2020 年江苏省风电场分布图 25

图 12：江苏省 2020 年光伏发电和生物质发电分布图 26

图 13： 2011 年 1 月至 2014 年 11 月平均风电满负荷小时数 27

图 14：大丰风电场实测功率与根据天气数据再分析的功率对比 28

图 15：东台风电场实测功率与根据天气数据再分析的功率对比 28

图 16：2020 年包含和不包含可再生能源的化石能源发电量 30

图 17：一小时内负荷变动和剩余负荷直方图 30

图 18：江苏省 2020 年煤电和天然气发电发电量 31

图 19：当剩余负荷迫使燃煤发电比例下降时的情形 31

图 20：不同情景下电网扩张成本对比 39

图 21：40 年使用周期内总成本对比，包括电网扩张成本和弃风成本 39

图 22：高负荷增长情景下的电网扩张（上图）和包含可再生能源的基准情景下的电网扩张（右上图和右下图）。右上图标示了基准情景下每个 500 千伏变电站的风电量 40

图 23：案例：一个海岸高架线路更高的热容量限制（绿线）与江苏省高风电量（蓝色）一致的情况 41

图 24：可再生能源 +DLR 情景（左上图）和风电管理情景下（右上图、左下图、右下图）的电网扩张 42

图 25：近岸可用风电总量，允许弃风（2%）和 2020 年实际调配 43

图 26：可再生能源 +RE 和风电管理相结合情景下的电网扩张量 45

图 27：2020 年“低负荷情景“下的电网扩张 45

图 28：能源革命情景下江苏省可再生能源年度装机容量增长预测 50

图 29：德国 2014 年 7 月发电量 52

图 30：德国 2014 年 12 月发电量 53

图 31：德国与周边国家的电网互连图 54

图 32：德国在欧洲国家间电力进出口差异图 55

图 33：《德国能源转型中的电力市场》公示及立法程序时间表 57

图 34：目前的供电系统方案 61

图 35：基底负荷优先方案 61

图 36：可再生能源负荷优先方案 61

图 37：高可再生能源比例优化电力系统方案 62

图 38：智能电网在能源革命中的愿景 63

表 1：不同电压等级电网数据摘要 18

表 2：标准输电线路特征 19

表 3：2020 年江苏省发电装机等假设 22

表 4：不同情景的假设 37

表 5：按不同电压等级分类展示的情景结果 38

表 6：弃风数据 44

表 7：江苏省与德国对比 47

表 8：德国 2000–2013 年可再生能源累计装机总量 48

表 9：德国 2000–2013 年可再生能源装机比例相对年度变化 49

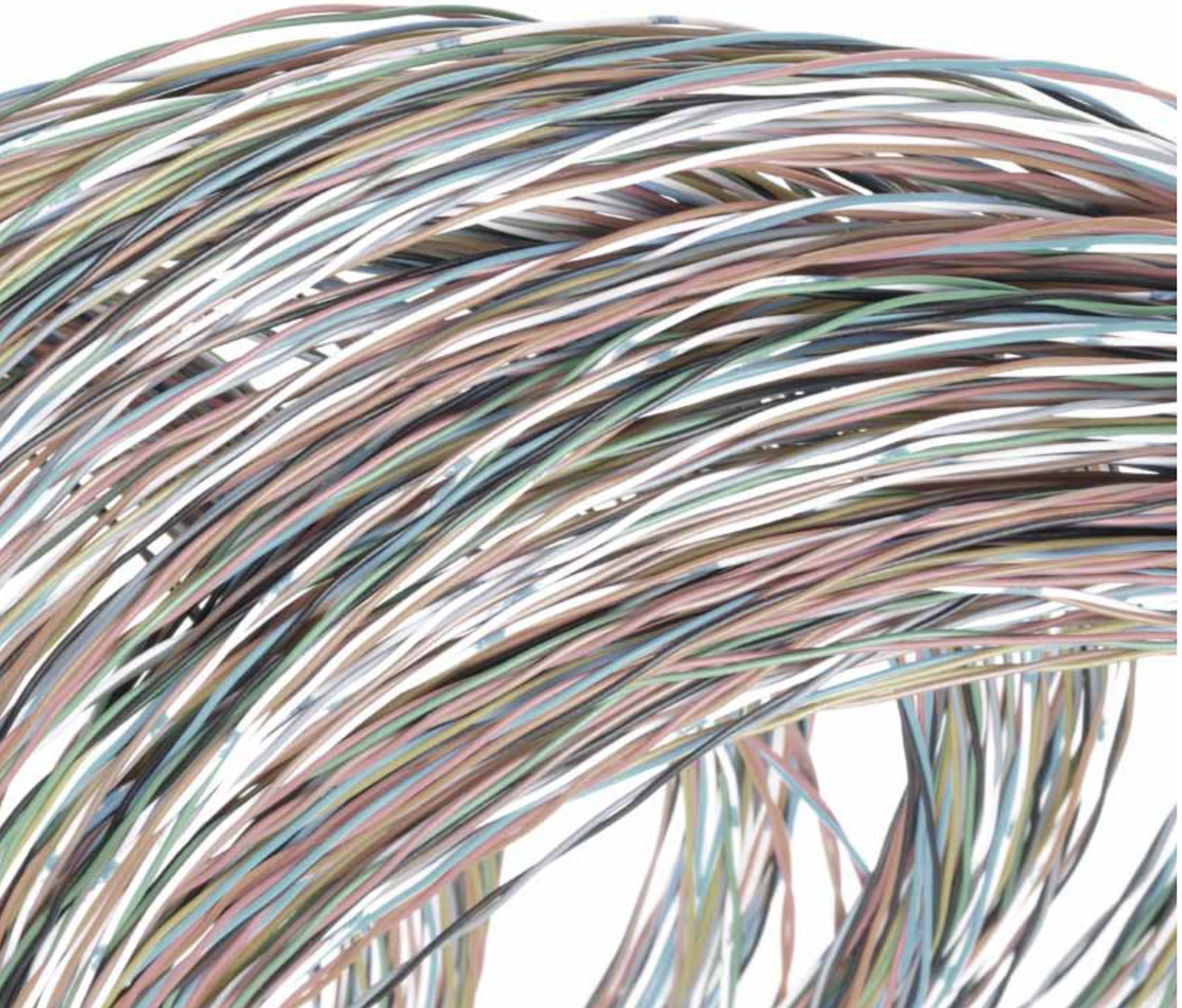
表 10：能源革命情景下江苏省可再生能源累计装机容量增长预测 50

表 11：德国和江苏省 2014 年交流线路长度对比 51

表 12：与邻近地区电力传输的容量 52

1 “江苏电网 2020”数据来源和假设

本章阐述了模型的数据输入和用于模拟实验的假设，这里只讨论适用于所有情景的数据输入和假设，单个情景的变化以及结果详见本报告第三章。



模型架构

本报告使用的模型旨在评估江苏省电力系统为实现 2020 年高比例可再生能源目标的应对方案。通过模型的模拟试验，我们尤其可以了解到，目前的电网容量是否足够接入未来高比例的可再生能源。

模拟的数据输入包括以下内容：

- 由电网公司提供的江苏电网模型，包括所有的输电线路，阻抗和容量；
- 江苏省 2020 年用电总需求的假设；
- 2020 年基于所有发电技术的装机容量（单位：兆瓦），包括传统电厂和可再生能源电厂；
- 江苏电网所有发电厂的地址坐标；
- 描述一整年每小时的用电需求的时间序列；
- 描述一整年每小时的风能和太阳能光伏发电（取决于天气）的时间序列；
- 所有发电厂的调度假设。

所有发电厂的调度均按全年每小时进行了优化，以在保障电力系统安全运行的前提下尽可能减少电网扩张。

模拟试验的产出包括：

- 必要的电网扩张及成本；
- 每种电源的调度，包括间歇性电源——可再生能源的削减和固定电源的负荷因子。

模型概览

本报告利用电网所提供的 DIgSILENT’ PowerFactory（动力工厂）模拟软件，构建了“江苏电网 2020”输电网络模型。该模型包含在 220 千伏电压及更高电压下的所有交流输电线路，低电压负荷和发电设备则汇集到 220 千伏或更高电压的变电站。该模型 2011 年最后一次更新，包含 2020 年规划的项目，其中包括一个在建的 1000 千伏高压交流电网[7]，用于加强省份互联（见图 5 和表 1）。发电总量等于每条电线的热容量（单位：兆伏安）的总和与电线长度（单位：千米）的乘积。

7. 参见脚注 6

表 1：不同电压等级电网数据摘要（来源：Energynautics）

电压等级 [千伏]	电线数量	电线长度 [千米]	电线总容量 [吉伏安 / 千米]
220	1750	26644	12253
500	223	13922	31048
1000[8]	20	4324	22468

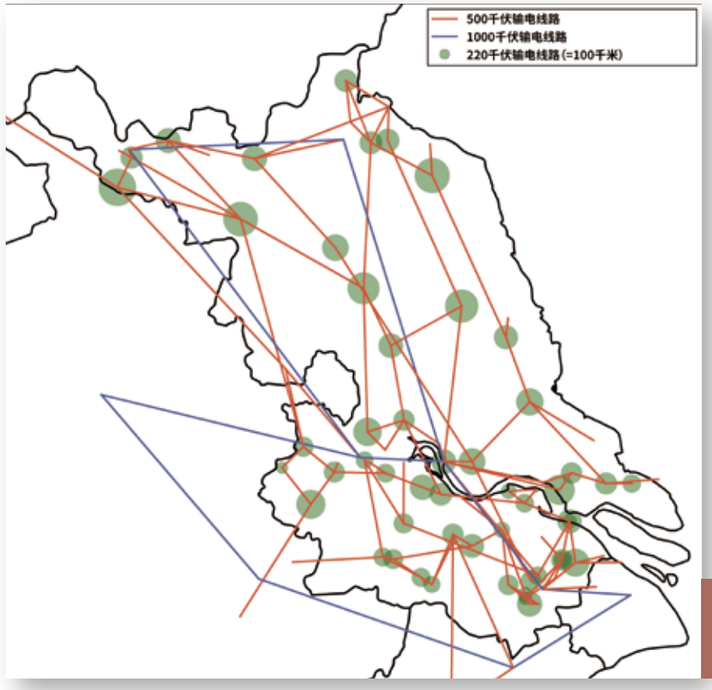


图 5：江苏输电网络分布图
（来源：Energynautics）

该电网模型包括江苏省所有电力负荷和传统发电站。此外，跨省输电线路末端的聚集节点代表邻近省份。江苏省一边从安徽、四川、湖北等中西部省份引入电力，与此同时，部分电力又经过江苏送至上海、浙江等地。外来电力占江苏省电力负荷总量的 10.9 %。该模型经过 2014 年的负荷和发电容量进行验证，确保了每一条输电线路都不会超负荷运作。

8. 作者注：此处也指高压交流电网。

电网参数设定

在模拟试验中，电线负荷只能被加载至其热容量上限的 70% 。因此，如果单个组件出现故障时，电力系统仍然可以安全运行（也被称为 n−1 标准）。

如果输电线路出现超负荷运作，可以在超载线路平行位置搭建额外电线，以提供额外电力。基于模型中现有输电电线而搭建的额外线路假设见表 2。

表 2：标准输电线路特征（来源：Energynautics）

电压 [千伏]	每条电线热容量 [兆伏安]	串联电抗 [欧姆 / 千米]
220	500	0.299
500	2500	0.275
1000	5200	0.245

电网扩张的成本假设

在本报告中，我们保守估计新建输电线成本为每千米每兆伏安 2000 元，铺设一条 2500 兆伏安的 500 千伏电线的成本价为每千米 500 万元。

通常电网扩张的成本会因各种因素而产生巨大差异，包括当地材料价格、劳动力价格、用地成本、地形（穿越山区电线成本更高）、电压等级（较大的功率在更大电压下输送成本更低）和电路数量（鉴于输电线路可以运行两条或更多电路，因此修建额外电路的成本就会低于第一条的成本）。

我们的假设成本大体上与中国其他项目的成本一致。2009 年建成的晋东南 – 南阳 – 荆门 5000 兆伏安 /1000 千伏的单电路长 650 千米，建造成本为 57 亿元 [1]，其单位成本为每兆伏安每千米 1750 元。江苏省 2006 年建成的一个 1000 千米 500 千伏输电项目中，总成本为 71 亿元 [2]，这个成本与我们假设的成本相一致。

在绿色和平出版的《欧洲 2030 年可再生能源革命报告》[3] 中，电网扩张成本被假定为每兆伏安每千米 400 欧元（按当前汇率计算每兆伏安每千米约 3080 元），这个成本比江苏省的假设成本高 54%，因为江苏省的原材料价格、劳动力价格和土地使用成本都低于欧洲。

电网变电站的地理位置

为了把风电场和天气时间序列分配到模型中正确的变电站，需要获取变电站的地理坐标。Energynautics 根据公开来源（OpenStreetMap、谷歌地图以及百度地图），研究了 100 个 500 千伏以上电压的变电站。由此生成的电网地图见图 5。由于 220 千伏电线覆盖距离较短，所以将 220 千伏变电站按照地理位置分配到最近的 500 千伏变电站。

2020 年负荷假设

根据电网数据，江苏省 2014 年电力峰值负荷为 80 吉瓦，每年的用电总量为 500 太瓦·时／年。根据电网公司的预测，截至 2020 年，江苏电力峰值负荷将达到 130 吉瓦，即增长速度达到每年 8.4%。每年的用电总量将因此上升至 813 太瓦·时／年。[9]

根据电网模型及主要城市地理位置，我们绘制了江苏省电力负荷分布（见图 6），江苏的电力负荷主要集中分布在南部几个城市和工业中心。

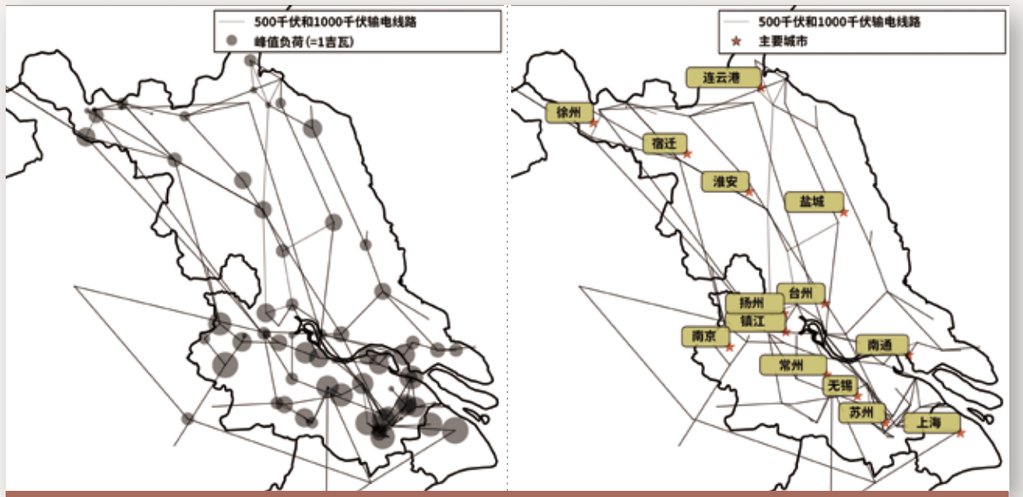


图 6：江苏省 130 吉瓦峰值负荷分布图（来源：Energynautics）

9. 作者注：此假设是基于国家电网的官方预测。最新数据显示，江苏省电用电总量在 2014 年增长 1%，2015 年前 5 个月的增长为 2%。因此我们也预期到 2020 年，江苏用电总量增长会变缓。

江苏电力负荷的时间序列

通过 CREIA 协调，电网为本报告提供了 2014 年整个江苏省以及 13 个城市在两个时期的电力负荷曲线，这两个时期分别为 2014 年 1 月 2 日至 2 月 28 日和 2014 年 4 月 1 日至 10 月 23 日。这些负荷曲线来自电网的电能管理系统（Energy Management System），该系统每 5 分钟测量一次有功功率（见图 7）。

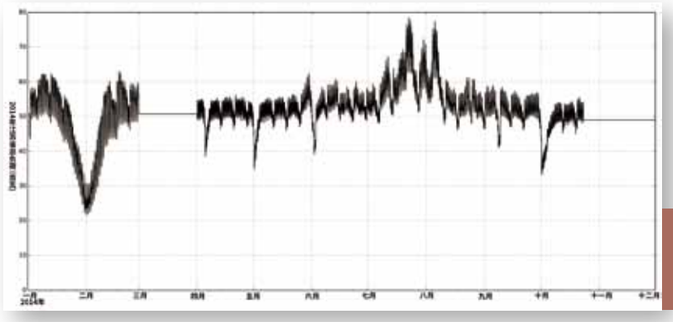


图 7：2014 年江苏省负荷曲线
（来源：Energynautics）

可以看到，1 月 2 日至 2 月 28 日正是中国传统的春节假期。在此期间，江苏省电力负荷急剧下降，因为春节期间工人返乡，许多工业设施关闭。四月、五月、六月和十月的法定节假日期间也发生了类似现象。而在空调机组运行的七月下旬，江苏的电力负荷达到峰值。

因此，我们利用了 2013 年 12 月 1 日到 2014 年 11 月 30 日的一整年气象数据进行模拟试验。其中，电力负荷中的缺失数据采用了记录中的典型周数据填补，图 8 是按比例扩大绘制出的 2020 年电力负荷曲线。

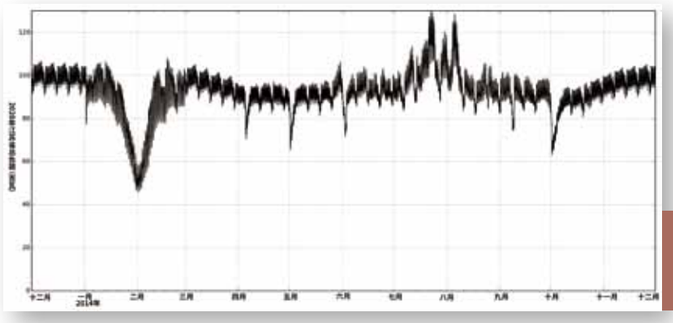


图 8：江苏省 2020 年总负荷曲线
（来源：Energynautics）



2020 年发电量假设

装机容量，负荷因子和各种电源的年均产能见表 3 和图 9。

表 3：2020 年江苏省发电装机等假设（来源：Energynautics）

发电来源	2013 年发电装机［吉瓦］	2020 年发电装机［吉瓦］	2020 年平均满负荷小时数［小时］	2020 年负荷因子［%］	2020 年年发电量［太瓦·时／年］
陆上风电	2.4	12	1510	17.1	18
近岸风电	0.2	18	2550	29.1	46
光伏发电	0.1	30	1000	11.4	30
生物质发电	0.9	3	6000	68.5	18
核电	2	4	7885	90.0	32
燃煤发电	65.7	73	4903	56.0	358
天然气发电	6.9	45	4960	56.6	222
抽水蓄能发电	1.1	1.1	N/A	N/A	N/A
电力引入	N/A	N/A	N/A	N/A	89
总计	80	186			813
可再生能源总计	5	63			112

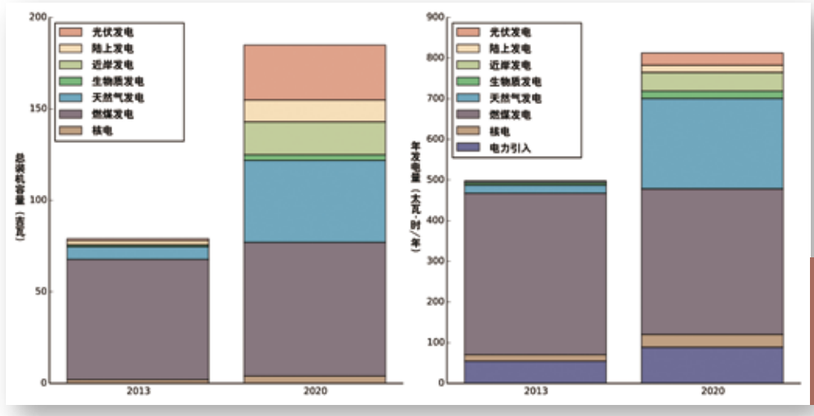


图 9：2013 年和 2020 年江苏省不同能源发电总装机容量（左）和年发电量（右）假设（来源：Energynautics）

绿色和平根据江苏的可再生能源发电潜力，以及结合了德国在近十年发展可再生能源的成果经验（详见第四章），与 CREIA 协商确定了江苏省可再生能源发电厂在 2020 年的装机目标，以及江苏可再生能源市场发展规模的预测。值得一提的是，江苏省 2020 年的风电装机量（30 吉瓦、12 吉瓦陆上风电和 18 吉瓦的近岸风电）仍远远低于其全部风力发电潜力，这一潜力预计可以达到 30 吉瓦的陆上风电 [4] 和 32 吉瓦的近岸风电 [5]。

风能的满负荷小时数（Full Load Hours）是根据风力数据的时间序列以及不同位置的风电场确定的（详见下一节）。由于目前只有条件比较好的近岸风电场得到了开发，陆上风电的平均满负荷小时数要低于近岸风电的满负荷小时数（约 1900–2000FLHs）。因此，对于一个 12 吉瓦的陆上风电场来说，它必须修建在风速更低更深入内陆的地点，从而降低风能平均满负荷小时数。

CREIA 根据现有发电厂的数据提供了太阳能光伏和生物质能的满负荷小时数。可以做个比较，邻近安徽省光伏的平均满负荷小时数是 1100 小时，上海市光伏的平均满负荷小时数是 958 小时，而江苏省光伏的平均满负荷小时数与欧盟委员会的光伏地理信息系统（PVGIS）[10] 的数据一致。

此外，江苏东北海岸有一座田湾核电厂（见图 10）。该核电厂目前的装机容量为 2 吉瓦。

2013 年出台的《大气污染防治行动计划》已经规定了这一地区的煤炭消费上限。长江三角洲地区（包括江苏省）的煤炭消费量到 2017 年应比 2013 年实现负增长，而新建燃煤电厂获得批准的条件是热电联产或能取代同等耗煤量的旧产能。根据绿色和平的计算，江苏在 2017 年以及一直到 2020 年实现煤炭消费负增长意味着江苏的燃煤发电量要在 2020 年下降至 358 太瓦·时／年，考虑到新建的火电机组以及正在停运的旧机组，绿色和平认为届时江苏省的煤电总装机容量将达到 73 吉瓦，也就是说负荷因子为 56%。

剩余的传统产能则来自天然气，这样峰值负荷和传统产能的比例才能和 2014 年保持一致。与此同时，这也能够保证即使在没有太阳光照和风的情况下，江苏省也能够应对其峰值负荷。2014 年，江苏省的峰值负荷为 80 吉瓦，其中传统能源发电装机量为 75 吉瓦，为此江苏省必须从邻近省引入至少 5 吉瓦的传统能源装机的发电量（江苏省大规模的省间电力交换提供了这一可能性）。

如果到 2020 年，江苏峰值负荷达到 130 吉瓦，同时峰值负荷和传统电力比例保持不变，江苏省 2020 年将需要 122 吉瓦的传统电力。这样在外省电力引入量保持不变的前提下，江苏省的传统电力可以在可再生能源电力匮乏的时期承受峰值负荷。如果 2020 年燃煤发电量达到 73 吉瓦上限，核电发电量有 4 吉瓦，剩下的 45 吉瓦传统电力将来自天然气发电。[11] 这 45 吉瓦的容量将把 2020 年江苏省天然气发电量增至 222 太瓦．时／年，负荷因子达到 57%。这就要求江苏省按照已经筹划好的天然气管网扩张计划将现有天然气发电量提升至未来一个较高的水平。

10. 参见 http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/cmaps/eurasia/PVGIS_AFEUASIA_201408_100dpi.png.

11. 如果到 2020 年峰值负荷低于 130 吉瓦，天然气电力需求也会相应降低。在“低负荷情景”下，峰值负荷减少意味着只需要 29.4 吉瓦的天然气发电容量（见第二章：低负荷情景）

江苏的抽水蓄能电站机组有沙河电站（100 兆瓦）和宜兴电站（1000 兆瓦）。

前文已经提及，江苏省外来电力占其负荷总量的 10.9%。假设所有省外电量都来自化石能源提供，那么到 2020 年，江苏省 13.8% 电力负荷都来自可再生能源（风能，光伏和生物质）。假设 30% 的省外电量来自可再生能源（符合中国政府对全中国 2020 年可再生能源占发电总量的目标比例），那么江苏省 17.1% 电力负荷来自可再生能源。

江苏发电容量的分布

要为江苏省电力系统建造模型，首要的是先了解每个发电厂的位置以及他们为哪个变电站输电。目前已有和规划的传统发电厂（核能、化石燃料和抽水蓄能电站）的位置已经包含在电网提供的电网模型中（见图 10）。

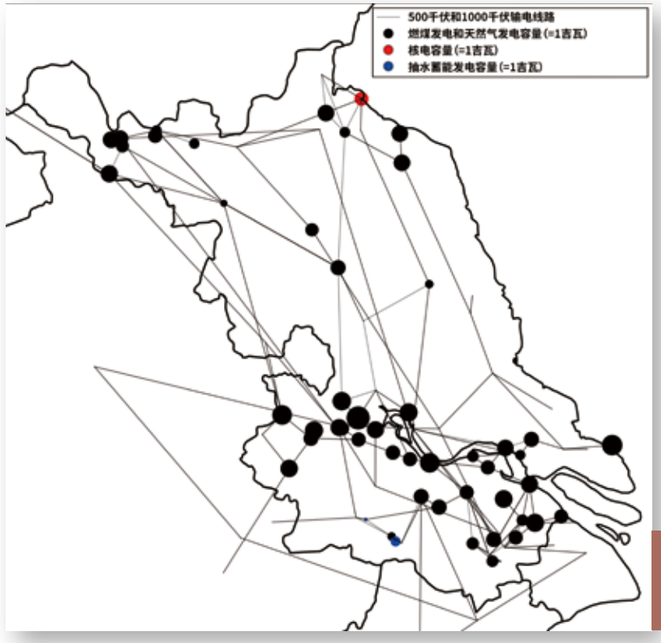


图 10：2020 年江苏省传统电厂分布图
（来源：Energynautics）

根据江苏省政府的 2020 年风电场规划，18 吉瓦的近岸风电容量和首个 3 吉瓦的陆上风电项目会在江苏省落户。另外 9 吉瓦的陆上风电（按照 12 吉瓦陆上风电容量的总目标规划）被 Energynautics 安置在稍远的内陆，以远离居民聚城镇（见图 11）。内陆陆上风电场的满负荷小时数比近岸风电的时间少，从而整体拉低了陆上风电的满负荷小时数。

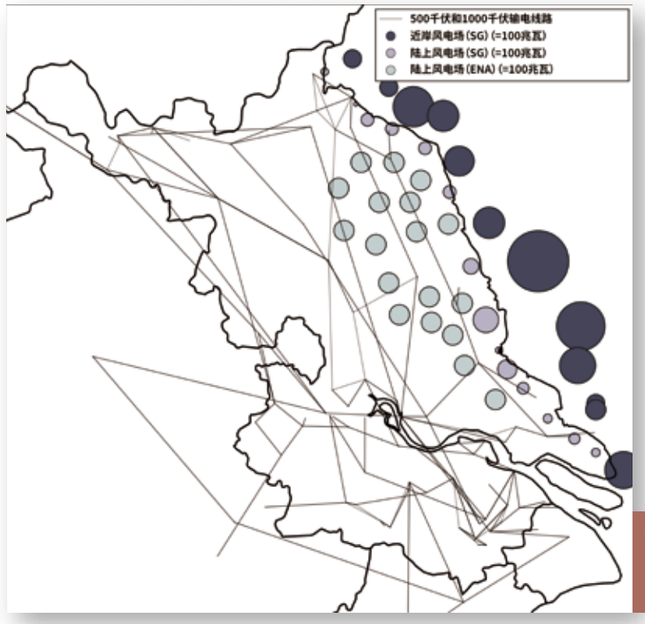


图 11：2020 年江苏省风电场分布图
（来源：Energynautics）

这些风电场接下来会与模型中距离最近的 220 千伏和 500 千伏的变电站连接。

光伏方面：其中，假设光伏发电系统装机中 50%为大型实用电站，50%为屋顶发电站（主要大面积安装在工厂的屋顶）。[12] 大型实用光伏电站按照可用面积成比例分散安装在江苏每个变电站周围。屋顶光伏按照电力负荷成比例安装在每个变电站上（见图 12）。光伏电站和屋顶光伏 50%–50% 比例分布比较现在 20%–80% 比例分布变化显著。未来的比例分布很大程度上取决于中国未来 5 年内的法律和补贴政策。由于对于电网扩张的需求主要是风电而不受光伏电力的影响，最终研究结果对本假设并没有显著影响。

12. 作者注：此比例仅为作者基于目前中国分布式和集中式光伏电站发展现状和出台政策的假设，不同的比例假设并不影响模型结果的产出。

生物质产能按照可用面积成比例分布在每个变电站周围，而且只在北部农业集聚区（纬度 32.5° 以北，见图 12）。

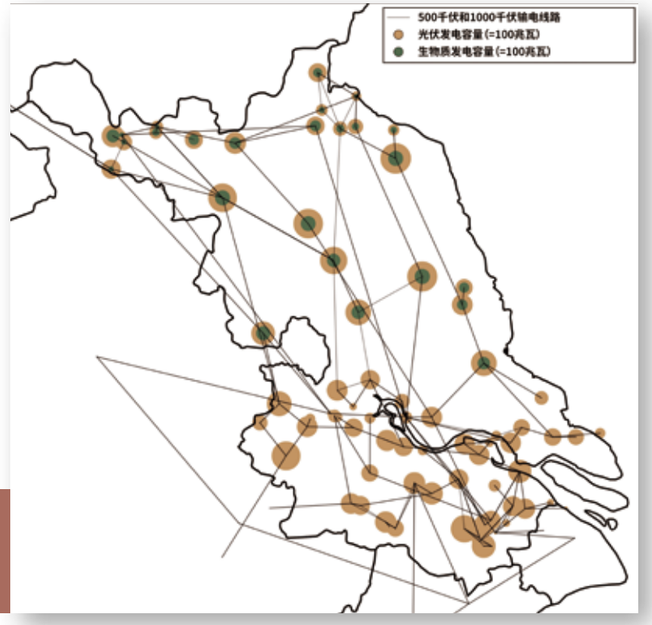


图 12：江苏省 2020 年光伏发电和生物质发电分布图
（来源：Energynautics）

风能与太阳能光伏的调度与管理

风力发电厂与太阳能光伏发电厂发电都要取决于天气。为了将尽可能多的气象条件纳入研究范围，我们采用 2013 年 12 月 1 日至 2014 年 11 月 30 日的一整年气象数据，使用 2020 年的装机容量值进行了模拟试验。

江苏各地风和光伏发电的时间序列，来自丹麦奥胡斯大学（Aarhus University）[6] [7] 研发的“可再生能源地图集”（Renewable Energy Atlas）获得的气象数据。该气象数据来自于美国国家环境预报中心（US National Center for Environmental Prediction，NCEP）的再分析数据集，即气候预报再分析系统（Climate Forecast System Reanalysis，CFSR）[8]。再分析数据集将气象观测数据转换成数值天气预测模型，以便将来提供高时空分辨率的全球集成气象数据。该气象数据以 480 点（纬度和经度相距 0.31°，见图 13）的形式展示了从 2011 年 1 月 1 日至 2014 年 11 月 30 日每小时的气象情况。其中截取 2013 年 12 月 1 日至 2014 年的 11 月 30 日的全年气象数据用于模拟试验。

光伏发电时间序列是建立在假设太阳能光伏板固定在朝南 30° 倾斜方向的基础上。

我们利用一个轮毂 90 米高标准 3.6 兆瓦风力涡轮机的发电曲线将风速时间序列转换为风电时间序列，经过平滑调整的曲线可以说明发电厂不同涡轮机之间的发电差别。

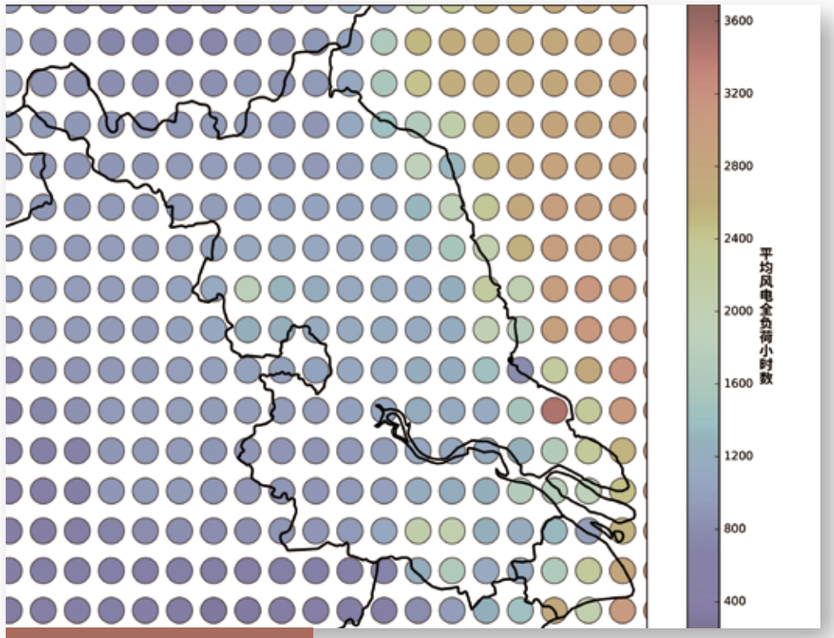


图 13：2011 年 1 月至 2014 年 11 月平均风电满负荷小时数
（来源：Energynautics）

在 CREIA 的协调下，电网为本报告提供了 19 个风电场 2014 年两个时间段每 5 分钟有功功率发电时间序列。这两个时间段分别是 2014 年 1 月 2 日至 2014 年 2 月 28 日，及 2014 年 4 月 1 日至 2014 年 10 月 23 日。

我们将真实风电场的实测输出功率和由气象数据（最靠近风电场的数据点）预测出的结果做了比较。两组数据非常接近（见图 14 和图 15）。两个风电场和两个时间段均为随机选择。

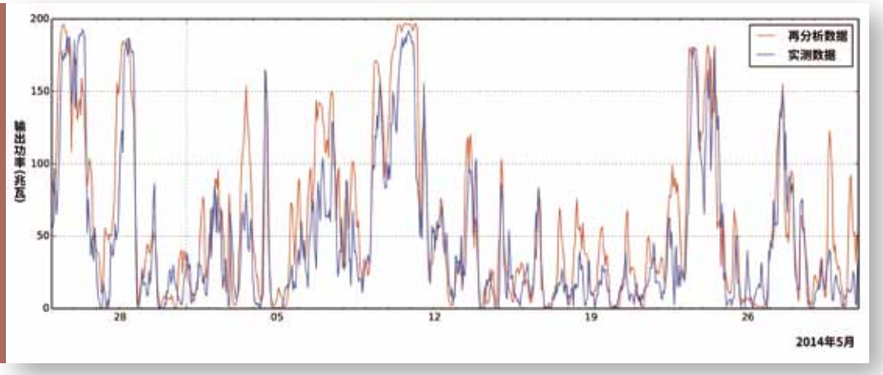


图 14：大丰风电场实测功率与根据天气数据再分析的功率对比
（来源：Energynautics）

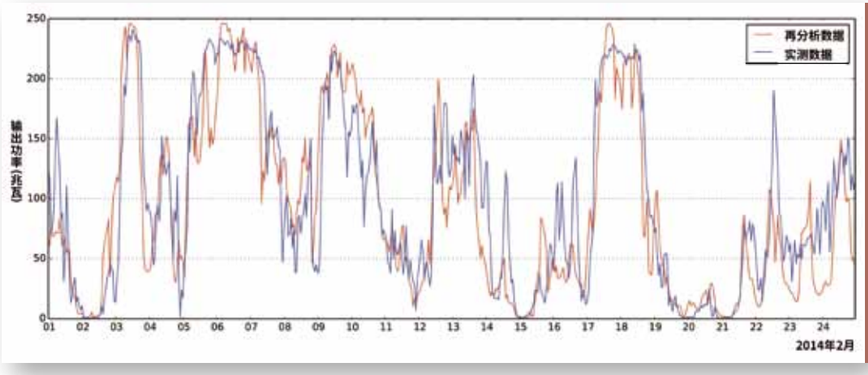


图 15：东台风电场实测功率与根据天气数据再分析的功率对比
（来源：Energynautics）

风力涡轮机和光伏组件的电力调度取决于上述的天气时间序列。它们决定了模拟试验中每小时最大可用输出功率。

根据中国《可再生能源法》的规定，在电力系统中可再生能源拥有优先调度权，所以基准情景假定：电网必须接纳所有可再生能源电力，不允许出现任何弃风弃光的情形。

在风电管理情景中，我们采取“有限的弃风管理”措施，即一种情况是弃风率 1%，另外一种情况，则为 2%，从而在减少电网扩张的同时，又能保证风力项目经济效益不受到损害。“有限的弃风管理”意味着：在高风力输入的几小时内，削减风电场的有功功率，降至标称输出功率的 70% 或 80%。

弃风成本

在并不多见的高峰发电时段，风能最大输出功率的“有限削减”将对电网扩容产生非常积极的影响。为了避免每年只有非常罕见的几个小时才需要的电网扩张，我们将风电场的有功功率降至标称输出功率的 70% 或 80%，这一削减并不会影响风电项目的经济效益，其年发电量（单位：吉瓦 · 时 / 年）在两种弃风率下，也只分别降低了 1% 或 2%。

这里需要特别注意的是，要比较弃风的成本与电网扩张的成本，必须考虑输电设备最多 40 年使用周期中的弃风。（见图 21）

如果火电年发电量固定不变，我们假设天然气将会替代削减的风电量。根据天然气成本最新估计值 [9] 和中国的上网标杆电价 [10]，我们假定天然气发电的边际成本为 600 元 / 兆瓦 · 时，而 2014 年江苏燃煤电站的上网电价为则 431 元 / 兆瓦 · 时。

为了理解弃风总成本的计算方法，我们以 1% 风电管理情景（弃风率 1%）为例，在此情景中每年削减 680 吉瓦 · 时 / 年的风力发电量。在电网设施 40 年的使用周期中则相当于削减了 27.2 太瓦 · 时 / 年的发电量。这部分成本通过计算为：

27.2 太瓦 · 时 *600 元 / 兆瓦 · 时 = 163 亿元

相对于电网扩张而言，弃风成本显然更高，但是减少电网扩张可以带来其他效益，比如降低电网扩张对于地表环境的影响等等。

生物质能调度

全年调度中的生物质达到 6000 小时全负荷运行时间。为避免苏北电网超载，当风能和光伏发电量较大时，生物质能就减少送电。

核电厂调度

根据江苏电网的信息，田湾核电站全时段均以基本负荷运行。考虑到核电站的维护和补充核反应堆燃料，我们假定该核电站的利用率是 90%。[13]

抽水蓄能电站调度

抽水蓄能电站充当蓄能设备使用，既可以存储又可以释放电力。考虑储能和释放双向功能，我们假定抽水蓄能电站的效率是 76%。

13. 作者注：核电的使用因数与历史容量因数相匹配，见以下链接中图
http://theenergycollective.com/michael-davidson/251931/transforming-china-s-grid-will-coal-remain-king-china-s-energy-mix.

用于剩余负荷的化石燃料电力调度

在模拟试验的每小时数里，鉴于可再生能源和核电等非化石燃料发电的固定调度，化石燃料发电厂（江苏省主要是使用燃煤和天然气）必须被用来弥补电力负荷与非化石燃料发电量之间的差距（也被称为“剩余”负荷）。图 16 将 2020 年的化石燃料发电在“没有可再生能源”（但已将外省输入电力和核能发电从电力负荷中扣除）以及“有可再生能源”两种情景下的发电量进行了对比。

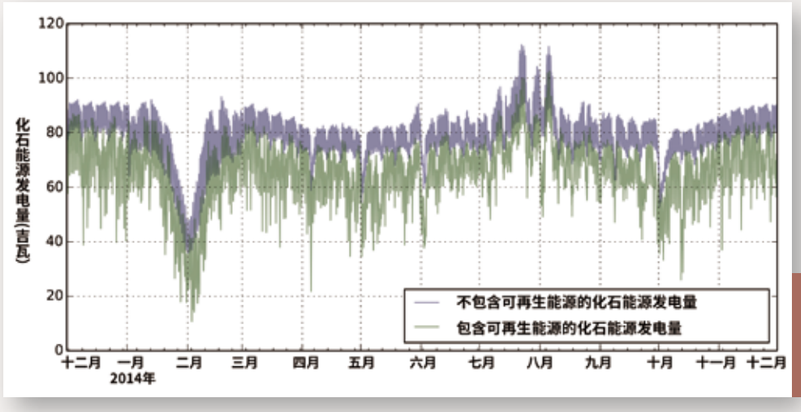


图 16：2020 年包含和不包含可再生能源的化石能源发电量
（来源：Energynautics）

在大部分运行时间，并不需要太多化石燃料发电来满足包括可再生能源在内的负荷。可再生能源情景下，剩余负荷的可变性也略高。图 17 绘制了一小时内剩余负荷的变化：可以发现，剩余负荷变化幅度较大，且会导致极值的出现。在没有可再生能源的情景下，一小时内的变化似乎没有大于 10 吉瓦的。但在有可再生能源的情景下，有 31 个小时变化是大于 10 吉瓦的。

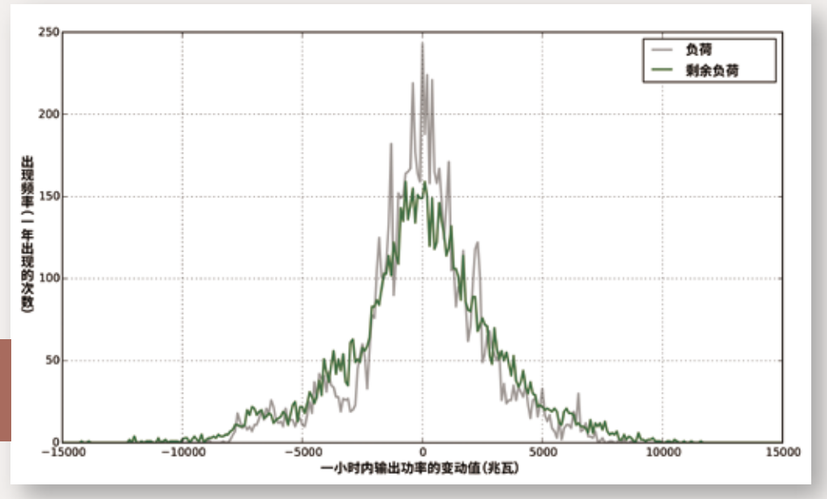


图 17：一小时内负荷变动和剩余负荷直方图
（来源：Energynautics）

化石燃料发电分为燃煤和天然气发电。在模型中，燃煤发电厂尽可能以基本负荷运行，天然气在优先顺序的中间运行或者是作为峰值发电厂（见图 18）。除了剩余负荷降低的时段（如在 2 月）和电力需求非常高的时段（如在 7 月），燃煤可以在一个基本固定值上完成发电配额。这样天然气发电站就可以按照电力系统所需灵活提供剩余配额。如图 19 所示，风力发电高峰与用电需求偏低迫使燃煤发电量在六月出现小的回落。

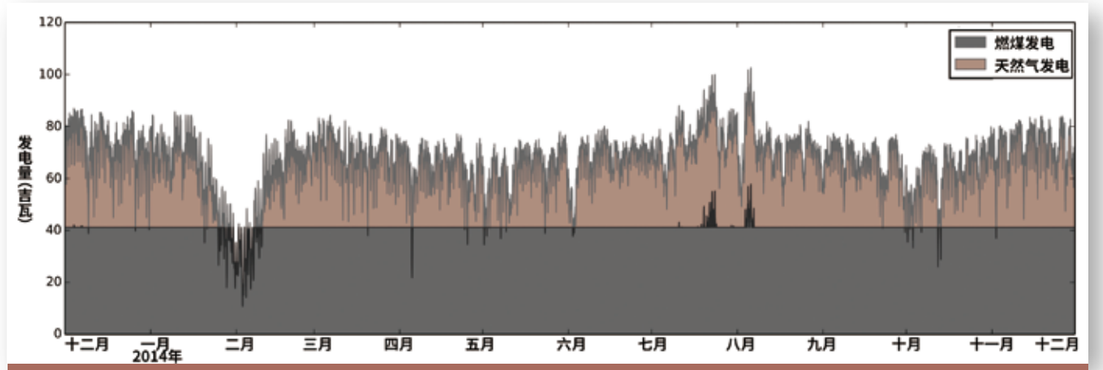


图 18：江苏省 2020 年煤电和天然气发电发电量（来源：Energynautics）

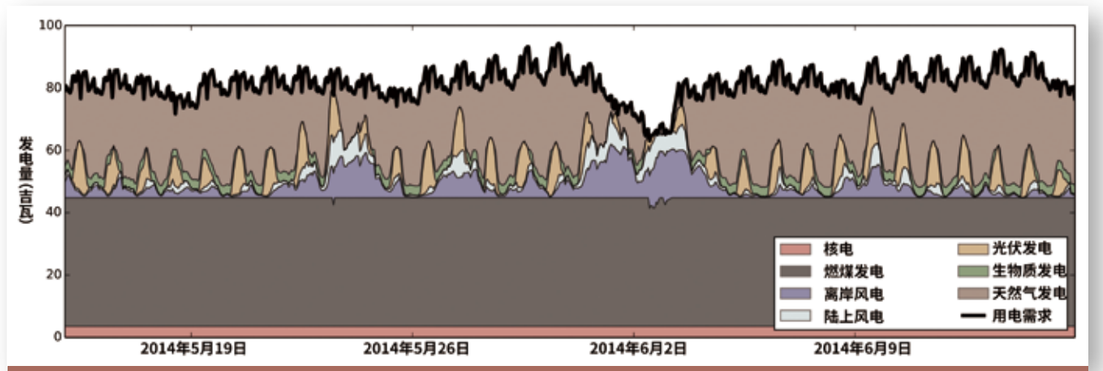


图 19：当剩余负荷迫使燃煤发电比例下降时的情形（来源：Energynautics）

2 “江苏电网 2020”模型的建立



优化方案概述

通过 Energynautics 公司内部研发的“最佳功率流动程序”，我们输入各种数据（电网模型、负荷曲线、发电量、时间序列）以进行模拟。为减少不必要的电网扩张，全年每小时都对可调度发电机组的调度进行优化处理。

此优化方案有以下几个特征

- 以约束线性优化方案来及时执行每个点的发电调度，以尽量减少电网升级。用同一种算式同时优化多种快照，以优化几小时的储能部署
- 根据电网计算出来的电力传输分配系数（PTDF），该优化方案采用交流电网的线性化负荷流。电力传输分配系数是一个交流线串联电感的非线性函数（参见参考文献 [12] 获取函数构建方法）
- 该模型试图遵守所有线路的容量限制。线路只能加载至热功率的 70%，以达到 n － 1 安全许可（即如果一个网络组件失败，系统仍稳定运行）和无功功率流产生额外的加载
- 高压直流输电线路可以独立调配
- 如果必要，该优化方案可以扩展单独输电线路的容量，但优先减少不必要的电网扩张
- 交流电线路根据不同电压电线的容量和特点建成独立电路。有了这个“缓冲器”，即使线路只略微超载（例如从 70%略增至 75%），也不需要扩张电网
- 一旦升级交流电路，更新阻抗，负荷流方程（例如电力传输分配系数）也会按照概述的方法 [12] 进行调整。一旦确定升级所有的交流电路，那么优化方案需要再运行一年时间以确定最终电网配置的调度
- 随着电网扩张的缩减，发电会根据可用性和价格进行调度
- 光伏和风能（各种可再生能源）的价格为零
- 一些可调度发电机组的调度（例如核电）可以通过对其可用的调度引入更严格的限制而降低其灵活性
- 如果电网有限制，在不得已的情况下，可以配置模型进行弃风弃光管理

模型的数据输出包括

- 电网扩张及其成本
- 发电技术的调度，包括可变可再生能源的削减和可控发电机的负荷因子

优化方案公式

我们用数学的方法简单描述以上陈述的优化方案：

最佳电力流动程序将每个时间点 t、在每个节点 i、不同种类电力 g 的调度 $d_{g,t}$ 进行最优化；将每条高压交流线路 l 中总容量 P_l 进行最优化；以及将每条高压直流线路 h 中的总容量 P_h 进行最优化。用以下目标函数表示：

$$f(d_{g,t,i}, \boldsymbol{P_l}, \boldsymbol{P_h}) = \sum_{g,i,t} c_g \, d_{g,t,i} + \sum_{l} c_l \boldsymbol{P_l} + \sum_{h} c_h \boldsymbol{P_h}$$

c_g 表示发电技术 g 的燃料成本，c_l 和 c_h 是线路容量扩张的成本。目标函数最小化受到以下条件约束：

$$\boldsymbol{D_{g,i}} \geq D_{g,i,t} \geq d_{g,t,i}$$

$$\boldsymbol{P_h} \geq |p_{h,t}|$$

$$\boldsymbol{P_l} \geq |p_{l,t}| = \left| \sum_{i} PTDF_{l,i} \, p_{i,t} \right|$$

$$p_{i,t} = \sum_{g} d_{g,i,t} + \sum_{h^i} p_{h^i,t} - \delta_{i,t}$$

在这里，$D_{g,i,t}$ 表示发电技术 g 在节点 i 和时间 t 的可用有功功率。$p_{h,t}$ 和 $p_{l,t}$ 表示时间 t 线路里的功率。$PTDF_{l,i}$ 表示高压交流线在节点 i 的电力传输分配系数 (PTDF)。$p_{i,t}$ 表示每个节点的净功率差异。$\delta_{i,t}$ 表示外生负荷。h^i 表示以节点 i 结尾的高压直流线路。在这个简化的模型中，我们省略了储能设备的附加方程，这些设备会降低能效且储能容量有限。

需要注意的是不同能源发电技术在不同节点中的容量 $D_{g,i}$ 预设为固定值，因此，发电投资并没有在目标函数中得到优化。目标函数设定的电网投资成本远高于电力调配成本，因此优化过程实质上分为两步：首先根据模型中多种约束条件将电网扩张最小化，然后确定最优经济电力调配。



3 “江苏电网 2020”十种情景及最优选择



本章展示了模拟试验的结果。为了检验结论的稳固性，我们在不同情景下输入的假设也不尽相同，本章也会解释这些额外的情景。

情景假设摘要

表 4 总结了每个情景背后的假设：

表 4：不同情景的假设（来源：Energynautics）

情景	峰值负荷［吉瓦］	是否包括新增可再生能源目标[14]	是否有弃风弃光现象	是否应用动态输送容量系统
高负荷增长情景	130	否	否	否
基准情景	130	是	否	否
风电管理弃风不设限情景	130	是	是（弃风率不设限）	否
2% 风电管理情景	130	是	弃风率 2%	否
1% 风电管理情景	130	是	弃风率 1%	否
可再生能源 +DLR 情景	130	是	否	是
可再生能源 +DLR +2% 风电管理情景	130	是	弃风率 2%	是
可再生能源 +DLR +1% 风电管理情景	130	是	弃风率 1%	是
低负荷增长情景	113.5	否	否	否
低负荷增长 +RE 情景	113.5	是	否	否

14. 新增可再生能源目标是指到 2020 年风、光、生物质各 30、30、3 吉瓦。



情景结果摘要

总体结果如表 5、图 20 和图 21 所示。

表 5：按不同电压等级分类展示的情景结果（来源： Energynautics）

情景	220 千伏线路扩张数量	500 千伏线路扩张数量	220 千伏扩张数量 [吉伏安 / 千米]	500 千伏线路扩张数量 [吉伏安 / 千米]	220 千伏线路长度 [千米]	220 千伏线路长度 [千米]	新建线路总成本 [亿元]	40 年周期内弃风总成本 [亿元]	40 年使用周期总成本 [亿元]
高负荷增长情景	137	10	853	1349	1706	540	44	0	44
基准情景	120	16	930	2436	1860	974	67	0	67
风电管理弃风不设限情景	111	4	552	163	1105	65	14	1659	1674
2% 风电管理情景	124	8	773	663	1545	265	29	329	358
1% 风电管理情景	134	12	870	1336	1739	534	44	162	206
可再生能源 +DLR 情景	105	10	633	925	1267	370	31	0	31
可再生能源 +DLR+2% 风电管理情景	97	5	502	175	1003	70	14	205	218
可再生能源 +DLR+1% 风电管理情景	94	9	529	825	1058	330	27	96	123
低负荷增长情景	85	4	448	255	895	102	14	0	14
低负荷 +RE 情景	65	15	626	2411	1252	964	61	0	61

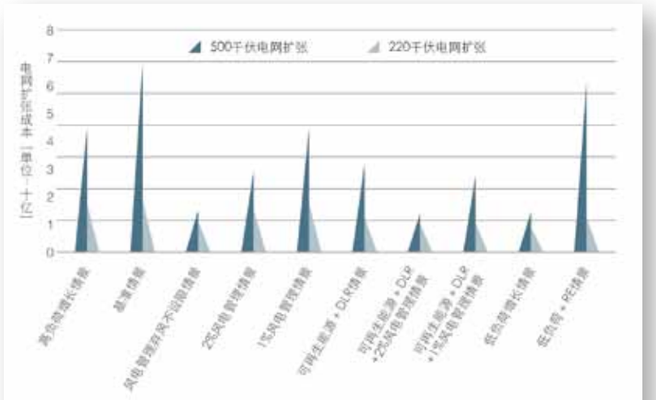


图 20：不同情景下电网扩张成本对比（来源：Energynautics）

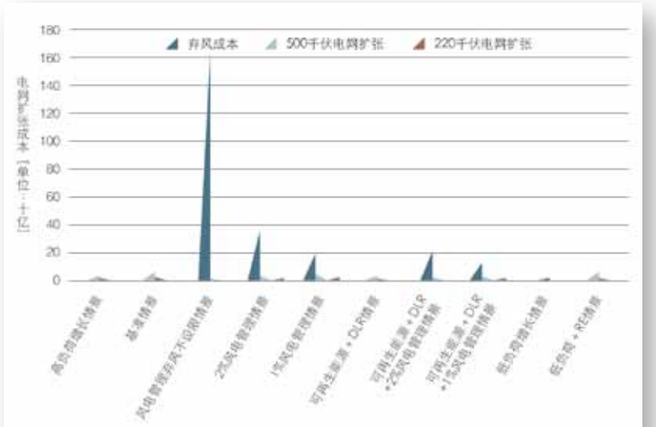


图 21：40 年使用周期内总成本对比，包括电网扩张成本和弃风成本（来源：Energynautics）

我们在对以下部分进行更细致的分析之前对以上情景大致做个对比。

在高负荷增长的情景下

假设没有在建可再生能源发电厂，可以看到负荷增加带来的影响即：为了应对 2020 年 130 吉瓦的峰值负荷，必须扩张 137 条 220 千伏线路以应对更高的负荷。

在基准情景下

额外的 30 吉瓦风电，30 吉瓦的光伏发电和 3 吉瓦生物质能仅会增加 500 千伏线路的扩张，以将风电从海岸输送到江苏南部负荷中心地带。

在可再生能源 +DLR 情景下

可以使用智能电网技术 DLR 而不需要大规模扩张 500 千伏线路来输送风电，同时只增加 6800 万元的成本（成本过小已无法在表中显示）。

在风电管理情景下

即便考虑到电网设备在 40 年使用周期内，弃风弃光的成本超过电网设备节省的成本（见第一章：弃风成本），“风电弃风管理”同样可以和 DLR 结合，大幅度减少 500 千伏线路的扩张。

在低负荷情景下

假定没有可再生能源电力并网，低负荷情景能显著减少电网的扩张，但是与基准情景类似，可再生能源并网也需要电网扩张。

基准情景

首先我们检查电网模型在2020年后的峰值负荷（即“仅有负荷增长”）的情景，来确定电网单纯因负荷增加而扩张的程度。这些电网扩张与可再生能源没有关系，只与2020年增长的用电需求有关（见图 22上图）。电网升级是由输电线负荷增加提出更高需求和电厂自身输送更多电力到电网的需求这两方面决定的。尽管主要的电容量（按兆伏安／千米计算）输送至500千伏等级线路，但受到影响的线路更多集中在220千伏等级，这一等级有137条扩张线路。

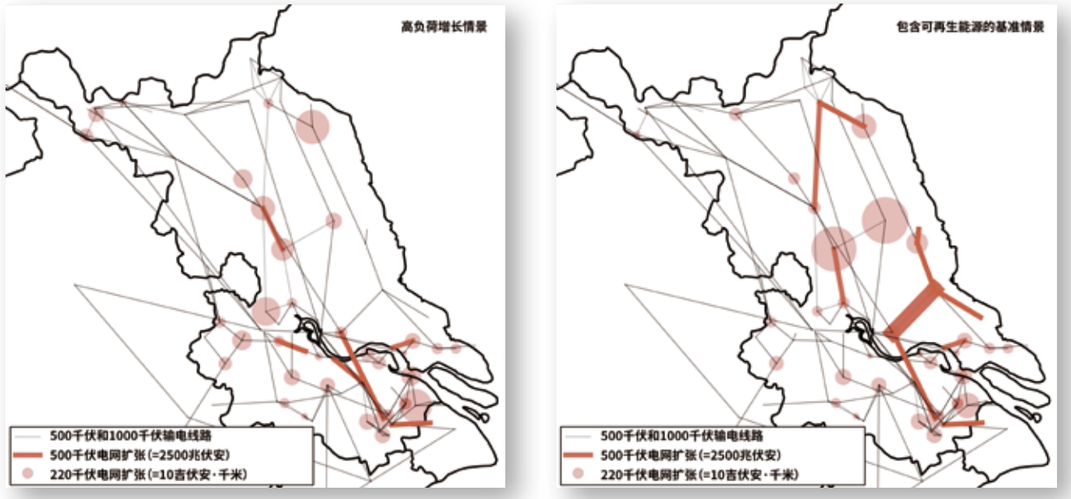


图 22：高负荷增长情景下的电网扩张（上图）和包含可再生能源的基准情景下的电网扩张（右上图和右下图）。右上图标示了基准情景下每个500千伏变电站的风电量
（来源：Energynautics）

在基准情景下，当30吉瓦的风电、30吉瓦的光伏以及3吉瓦的生物质电接入江苏省的发电系统，江苏需要大规模扩张500千伏的电网。在图 22的右下图中，我们可以看到新增的沿海风电容量很大部分用于500千伏线路扩张，将风电从海岸输送到江苏省南部的高负荷地区。在一些地区，电力系统增加的可再生能源电力会增加220千伏电网的扩张（例如在中东部地区的220千伏线路扩张是由额外的陆上风电量造成的）。在其他地区，可再生能源则减少了原本不必要的220千伏电网扩张。这种现象既可能是由于风电、光电和生物质电这些可再生能源的加入减少了剩余负荷，也可能是由于传统电厂入网需求减少了。[15]

15. 作者注：值得注意的是，一些沿海地区没有220千伏的电网，所以风场直接接入500千伏的变电站。

最优选择：可再生能源＋DLR情景

在“可再生能源＋DLR”情景中，智能电网技术DLR被用来避免出现电网大幅度扩张。

输电线容量的限制值受限于并网时已有电流产生的热量。热容量限制值通常在最糟糕的天气情况下测定，一般是气温40摄氏度、日照水平1300瓦／平方米、无风的环境。考虑到冬季气温偏低，这种最坏天气的限制值可以用一个单一的干扰压制系数来调整。

因为最坏情形在一整年中都很难得出现，所以当温度不高或者有风的时候可以在相当大范围里提高输电热容量限制。DLR的理念就是连续直接监测线路或监测线路周围的天气状况，以此提高相应的输电热容量。[13] [14]

输电线上对电流传送影响最大的是风力产生的冷却效应。苏黎世联邦理工学院（ETH Zürich）曾经做了一次试验，在最坏情况下（40摄氏度气温和0.5米／秒风速）给导体通上750安的电。当风速提高到2米／秒垂直吹向线路时，通过该线路安全输送的电量提高了50%，当风速增至10米／秒时，电量提高了130%。[15]

DLR已经在全球很多输电线路上得到应用。加装了监测天气的DLR后，北英格兰地区Skegness双线132千伏的高架线路的输电量提高了20%–50%。增长幅度并不大的原因是设备只能测风速而不能测风力与线路的角度，后者显著影响风的冷却效果。因此我们保守估计风力与线路的角度为20度[16]。德国输电系统运营商TenneT公司在2010年给900公里的高压输电线和20个变电站配备了DLR[17]，它们可以提高50%的输电容量。德国输电系统运营商ELIA公司在比利时运营的一个40万伏的双向线路，可以在一年内超过90%的时间里增加至少25%输电容量，峰值时期额外增加250%的容量。[16]

因此，我们保守估计，在江苏省的模拟试验中，在风力强劲时，输电容量可以提高50%。DLR只安装在那些很有可能不需要升级（相比于基准情景下）的高架线路上。图 23举例说明了一个近海岸线路热容量增加的情况。

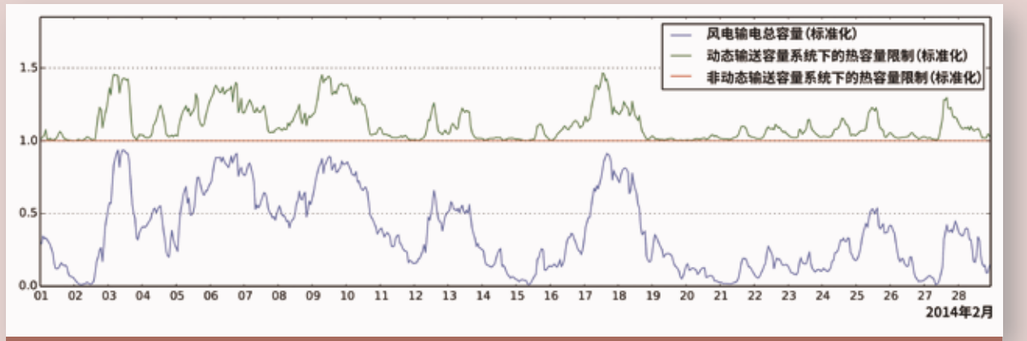


图 23：案例：一个海岸高架线路更高的热容量限制（绿线）与江苏省高风电量（蓝色）一致的情况（来源：Energynautics）

根据北威尔士一个 DLR 实际实施案例，我们假定 DLR 的成本为每千米每条电路 7000 欧元（相当于 54000 元）。[18] 图 24 中左上图显示了电网扩张的结果。

总体而言，升级线路总长度在 220 千伏等级减少 32%，在 500 千伏等级长度减少 62%。这样电网扩张成本可以节约 36 亿元，而只需额外投入 6800 万元用于 DLR 的建设。

DLR 如此有效是因为它有助于在风电最强输电线超负荷的情况下提高了输电热容量（见图 23）。**考虑到弃风弃光的成本，“可再生能源 +DLR“情景在 2020 年峰值负荷达到 130 吉瓦的所有情景中是最经济有效的（见图 21 的情景对比）。**

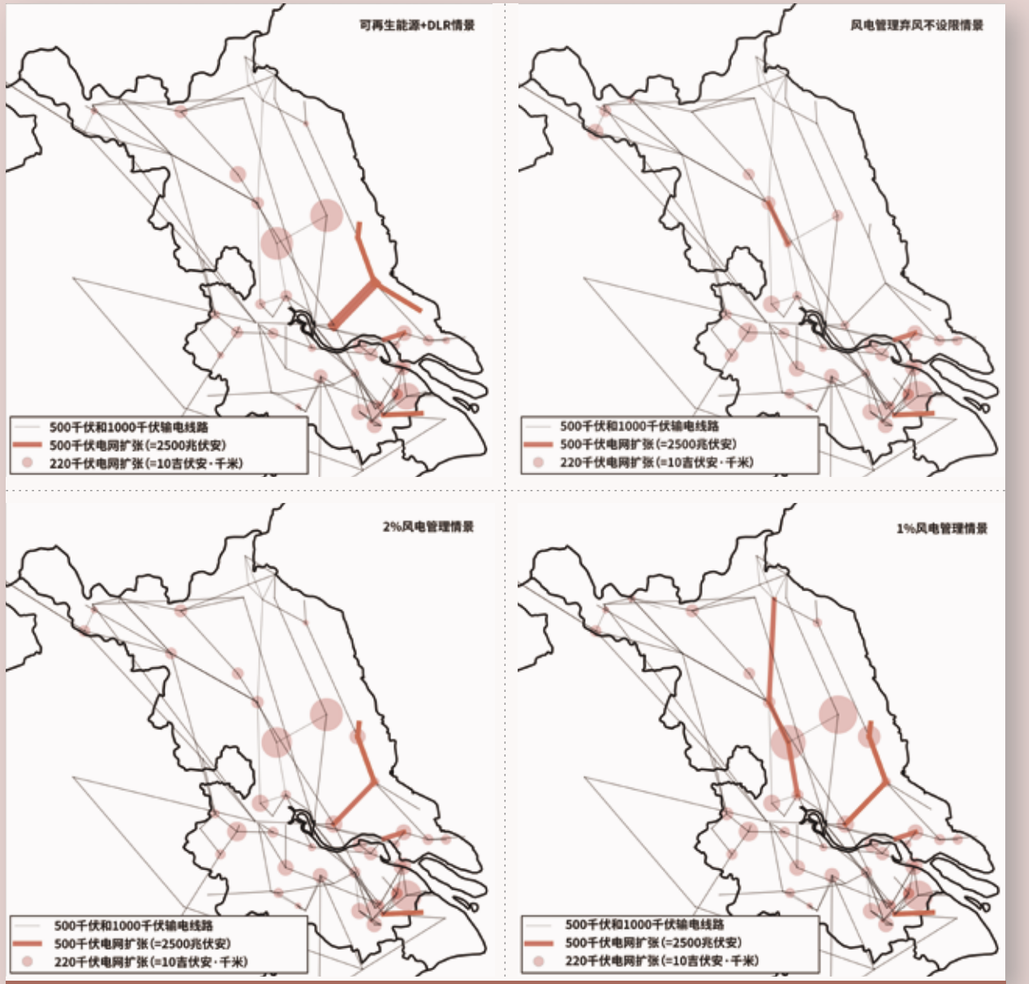


图 24：可再生能源 +DLR 情景（左上图）和风电管理情景下（右上图、左下图、右下图）的电网扩张（来源：Energynautics）

风电弃风管理情景

江苏省海岸沿线风力发电峰值很大程度上促使了基准情景中 500 千伏电网的扩张。因为这种风电峰值出现几率较少，完全可以放弃或削减这些峰值电力而不会显著减少整年的发电量。

在风电管理弃风不设限情景中，若允许强制出现大量的弃风情况，这将导致每年损失 14% 的可用陆上风电和 10% 的可用近岸风电（见表 6）。

为了减少电力损失，我们可以在风电高比例入网时段限制弃风量，例如可以保留风场 70% 的标称功率（弃风率 2%）。图 25 展示了江苏就每个近岸风电厂弃风的结果总和。在第一个风电峰值，风电被削减至其最低限制值，相当于每个风场 70% 的标称功率。但是这种弃风并不是强制性的，在下一个峰值期，当电网瓶颈并不严重的情况下，风电厂就不用弃风。

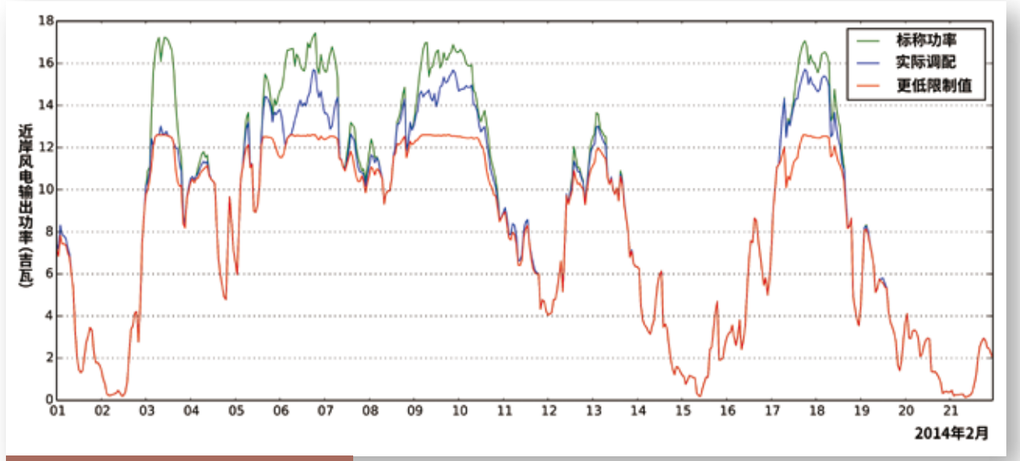


图 25：近岸可用风电总量，允许弃风（2%）和 2020 年实际调配
（来源：Energynautics）

在 2% 风电管理情景下，只有 0.8% 发生在陆上风电场，2.7% 发生在近岸风电场。表 6 中也同样展示了 1% 风电管理情景的结果。

在不考虑风电管理成本下，风电管理弃风不设限情景下发生的电网扩张总量比可再生能源 +RE 还低，当弃风率达到 2% 这一最低限制时，两种情景下的电网扩张规模大致相同（见图 24）。考虑到风电管理的成本，放弃的这部分电力必须由天然气发电取代。假设在 40 年使用周期里弃风的成本为 600 元 / 兆瓦 . 时（见第一章：弃风成本），那么弃风的成本就会远远超过因减少电网扩张而节约的成本（见图 21 的情景对比），因此风电管理弃风不设限情景因弃风成本过高而不被推荐，2% 风电管理能够带来与可再生能源 +RE 情景下相当的电网扩张节省，因此，考虑节省电网扩张成本，2% 的弃风率是一个比较合适的比例。

表 6：弃风数据（来源：Energynautics）

情景	弃风后占标称功率的比例	岸上风场弃风量 [兆瓦 · 时 / 年]	近岸风场弃风量 [兆瓦 · 时 / 年]	岸上弃风占比 [%]	近岸弃风占比 [%]	全部弃风占比 [%]	40 年周期内弃风成本 [亿元]
风电管理弃风不设限	不设限	2,576,040	4,338,372	14.2	9.5	10.8	1660
2% 风电管理	最低 70%	151,937	1,220,664	0.8	2.7	2.1	330
1% 风电管理	最低 80%	34,554	641,841	0.2	1.4	1.1	160
可再生能源 +DLR+2% 风电管理	最低 70%	85,413	768,609	0.5	1.7	1.3	210
可再生能源 +DLR+1% 风电管理	最低 80%	18,258	382,424	0.1	0.8	0.6	100

可再生能源＋DLR＋风电管理

通过结合 DLR 和风电管理，我们可以在所有情景中实现电网扩张量最小（见图 20 情景对比和图 26）。在这些情景中，几乎都不需要针对 500 千伏电网进行扩张，因为在风电接入比例较高的时候，DLR 可以为现有的输送线提供额外的容量，即使这一容量仍然不能够满足，到时仍然可以进行一定比例的弃风（例如最大限制 2%）。针对 220 千伏电网也是如此，大幅的扩建同样可以避免。

需要注意的是：弃风仍然需要付出成本（见表 6），这在一定程度上降低了这个情景的吸引力。由于弃风的成本超过了减少电网扩建而节省的成本，因此这一情景仍然比单纯 DLR 的情景下付出的成本更高（见图 21 中不同情景弃风成本对比）。

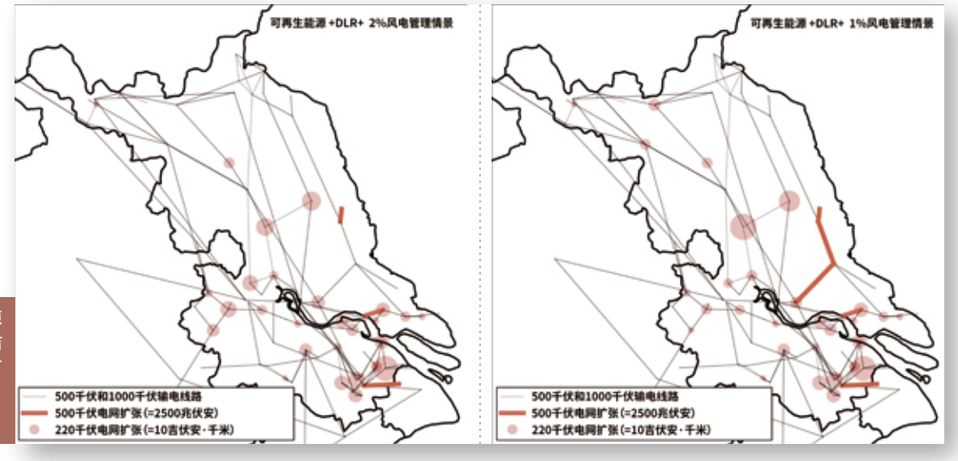


图 26：可再生能源 +RE 和风电管理相结合情景下的电网扩张量
（来源：Energynautics）

低负荷情景

针对所有的情景，我们分析了到 2020 年降低用电需求增长的结果。如果到 2020 年用电需求增长率是 6%，那么意味着 2020 年峰值负荷为 113.5 吉瓦（基准情景中负荷峰值为 130 吉瓦）。在没有可再生能源的情景中，低负荷会减少 68% 的电网扩张（见图 27）。但是当电力系统内接入可再生能源，需要几乎与基准情景下相同的电网扩张将风电从海岸沿线输送到负荷中心（对比图 27 和图 22 中图和右图的基准情景），电网升级总量只比基准情景下低 10%。

低负荷同样影响到江苏省发电种类的占比。因为在这一情景下，负荷相比基准情景有所下降，但可再生能源比例却保持不变，因此，本地可再生能源发电量占比上升到 15.8%（基准情景下比例为 13.8%）。如果包括外省引入的可再生能源电量，并假定可再生能源电量在所有引入电量中占比 30%，那么可再生能源电量最终占比可达 19%。峰值负荷减少也意味着只需要 29.4 吉瓦的天然气发电容量，基准情景中则需要 44.9 吉瓦。

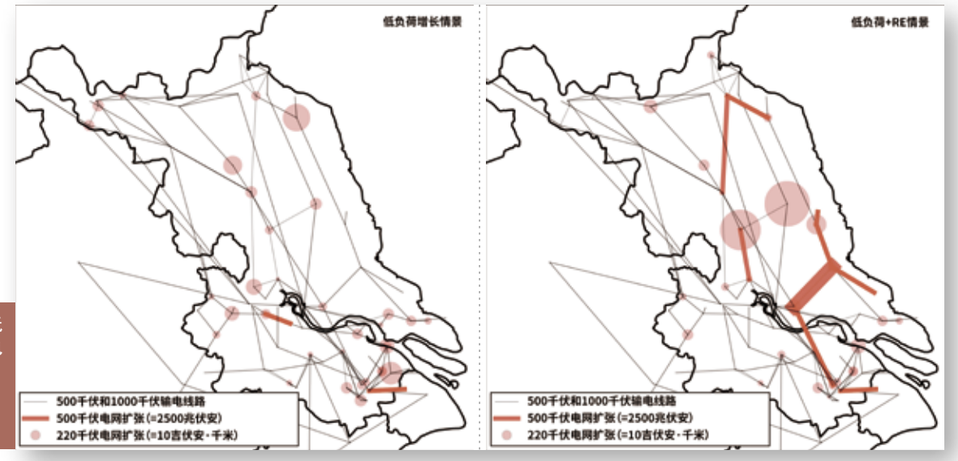


图 27：2020 年“低负荷情景“下的电网扩张
（来源：Energynautics）

4 德国“能源转型”的借鉴意义



江苏省和德国在人口、自然资源以及能源供应方面既有共同之处，也存在很大的差异。

首先，从用电需求上来看，两地差异明显：德国目前的一次能源消费总量为 4.5 亿吨标煤，江苏一次能源消费总量大约在 3 亿吨标煤，江苏省居民用电需求是德国的一半，而工业负荷比例明显高于德国。德国工业用电需求约占总发电量的一半，而江苏省工业用电几乎占到 75%。此外，江苏省的面积只相当于德国的 1/3，因此江苏省的人口密度大约是德国的 3 倍，考虑到可再生能源尤其是分布式光伏的发展，江苏相比德国还有一定的局限性。

与此同时，从人口、自然资源以及电网设施和可再生能源产业的发展水平来看，江苏和德国也具备一定的可比性：截止 2014 年，江苏省常住人口 7960 万人，德国则为 8180 万人。江苏和德国两地的风力和太阳自然条件、电网基础设施建设水平相当，而且可再生能源产业（尤其是光伏产业）在能源结构中都占有较强地位。

因此，德国在应对高比例的可再生能源接入，尤其是电网管理方面的经验，非常值得江苏借鉴。当然，这一借鉴意义不仅仅局限于江苏地区，对于中国其他有条件的省份都具备广泛的参考价值。

表 7：江苏省与德国对比 [16]（来源：Energynautics）

指标	江苏省		德国	
面积 [万平方公里]	10.26		35.73	
人口 [千万]	7.96		8.18	
人口密度 [人 / 平方公里]	770		226	
人均 GDP [美元]	12,047		43,475	
	装机容量 [兆瓦]	年发电量 [太瓦·时 / 年]	装机容量 [兆瓦]	年发电量 [太瓦·时 / 年]
总计	80,000	440.5	180,194	472.7
无烟煤发电	65,700	398.7	27,853	90.7
褐煤发电	0	0	21,206	129.3
天然气发电	6,900	16.3	28,439	29
核能发电	2,000	15.8	12,068	83.3
水力发电	1,100		5,619	16.8
陆上风电	2,422	3.6	38,116	42.6
离岸风电	150	0.4	616	
光伏发电	1,049	1.0	38,124	32.4
生物质能发电	910	5.5	8,153	48.6
电力需求	500		510	
需求供给差	257.2		−37.3	
工业需求占比 [%]	74		47	
居民需求占比 [%]	14		26	
商业、运输和公共服务　需求占比 [%]	12		27	

16. 作者注：江苏省和德国数据均基于 2013 年。

德国可再生能源市场的发展

自从 1990 年开始执行固定上网电价（FIT），尤其是改革出台《可再生能源法案》(Renewable Energy Act)后，德国的可再生能源市场不断增长。以下表格(见表 8和表9)显示了可再生能源发电总量和比例。

表 8：德国 2000–2013 年可再生能源累计装机总量［单位：兆瓦］（来源：德国联邦经济与能源部）

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
水力	4831	4831	4937	4953	5186	5210	5193	5137	5164	5340	5407	5625	5607	5619
<1 兆瓦	558	569	580	591	602	613	624	635	642	682	686	700	705	710
1–10 兆瓦	1076	1071	1097	1044	1082	1041	1023	998	1000	1031	1015	1088	1075	1075
>10 兆瓦	2452	2461	2516	2453	2525	2480	2470	2450	2462	2570	2551	2681	2671	2678
抽水蓄能	745	730	744	865	977	1076	1076	1054	1060	1057	1155	1156	1156	1156
陆上风电	6097	8738	11976	14593	16612	18375	20568	22183	23815	25632	27012	28857	30996	33757
离岸风电	0	0	0	0	0	0	0	0	0	60	168	203	308	903
光伏	114	176	296	435	1105	2056	2899	4170	6120	10566	17944	25429	33033	36337
生物质 – 固体燃料	304	384	523	859	1020	1218	1411	1524	1663	1843	1913	1966	2018	2057
生物质 – 液体燃料	0	5	6	18	21	60	177	295	341	345	333	304	250	250
生物质 – 气态燃料	78	111	160	190	249	665	1000	1242	1455	1910	2395	3025	3450	3750
沼气	128	134	141	149	157	161	170	177	186	192	200	233	236	240
垃圾填埋场废气	193	193	200	212	240	248	252	257	260	264	232	134	118	110
生物质 – 厨余	585	585	585	902	943	1174	1273	1228	1351	1441	1526	1486	1465	1746
地热	0	0	0	0	0.2	0.2	0.2	2	2	5	5	5	18	24
总计	12330	15157	18824	22311	25533	29167	32943	36215	40357	47598	57135	67267	77499	84793

表 9：德国 2000–2013 年可再生能源装机比例［单位：%］相对年度变化（来源：德国联邦经济与能源部）

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
水力	6	0	2	0	5	0	0	−1	1	3	1	4	0	0
<1 兆瓦	2	2	2	2	2	2	2	2	1	6	1	2	1	1
1–10 兆瓦	10	0	2	−5	4	−4	−2	−2	0	3	−2	7	−1	0
>10 兆瓦	7	0	2	−3	3	−2	0	−1	0	4	−1	5	0	0
抽水蓄能	0	−2	2	16	13	10	0	−2	1	0	9	0	0	0
陆上风电	37	43	37	22	14	11	12	8	7	8	5	7	7	9
离岸风电	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	180	21	52	193
光伏	63	54	68	47	154	86	41	44	47	73	70	42	30	10
生物质 – 固体燃料	57	26	36	64	19	19	16	8	9	11	4	3	3	2
生物质 – 液体燃料	0	0	20	200	17	186	195	67	16	1	−3	−9	−18	0
生物质 – 气态燃料	59	42	44	19	31	167	50	24	17	31	25	26	14	9
沼气	−3	5	5	6	5	3	6	4	5	3	4	17	1	2
垃圾填埋场废气	12	0	4	6	13	3	2	2	1	2	−12	−42	−12	−7
生物质 – 厨余	5	0	0	54	5	24	8	−4	10	7	6	−3	−1	19
地热	0	0	0	0	0	0	0	900	0	150	0	0	260	33
总计	21	23	24	19	14	14	13	10	11	18	20	18	15	9

德国可再生能源市场的发展历程，尤其是风能和太阳能光伏，是一个成功的典范。这一成功取决于一系列的因素，包括一个长期、可预期的上网补贴电价法令、可再生能源电网接入强制政策、可再生能源优先接入政策以及光伏电站建设管理标准等等。

根据德国政策规定，德国电网有义务根据优先配送原则接入风电和太阳能光伏。因此，德国的可再生能源项目可以根据当地条件预测其年发电量，而不用担心被电网“抛弃”。长期的可预测性也能够更好地帮助到工程师和技术人员，他们基于稳定的数据进一步升级技术和提高性能。

江苏省可再生能源市场展望

根据上一节描述的德国可再生能源发电市场发展情况，绿色和平制定了一个 2020 年江苏省高比例可再生能源发展目标（见表 10 和图 28）。可以看出：其中江苏陆上风电年度装机总容量等于德国在 2000–2013 年均风电装机容量。而光伏发电年度装机容量要低于德国 2010、2011 和 2012 年这三年年装机容量（超过 7 吉瓦 / 年），但高于德国 2013 年的容量（3.5 吉瓦）。

表 10：能源革命情景下江苏省可再生能源累计装机容量［单位：吉瓦］增长预测（来源：Energynautics）

年份	陆上风电	近岸风电	光伏发电	生物质发电	抽水蓄能发电
2013	2.42	0.15	0.14	0.91	1.10
2016	4.34	3.75	6.11	1.33	1.10
2017	6.25	7.35	12.08	1.75	1.10
2018	8.17	10.95	18.06	2.16	1.10
2019	10.08	14.55	24.03	2.58	1.10
2020	12.00	18.00	30.00	3.00	1.10

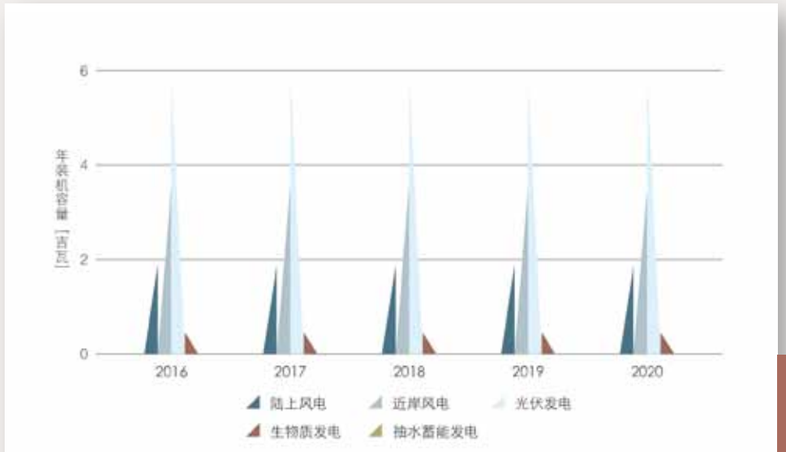


图 28：能源革命情景下江苏省可再生能源年度装机容量增长预测（来源：Energynautics）

江苏省和德国电网对比

为了进一步参考德国的电网管理经验，我们对江苏和德国电网的基本情况做了对比。

德国和江苏省在交流供电输送系统中都采用了几种不同的电压等级。在德国，通常每条 380 千伏输电线路的发电量高达 1500 兆伏安，并且用于长距离全国范围的电力输送。而通常每条 220 千伏输电线路的发电量为 500 兆伏安，主要用于较小区域内电力输送。江苏省输电系统也使用 220 千伏输电线路，但是江苏省输电主力是 500 千伏的高压，以达到每条电路 2500 兆伏安的容量。江苏还计划架设 1000 千伏超高压输电网络，每条电路省际间输送容量可达 5200 兆伏安，江苏省和德国当前都已具备或正在规划高压直流电网与相邻省份（对江苏省而言）或国家（对德国而言）相连接。

虽然德国和江苏省在 2014 年有相近的峰值负荷，但是江苏省的面积却只有德国的三分之一。除了面积更小，按电路长度公里数计算，江苏省还拥有更长的输电线路（见表 11）。江苏省拥有更多的 220 千伏线路，它们在短距离内传输了较少的电力，而德国的输电线以 380 千伏为主，在长距离上可以传输三倍于 220 千伏线路的电力。德国很多的 220 千伏线路也计划在未来一段时间内升级到 380 千伏。

表 11：德国和江苏省 2014 年交流线路长度对比（来源：Energynautics）

电压［千伏］	德国［千米］	江苏省［千米］
220	14053	26644
380	20455	N/A
500	N/A	13922
总计	34508	40566

就电力负荷的地理分布而言，江苏省电力负荷集中在长江三角洲南部地区。德国电力负荷主要分布在工业集中的南部和西部，但是德国的电力负荷比江苏省总体上更均衡。江苏省和德国都拥有人口稀少的海岸线，从而获得极佳的风能资源。

与邻近地区进行电力互换（对于江苏是省间交换，对于德国是国家间交换）的能力也极其重要。电力互换可以让一个地区在可再生能源电力过剩时能够将剩余电力输出，在可再生能源电力短缺时得到外来的补给。这有助于让不同地区共享可再生能源资源，尤其是风电。集合大片地区的可再生能源电力也有助于将多变的发电量稳定在固定数值上，从而减少传统备用电厂的增加。

表 12 展示了地区间互连传输容量。2014 年，德国比江苏省有更多的地区间电力输送，包括与丹麦和瑞典的高压直流电连接。但是到 2020 年，江苏省将会增加几条与其邻近省份相连的 1000 千伏高压直流线路（见图 5）和数条高压直流线路与现有 500 千伏高压交流线路相连。到 2020 年，江苏省地区间互连传输容量将是德国目前容量的两倍。

表 12：与邻近地区电力传输的容量（来源：Energynautics）		
地区 / 时间	高压交流容量 [吉伏安]	高压直流容量 [吉瓦]
德国 2014	46.0	1.2
江苏 2014	32.5	0.0
江苏 2020	75.0	20.0

“灵活的”德国电网

对于国内读者、尤其是电网从业者来说，对于德国电网在高比例的可再生能源接入下如何实现“灵活管理”尤为感兴趣，因此在比较了江苏和德国可再生能源市场的发展，以及电网基础条件之后，本节对于德国电网的管理专门做一介绍，以期对在“能源革命”情景下，针对电网调整和改革的方向提供参考。

德国的风电和光电比例

图 29 有关“德国 2014 年 7 月发电量”显示了光伏发电率偏高和总体用电需求偏低的状况。当风电发电率偏低，大概是每日用电量的 4%–5% 时，光伏可提供最高占总用电负荷 25% 的电量，并且大部分的光伏装机容量都与地方分布式电网相连接。因此，对于接入电网的传统燃煤发电厂的需求就很少了。由于燃煤发电厂缺乏灵活性，无法在光伏发电达到峰值的中午时段降低电力输出，而是输出了过剩的电量。这也是德国供电系统的一个短板，极需大幅削减不灵活的燃煤发电容量。



图 29：德国 2014 年 7 月发电量（来源：Fraunhofer ISE Energy）

在冬季，德国电力供给主要来自高发电速率的风电涡轮机组，它占据了 25% 以上的发电量，同时光伏发电只占很少的比例（见图 30）。但是，即便光伏发电量非常低，除 12 月第一周几个小时外的几乎所有其他时段，德国仍不断向外输出电力。

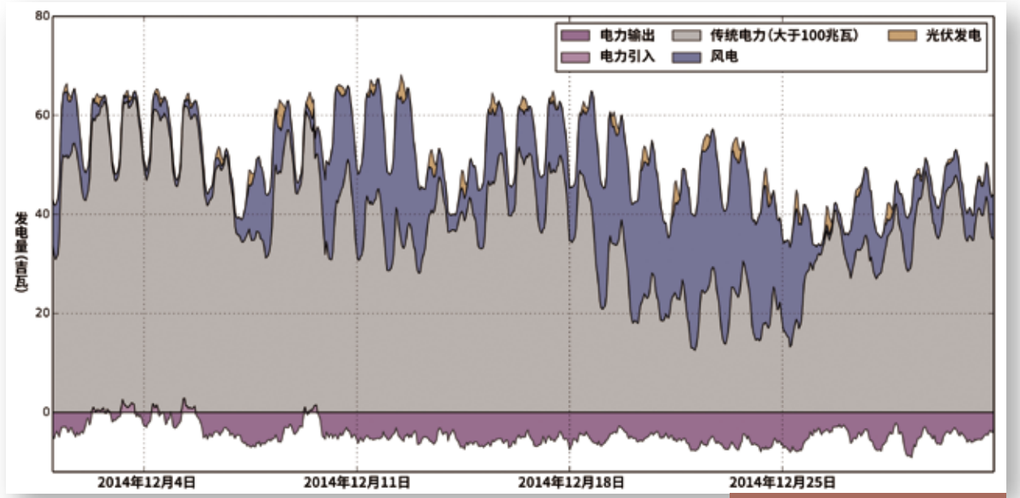


图 30：德国 2014 年 12 月发电量（来源：Fraunhofer ISE Energy）



德国与周边国家的电力互连

德国目前有四家输电系统运营商：50Hertz，Ampiron，TenneT 和 TransnetBW。他们负责所有高压和超高压线路的升级和扩张。这些运营商策划和维护超高压电网，国家间互连电力输送网以及调节电网运营。此外，如果有需要，他们也负责制定电网扩张规划。

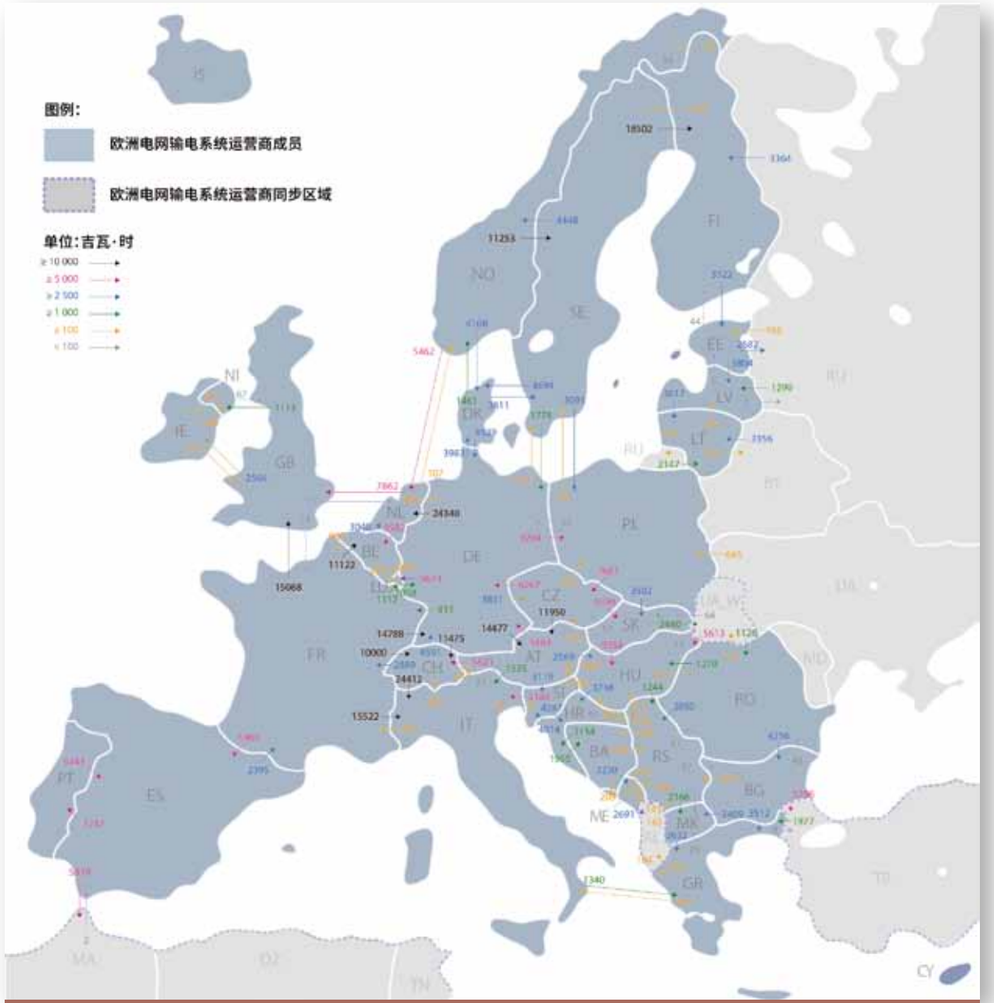


图 31：德国与周边国家的电网互连图（来源：ENTSO–E）

图 31 展示了 2014 年德国与几个临近国家的电力交换情况。基于电网连接的情况来计算的总体进出电力，大概占到德国最大负荷的 10% 左右（见图 32）。在和邻近国家的日常电力交换中，德国目前出口电力持续增加。在过去 4 年，出口电力已经明显高于进口，主要出口目的国包括与德国西部和东部相邻的国家。

欧洲输电运营商之间的合作

欧洲 34 国家共有 41 家输电系统运营商（TSO）。欧洲电网输电系统运营商（ENTSO–E）负责协调跨国电力输送的技术和法律问题。

ENTSO–E 按照 2009 年出台的《欧盟内部能源市场第三立法一揽子计划》（EU Third Legislative Package for the Internal Energy Market）建立并得到法律授权，旨在进一步实现欧盟天然气和电力市场自由化。ENTSO–E 现在的工作重点包括将可再生能源如光伏、风能纳入电力体系，同时完成内部能源市场（IEM）的建设。其职责包括：

- 起草电网法规
- 制定泛欧电网规划
- 开展输电系统运营商的技术合作
- 出版夏季和冬季发电前景报告
- 协调研发计划

德国的输电系统运营商按照欧洲电网扩张规划会向 ENTSO–E 提交相关数据，包括不同时间序列进口和出口电力的差异。图 32 显示了德国进出口电力差异。德国在 2000 年前后制定了逐步废弃核电的计划，2011 年再次确认这一计划，德国的装机容量显著增加，因此从 2003 年开始，德国已经是一个电力净出口国。



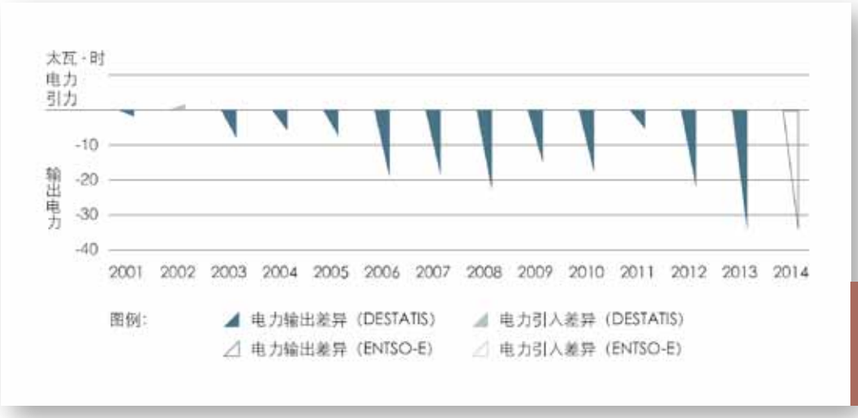


图 32：德国在欧洲国家间电力进出口差异图（来源：ENTSO–E）

德国电网扩张

仅仅十年以前，火电厂和水电厂发电还仍然占据着德国电力供应的主导地位。但到 2014 年底，德国可再生能源就已占到发电总规模的 30%，总装机容量达到 88 吉瓦，超过全国峰值负荷。这样灵活并且分布式的可再生能源发电系统需要一种完全不同的电网管理模式。德国现有四个输电系统运营商（Transmission System Operator，TSO）管理全德国的电网。每年，这四家运营商（50Hertz，Amprion，TenneT，TransnetBW）会制定一个联合情景框架（Joint Scenario Framework）。这个框架会呈现未来十年发电及电力消费可能出现的发展情况。该情况用于制定电网发展计划（Electricity Network Development Plan）和离岸电网发展计划（Offshore Network Development Plan），同时归纳了需要采取的电网优化、扩展和完善措施。为了避免负面环境和社会影响，德国在电网扩张规划的早期阶段会考虑到潜在风险。因此，联邦电网管理局（Bundesnetzagentur，Federal Network Agency）会颁布一个环境报告，列出所有可能产生的环境影响。

德国电网扩张分为五个步骤

- 情景框架（Scenario Framework）：概述发电结构组合和需求发展过程；
- 电网发展规划（Electricity Network Development Plan）和环境评估（Environmental Assessment）：未来电网扩张在地域上和容量上的需求；
- 联邦需求规划（Federal Requirements Plan）：将电网综合计划分解到具体的建设项目中；电网发展计划和环境报告构建了联邦需求计划法案的基础，并提供法案规定的电力项目满足能源供给需求的必要性和优先性；
- 联邦部门规划（Federal Sectoral Planning）：综述所有的跨国电网项目情况；在联邦需求计划法案下制订的跨州或跨国境的项目需要经过联邦部门规划程序，由联邦电网管理局（Bundesnetzagentur）决定最适合铺设新电缆的廊道位置。
- 规划审批（Planning Approval）：在第四步中确定的廊道是规划审批程序启动的基础。输电系统运营商在确定每个廊道的过程中必须提供多个备选线路选择。经过对这些候选线路环境兼容性的公开讨论和评估，最终，对社会和环境影响最小的路线会得到规划审批确认。

德国电力交易市场下的可再生能源整合

德国有一个复杂的电力交易市场，不仅在德国境内，并与其他欧洲国家交换电力。由于可再生能源电力有电网优先接入权，电力需求和可再生能源电力之间的剩余差值由市场内非可再生能源电力进行补充。

一些发电容量通过场外合同（即直接买卖双方签订合同，不通过官方市场交易）以消费者的名义提前购买，其中包括国际电力销售。剩下的电力在欧洲几个现货市场出售。

现货市场的电力中大部分在日前市场中出售。该市场根据第二天的电力需求和可再生能源发电量每小时的预测进行电力交易。预测与实际电力需求的差距由当日市场每隔 15 分钟进行交易补充。

在德国，电力在单一价格区交易，因此该市场忽略了地区间电力差异和电网限制。这就给输电系统运营商提出了一个问题，即谁来保障电网不出现拥堵或者其他安全威胁（如电压波动和因单一线路故障出现的稳定性问题，也称作 n−1 故障）。为了解决这一问题，输电系统运营商们（TSOs）在市场的授权下接管电厂的电力调度，如果出现拥堵或者其他稳定性问题，他们可以使用“再调度手段”来缓解电网的状况。按照近似优先的顺序，运营商再调度时可以：

- 第一种手段，可以更改电网的拓扑，例如改变控制线路与电网连接的闸机；
- 如果还不足以解决问题，可以干预传统电厂部署，同时指导一些电厂增加或减少其发电功率；
- 最后一种手段，可以舍弃可再生能源（如风电场）产生的电力（如降低有功功率的输出）。

被强制削减发电容量的可再生能源发电业主可以得到一定的收入补偿。2013 年，德国舍弃了 555 吉瓦．时的可再生能源，相当于 2013 年可再生能源发电总量的 0.44% 有资格获得补贴。其中 87% 弃风来自风电场，主要源自风电容量集中的德国北部和负荷电量超大的南部地区之间的电网限制。



德国电网改革“现在进行时”

德国的电网改革仍在进行中，德国利益相关方正在讨论如何制定未来政策以改善可再生能源并网效果，以及为自由电力市场设计新市场方案。

负责制定德国能源政策的德国联邦经济和能源部，目前（2015 年 5 月份）正在组织利益相关方的讨论。2014 年 10 月发布名为《德国能源转型中的电力市场》的绿皮书。到 2015 年 3 月，500 位公民和 210 个组织或企业抓住机遇就未来电力市场的议题提出意见。710 个政党中的 593 个政党提交了意见并同意公示在联邦经济和能源部的网站上。继发布规定具体措施的白皮书后，从 2015 年 6 月初开始陆续进行咨询工作。白皮书征求公众意见时间将截止到 2015 年 9 月，之后会开展必要的立法程序（见图 33）。与此同时，联邦经济和技术部正在与德国邻近国家和欧盟委员会举行会谈，为欧盟能源市场框架内部降低成本提供解决方案。



图 33：《德国能源转型中的电力市场》公示及立法程序时间表（来源：德国联邦经济和能源部）

5 如何建设“更灵活”的电网



前面的章节已经展示了技术可行的部分。本章将详细地阐释实现提议方案必要的基建改造和管理内容。全世界电力系统都面临一个相似问题，即如何将可再生能源技术产生的电力并网到现有电力系统，无论这个系统的规模是大是小，是集中系统还是分散系统。

事先全面规划是确保可用发电容量能满足所有时段用电需求的前提。除了平衡各个时段的供给与需求外，电力系统还需要做到以下两点：

- 实现规定的电力质量标准，包括电压和频率。为了达到这一目的可能需要在电力系统中安装额外的技术设备；
- 能在极端条件下，例如供给突然中断（因为发电机单元故障）或者供电系统突然中断，继续正常运行。

一般的电力系统在基本负荷电厂使用集中大型电源，这些电厂大部分时段都按额定电量运营。这些集中发电单元通常是“不灵活”的供电源，这意味着为了满足用户实际用电量（负荷变化）在一天内改变电厂输出量的结果就是成本高、效率低。总体而言，核电厂和燃煤电厂都是基本负荷电厂，也就是说它们在大部分时段以最大容量运转而不考虑消费者实际的用量。煤炭无法减少使用，就只能削减清洁能源的电量。

将可再生能源纳入智能电网改变了对基本负荷供电的需求。在一些有大量可再生能源资源的国家如西班牙，清洁的可再生能源技术在某一些特定时期提供了超过 40% 的日电力需求。本报告已经通过模型模拟证明，可再生能源的随时调节能够让人们重新认识对于基本负荷供电的需求。而灵活的混合能源提供方案可以在不停电的前提下根据昼夜负荷的实际状况进行调整（例如太阳能光伏、天然气、地热、风能同时进行需求管理）。

可再生能源常常被称为间歇性能源。事实上，这种叫法是不准确的，因为间歇性意味着“不可控”或“不可调度”。可再生能源的电力输出是可以被预测的，因此，这些电力可以在需要的时候被调节。

需求侧管理

在现实中，电力负荷随时间变化，这意味着需要安装额外的灵活发电源以提供精准的电量。在农村地区，典型技术配置是给联合循环燃气涡轮发电机（CCGT）或水力发电站配备一个充足的储能设备以应对日常负荷变化。在传统的分散式电力系统中，通常情况是一些小型柴油发电机全天 24 小时用来供电。几台发电机在最高功率时点保持持续运转，另外一台用于匹配负荷的变化。

在传统的集中或分散式供电系统中加入可再生发电源会改变传统设计的电力系统运行方式。这种影响的程度取决于可再生能源技术：

- 生物质能 / 地热能 / 太阳热能（CSP）/ 水电加上储能设备：电力输出可以被管控，例如这种发电模式可以提供基本负荷和峰值负荷；
- 没有储能设备的水电（径流式的河，run-of-the-river）/ 光伏发电 / 风电：电力输出取决于可用的自然资源，所以电力输出是可变的。

将可再生能源并入微型电网时要考虑两种主要影响：输电平衡影响和可靠性影响。

平衡影响指针对电力输送前几分钟到几小时这一时间段电量波动所需的短期调整。在发电量不变的电力系统中，需求和供给可能无法匹配。造成这种现象的原因可能是电力负荷预测不正确，或者一个传统电厂没有按照计划方式运营，例如电厂因为技术问题而跳闸。

增加一个可变供电源会增加风险，例如由于天气在某地区的变化比预期移动速度更快，电力系统无法达到预期发电量。电力系统的整体影响取决于可变发电源本身和其分布范围的大小。一定数量的风电量分布在更广阔的地理区域时，对电力系统平衡造成的影响会比相同的风电量集中在一个单一的地区更低，因为广泛的地理分布可以平衡可再生能源发电量。

电力系统平衡与以下两方面相关：

- 提前一天规划，以确保有充足的可用发电量满足预期的需求（一般提前 12–36 小时），考虑可变发电源的预测发电量
- 短期系统平衡，用于调配供电平衡源以解决短期内预测发电量与需求量的匹配问题或应对突发的发电故障（一般提前几秒到几小时）

可靠性影响是指有足够的发电量满足所有时段峰值需求的程度。没有哪个电力系统能做到 100% 的可靠性，因为在高用电需求时总有可能出现发电站重大故障或者输电线故障的小概率事件。可再生能源发电站通常比传统大型发电站分布更广泛，这样就能减少大型电站停止供电时带来的风险。但是另一方面，可变的可再生能源发电降低了高用电需求时段提供充足电力的可能性，因而增加了电力系统规划的复杂性。

可靠性对于长期电力系统规划至关重要，通常电力系统规划会提前 2–10 年的时间。由于发电源的实际地理分布广泛，可变发电源的长期电力系统规划是一个挑战。为了将大量的可再生能源纳入电力系统，最理想情况是这些发电源之间相隔一定距离，例如当中国北方或沿海地区没有或者风电量很少时，可以使用来自中国西部的太阳能光伏发电。

在分散式电力系统中，所有发电源相互距离较近，也就是说分散式电力系统必须是不同发电技术的发电量组合，或者一部分发电源必须比计划产生更多的发电量以确保电力供应充足。通常的手段是在电力系统中加装备用的柴油发电机组。另外，分散式电力系统可以调整电力需求以符合电力供给，而不是调整供给以满足需求。这种方法被称为需求侧管理。分散式系统中的“灵活”负荷就像水泵和灌溉泵，需求侧管理可以根据电力供给量打开或关闭。

“基本负荷和系统平衡”的重新思考

发电平衡的目标是保持系统中的供电频率的一致性。电源频率指由供电部门向用户输送的交流电的频率，单位是赫兹。频率会在电力系统中随着电力负荷（需求）变化而变化。当电网在接近峰值负荷状态下运行时，频率可能出现快速波动，发生剧烈变化，最终导致大面积停电。

世界上现有的电力系统受不同国家能源政策影响已经开发出某些发电技术和发电源。通常，电力系统会设计在大型电站周围以提供基本负荷容量，例如超过 660 兆瓦的基本负荷电厂，几乎以最大输电量不间断地运营。

这些集中的发电单元（一般是燃煤电厂）是不灵活的发电源，它们不能“跟着负荷走”，也就是说无法改变输出的电量来满足一天内不同的用电需求。改变它们的运行容量不仅效率低成本高，而且还需要大量的电网基础建设投资。

负荷随时间而变化，因此更灵活的发电源可以“跟着负荷走”。实现这个功能所使用的常规技术是联合循环燃气涡轮发电机或水利发电站，因为它们有显著的储能容量来匹配电力负荷一天内的变化。电力系统拥有大量的非灵活发电源（诸如燃煤电厂），也需要大量的灵活发电源。

可再生能源优先调度

目前的供电系统有如下特征（见图 34）：

- 相对低比例的波动可再生能源
- 图标最下方的长条是基底负荷
- 由于光照和风能的波动性，可再生能源形成了一条“波动”的曲线
- 天然气和水电可以根据供需随时调整
- 这里可以看出，依然具备安装额外 25% 可再生能源的潜力

为了应对气候变化，所需要的可再生能源远远不止 25%

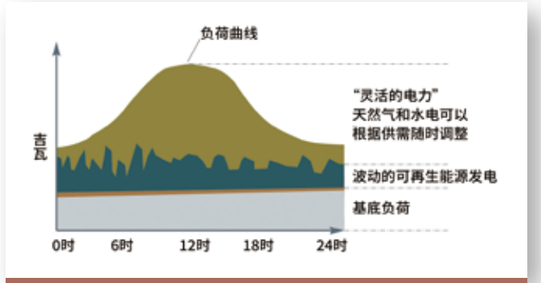


图 34：目前的供电系统方案
（来源：绿色和平斯凡 · 泰斯克博士）

超过 25% 波动可再生能源比例的供电系统—基底负荷优先（见图 35）：

- 这一方式增加了可再生能源的比例，但给予基底负荷优先
- 伴随着可再生能源接入比例的增加，在一天的某些特定时刻会超过需求，从而产生富余电力
- 某种程度上，这一问题可以通过储能、在地区间调配以及调节需求和在高峰期关闭可再生能源发电站得到解决

当可再生能源超过 50% 时，这一方法就不具备可行性

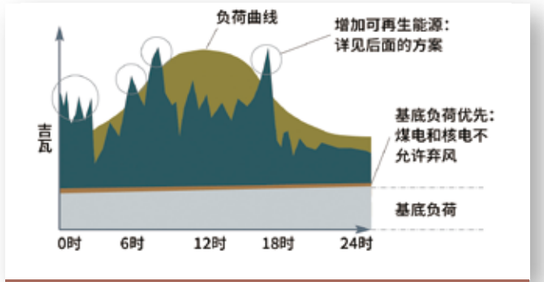


图 35：基底负荷优先方案
（来源：绿色和平斯凡 · 泰斯克博士）

超过 25% 波动可再生能源比例的供电系统—可再生能源负荷优先（见图 36）：

- 这一方式增加了可再生能源的比例，且可再生能源优先
- 当可再生能源优先调度，如图所示，部分可再生能源就成为了“基底负荷”
- 理论上来说，在尖峰供电时刻（大风或者阳光灿烂的时候），核电和煤电需要减少运营小时数，或者全部关闭
- 对于核电和煤电 – 碳捕捉和利用电厂来说，减少其电力产出在技术和安全性上都对于速度，范围和频率有种种限制

技术上存在困难，不是个解决方案

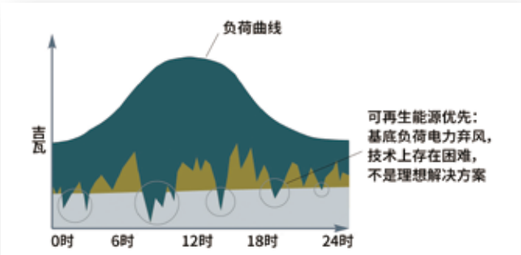


图 36：可再生能源负荷优先方案
（来源：绿色和平斯凡 · 泰斯克博士）

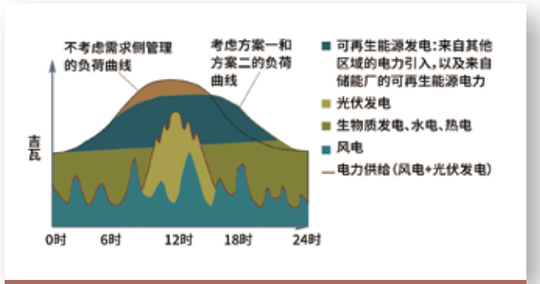


图 37：高可再生能源比例优化电力系统方案
（来源：绿色和平斯凡 · 泰斯克博士）

解决方案：一个可再生能源比例达到 90% 的优化电力系统（见图 37）：

- 在一个充分优化的电力系统中，通过储能、地区间电力输送、需求侧管理以及一定程度上的弃风弃光，可以实现 100% 的可再生能源
- 需求侧管理可以在用电尖峰时进行有效调节，“削平”每日的用电波动曲线

“能源革命”的核心：应该首先使用可再生能源电力，所有其他调度电力都应该用于填补风能、太阳能光伏与所需负荷之间的“三角区域”。总体来说，可调度电源不会做为“基底负荷”来运作。相反，这些电厂应该作为灵活的电源，可以随时增加或者减少。这样一来，那些不够灵活，不能够根据灵活的负荷变化而相应增减的燃煤电厂，在未来的电力供应系统中是没有任何“市场”的。

最大障碍：技术还是资金？

全球的趋势已经表明：可再生能源在电力供应市场份额在逐步增加，并将传统化石能源电厂挤出市场。传统电厂销售的电量比原有计划减少，而且再也不能按照基本负荷的模式运转，因这种模式增加了运营成本也减少了供电的利润。在中国，2014 年火电发电量已经首次出现下降，火电设备平均利用小时数更是创下 1978 年以来的最低水平。在环保的压力下，火电发电量正在逐渐减少。

因此，整合大规模可再生能源已经不再是技术问题而更多的是经济问题。主要障碍来自于发电企业并不愿意放弃它们在传统基本负荷电厂上的经济投资。对于某些企业而言，废弃传统电厂或者“搁浅资产“完全不应该成为阻碍大力发展可再生能源的理由。

智能电网技术会在实现这一目标的过程中扮演重要角色，尤其具备整合需求侧管理和电力系统运营的手段。

未来的电力系统不会由几个集中电厂组成，而是由几万个如光伏发电板、风电机组和其他可再生能源发电端组成。这些发电端有的分散在分布式电网里，有的则像海上风电场一样集中在大型电厂里。智能电网解决方案能够帮助监控和将多种可再生能源整合到电力系统运营中，同时也将给内部电力互连提供便利。

这种技术带来的代价是电力系统规划会变得更加复杂，原因是发电设备变多，而且可变发电源比例增大，造成电力系统中电力输送持续变化。智能电网技术将用来支持电力系统规划，例如通过结合天气预报，提供即时的电网和发电单元状态信息，由此积极支持提前一天的电力规划和电力系统平衡。智能技术也将在确保满足全时段峰值需求上起到关键作用。智能电网技术将更充分利用电力分配和输送设备以此将输电网络的扩张需求降低到绝对最低值。

智能电网通过信息通信技术（ICT）来实现一个基于可再生能源的电力系统。

信息通信技术在智能电网中可被用于：

- 将大量的可再生能源发电设备便捷接入电力系统（即插即用）
- 通过大规模需求侧管理和整合储能空间建立更灵活的电力系统，以平衡可变可再生能源发电带来的影响
- 给系统运营商提供更全面的系统状态信息，使系统运营效率更高
- 减少电网升级改造，高效利用电网设施并在需要可再生能源发电量的大片区域内提供有效协调支持

“智能电网”愿景

开发一个几乎完全依靠可再生能源的电力系统需要我们花费大量的精力来构建一个全新的电力系统构架。“智能电网”的概念将需求侧管理、分布式 / 集中式可再生能源电站以及储能技术等等都结合在一起。图 38 展示了在“能源革命”背景下智能电网的概念：集中式的电站（例如水电站或者生物质能）、能够进行需求侧管理的企业、风电场和储能技术以及它们之间的互动。

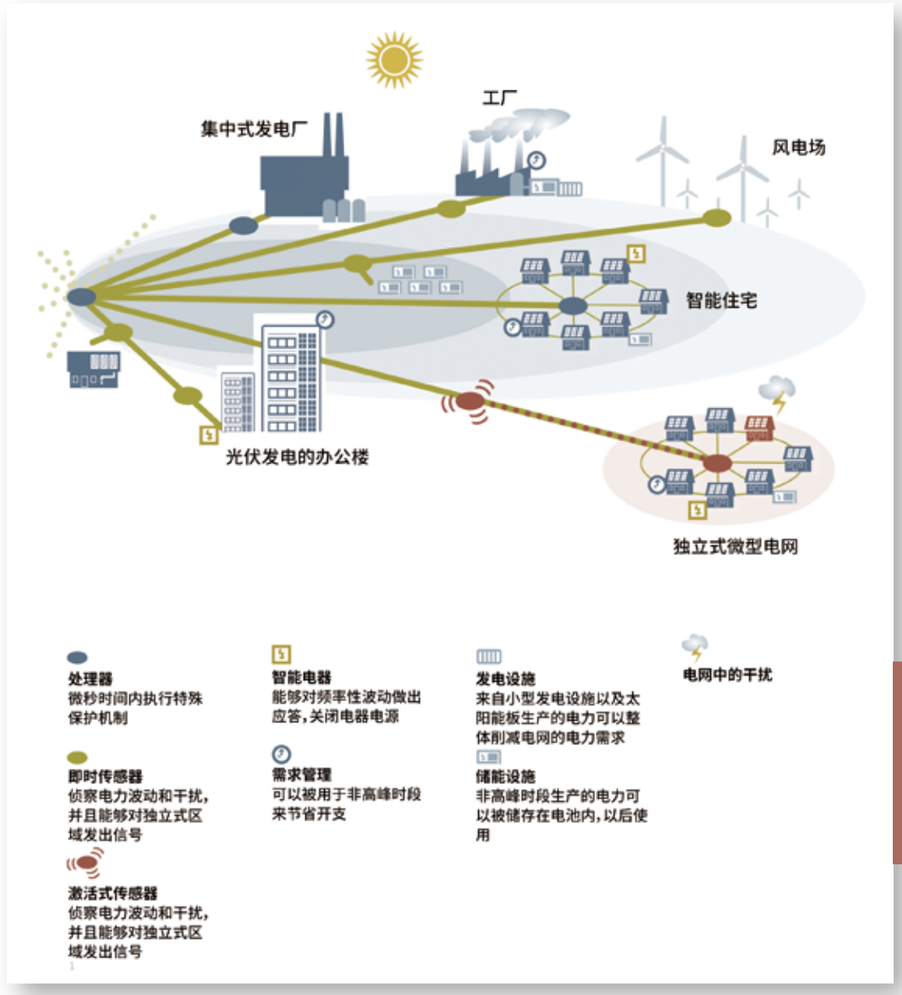


图 38：智能电网在能源革命中的愿景
（来源：绿色和平斯凡 · 泰斯克博士）

未来的愿景—可以监控和自我修复的微电网集成网络

参考文献

[1] Global Transmission report, "Focus on UHV AC: China shows the way by energising 1,000 kV line," 2 March 2009. [Online]. Available: http://www.globaltransmission.info/archive.php?id=1434. [Accessed 2015].

[2] World Bank, "East China (Jiangsu) Power Transmission Project," March 2006. [Online]. Available: http://www.worldbank.org/projects/P051736/east-china-jiangsu-power-transmission-project?lang=en. [Accessed 2015].

[3] S. Teske, T. Brown, P. Schierhorn, E. Tröster and T. Ackermann, "powE[R] 2030: A European Grid for 3/4 Renewable Electricity by 2030," 2 2014. [Online]. Available: http://www.greenpeace.de/files/publications/201402-power-grid-report.pdf.

[4] Y. Zhou, W. Wu and G. Liu, "Assessment of onshore wind energy resource and wind generated electricity potential in Jiangsu, China.," Energy Procedia, vol. 5, pp. 418-22, 2011.

[5] L. Hong and B. Möller, "Feasibility study of China's offshore wind target by 2020," Energy, vol. 48, pp. 268-277, 2012.

[6] G. B. Andresen, A. A. Søndergaard and M. Greiner, "Validation of Danish wind time series from a new global renewable energy atlas for energy system analysis," 9 September 2014. [Online]. Available: http://arxiv.org/abs/1409.3353.

[7] A. A. Søndergaard, "Development of a Renewable Energy Atlas and Extreme Event Analysis in Renewable Energy Systems," Aarhus, 2013.

[8] S. Saha and al., "The NCEP Climate Forecast System Reanalysis," Bull. Amer. Meteor. Soc., vol. 91, no. 8, pp. 1015-1057, 2010.

[9] E3, "Generation Cost Model for China," December 2012. [Online]. Available: https://www.ethree.com/public_projects/generation_cost_model_for_china.php. [Accessed 2015].

[10] Platts, "China to set gas-fired power tariffs against natural gas prices," 15 January 2015. [Online]. Available: http://www.platts.com/latest-news/natural-gas/singapore/china-to-set-gas-fired-power-tariffs-against-27021684. [Accessed 2015].

[11] S. Hagspiel, C. Jägemann, D. Lindenberger, T. Brown, S. Cherevatskiy and E. Tröster, "Cost-Optimal Power System Extension under Flow-Based Market Coupling," Energy, vol. 66, pp. 654-666, 2014.

[12] S. Talpur, "Dynamic line rating implementation as an approach to handle wind power integration," The Royal Institute of Technology (KTH), 2013.

[13] K. Aivaliotis, "Dynamic Line Ratings for Optimal and Reliable Power Flow," The Valley Group (Nexan), 2010.

[14] B. Xu, "redictive Power Dispatch for the Integration of High Renewable Shares Incorporating Dynamic Line Rating," Power Systems Laboratory, Eidgenössische Technische Hochschule Zürich, 2012.

[15] S. Uski-Joutsenvuo and R. Pasonen, "Maximising power line transmission capability by employing dynamic line ratings – technical survey and applicability in Finland," VTT, Espoo, Finland, 2013.

[16] T. TSO, "Freileitungs Monitoring: Optimale Kapazitätsauslastung von Freileitungen," 2010. [Online]. Available: http://www.tennettso.de/site/binaries/content/assets/press/information/de/100552_ten_husum_freileitung_du.pdf.

[17] SP Energy Networks, "Implementation of Real-Time Thermal Ratings: Final Close Down Report," Prenton, Wirral, 2013.

[18] Huaneng Power International, "Adjustment of On-Grid Tariffs," 17 September 2014. [Online]. Available: http://www.hpi.com.cn/sites/english/HPINews/HPI_Adjustment%20of%20on-grid%20tariffs_Press%20release_Eng.pdf. [Accessed 2015].

