

月 度 专 题 报 告

目录

一、新型电力系统相关概念	P1
（一）新型电力系统技术特征	P1
（二）新型电力系统基本要素及其演变	P2
二、构建新型电力系统的主要目的	P7
三、构建新型电力系统面临挑战	P12
四、构建新型电力系统重点举措	P16
（一）电源侧、电网侧、负荷侧的系统性重塑	P16
（二）电力体制改革迫切需要转变思路	P19
（三）构建新型电力系统关键技术	P22
五、构建新型电力系统的对策建议	P27

一、新型电力系统相关概念

2020 年 9 月 22 日，国家主席习近平在第七十五届联合国大会一般性辩论上发表重要讲话，提出“中国将提高国家自主贡献力度，采取更加有力的政策和措施，二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值，努力争取 2060 年前实现碳中和”（简称“3060”目标）。

2021 年 3 月 15 日，习近平总书记主持召开中央财经委员会第九次会议，研究促进平台经济健康发展问题和实现碳达峰、碳中和的基本思路和主要举措。会议指出，“十四五”是碳达峰的关键期、窗口期，要重点做好以下几项工作：要构建清洁低碳安全高效的能源体系，控制化石能源总量，着力提高利用效能，实施可再生能源替代行动，深化电力体制改革，**构建以新能源为主体的新型电力系统**。

随着 2006 年中国《中华人民共和国可再生能源法》的出台，尤其是党的十八大以来在习近平生态文明思想指导下，有关加快新能源发展和加强国家能源安全的政治要求、法规、政策、标准不断地出台和完善。在能源电力产业界，以光伏、风电为代表的新能源发电取得了巨大成就，以电动汽车充换电、化学电池为代表的储能新业态蓬勃发展，以煤电机组灵活性改造为代表提高新能源消纳的措施积极推进，为新能源发展过程中维护电力系统安全稳定运行提供了经验，也为构建以新能源为主体的新型电力系统提供了基础条件。

（一）新型电力系统技术特征

以新能源为主体的新型电力系统承载着能源转型的历史使命，是清洁低碳、安全高效能源体系的重要组成部分，是以新能源为供给主体、以确保能源电力安全为基本前提、以满足经济社会发展电力需求为首要目标，以智能电网为枢纽平台，以源网荷储互动与多能互补为支撑，具有清洁低碳、安全可控、灵活高效、智能友好、开放互动基本特征的电力系统。

1. **清洁低碳**，形成清洁主导、电为中心的能源供应和消费体系，生产侧实现多元化、清洁化、低碳化，消费侧实现高效化、减量化、电气化。

具体来看，

多元化：使用风、光、水、火、核、生物质等多种一次能源。

清洁化：电源结构以清洁能源为主。

低碳化：新型电力系统源侧的核心要求，提高风、光、水、天然气等零碳、低碳发电量比例，常规燃煤电厂通过加装 CCUS 实现净零排放。

高效化：我国作为发展中国家，必须在实现能源消费总量控制的同时保障未来经济持续增长，就必须提高全社会用能效率，降低能源消费强度（单位 GDP 能耗）。

减量化：指实现能源消费总量（包括一次能源消费与终端能源消费）的减量控制，但同时值得指出的是，电能消费需求从 2020~2060 年一直在持续增长。

电气化：持续推动消费侧电能替代，提升能源利用效率，降低其他行业碳排放，是实现高效化和减量化的重要手段。

2. **安全可靠**，新能源具备主动支撑能力，分布式、微电网可观可测可控在控，大电网规模合理、结构坚强，构建安全防御体系，增强系统韧性、弹性和自愈能力。

3. **灵活高效**，发电侧、负荷侧调节能力强，电网侧资源配置能力强，实现各类能源互通互济、灵活转换，提升整体效率。

4. **智能友好**，高度数字化、智慧化、网络化，实现对海量分散发供用对象的智能协调控制，实现源网荷储各要素友好协同。

5. **开放互动**，适应各类新技术、新设备以及多元负荷大规模接入，与电力市场紧密融合，各类市场主体广泛参与、充分竞争、主动响应、双向互动。

（二）新型电力系统基本要素及其演变

从电力系统的基本要素和以上分析看，以新能源为主体的新型电力系统的基本要素包括电源、电网、负荷、储能、战略备用几个部分。与传统的电力系统相比，不仅增加了“储能”和“战略备用”，而且原有的要素也发生了质的变化。在传统的电力系统中，虽然也有电源备用，但传统电力系统中的备用是指检修备用、事故备用、负荷备用，这些备用要求在新型电力系统中将继续存在。在传统电力系统中，长时间、大范围的阴雨天对电力系统的“源随荷动”机制并不构成电力供应风险（或者风险很小），但在以新能源为主体的电力系统中，由于新能源与气象要素的根本关联性，如阴天基本没有光伏电量，已经不是随机性、波动性问题，用于解决随机性、波动性的储能最多能够顶上一两天，这就造成了重大电力供应风险。应对这种风险，必须要有“战略备用容量资源”，和一定的中、长周期储能配套。

以新能源为主体的新能源到底指什么？电力系统场景下的新能源，应当有四个方面的属性，一是近零碳。近零碳是能源在转换为电能并得到用户利用时，单位电能的碳排放强度接近零。总体而言，应相当于核能、水电的碳排放强度。二是采用新技术发电方式。人们利用太阳能从古至今没有间断，但是真正称其为新能源是将太阳能以现代技术转换为电能加以利用。所以新能源之“新”是指新技术而不是指能源。三是经济性。光伏发电早在几十年前就有之，但成本过高，只是作为特别场合才具有应用价值。而当今，光伏、风电成本显著下降，在电量上网环节已达到与化石能源同台竞争的程度。四是能够大规模可持续性利用。太阳能、风能分布广泛，数量巨大，可以满足大规模、可持续开发。生物质以及地热等也具有基本相同的特性，但从主流来讲，新能源主要是指太阳能和风电。不排除在个别地区地热资源比太阳能、风能更具有开发价值。

新能源成为主体是指什么？不能单纯从新能源发电装机或者发电量的数量占比是否最大或者大于 50%来判断是否为主体能源，而是要从电力系统的整体角度考虑是否为主体能源。主体，应当是功能主体和责任主体，而不仅是数量主体。一些新能源发电上网成本虽然已经降到比燃煤发电上网成本还低，但由于电能到终端用户时还需要通过系统的“辅助服务”才能真正地消费，要从系统成本的角度看新能源

为主体时，是否可以使系统成本与化石能源具有竞争性，而且还要考虑化石能源退出成本以及战略备用成本的影响。

新型电力系统与传统的电力系统虽然一些要素名称相同，但内涵外延都发生了一定变化，要素之间的关系也发生了重大变化。“源”变为以新能源为主体，源的发电方式特性发生了重大变化；“网”，在电能上网、输送、配置方面都发生了变化。在电能上网，主要是电力电子系统模拟到满足电网运行导则的要求下上网，但对电网运行产生的不稳定性加大，一方面是相对减少了系统的转动惯量（新能源替代传统发电），由此引起电能频率不稳定；另一方面，电力电子系统对电压、功角的稳定也产生新影响。在电能输送上，对于大规模新能源基地，需要配合一定数量的常规电源才能稳定送出和高比例消纳。在电能配置上，由于大量新能源是分布式生产和消费的，从而改变了传统的电力负荷曲线，给电力调度和电能平衡带来新困难。储能装置大规模进入电力系统，主要是平抑新能源的波动性和不稳定性造成的供需不平衡和电网不稳定问题。在新能源大量进入电力系统后，用户可以从电网接收电能用电，也可以向电网供电，这就形成了供需角色转换问题。同时，由于储能装置的大量存在，电网配置电能由传统的“发输变配用”单方向的电能流动，转变为电能发、用电之间的双向或者多向（多用户和多电源）流动。为了保障新能源消纳，而又要提高电力系统效率，使其他电源运行规律也发生变化，尤其是煤电由原来的电力电量主体逐步转变为灵活性调节主体。煤电机组运行状态由于较大偏离了设计最佳状态，发电效率会相应降低。新型电力系统的电网架构逐步形成大网与分布式能源系统、微电网、交直流混合电网共存及紧密联系的格局。

由于新型电力系统构建是与各种要素之间互相协调配套的，不会发生先建一个新型电力系统，然后各要素再归其位的情况。所以，新型电力系统构建必然贯穿整个碳达峰、碳中和过程。在这个过程中，新型电力系统将逐步由化石能源电源为主导的电力系统，转换为化石能源与新能源在功能主体上各占半壁江山的电力系统，再转换为以新能源为主体的新型电力系统。从时间段上看，2035年前后是智能电网为主要特征的新能源与化石能源共领风骚的系统，此后电力系统加快向以新能源

为主体的状态转变，到碳中和阶段，新型电力系统实际上演变成一个高度智能化的能源互联网系统。将电力系统演变下系统要素特性变化列入表 1。

表 1 电力系统演变下系统要素特性变化

	第二代、第三代电力系统	第三代电力系统向新型电力系统过渡	以新能源为主体的新型电力系统
电源	• 集中式电源 • 火电（煤电约占 90%）装机比重约 85%，下降 55% • 电源可预测、可控制 • 旋转惯量系统特性	• 新能源快速发展，火电比重进一步下降 • 分布式电源进一步增长 • 电源随机性、波动性加大 • 电力电子化比重加大，控制难度大	• 新能源电量占 50%以上 • 非化石能源电量占 90%以上 • 高水平高度柔性韧性智能电网
电网	• 大电网 • 全国联网 • 特高压骨干电网高自动化水平 • 具有一定灵活性	• 直流输电增加，改善“强直弱交”问题 • 有源微电网增加，强化网源协调 • 提高灵活性电源比重，增加电网灵活性 • 推进不同形式的储能发展 • 提高智能电网水平	• 源网荷储高度耦合，供需界线逐步模糊 • 低碳火电为灵活性调节及备用电源 • 灵活性调节电源与高比例储能调节协同 • 电能占终端能源消费占比大于 50%，人均用电量达到 1 万千瓦时以上
负荷	• 人均用电量 5000 千瓦时以上 • 第二产业用电占比 70%以上 • 负荷可预测、可控制	• 新业态电力电量增加，如电动汽车 • 电能替代规模增加（工业、建筑、民用） • 有源负荷增加，负荷预测难度大 • 负荷电力电子化特征及随机性加大	• 第二产业用电比重下降到 40%左右；生活用电及第三产业用电各占 30%

能源资源配置方式	• 电能终端能源消费占比由低向高增长到 25% 左右 • 大范围配置（如西电东送） • 注重负荷中心电源配置 • 新能源集中式配置为主	• 终端用电比重继续提高 • 可再生能源就地平衡与大范围并重 • 注重负荷中心电源配置 • 注重生物质能电力 • 加强配电网改造扩大电能应用	• 大范围与就地平衡并举 • 更加重视负荷中心电源配置 • 由可再生能源电力生产绿色能源（氢能等），并由绿色能源生产部分工业原料等
影响电力系统的因素	• 气象条件（高温、极冷、水量丰枯） • 煤电运矛盾、电网能力等 • 对外依存度	• 电气化比重提高及用电新业态（云大物移智）互相促进 • 煤电逐步退出对电力系统影响 • 气象条件对源荷随机性影响 • 天然气供应稳定性及价格影响（燃气替代过渡到电能替代的影响） • 碳排放权价格	• 气候尤其是极端天气（对源及荷的双重正反馈式影响） • 经济社会发展及人的高层次需求 • 电力系统自身要素影响 • 全社会智能化水平
要解决的主要问题	• 源网协调 • 电力生产和供应不足（加快电源和电网建设，协调煤电运） • 解决无电人口的用电问题 • 提高电网及发电技术水平以提高电力系统效率	• 能源生产低碳化，能源消费电气化 • 源网荷储协调 • 大概率小事件大风险防范（“灰犀牛”类） • 降低化石能源（天然气等）对外依存度 • 电力系统灵活资源不足问题 • 提高能源系统效率	• 源网荷储高度耦合 • 电力网、通信网、交通网等多网融合 • 以电力为中心的绿色能源互转互联 • 建立多级协同体系，防范“灰犀牛”“黑天鹅”类风险 • 提高全社会效能

电力系统运行机制	• 源随荷动；合理的电网结构和电源结构 • 按《电力系统安全稳定导则》运行，包括电力系统稳定性、电压稳定、频率稳定、N-1 原则等 • 电力需求侧管理是重要补充 • 集中统一到厂网分开再到主辅分离，市场化推进	• 荷源互动，网源协调 • 按新的《电力系统安全稳定导则》要求运行，包括系统要适应特高压交直流电网及新能源大规模接入以及微网引起的负荷曲线变化要求等；同时，新能源场站也应满足系统要求 • 电力系统要具备基本的惯量和短路容量支持能力；提高新能源场站及分布式电源的电压和频率耐受能力；有些新能源场站要提供必要的惯量和短路容量支持能力 • 充分发挥电力需求响应的作用 • 继续推动市场化增强需求响应能力并更好发挥政府的作用	• 以智能电网为核心的能源互联网运行机制 • 需要新电力系统安全稳定运行理论支持 • 形成新的电力运行机制，出台新的电力系统安全稳定规则 • 高度市场化 • 目前还难以预计的变化
----------	---	--	---

来源：中国碳达峰碳中和进展报告（2021）

二、构建新型电力系统的主要目的

第一，适应国民经济和社会发展对电力的新需求。随着我国现代化建设持续推进，经济社会发展对能源需求将显著呈现以电能为主的特征。由于中国能源高碳禀赋特点，终端能源消费中天然气占比仅为 7.8%，与发达国家占比约 25% 相比有很大差距，要使中国能源消费清洁化，提高电能占比是必由之路。多个机构预测，我国人均用电量到 2060 年时将比 2020 年的约 5300 千瓦时还要翻一番。不仅是用电量的增长，而且在用电结构上将更多地向人均生活用电量、第三产业用电量倾斜。其中，代表现代化过程加快的新业态用电量增长更快。例如，2017 年以来，我国

计算机、通信和其他电子设备制造业用电量年均增长 11.5%，航空、航天器及设备制造业用电量年均增长 12.5%，信息传输、软件和信息技术服务业用电量年均增长 21.6%，新能源车辆整车制造用电量年均增长 23.2%，风能设备制造业用电量年均增长 50.2%，光伏设备制造业用电量年均增长 84.6%，充换电服务业用电量年均增长 89%。经济社会对电能需求，对电力系统供应能力、供应质量尤其是安全保障风险防范提出了更高要求。在人类使用电能初期，电气化的标志是电灯，即便电能质量不高、停电频繁，但人们可以方便地用蜡烛或者油灯替代，并不会对生活造成大的影响。当电能普遍用于公共事业、工业的动力时，电能短缺对经济社会的影响显著增加。未来，当终端能源以电能（包括以新能源发电电解制氢）为主时，电能将渗透到经济、社会、文化的各个方面，全面影响人类的衣食住行及工作、信息沟通、社交、文化等领域，成为像空气一样须臾不可离开的物质。可想而知，未来电力供应安全和风险防范将会比今天更为重要。电力安全将成为人类安全问题之首。新能源的随机性、不稳定性、间歇性特点是电力供应安全风险的最大根源，而在数字化智能化平台之上建立的电力系统被网络攻击的风险也成为重大新型风险，二者叠加更具有破坏性。虽然理论上以现有技术条件，只要不惜经济代价是可以保障电力安全的，但是，不惜一切经济代价在实践中是不可操作的，因为它必然受到经济代价的约束。所以，新型电力系统构建要同步深化新型风险的研究，甚至要重构电力安全理论和风险防范体系。例如，对电力用户进行电力风险防范的分类分级，依据分类分级提供相应等级的电力风险防范。对有的电力用户，应要求比现在的安全防范更严格，而对有的用户则可以降低安全防范等级，甚至有些电力用户应具备长周期电力中断的应对能力。同时，要确定不同主体（各级政府、电力企业、用户）的电力风险防范责任。安全等级不同，风险防范的措施不同，支付电能成本当然不同。如果不与时俱进，重新确定新电力供应安全等级及责任划分，构建新型电力系统就缺乏技术边界、成本边界、责任边界。未来，大电网与微电网都要得到更好发展是历史必然，且都非常重要，但这种发展不是在口号上的并举，而是要因地制宜。大电网必须更加强大，但要明确功能，它是解决全局性（区域性）、重大性、节点性、支撑性电力安全的坚强保障。而中等范围、局部的电力安全责任，将更多地由地方政府、分布式微电网承担，将安全风险分级、分散到各个更少的单元。在一定意义

上讲，新型电力系统就是一个分散电力安全风险的系统，使大、中、小电力安全风险能够经济、有效、快速、协调解决，使其对国民经济和人民生活的影 响减少到最低程度。

第二，适应能源替代转型要求。新型电力系统是能源系统的重要组成部分，也是核心部分，要在能源替代转型方向上和策略上构建新型电力系统。中国能源转型替代中的主要任务是控制化石能源总量，提高系统效能，加快可再生能源替代。因此，煤电能不建就不建、煤炭能不用就不用，但该建不建也不行，该用不用也不行；煤电退出与新建在决策上同等重要。燃气轮机发电，因其具有灵活性高、碳排放强度在化石能源中最低、我国燃气比重又很低，仍处于较快发展阶段。但主要缺点是成本高、对外依存度高，在未来也是被替代的化石能源，所以不宜成为持续快速发展的能源。核电在保障安全前提下需慎重建设，但是如果不建设核电，中国就完成不了碳中和目标。对于水电建设，不论从技术还是经济角度看，可开发容量都已经不大，但还是要坚持建设，因为相对于新能源，水电近零碳且对电力系统稳定运行有良好支撑性。生物质发电应能用尽用，因其为碳中性能源，多利用一点则二氧化碳净排放量就少一点，且因生物质发电装机容量虽然总体规模不大，但具有分散性、高利用率、年利用小时数可达六七千的特点，更有利于促进农业、农民、农村发展。由于富余的新能源发电通过制氢进而生产出其他二次能源如甲醇等，是解决新能源储能问题的一种思路，从理论上、技术上看是可以实现的，但当前由于商业模式并不确定，且相关基础产业配套也不确定，只能是因地制宜适当开展。在新型电力系统中，煤电为电力和电量主体所形成的第三代电力系统安全稳定运行机制以及电网格局逐步改变将是必然事件，再走高参数、大容量电源的老路已经不通了，不宜继续推进“以大代小”政策。但是，在电力系统渐变过程中，如何发挥好全国平均运行年龄才 12 年左右的煤电作用（特别是灵活性调节及提供系统转动惯量的作用）是需要重点考虑的问题之一。由于煤电机组中热电联产机组发电量占比已达 50% 以上，煤电退出不仅是电的问题也是供热的问题，这与发达国家煤电绝大部分只用于发电的情况是截然不同的，不能照搬发达国家煤电退出模式。

第三，适应环境保护和应对气候变化的约束。在第三代电力系统建设中，中国

煤电大气污染物控制已经达到世界领先水平。二氧化硫、氮氧化物、颗粒物三项常规大气污染物的年排放总量加起来不到 200 万吨，低于美国电力污染总排放量（我国煤电发电量约是美国的 2.5 倍），从环境质量要求讲，电力常规污染物控制已经不是中国环境保护的主要任务。且由于煤炭逐步减量使用，从整体上看煤烟型污染物对环境造成的影响会越来越小。但从局部看，由于燃机还要继续较快发展，且燃机主要集中在城市，燃机排放的氮氧化物对局部环境质量的影响还需密切关注。从宏观上看，新能源发展过程中会产生设备制造、设施建设和运行过程中新的环境问题尤其是生态保护问题，与新能源发展相配套的化学电池生产、运行、服役期满后的污染物处置问题也逐步加重，需要在新能源发展中同步做好环境保护管理。但总的来讲，新的环境问题都可以在技术经济可以承受的范围内得到解决。适应气候变化要求是新型电力系统构建的本质属性，不仅需要减少电力系统自身碳排放量，更重要的是要促进全社会实现碳达峰、碳中和目标。例如，中国现在还有四五亿吨的煤炭用于直接燃烧使用，如果将此部分煤炭更多用于提高煤电发电量或者热电联产的供热量，虽然提高了电力系统自身碳排放量，但总体上促进了全社会碳减排。

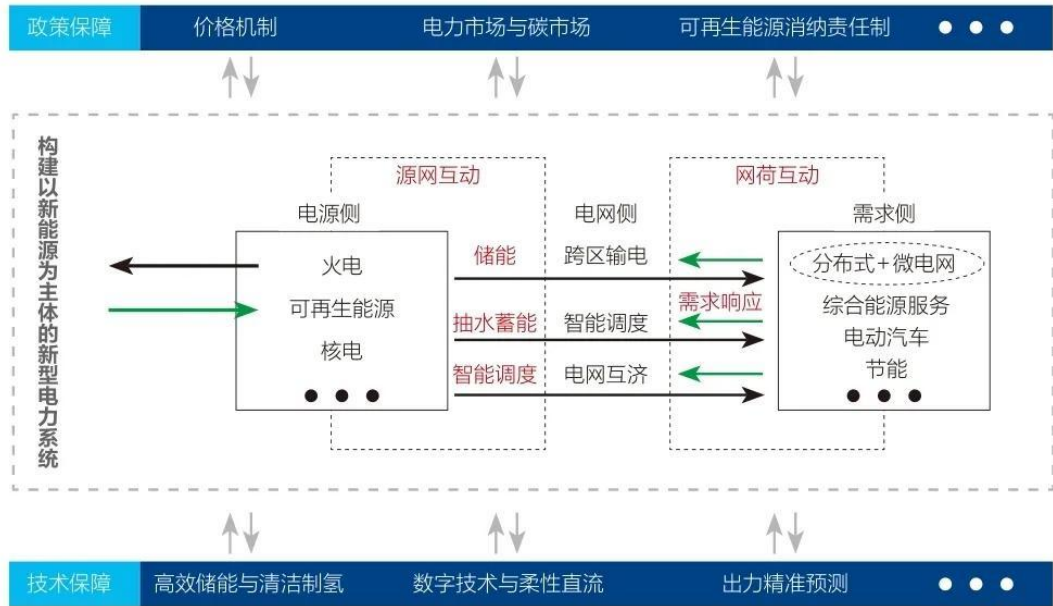
第四，加强技术创新，推动新型电力系统建设。新型电力系统所需的技术创新面临全新的挑战。一方面是现有技术如何应用在新型电力系统中以解决当前的实际问题，另一方面要构建新型电力系统运行新理论体系，在新的理论体系下，如何推进更大的技术创新。面对碳中和的伟大历史使命，现有成熟技术不能全部支撑电力实现碳中和要求，这需要集全球之力对电力系统持续不断进行技术创新，尤其是呼唤颠覆性技术的问世。从问题导向和可以预见的技术发展来看，新型电力系统需要的技术创新包括以下几类。一是更高效率、更高质量、更低成本的太阳能、风能等新能源发电技术。二是光伏、风能的随机性、波动性以及负荷波动性预测技术，要全面提高短、中、长周期预测精度，根据不同需求（大电网需求和微电网需求）研发相应的预测模型；把对气象要素的预测与中长周期储能、电源战略备用及安全防范紧密结合起来，形成新型电力安全预警防范体系。三是提供电力系统灵活性资源的技术，灵活性资源是未来电力系统的基石，包括电源侧的火电机组灵活性改造技术，电网侧各种可控频率、电压、功角调节技术，用户侧储能以及负荷集合需求响

应技术等。四是更好适应转动惯量电力系统下的功角、频率、电压稳定要求的电力电子技术应用和智能化模拟，以及对电力系统物理结构重组和功能调整，以适应低转动惯量特性（需要新电力系统稳定理论指导和新的导则加以规范）的电力系统稳定技术。五是多种类型的适应不同时间响应、不同功能要求的储能技术及相应商业模式创新。六是分布式能源系统、微电网系统以及实现特定功能的电能网系统（如电动汽车充电网）等与大电网连接及运行机制创新，发挥好互相补充、互相支撑作用，以提高系统效能。七是破除传统观念，开展核电、水电适应以新能源为主体的电力系统的运行模式创新。八是通过循环经济模式推动煤电综合效能提升。既要深入研究如何通过技术创新，促进新能源发展过程中为系统灵活性提供优质资源，促进电力系统的安全稳定运行；同时，要与经济社会要求结合起来走循环经济高质量发展道路，在合理生命周期内发挥好综合功能。九是创新以新能源为主体时电力安全风险防范相关技术。十是开展以电网为核心、以“云大物移智”为支撑的电力系统集成创新。另外，与新型电力系统密切相关的绿氢发展（可再生制氢 - 合成燃料等）技术、CCUS 技术、超临界二氧化碳动力循环、核能模块化小堆技术、聚变能源及聚变裂变混合能源（探索性技术），以及在用户侧层出不穷的新电能替代技术等，都是创新的广大领域，即便其中有极少数技术取得颠覆性突破，也会显著改变能源电力系统的形态及转型路线，从而加快碳中和进程。

第五，深化电力体制改革。没有深化电力体制改革，就不会有新型电力系统。上述五条逻辑线的相关内容和最终结果都需要在新的生产关系协调下才能实现，而且五条逻辑线之间的交互也需要通过改革才能理顺。总体思路是回归电力、电量商品特性和属性，在公用性和商品性之间划好界线。在发挥好市场配置资源的决定性作用的同时，政府之手也要发挥更大作用，“3060”目标下能源电力转型对中国而言不是自然而然去实现，而是在“压缩型”进程中去实现，如果没有发挥好政府的作用，要么是政策迟滞，要么是政策冒进，都会影响转型的进程和质量。

以上五个方面，划定了新型电力系统构建的经纬，决定了新型电力系统的必然框架。

图1: 构建以新能源为主体的新型电力系统的内涵和展望



资料来源：北京大学能源研究院气候变化与能源转型项目 制图：颜斌

三、构建新型电力系统面临挑战

（一）电力供应保障

一是保障供应充裕的基础理论面临挑战。在全球气候变化、可再生能源大规模开发的背景下，可再生能源资源禀赋在长期演化过程中会发生显著变化。电源、电网的规划决策面临资源禀赋和运行双重不确定性且具有明显的路径依赖性。上述特征为传统资源禀赋评估与规划理论带来重大挑战。

二是新能源小发时保障供应难度大。随着新能源发电的快速发展，可控电源占比下降，新能源“大装机、小电量”特性凸显，风能、太阳能小发时保障电力供应的难度加大。在碳中和阶段，火电占比将进一步下降，新能源装机规模持续提升，而负荷仍将保持一定增长，实时电力供应与中长期电量供应保障困难更加突出。

三是罕见天象、极端天气下的供应保障难度更大。日食等罕见天文现象将显著影响新能源出力；随着全球变暖、气候异常的加剧，飓风、暴雪冰冻、极热无风等极端天气事件不断增多增强，超出现有认知。罕见天象与极端天气具有概率小、风

险高、危害大的特征，在新能源高占比情景下的影响极大，推高供电保障成本。

（二）系统平衡调节及新能源消纳

一是供需平衡基础理论面临挑战。随着新能源占比的持续提高，供需双侧与系统调节资源均呈现高度不确定性，系统平衡机制由“确定性发电跟踪不确定负荷”转变为“不确定发电与不确定负荷双向匹配”。供需双侧运行特性对气候等外部条件的依赖性较高，针对传统电力系统建立的供需平衡理论亟需发展完善。

二是日内调节面临较大困难。新能源出力的随机波动性需要可控电源的深度调节能力予以抵消，电力系统现有的调节能力已基本挖掘殆尽，近期仍需更大的调节能力以满足新能源消纳需求。远期新能源成为主力电源后，依靠占比不断下降的常规电源以及有限的负荷侧调节能力难以满足日内消纳需求。

三是远期季节性调节需求增大。新能源发电与用电存在季节性不匹配，夏、冬季用电高峰期的新能源出力低于平均水平，而春、秋季新能源大发时的用电水平处于全年低谷。现有的储能技术只能满足日内调节需求，在新能源高占比情景下，季节性消纳矛盾将更加突出。

四是新能源资源禀赋与能源消费呈逆向分布，对电网大范围资源灵活配置能力要求高。我国能源分布广泛但不均衡，新能源富集的大型能源基地，远离负荷中心，难以就地消纳，制约了新能源发展。“十三五”期间，我国新能源飞速发展的同时，新能源富集地区就曾出现大面积、长时间的“弃风”“弃光”现象。

（三）安全稳定运行

一是稳定基础理论面临挑战。新能源时变出力导致系统工作点快速迁移，基于给定平衡点的传统 Lyapunov 稳定性理论存在不适应性。新能源发电有别于常规机组的同步机制及动态特性，使得经典暂态功角稳定性定义不再适用。高比例的电力电子设备导致系统动态呈现多时间尺度交织、控制策略主导、切换性与离散性显著等特征，使得对应的过渡过程分析理论、与非工频稳定性分析相协调的基础理论亟

待完善。

二是控制基础理论有待创新。传统电力系统的控制资源主要是同步发电机等同质化大容量设备。而在新型电力系统中，海量新能源和电力电子设备从各个电压等级接入，控制资源碎片化、异质化、黑箱化、时变化，使得传统基于模型驱动的集中式控制难以适应，需要新的控制基础理论对各类资源有效实施聚纳与调控。

三是传统安全问题长期存在。在未来相当长的时间内，电力系统仍以交流同步电网形态为主；但随着新能源大量替代常规电源，维持交流电力系统安全稳定的根本要素被削弱，传统的交流电网稳定问题加剧。例如，旋转设备被静止设备替代，系统惯量不再随规模增长甚至呈下降趋势，电网频率控制更加困难；电压调节能力下降，高比例新能源接入地区的电压控制困难，高比例受电地区的动态无功支撑能力不足；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。

四是高比例电力电子、高比例新能源（“双高”）的电力系统面临新的问题。在近期，新能源机组具有电力电子设备普遍存在的脆弱性，面对频率、电压波动容易脱网，故障演变过程更显复杂，与进一步扩大的远距离输电规模相叠加，导致大面积停电的风险增加；同步电源占比下降、电力电子设备支撑能力不足导致宽频振荡等新形态稳定问题，电力系统呈现多失稳模式耦合的复杂特性。在远期，更高比例的新能源甚至全电力电子系统将伴生全新的稳定问题。

（四）“双碳”目标下的市场机制面临挑战

一是现行上网电价机制无法维持火电机组生存。预计到 2030 年煤电机组年利用小时数低于 4000 小时，2060 年低于 2000 小时，按照当前的电价机制，火电机组无法回收成本。

二是辅助服务费用仅在发电侧分摊，并未疏导至用户侧。目前辅助服务成本通过电源侧分摊，进一步挤压了电源侧生存空间，电源经济承受能力不足不利于未来

长期电力系统稳定运行。

三是现行需求侧响应补偿机制难以为继。据测算，需求侧响应量与火电机组装机的降低量相当。但实施需求侧响应需要向用户提供大量补偿，推高系统运行成本，需在电价机制中统筹考虑。

四是规模化储能的应用将推高供电成本。为了实现大规模新能源消纳，系统中需要配置大量储能设备，将推高供电成本，需在电价机制中统筹考虑。

五是现行交叉补贴电价政策不利于调动用户侧资源。居民、农业用电长期享受大规模交叉补贴，但其资金来源近年逐渐下降，现行交叉补贴方式难以为继。由于可再生能源大规模接入，各类用户需承担更多成本。

六是高比例新能源利用导致的系统成本上升。除新能源场站本体成本以外，新能源利用成本还包括灵活性电源投资、系统调节运行成本、大电网扩展与补强投资、接网及配网投资等系统成本。国内外研究表明，新能源电量渗透率超过 10%~15% 以后，系统成本将进入快速增长的临界点，未来新能源场站成本下降很难完全对冲消纳新能源所付出的系统成本上升；随着新能源发电量渗透率的逐步提高，系统成本显著增加且疏导困难，必然影响全社会供电成本。

（五）电力系统数字智能化转型下的信息技术能力

随着信息通信技术和电力能源深度融合，新型电力系统将呈现信息与物理系统深度融合，系统中源网荷储各环节每时每刻都会产生海量信息数据，如何对其进行即时有效的感知、采集、存储、管理、分析计算、共享应用和保护，充分挖掘能源大数据作为新时期重要生产要素的价值是未来新型系统需解决的“痛点”问题。

此外，能源系统中广域布局且数量庞大的源网荷储设备使得新型电力系统信息安全风险点呈现“点多面广”的特点，存在以能源系统源网荷储各环节中某点为突破口，通过网络攻击而导致电网崩溃的风险，网络安全问题凸显。

四、构建新型电力系统重点举措

（一）电源侧、电网侧、负荷侧的系统性重塑

在电源侧大力推动供给清洁化，全面推进能源生产脱碳。

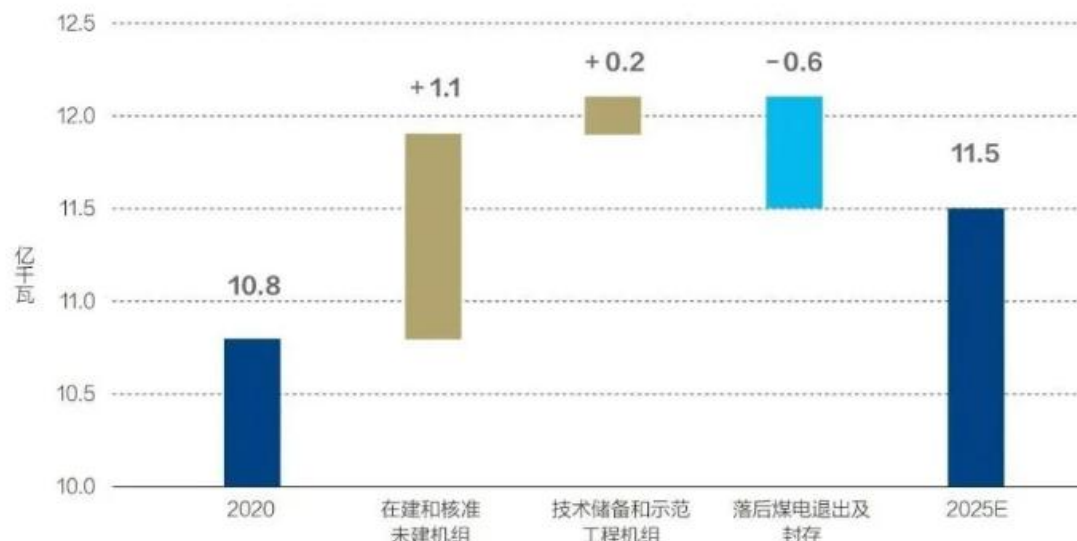
2020 年中国煤电发电量达 4.63 万亿千瓦时，占全国总发电量的比重超过 60%，而风光发电量的比重不足 10%。中国电源结构仍未摆脱“一煤独大”的局面，而构建以新能源为主体的新型电力系统的核心是推动供给侧新能源的大规模发展，加速煤电的转型与退出。

从近期来看，中国一要在“十四五”时期力争实现风光每年 1.1 亿千瓦以上的新增装机，以确保风光发电量实现在 2025 年占比达 16.5%左右的目标。

二要严控煤电装机规模，中央有关部门收回地方省市对煤电项目的核准权，除技术储备和示范工程项目外，不再核准新的商用煤电机组，并加速淘汰落后煤电机组，推动“十四五”期间的增量用电绝大部分由清洁能源来满足，将煤电装机的峰值控制在 11.5 亿千瓦以内，促进电力行业的碳排放于 2025 年左右达峰。

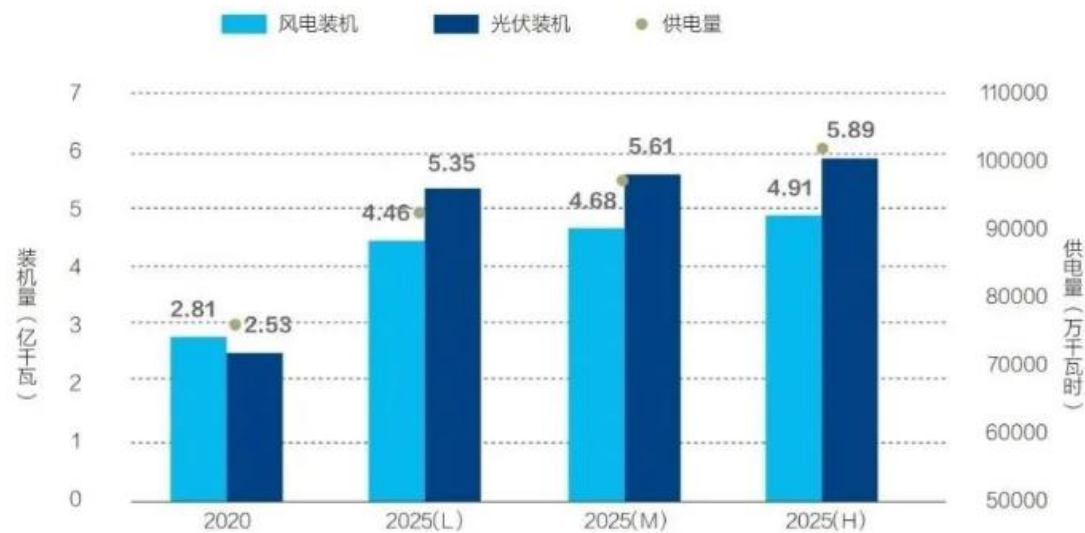
三要合理布局一批抽水蓄能、气电作为调峰电源，发挥抽水蓄能安全稳定、大容量系统级储能优势和气电启停速度快、升降负荷能力强、周期短和选址灵活的特点，平抑新能源的波动性，从电源侧提高电力系统灵活性，最大限度避免落后煤电借灵活性改造之机得以继续保留和发展。

图2：中国2025年煤电装机总量的推荐情景



资料来源：北京大学能源研究院气候变化与能源转型项目

图3：中国2025年风光发电装机预测（考虑满足风光发电占比16.5%的国家目标）



注：L/M/H分别代表低、中、高供电增速情景

资料来源：北京大学能源研究院气候变化与能源转型项目

从中远期来看，中国要在 2025 年之后，实现新能源对于存量煤电的大规模替代，在 2030 年新能源装机占比超过 50%，成为主体能源，在 2050 年左右实现电力行业的近零排放，届时包括风电、光伏、水电、气电、核电、地热等清洁能源提供 100% 的清洁电量，同时适当保留一小部分服役年龄短的高效煤电机组作为能源的安全备用，避免高昂的资产搁浅损失。

在负荷侧大力推动电能替代和需求侧资源的利用，全面推进能源消费脱碳。

第一，充分发挥电能替代的减排作用，加快提升工业、建筑、交通三大领域终端用能的电气化水平，并坚持节能优先，持续提高能效标准，建立绿色低碳的发展体系。将中国整体电气化水平从 2020 年的 27% 提升至 2060 年的 70% 以上。

第二，大力推广以电为中心的综合能源服务。在充分考虑工业园区、大型公共建筑、数据中心等用户的用能特点的基础上，因地制宜开展综合能源服务内容，包括电热冷气一体化供应、能源梯级利用、能效诊断与能效提升等，助力提升全社会的终端用能效率。

第三，充分利用需求侧资源，将分散式风电与光伏、储能设施、微电网、电动汽车和可中断、可调节负荷等各类资源进行有效整合和系统管理，作为虚拟电厂，平抑电网峰谷差，提升电力系统安全保障水平。

第四，大力发展分布式能源，推动能源消费者转变为能源“产消者”。尤其要注重开发中东部分布式风电与光伏，提高地区能源自给能力，降低对外部资源的依赖，避免不必要的输电通道投资和输电损耗。同时，积极探索与尝试社区太阳能、社区供电集成选择等新型供能方式，提高终端用能方式的多样性和自主性。

第五，适当促进产业结构向西北部转移，提高新能源就地消纳能力。中国西北地区土地资源丰富、能源资源丰富且年平均气温较低，应大力推动数字产业、制造业、高耗能产业向西北部转移，带动当地的经济发展、产业转型升级、本地新能源消纳。

在电网侧发挥大电网的资源配置优势，并将“分布式+微电网”置于同等重要的地位。

第一，构建特大型互联电网，推进特高压骨干网架建设，保障跨区直流输电的高效安全运行，满足新能源在全国范围内大规模开发、配置和使用的要求。而目前特高压输送可再生能源的利用率远不及预期，跨省区特高压输电通道及部分点对网通道，平均规划配套的可再生能源电量占比仅在 30% 左右。

第二，充分发挥大电网的优化和互济作用。中国新能源分布广，时空互补性强，应充分利用大电网发挥光与风、光与光、风与风之间的互济和支援能力，切实提高新能源出力的置信系数，平缓新能源的出力波动，提高系统安全水平。

根据中金公司的测算，风光互补可以有效降低一半以上的调峰需求。风光与典型负荷曲线匹配后，一天仅有 13% 的发电量需要被调峰，而光伏、风电独立则分别有 44% 和 28% 的电量需要被调峰。

第三，大力建设和改造微电网和配电网，实现与特高压主网的协同并重发展。微电网和配电网的建设与改造是提高用户供电可靠性、改善供应方式、提高供给效率的必然选择，能够有效满足新能源就地消纳、多元负荷差异化用能需求、网荷深度灵活互动的要求。

在国土资源规划日趋加严、输电通道走廊资源愈加稀缺情况下，中国无法全部依靠“大基地+大电网”的粗放方式支持新能源的发展与消纳。“分布式+微电网”将同等重要，这对减少特高压的生态环境影响、保护电网稳定安全运行、促进新能源就地开发利用等具有重要意义。

（二）电力体制改革迫切需要转变思路

构建以新能源为主体的新型电力系统需要电力市场、碳市场、可再生能源电力消纳责任权重、电价机制等多种政策与市场工具的保障。

首先，电力体制改革迫切需要转变思路，转以应对气候变化和推动能源转型为主要驱动力。

纵观电改历史，2002 年开始的“厂网分离”和 2015 年开始的“管住中间，放开两头”分别实现了缓解电力供需矛盾和减少企业用能成本的目标。但目前仍以“降电价”为主要目的的改革，已无法满足“双碳”目标下电力市场建设的如下新要求。

第一，不断提高新能源参与市场化交易的比重，利用现货市场充分发挥新能源边际成本低的优势，实现优先上网，并利用统一的市场出清价格保障“平价时代”的新能源能够获得合理收益。

第二，利用辅助服务市场有效保障源网荷各个环节的灵活性资源在提供调峰、调频、备用等服务时获得合理的投资回报和激励，促使其承担保障高比例新能源接入下电网系统安全稳定运行的主力作用。

第三，建立和完善高比例新能源消纳下合理的成本分摊机制。

新能源由于其出力的波动性、随机性和间歇性，短期内将推高电力系统的消纳成本。根据国网能源研究院的测算，2025 年新能源电量渗透率超过 15% 后，系统的消纳成本预计将是 2020 年的 2.3 倍。

因此，中国应不断完善价格机制，推动新能源消纳成本在发电侧、电网侧和用户侧的合理分摊，最终形成“谁受益、谁买单”的市场化长效机制，进而引导新能源的长久稳定发展。

在用户侧，尤其应建立起包括阶梯电价、峰谷电价、尖峰电价、可中断负荷电价等一揽子电价政策，配合高比例新能源为主体的新型电力系统的电价传导，并引导用户科学用电、节约用电，提高能源利用效率，全力保障电力系统的安全稳定运行。

目前中国工业平均电价和居民平均电价分别仅为 OECD 国家平均水平的 70% 和 40%，甚至低于新兴工业化国家的平均水平，未来中国终端用户电价应逐渐反映用电的真实成本，妥善处理好交叉补贴问题，既要防止电价过低阻碍能源转型进程，也要防止电价过高影响公共服务供给和实体经济竞争力。

其次，推动碳市场与可再生能源电力消纳责任权重发挥合力作用，降低新能源的绿色溢价，加速传统能源的退出。

经过近十年的地方试点工作，全国碳市场已在 2021 年正式启动，纳入了 2225 家电力行业的重点排放单位。作为全国碳市场开启的第一年，碳市场的相关管理框架、减排目标、交易办法等还不够明确。为充分发挥市场机制在碳减排中的作用，应沿着如下两个方向持续改进。

第一，不断完善和调整碳市场的顶层设计。

碳市场的碳排放总量应从相对总量控制逐步过渡到绝对总量控制，碳配额应从免费发放为主逐步过渡到拍卖发放为主，碳市场覆盖范围应从电力行业逐步扩大到工业与交通行业，覆盖的温室气体应从二氧化碳逐步扩大到甲烷、氢氟碳化物等，参与主体也应从高耗能行业逐步扩大到银行、基金等金融行业。

交易活跃、设计完善的碳市场不仅能强化传统能源企业的减排压力与动力，还能为新能源企业提供新的收益手段。未来配额的拍卖所得收益应设立相关基金，投入可再生能源和其他低碳减排项目或用来降低特定税种的税率，以降低企业和用户的负担，进而充分发挥碳市场“双重红利”的作用。

第二，对可再生能源电力消纳责任权重进行动态调整。

目前中国仅设定了各地区可再生能源和非水可再生能源电力消纳责任权重指标，2020 年作为正式考核的第一年，对电网企业、发电企业、地方政府等义务主体增加的消纳压力的作用已经初现。

近中期，可再生能源电力消纳责任权重指标应在分区设定的原则上，分省份、分年度逐年提升。中远期，为了解决技术中立的消纳责任权重对可再生能源技术全面多样化发展造成的不利影响，为特定鼓励某一类型的可再生能源发展（如地热能、海洋能等），相关部门应考虑特别规定某一类型的可再生能源消纳电量在某一省份总电量中的比例。

同时，为了防范本省义务主体选择从其他省份过多购买绿证和外来绿电而不选择大规模发展本省可再生能源的情况，中国也应适时考虑本省最多向其他超额完成指标任务的省份购买绿证和外来绿电的比重，以防止“碳泄漏”现象，促进可再生能源在全国层面的均衡发展。

（三）构建新型电力系统关键技术

构建以新能源为主体的新型电力系统还需要高效储能技术、氢能技术、新一代信息技术等多种技术工具的保障。

首先，中国应大力发展包括电化学储能在内的新型储能技术。

截至 2020 年，中国已累计投运储能项目装机达 3560 万千瓦，但其中绝大部分为抽水储能，电化学储能等新型储能不足总装机的 10%。顶层设计的缺失，给储能项目的规模化发展造成了严重不利影响，甚至还埋下了重大安全隐患。

未来，中国一要尽快制定与健全储能项目的技术标准、监管体系、安全制度和激励机制，明确其独立的市场主体地位，形成规模化发展的长效机制。

二要督促各地方从全局规划出发，统筹考虑可再生能源消纳目标、不同储能技术类型特点和电力系统安全可靠等因素，合理有序引导储能发展，原则上不得以新建新能源电站前配置相应比例的储能装置作为硬性并网要求。

储能开发要做到“因地制宜”，实现“物尽其用”。在内蒙古、新疆、青海等可再生能源资源禀赋较高但负荷较小的地区，应在电源侧布局一批新型储能，而在

东南沿海、京津冀，以及“两湖一江”等电量充裕、电力紧平衡的负荷密集地区应重点部署用户侧储能。

三要加大科技创新力度，加快新型电解液添加剂、高性能材料等方面的技术进步，进一步降低新型储能项目的使用成本，并在土地、并网等方面提供便利，推动“新能源+储能”的平价上网。

其次，大规模发展电制氢，跟踪新能源波动性出力，助力新能源消纳。

中国目前的氢气产量 2500 万吨，是世界第一大产氢国，但由于低碳制氢成本高昂，关键材料和核心技术尚未取得突破，目前煤制氢的比重高达 60% 以上。

中国氢能的发展，同样面临缺乏顶层设计和市场机制等难题，造成输氢、储氢、加氢等基础设施发展缓慢，制约了氢能的规模化发展。

未来一要科学规划氢能发展路径，加大氢能产业链各个环节关键材料和关键技术的研发，实现技术自主可控，大幅降低氢能使用成本，在 2035 年左右实现绿氢的热当量成本与油气相当，到 2060 年将氢能在中国终端能源消费中占比提升至 15% 以上。

二要大规模发展新能源发电制氢，发挥绿氢快速功率调节特性和长周期储能特性，为电力系统“削峰平谷”。已在商业化前期的质子交换膜电解水制氢可以承受 0%—160% 的负荷波动范围，能够有效打破新能源的发展瓶颈。

三要发挥氢能作为实现化石能源深度替代的重要载体和工业领域的重要原料作用，对钢铁、化工、船舶、航天等难以电气化的部门进行深度脱碳，与新能源为主体的新型电力系统一同支撑中国实现“双碳”目标。

第三，加强新一代信息技术在电力领域的融合与应用，促进“源网荷储”的深度协同互动。

应大力促进大数据、云计算、物联网、人工智能、区块链等数字技术融合与应

用于电力系统各个环节的管理和运维，提高其数字化、网络化和智能化水平。

例如，在电源侧提高对新能源的出力监测和预测，提升新能源的“可观、可测、可控”水平，将风光预测偏差从目前的约 10%—20%下降到 5%以内的水平；在电网侧实现万物互联和全面感知，在更大范围内优化资源配置，并及时应对潜在运行风险；在用户侧实现满足更加灵活、高效、个性化的用能需求，推动主动参与和高效利用，综合提高服务水平和客户体验。

新一代信息技术还需与柔性控制、新材料、新设备等技术有效配合，以促进电力系统的广泛互联、智能互动，实现电力系统的绿色、稳定、灵活、高效运行。

第四，积极发展碳捕获、封存与利用技术（CCUS），但要避免 CCUS 成为推迟淘汰煤电的借口。

CCUS 技术在难以深度脱碳的工业、航空等领域有重要意义，但在相对较易脱碳的电力领域的应用前景受到了诸多制约。CCUS 的使用目前仍面临高昂的投资费用和运行能耗，二氧化碳的封存更是需要较高的技术标准和寻找符合要求的储存场所。

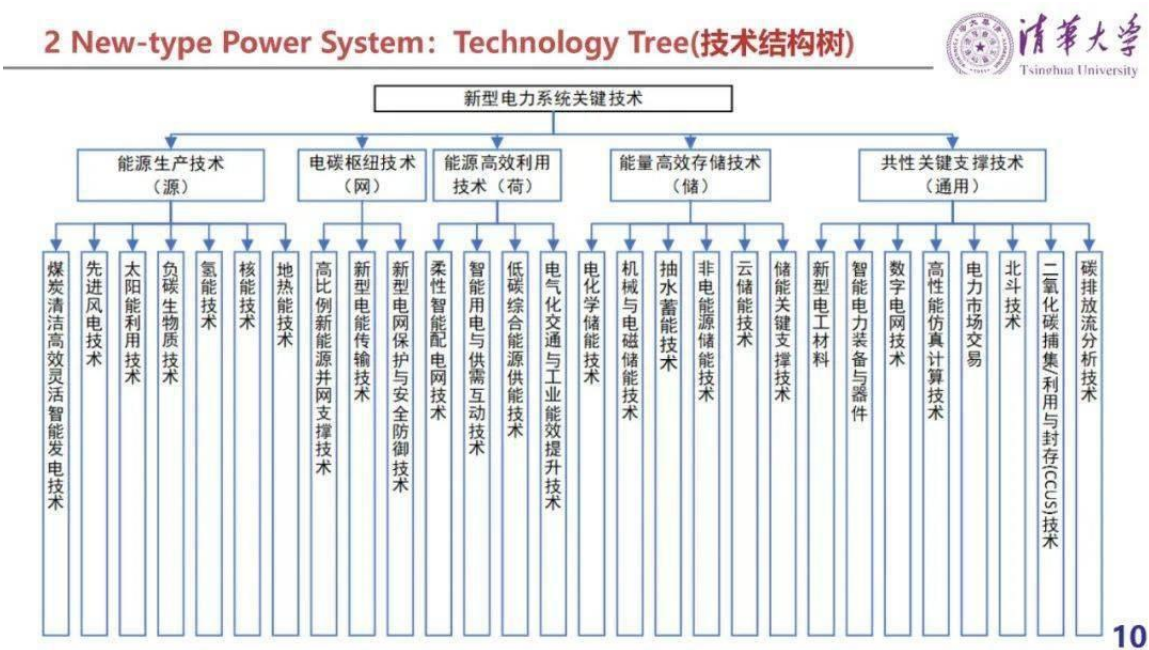
2020 年，全世界处于开发早期、高级开发阶段、在建和运行的全部 CCUS 项目的碳捕集和封存的能力加总，在 1.1 亿吨左右，甚至不足十年前（2010 年）的 1.4 亿吨多。考虑到中国地质条件较欧美国家更加复杂，二氧化碳如发生泄漏将给生态环境造成负面影响。如果在 2030 年左右中国新能源即可实现全系统的“折价上网”，灵活性资源和智能电网借助高效的市场机制足以保障中国供电安全。新能源、智能电网、灵活性资源将是电力系统中比煤电+CCUS 更好的投资对象，CCUS 更适配难以深度脱碳的工业等部门。

新型电力系统关键技术结构树

自 2020 年 9 月以来，习近平总书记在国内外多个重要场合发表关于“碳达峰碳中和”“构建新型电力系统”的讲话。国家科学技术部高新技术司、工业和信息化部产业发展促进中心高度重视，委托清华大学电机工程与应用电子技术系，牵头组织和开展关于新型电力系统技术的研究。清华大学电机系联合电网公司、发电集团、企业、高校和科研院所等三十余家单位的优势科研力量，进行《新型电力系统技术研究报告》的编写工作，全面梳理了新型电力系统关键支撑技术和发展路径。

2021 年 12 月 23 日，受工信部产业发展促进中心的委托，清华大学电机工程与应用电子技术系主任、能源互联网创新研究院院长康重庆教授在第三届可持续电力与能源国际会议（IEEE Sustainable Power and Energy Conference, iSPEC2021）的主旨环节，发布《新型电力系统技术研究报告》，并解读了报告的关键内容。报告从技术角度出发，总结了目前构建新型电力系统面临的主要挑战，明确了需要进行前瞻性布局和集中力量重点突破的重大基础理论和关键核心技术（图 4）。

图 4 新型电力系统关键技术结构树



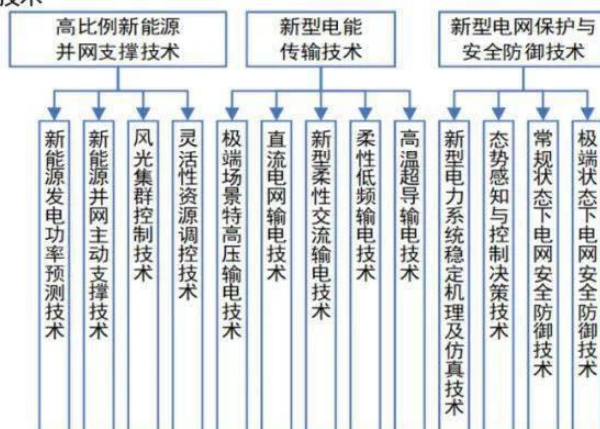
其中电网侧技术以及共性关键支撑技术的结构树如图 5 和图 6 所示。

图 5 电网侧技术结构树

4 Smart Grid Technologies (高比例可再生能源、高度电力电子化的电网)



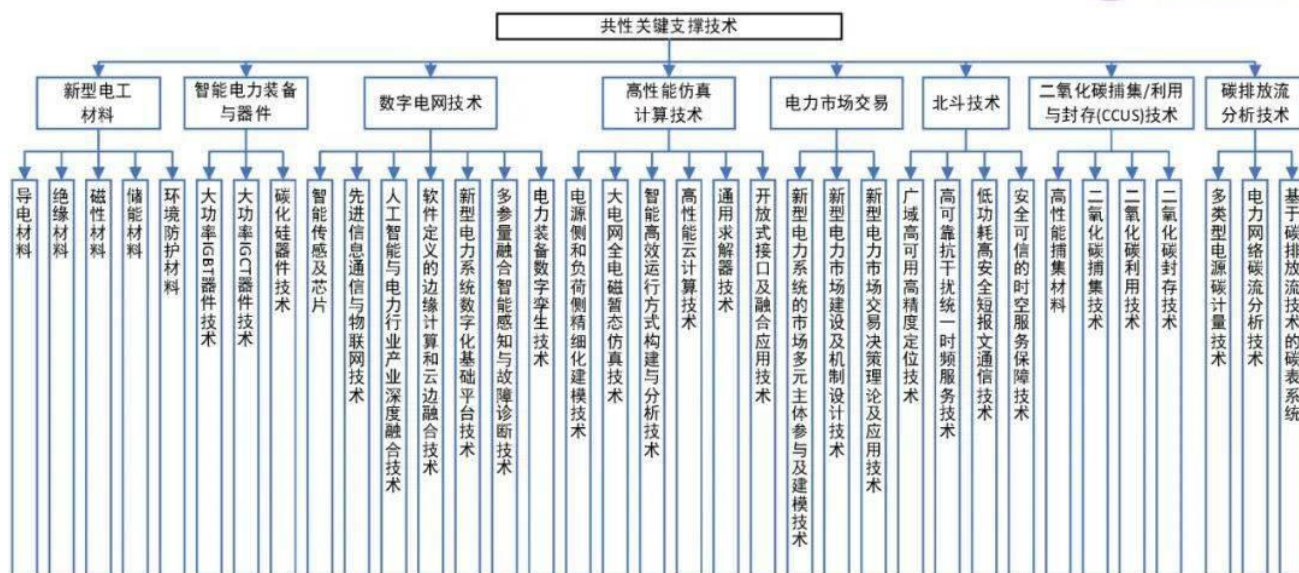
- Technologies that support high proportion of renewable-energy connecting to the grid
- Advanced transmission technologies
- Advanced protection technologies Under normal and extreme conditions
- 高比例新能源并网支撑技术
- 新型电能传输技术
- 新型电网安全防御技术



23

图 6 共性关键支撑技术结构树

7 Common Key Supporting Technologies (共性关键支撑技术)



37

五、构建新型电力系统的对策建议

国际经验教训表明，在发展高比例新能源的过程中，一些国家不同程度地遇到了“安全、经济、清洁”方面的风险挑战，面临难以破解的“既要、又要、还要”的三难乃至多难问题。与一些发达国家早已实现碳达峰、再经历 60~70 年时间从碳达峰向碳中和过渡相比，我国碳达峰、碳中和的速度更快、力度更大、任务更艰巨。因此，要保持战略定力和稳健节奏，循序渐进，先立后破。除了基于技术以外，还需要在管理、政策法规、市场机制等多个层面进行科学设计与决策。

（一）科学稳健规划，协调有序推进电力转型节奏

2021 年 9 月，国家发展和改革委员会印发了《完善能源消费强度和总量双控制度方案》，旨在进一步促进各地区各部门深入推进节能降耗工作，推动高质量发展，助力实现碳达峰、碳中和目标。此方案一出，各地纷纷响应，但是随后国内多地发布限电通知，部分企业错峰生产或停产，东北地区甚至影响到居民用电和交通、供水等公共服务领域，引发全国关注。有学者认为出现此种现象的原因，一是全球能源短缺，能源价格飙升。缺气缺煤使得火电难以弥补电力供需缺口，导致煤炭、天然气、电力价格大幅上涨，全球性的减碳政策降低了传统能源的供给弹性，如果清洁能源发生意外波动，传统能源又无法及时增产，就会造成能源短缺和价格飙升。2021 年恰逢水力、风力和太阳能发电遇到天气异常变化（水力发电主要集中在南方地区，但 2021 年降雨带北移，北方多地出现洪涝灾害；此外东北地区风力不足，影响风力发电量），新能源发电受限，各地能源企业因为有减排指标限制，采取了不同程度的抑制产能措施，导致能源短期短缺，能源价格飙升。二是地方政府在执行国家政策时存在“一刀切”运动式减碳现象。所谓“能耗双控”是实行能源消费强度和总量双控，国家一再强调“结合地方实际，差别化分解能耗双控目标”，重点是限制工业能耗，部分省份却落实不当，影响了居民生活。我国的产业和能源结构决定了我国实现碳达峰、碳中和是个艰难而漫长的过程，因此要辩证地看待发展和能耗的关系，要在发展中通过技术创新降低能耗，而不是通过限制发展来降低能耗。

为了避免类似问题的出现，国家需要统筹确定各省份、各行业的碳减排预算，特别是进一步明确电力行业碳预算，科学制定并实施相应的碳排放达峰时间与主要指标。在加快发展新能源、水电、核电等非化石能源的基础上，综合考虑电力供应保障、系统灵活调节资源等需求，协调煤电退出规模、节奏以及可再生能源发展；积极采取煤电延寿、退役煤电转为应急备用机组等措施，预防因火电大规模快速退出而影响电力安全稳定供应的潜在风险。密切关注碳预算、产业结构、技术、政策等内外部环境的变化，滚动优化电力低碳转型路径，动态调整电力低碳转型发展节奏。在出台政策的同时应启动对各地的指导监督工作，引导各地实事求是地开展“双碳”行动和能耗双控，保证各行各业有序合规减碳，形成政策合力。

（二）攻关绿色低碳核心科技，统筹电力全链条技术与产业布局

加强国家科技战略引领，论证并制定新型电力系统科技发展规划，编制电力行业碳中和技术发展路线图，针对性部署领域重大专项攻关计划。建议围绕新型电力系统构建，培育国家实验室及创新平台，在国家级科技计划中支持一批重大技术项目，尽快在新型清洁能源发电，新型电力系统规划、运行、安全稳定控制，新型先进输电，新型储能与电氢碳协同利用等技术方向取得突破；加快先进适用技术研发、示范、规模化应用，构建与新型电力系统建设深度融合的“政产学研用”技术创新体系；持续加强碳中和关键技术研发和示范工程支持力度，完善配套的科技政策体系，促进电力行业高质量、可持续发展。

（三）完善政策机制，健全法律法规标准

构建新型电力系统，既要在技术层面做好关键核心技术的突破，也要在机制层面做好政策创新的设计，发挥宏观政策的“拉动力”作用。坚持立法先行，加快《能源法》出台，修订完善《电力法》和《可再生能源法》，形成促进可再生能源发展的法治保障和法律秩序。加快完善有利于绿色低碳发展的价格、财税、金融等经济政策，以电价补贴确权及相关金融配套政策，促进新能源行业健康有序发展。

（四）完善市场机制，建立绿色金融政策保障体系

发挥市场在资源配置方面的决定性作用，以市场化手段解决新能源系统利用成本显著提高的问题。积极探索容量补偿机制，挖掘电力系统“源网荷储”灵活性资源配置潜力，保障新能源的高效利用及用户供电的可靠性。完善电力等能源品种价格的市场化形成机制，优化差别化电价、分时电价、居民阶梯电价政策，发挥促进产业结构调整、缓解电力供应紧张矛盾的积极作用。科学设置碳排放总量控制目标、配额分配方式，建立碳价与电价的联动机制，实现碳交易与其他绿色交易品种的协调。发挥政府投资的引导作用，构建与碳达峰、碳中和目标相匹配的投融资政策体系。有序推进绿色低碳金融产品和服务开发，设立碳减排货币政策工具；建立绿色信贷评估机制，完善绿色金融政策框架。