

ICCSD 合作应对气候变化
携手推动低碳转型
Step up
for Change

中国 CHINA
PAVILION
COP28

中国构建新型 电力系统对电网的 挑战与成本研究

杜尔顺、张为荣、李政

清华大学能源与动力工程系

ICCSD

目录

1. 构建新型电力系统需要电网转型升级.....	4
2. 构建新型电力系统的电网投资与转型成本.....	7
3. 电网转型升级面临的挑战.....	10
4. 政策建议.....	12



清华 - 哈佛气候中和技术系统及创新政策合作研究第二年 | 2023 年 10 月

中国构建新型电力系统对电网的挑战与成本研究¹

杜尔顺, 张为荣, 李政
清华大学能源与动力工程系

2016 年签署的《巴黎协定》设定了到本世纪下半叶实现净零排放的目标, 100 多个国家已经承诺在本世纪中叶实现碳中和。为了实现各国承诺的能源和气候目标, 未来十年全球用电量的增长速度将比上一个十年快 20%^[2]。到 2050 年, 随着电动汽车、电制冷、热泵、电解氢等电气化设备接入, 全球电力需求将增长得更快。IEA 报告指出为满足 2050 年全球电力需求, 意味着到 2040 年增加或翻新总计超过 8000 万公里的电网, 相当于现有的全球电网总量^[1]。为实现最大限度地促进清洁电力消纳和将化石能源发电控制在最低水平, 电力系统规划者深刻认识到电网在能源转型中的重要作用, 主要经济体纷纷加大对电网(输电网、配电网和微网)的升级和扩建支出, 建设智能互联电网系统。作为碳排放量最大的国家,

1 能源基金会资助清华大学和哈佛大学共同开展的“中美深度脱碳技术创新与政策比较研究”二期项目”(G-2203-33706)

2 IEA (International Energy Agency). 2023. Electricity Grid and Secure Energy Transitions. <https://www.iea.org/reports/electricity-grids-and-secure-energy-transitions>

中国在 2020 年 9 月提出了 2030 年前实现碳排放达峰、2060 年前实现碳中和的宏伟目标。面向双碳目标，相关研究结果表明，2060 年跨省电量交换规模将是 2020 年的 4 倍左右^[3]。构建以新能源为主体的新型电力系统是实现能源与电力碳中和目标的关键，其中电网作为电力脱碳的关键环节，其转型面临的挑战和成本研究是非常必要的。

1. 构建新型电力系统需要电网转型升级

终端部门能源消费电气化替代是本轮能源转型的重要特征。加速推进工业、交通、建筑等领域的电力替代，能够显著降低终端部门的直接排放，同时也将带来电力需求的持续增加。消费侧，预计未来全社会的用电量还会持续增长，2060 年总电力需求将达到 16 万亿千瓦时，电力在终端能源消费中的占比将由 2020 年的 27% 提高到 2060 年的 70% 左右（见图 1），电力依赖会变得更加明显。供给侧，面向碳中和目标，新能源装机快速增长并逐渐成为提供电力和电量的主体；非化石能源在一次能源消费占比从 2020 年的 16% 上涨到 2060 年的 80% 以上；清洁发电占比将从 2020 年的 34% 提高到 2060 年的 90% 以上（见图 1）。同时，电力装机容量和发电量呈现出快速增长和多元化的趋势，为了提供足够的灵活性以适应高可再生能源渗透率，储能和需求响应将被大规模应用。电力系统碳排放量将继续快速下降，考虑到碳捕集利用与封存（CCUS）的利用，2055 年左右将实现 CO₂ 净零排放，2060 年电力系统将转为负排放。

3 Zhuo Z, Du E, Zhang N, et al. Cost increase in the electricity supply to achieve carbon neutrality in China[J]. Nature Communications, 2022, 13. DOI:10.1038/s41467-022-30747-0.

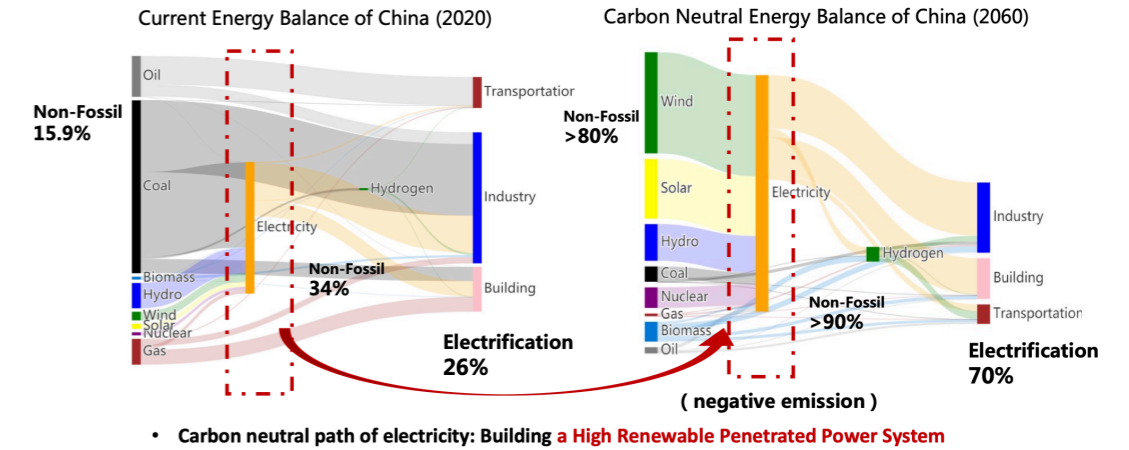


图 1 Energy balance of China in 2020 and 2060

高可再生能源渗透率也增加了对电网容量的需求，不仅包括风光发电的并网投资，还需扩大跨省跨区互联规模，实现可再生能源的跨省跨区输送以及跨区平衡互济。图 2 显示了电力碳中和情景下中国各区域间和区域内的电能交换量，需要新增约 380GW 的交流线路和 410 GW 的直流线路用于跨省跨区传输^[2]。2035 年，跨省电量交换达到 4.53 万亿千瓦时，是 2020 年的 2.8 倍。2060 年，跨省电量交换达到 6.92 万亿千瓦时，是 2020 年的 4.3 倍，占总用电量的 43%。

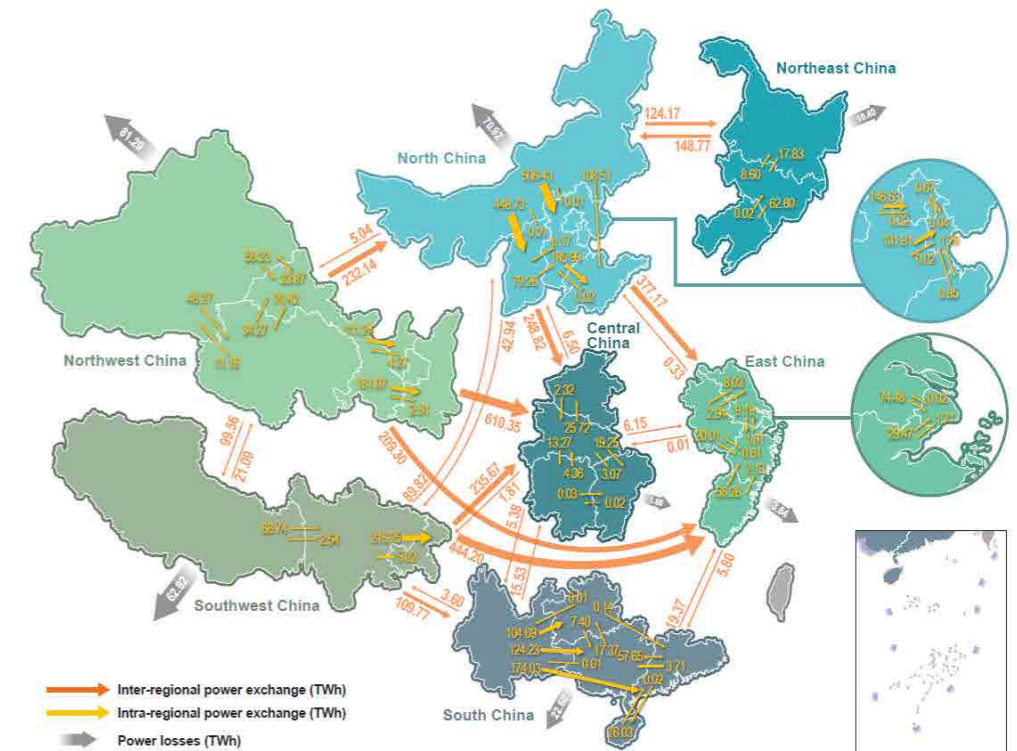


图 2 Electrical Power Exchange in China towards Carbon Neutrality

除了电网规模增加外，电网作为电源侧和用电侧的连接枢纽，为实现源网荷储协同互动，迫切需要进行电网转型升级，构建智能互联的新一代电网（见图3）。这包括升级现有输电线路来接入大量分布式能源资源，建设新的线路将能源从偏远的可再生资源输送到负荷中心，以及需要柔性化、智能化、数字化转型以改善并提高分布式资源客户参与度。国家能源局最新发布的《新型电力系统发展蓝皮书》中给出了电网发展的阶段性战略（见表1），加速转型期（当前~2030年），进一步扩大以“西电东送”为代表的大电网形态，凸显分布式智能电网的支撑作用；总体形成期（2030~2045年），实现电网逐步向柔性化、智能化、数字化转型，将大电网、分布式多种新型电网技术形态融合发展；巩固完善期（2045~2060年），实现新型输电组网技术创新突破，深度耦合电力与能源输送。

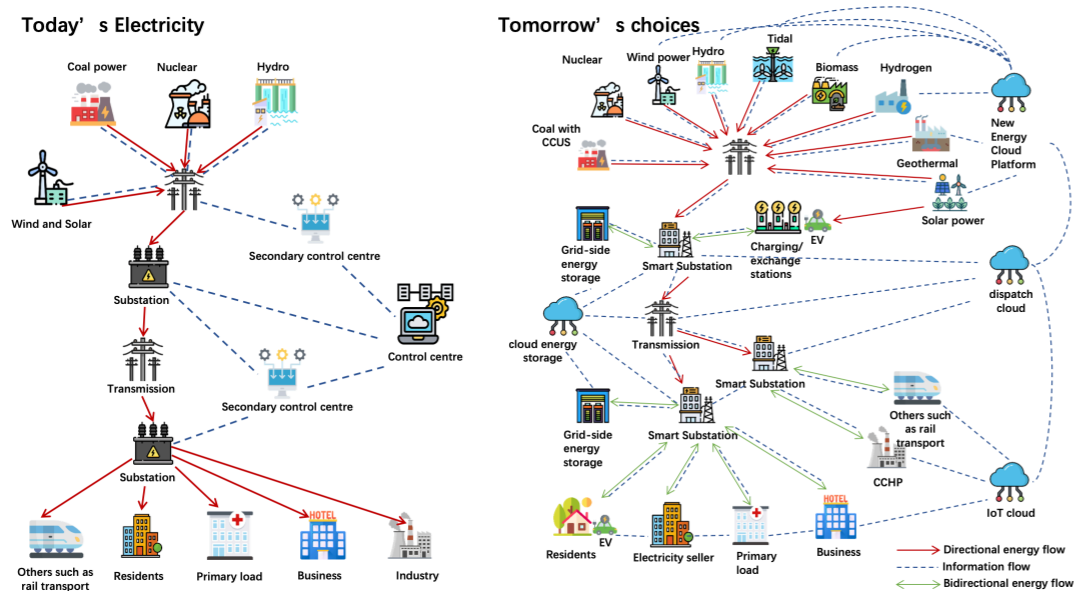


图3 未来电网系统需要转型升级

表1 新型电力系统建设不同阶段发展路径

	加速转型期 (当前-2030年)	总体形成期 (2030-2045年)	巩固完善期 (2045-2060年)
电源侧	新能源逐步成为发电量增量主体； 煤电仍是电力安全保障的“压舱石”	新能源逐步成为装机主体电源； 煤电加速清洁低碳转型	电源新能源逐步成为发电量结构主体电源； 电能与氢能等二次能源深度融合利用
电网侧	以“西电东送”为代表的大电网形态进一步扩大； 分布式智能电网支撑作用越发凸显	电网逐步向柔性化、智能化、数字化转型； 大电网、分布式多种新型电网技术形态融合发展	新型输电组网技术创新突破； 电力与能源输送深度耦合协同发展
用户侧	电力消费新模式不断涌现； 终端用能领域电气化水平逐步提升； 灵活调节和响应能力提升	用户侧低碳化、电气化、灵活化、智能化变革； 全社会各领域电能替代广泛普及	电力生产和消费关系深刻变革； 用户侧与电力系统高度灵活互动
储能侧	储能多应用场景多技术路线规模化发展； 满足系统日内平衡调节需求	规模化长时储能技术取得突破； 满足日以上时间尺度平衡调节需求	覆盖全周期的多类型储能协同运行，能源系统运行灵活性大幅提升

2. 构建新型电力系统的电网投资与转型成本

全球层面电网建设停滞了十多年，未来为实现国家气候目标，电网投资到2030年需要增加近一倍，达到每年6000亿美元以上，重点是配电网的数字化和现代化^[1]。欧洲相关电力系统形态演化下的电网成本研究指出，为实现净零目标，到2050年需要对电网进行与新增非化石能源发电装机容量相同规模的投资。这需要在2022年至2040年间，对清洁发电每投资1美元就需要对电网平均投资90美分，是2022年欧洲电网投资的两倍^[4]。在中国面向碳中和目标的新型电力系统规

4 BloombergNEF-BNEF. 2023. Europe Needs Clean Power and Grid Funding Balance. <https://mp.weixin.qq.com/s/riyE3qxvZ85msij0jm4MIQ>

划中，为满足安全性和稳定性限制需要灵活的发电资源和区域输电网络和配电网扩展。经过清华大学气候院的初步测算，面向 2060 年碳中和目标，2020-2060 年中国能源与电力部门累计总新增投资需求约为 132 万亿元，电力投资需求占比 90%，约为 117 万亿元。其中，电源、电网和储能的累计总投资分别约 54 万亿、59 万亿和 4 万亿元，如图 4 所示。从时间分布上，2020~2045 年期间，电力年均投资不断提高；2030 年前，电源电网年均投资接近 1 万亿元，相比 2020 年接近翻一番；2040~2045 年，电源电网年均投资进一步增长至 2 万亿元左右。此后逐渐下降，至 2060 年电源电网年均投资降至 1 万亿元左右。

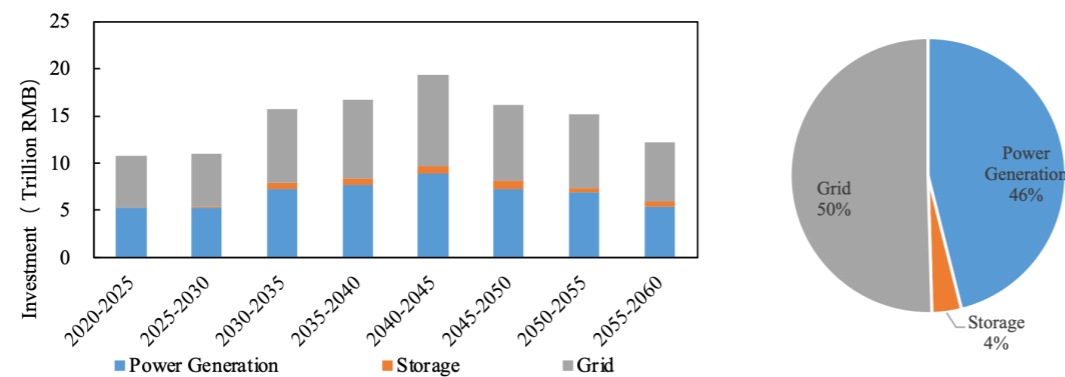


图 4 2020-2060 年中国电力部门累计总投资需求

从单位电力供应成本视角出发，虽然新能源发电投资成本逐年下降，但新能源并网成本却缺乏足够重视。新能源并网成本包括平衡成本、资源配置成本和电网投资成本（见图 5）。电网投资成本不仅包括新能源连接到当地输电或配电网产生的成本，还包括大规模可再生能源并网可能需要电网加强的输网和配网能力，以保障电能质量和安全稳定性而产生的成本。平衡成本包括可再生并网带来的波动性与随机性，带来的电网备用、调峰等运营成本的增加。资源配置成本包括为了确保供应安全需要配置一定的灵活调节资源（如抽蓄、电储能、需求响应等）。

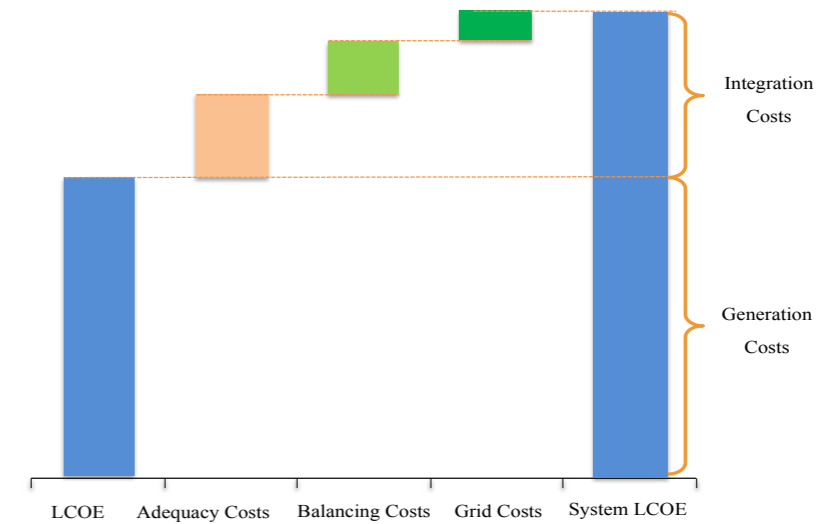


图 5 Integration costs of new energy- dominated power system

清华大学研究团队^[2]对中国电力碳中和成本的研究成果表明（如图 6 所示）：电力系统供应成本将在 2050 年增长到 57.9 元 / 兆瓦时，30 年内增加 9.6 元 / 兆瓦时，增长约 19.9%。由于碳中和目标，电力供应成本结构预计将在 30 年内发生重大变化。即使假设每千瓦的可再生能源投资成本将下降 60%，投资大量可再生能源发电能力的需求也将增加投资成本。逐步淘汰燃煤发电，代之以零边际成本的可再生能源发电，将有助于降低运营成本。另一方面，高比例可再生能源电力系统的安全性和稳定性约束需要灵活的发电资源和区域网络扩展。这两个因素都会增加总体成本。总而言之，额外的天然气、生物质能和光热发电，以及对储能系统和输电扩建的投资，导致成本额外增加 18.4 元 / 千瓦时。

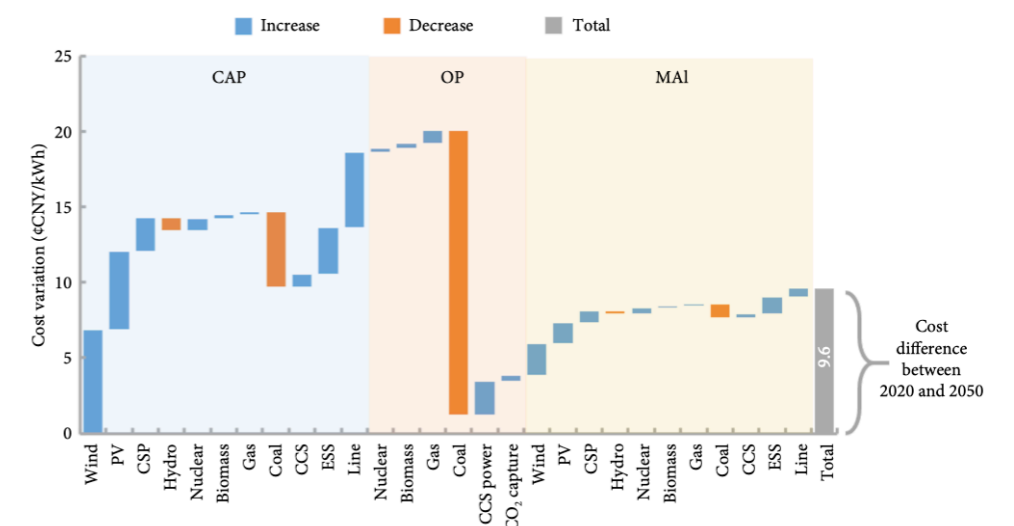


图 6 Composition variation of the electricity supply cost from 2020 to 2050 under the carbon neutrality goals

3. 电网转型升级面临的挑战

构建新型电力系统，需立足我国能源资源禀赋的基本国情，传统能源逐步退出要建立在新能源安全可靠的替代基础上。图 7 总结了不同可再生能源发电占比阶段，电网安全经济运营面临的挑战以及可能的技术解决方案。从时间尺度上看，可再生能源并网的挑战可以分为超短期的稳定 / 暂态方面的挑战、短期的运行环节的挑战、以及中长期的规划环节的挑战。聚焦到电网环节，从规划、运行、技术和机制层面均提出了新的要求。

(1) 在规划层面，电网发展面临建设进程缓慢，与新增风光发电项目快速大规模并网不协调。构建新型电力系统，一方面需要新建输电网将远离城市的大型风、光基地送到负荷中心，以确保稳定的电力供应；另一方面，电网需要配合跨部门加速电气化来实现长期能源转型。但是，新的电网基础设施通常需要 5 ~ 15 年来规划、许可和完成，新的可再生能源项目需要 1 ~ 5 年，新的电动汽车充电基础设施则需要不到两年。滞后的电网建设会产生新能源并网能力不足，输配电阻塞使得部分新能源发电项目建成后也不得不面临弃电局面。

(2) 在运行层面，电网运营机制对新能源波动性与随机性适应能力不足，会增加停电风险和化石能源依赖。由于空调普及率增加和极端气候频发，现有信息化手段尚未充分满足新能源功率预测与控制，可控负荷与新能源灵活互动挖掘用户侧需求响应能力有限，电网难以根据受端实时电力缺口有效将富余区域的电力传出，多因素叠加下中国部分省份的电力峰值负荷出现了短时缺口和停电风险。电力电量平衡在不同时间尺度将凸显不同矛盾，呈现部分地区电量富余不得不弃电与部分地区备用不足不得面临缺电并存的特点。电力保供要求下用电负荷中心及其邻近省份的燃煤电厂被大量核准建设，2 ~ 3 年内能够快速并网的新增化石能源方案被依赖形成了碳资产锁定。

(3) 在技术层面，电网发展面临海量电力电子设备接入后，电力

系统动态特性发生深刻变化。随着新能源大量替代常规电源，意味着电力系统中电力电子设备将不断增加，电力系统惯量持续下降，电力系统动态特性将发生深刻变化，支撑电网安全稳定的传统同质化大容量旋转设备日益稀缺，电网的安全稳定问题加剧。例如：电力电子设备过流耐受能力比同步发电机差，易发生故障连锁脱网；系统惯量下降将直接影响系统故障时的频率响应特性，进而影响系统频率稳定能力；电力电子设备对电网动态无功主动支撑能力弱，且新能源发电逐级升压接入电网，与主网的电气距离是常规机组的 2-3 倍，系统电压支撑与调节能力急剧下降；新能源的控制方式与电力电子设备的电磁暂态过程对同步电机转子运动产生深刻影响，功角稳定问题更为复杂。

(4) 在机制层面，电网发展面临成本激增，缺乏合理的成本分摊机制。首先，需要革新能源价格机制，让市场在资源配置中发挥决定性作用。新能源普遍具有近零的低运行成本，导致电力系统具有低边际成本的特点。同时，由于新能源存在间歇性与不确定性的特点，需要更高的调频、备用、容量等需求，导致电力系统具有更高的系统成本特性。面对低边际成本和高系统成本的冲突，迫切需要通过建立容量市场、增加辅助服务收益等合理途径疏导高系统成本。其次，需要深化电力市场改革，充分激励发输配用各个环节的市场主体参与市场。跨区跨省交易机制以及源网荷储互动响应机制尚不完善，导致省间省内市场间难以充分发挥跨区跨省联网对于新能源的消纳作用，难以充分激励新型市场主体参与市场，难以接入需求侧资源参与电网调度优化。最后，亟待挖掘电碳耦合价值，多市场机制协同推动能源绿色转型。碳达峰、碳中和目标下，除能源的生产成本外，其环境价值也变得更为重要。新型电力系统的市场机制应统筹考虑不同能源的生产成本与环境价值，通过绿电交易、绿证市场、碳市场等有序衔接，协同推动能源绿色转型。

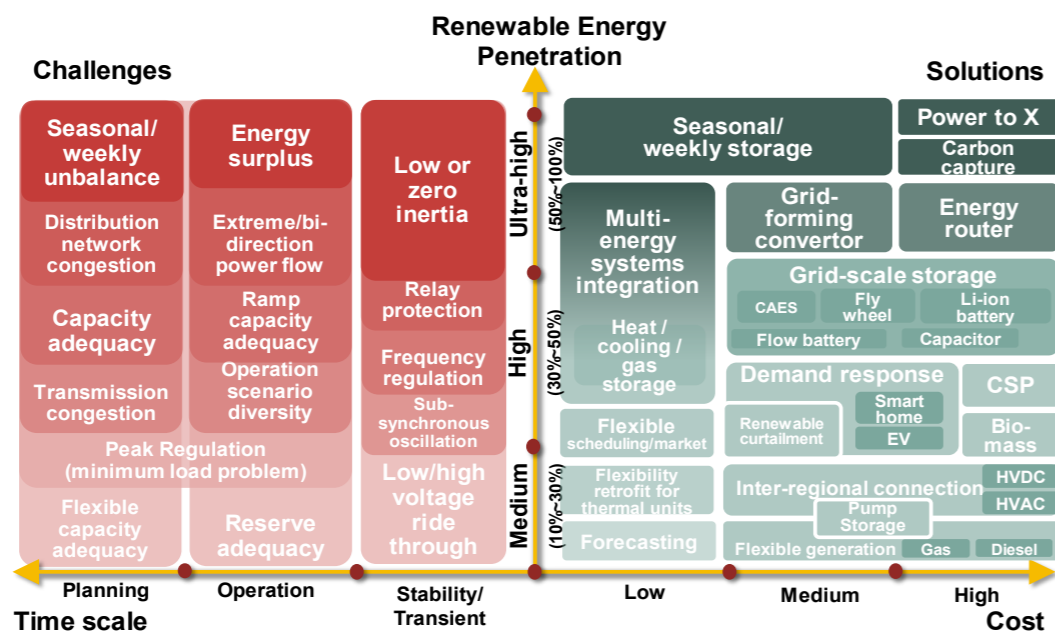


图7 Challenges of new energy-dominated power system

4. 政策建议

(1) 在规划层面，统筹能源经济 - 安全 - 绿色目标，协同源网荷储资源优化配置。能源基础设施建设具有显著的“碳锁定”效应，电力规划需要协调技术发展与碳减排目标之间的一致性，统筹能源经济 - 安全 - 绿色目标，寻找技术可行且成本可负担的低碳转型路径。面向双碳目标，需要充分考虑碳中和目标的倒逼驱动，建立电 - 碳约束驱动的源 - 网 - 荷 - 储协同规划方法。同时建立面向源 - 网 - 荷 - 储规划方案的全年 8760 小时精细化运行模拟模型，实现对规划结果的全方位评估。

(2) 在运行层面，开展低碳电力调度，保障双高电力系统的安全稳定运行。为了保障“双高”电力系统的安全、经济、绿色运行，需要重点关注高比例可再生能源并网后的安全稳定运行问题、多类型低碳电力技术与减排策略之间相互协调等系统性问题。推动考虑风电、光伏、光热、储能、碳捕集等多类型低碳电力技术的电 - 碳耦合约束下电力系统低碳调度运行方式，分析虚拟同步技术与同步调相机等电力系统安全稳定设备与控制措施对于提升电力系统碳减排的作用。

(3) 在技术层面，加快传统电网向智能互联电网升级。配电网的改造和升级是电力系统更加灵活以适应风光运行特性的重要组成部分，电网的智能化和数字化是提高效率、减少能源浪费和提高可靠性的关键。广泛应用新一代信息通讯、人工智能与控制技术，促进能源信息深度融合与数字化转型，加快推动智能配电网的改造与建设，通过智能计量、远程监测、数据分析和智能网格管理等技术手段，提高电网对各类调节资源的统筹协调和集成优化能力，可以有效减少碳排放、提高能源效率和推动可再生能源并网。政府还应该设定技术标准，以确保各个电网运营商采用现代化技术，加强数据隐私和网络安全。

(4) 在机制层面，我国电力系统灵活性差的一个重要原因是市场机制和相关激励机制缺失，灵活性资源价值无法实现，各类经济主体没有动力提供灵活性资源。因此，在未来电力转型的前十年，需要继续坚定推进电力体制改革，健全多层次统一电力市场体系，形成统一开放、竞争有序、安全高效、治理完善的电力市场体系，使各种电力资源都能市场交易中实现其价值，充分发挥市场在资源配置中的决定性作用。此外，需要协调绿证市场、碳交易市场等相关机制来实现可再生能源的“绿色价值”，为后续的电力深度脱碳提供成熟的市场环境，促进电碳市场协同发展。

机构介绍

清华大学气候变化与可持续发展研究院成立于 2017 年 10 月。气候院致力于打造跨学科研究、人才培养和政策交流协同创新平台，整合国内外优质资源，为应对全球气候变化与实现可持续发展提供智慧和方案。气候院的工作内容包括对话与交流、战略研究、教育与培训三大板块，已经成功打造“气候变化大讲堂”、“巴黎协定之友”、“世界大学气候变化联盟”等品牌旗舰项目，开展了“中国低碳发展及转型路径”、“气候与环境协同治理”等战略研究，搭建了“甲烷减排合作平台”和“应对气候变化的基于自然解决方案”合作平台，并组织了两期南南气候合作培训班。目前已经形成了国际品牌影响力、国内外资源整合能力和专业研究实力三大优势，成长为领域内知名智库。

