



电力圆桌  
POWER SECTOR ROUNDTABLE



专题报告

# 构建新型电力系统路径研究

---

电力圆桌项目课题组

2023年8月

## 电力圆桌项目

电力圆桌（全称电力可持续发展高级圆桌会议）项目于 2015 年 9 月启动，旨在紧扣应对气候变化、调整能源结构的国家战略，邀请业内专家和各利益方参与，共同探讨中国电力部门低碳转型的路径和策略。通过建立一个广泛听取各方意见的平台机制，电力圆桌将各方关心的、有争议的、目前决策困难的关键问题提交到平台讨论，选出核心问题委托智库开展高质量研究，并将研究成果和政策建议提交到平台征求意见，从而支持相关政策的制定和落地，推动中国电力行业的改革和可持续发展，提高电力行业节能减排、应对气候变化的能力。



## 项目课题组



中国能源研究会于 1981 年 1 月成立，是由从事能源科学技术的相关企事业单位、社会团体和科技工作者自愿结成的全国性、学术性、非营利性社会组织。接受业务主管单位中国科学技术协会、社团登记管理机关民政部的业务指导和监督管理。

中国能源研究会坚持“围绕中心、服务大局，研究、咨询、交流、服务”的宗旨，团结能源领域的科技工作者，发挥能源科技高端智库的作用，服务能源科技进步和体制机制创新，积极开展能源领域的决策咨询服务和重大政策与课题研究，以及能源科技评估、团体标准制定、科学普及等工作，推动国内外的学术交流与合作，成为国家能源管理部门与企业联系的桥梁和纽带，是中国能源领域最具影响力的学术团体之一。中国能源研究会是国家能源局首批 16 家研究咨询基地之一，为政府决策、部署能源工作发挥了积极作用。



自然资源保护协会（NRDC）是一家国际公益环保组织，成立于 1970 年。NRDC 拥有 700 多名员工，以科学、法律、政策方面的专家为主力。NRDC 自上世纪九十年代起在中国开展环保工作，中国项目现有成员 40 多名。NRDC 主要通过开展政策研究，介绍和展示最佳实践，以及提供专业支持等方式，促进中国的绿色发展、循环发展和低碳发展。NRDC 在北京市公安局注册并设立北京代表处，业务主管部门为国家林业和草原局。更多信息，请访问：[www.nrdc.cn](http://www.nrdc.cn)。

# 构建新型电力系统路径研究

Pathways for the Construction of a New Power System

中国能源研究会

2023 年 8 月

# 目 录

报告摘要 .....	01
1. 实现“双碳”目标对重塑能源体系的要求 .....	05
1.1 碳中和要求减排 100 亿吨以上的二氧化碳.....	05
1.2 重塑能源体系是碳减排的必由之路 .....	06
2. 重塑能源体系对构建新型电力系统的要求 .....	07
2.1 能源系统电气化 .....	07
2.2 电力系统低碳化 .....	08
2.3 构建新型电力系统是实现高水平电气化低碳化的本质要求.....	08
3. 新型电力系统的形态与发展趋势.....	10
3.1 新型电力系统的形态 .....	10
3.2 新型电力系统的发展趋势 .....	13
4. 构建新型电力系统的六大路径 .....	15
4.1 大力发展风电、太阳能发电等新能源 .....	15
4.2 积极有序发展水电、核电.....	18
4.3 加速传统火电转型 .....	20
4.4 积极推动多时间尺度储能规模化应用 .....	24
4.5 加强电力需求侧管理与需求响应.....	29
4.6 努力提升电力系统数智化水平 .....	31
参考文献 .....	33

# 报告摘要

## 一、研究背景

在“双碳”目标约束下，重塑能源体系是实现碳减排的必由之路，其核心在于大规模高比例开发利用非化石能源。后者的实现则要求推进能源系统电气化和电力系统低碳化，构建以新能源为主体的新型电力系统。2023年6月，国家能源局发布了《新型电力系统发展蓝皮书》，制定了新型电力系统“三步走”的发展路径。2023年7月11日召开的中央全面深化改革委员会第二次会议强调，要科学合理设计新型电力系统建设路径。

在自然资源保护协会（NRDC）的资助下，课题组启动了“构建新型电力系统路径研究”课题，该课题是中国能源研究会主办的“电力圆桌”框架下2022-2023年度重点研究课题，同时也是2021-2022年度课题“构建新型电力系统研究”的后续与深化。在2021-2022年度的研究中，课题组着重开展了构建新型电力系统的战略研究，提出了“五四三45678”的能源转型战略构想和分“三步走”构建新型电力系统的战略构想。为进一步细化构建新型电力系统的实施路径，尤其是结合《新型电力系统发展蓝皮书》制定的框架性发展路径，本期课题重点探索具体的实现路径，刻画未来电力产业发展图景及路线图。

## 二、研究内容

本课题以“三步走”构建新型电力系统战略为基础和总体框架，从定量分析的角度，锚定非化石能源发电比重，细分各种非化石能源的发电比重，分析新能源占比逐步提高以及传统化石能源转型的发展路径，进而从以新能源为主体的视角分析构建新型电力系统总体路线图。

在“三步走”路线图的总基调下（如图1），本课题进一步从高比例新能源、水电核电、传统火电转型、储能氢能、电力需求侧和电力系统数智化等六个方面探索在不同阶段构建新型电力系统的有效路径。

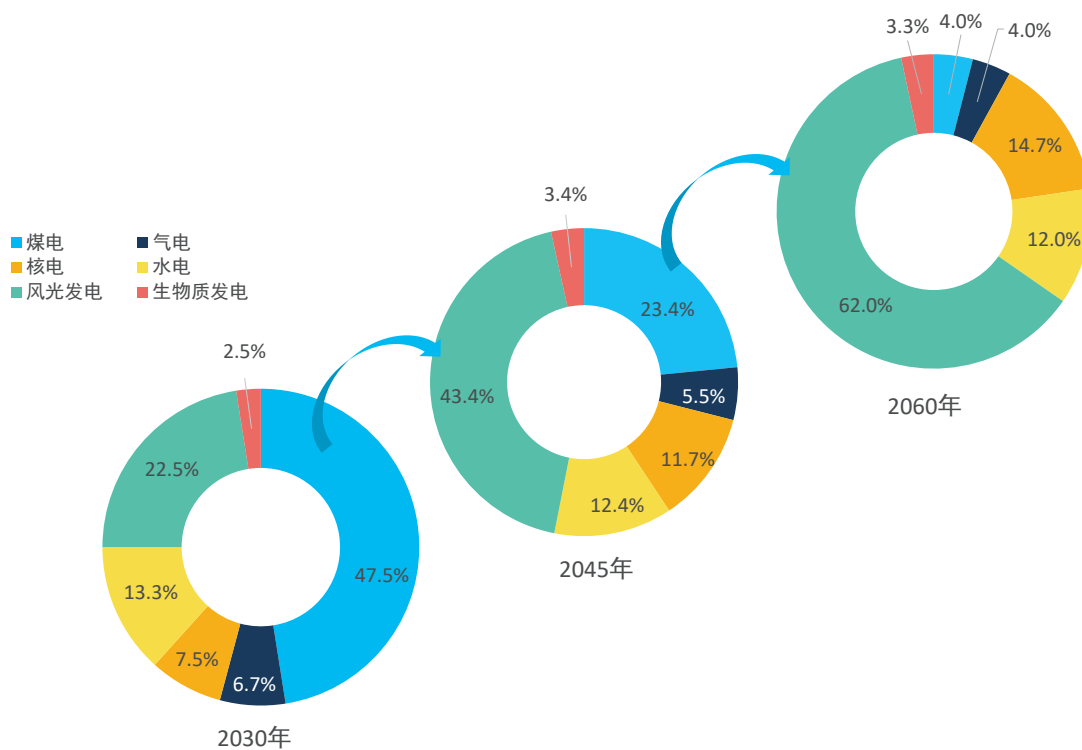


图1 分阶段的电源结构（发电量占比）

★ **第一阶段：2020-2030年，新能源占比逐步提高但仍以煤电为主体。**风电、太阳能发电等新能源发展快速，但煤电仍然占据主体地位，预计风光发电占比将从2020年的9.3%提高到2030年的22.5%；而煤电占比将从2020年的61.3%降低到2030年的47.5%。



在这一阶段，风电开发建设仍以大型风电基地建设为主；光伏发电技术进入加速部署期，继续采取集中式与分布式、外送消纳与就地消纳并举的模式，通过风电光伏带动光热发电进入快速降本通道；严控煤电发电量，存量煤电进行灵活性改造；进一步推动分布式气电发展，并替代部分煤电实现碳减排；在不同场景中多样化发展储能，全力加快抽水蓄能建设；数字技术在电力系统各环节广泛应用，推动传统电力发输配用向全面感知、双向互动、智能高效方向逐步转变，能源数字化智能化新模式新业态持续涌现。

**★ 第二阶段：2030-2045 年，初步建成以新能源为主体的新型电力系统。**2030 年之后我国进入总量减碳阶段，新能源发电占比进一步提升，电力系统将进入系统变革阶段。预计风光发电占比将从 2030 年的 22.5% 提高到 2045 年的 43.4%，煤电占比将从 2030 年的 47.5% 降低到 2045 年的 23.4%。

在这一阶段，风电发展逐步转向以区域内就地消纳利用为主，支持海上风电实现跨越式发展；光伏发电逐步转向光储充一体化供电、光伏直流微网供电等就地利用方式；煤电进入加速低碳转型阶段，推动“煤电+CCUS”、燃煤耦合生物质发电等技术产业化；气电容量和发电量达到峰值，探索气电与风-光-氢耦合发展；储能成本逐渐得到控制；数字技术在电力系统各环节广泛应用、有效融合，支撑电网向柔性化、数字化、智能化方向稳步升级，推动能源产业新生态加速形成。

**★ 第三阶段：2045-2060 年，新型电力系统逐步成熟。**2045 年之后，新能源主体地位不断加强，新型电力系统地位逐渐成熟。预计风光发电占比将从 2045 年的 43.4% 提高到 2060 年的 62.0%，传统火电加速退出，煤电占比将从 2045 年的 23.4% 降低到 2060 年的 4.0%。

在这一阶段，形成陆上大型风电机组集中式开发、小微型风电机组分散式开发利用和海上风电集群开发与多能转换利用格局；光伏发电全面融入终端能源消费场景中，光伏发电“产销者”模式成熟；完成改造的煤电机组与其他灵活性资源共同承担系统灵活调节任务，未改造煤电机组完全退出；气电全部加装 CCUS，风-光-气-氢耦合发展逐渐成熟；多类型储能协同运行，能源系统运行灵活性大幅提升；数字革命与能源革命深度融合发展，支撑电力系统实现深度数字化、高度智能化，各类主体深度参与、高效协同、共建共治共享的能源互联网生态圈全面建成。

构建新型电力系统是当前能源转型和实现碳中和的重要任务之一。基于“三步走”路线图，应分阶段、有步骤地推进新型电力系统建设，可从以下六个方面推进新型能源系统建设：

1) 高比例新能源发展路径：坚持技术创新，促进风电、太阳能发电持续降本增效；推进风电产业链协同发展，巩固提升风电产业竞争力；强化统筹，务实推进海上风电融合发展；推动城乡配电网改造升级，支持分布式光伏持续发展；做好资源普查和规划布局，支持和促进光热发电规模化发展。

2) 水电、核电发展路径：加快推动水利基础设施建设，强化工程质量管理；完善水电定价政策与投资政策；统筹兼顾安全性和经济性，核准建设沿海地区三代核电项目；适时推进沿海核电机组实施热电联产，实现核电合理布局与可持续均衡发展。

3) 传统火电转型发展路径：建立煤、电产业联动机制，缓解煤电运营压力；支持燃煤电厂与风光储联合发展，创新源网荷储一体化商业模式；完善市场机制设计，丰富煤电获利场景；完善气电参与电力市场机制设计，实现气电的灵活性价值和容量价值；保障气源供应，协调供气和发电两个系统。

4) 储能氢能发展路径：科学制定抽水蓄能电价政策；建立反映抽水蓄能的碳减排价值的配套机制；合理疏导储能成本，调动储能投资积极性；明确氢能产业发展重点任务，集中力量进行技术攻关。

5) 电力需求侧发展路径：充分调动需求侧资源在新型电力系统发展过程中的重要作用，激发用户参与的主动性；积极推进技术创新，整合“聚合+智能调度技术”、“储能+分布式电源”等需求侧资源。

6) 电力系统数智化发展路径：提升发电侧新能源并网友好性，强化新型电力系统绿色属性；充分激活用户侧资源的灵活互动潜力，强化新型电力系统调节柔性；提升电网安全防御能力和资源配置能力，强化新型电力系统安全韧性；支撑新型电力系统市场化变革，助力新型电力系统市场机制创新。



# 实现“双碳”目标 对重塑能源体系的要求

## 1.1 碳中和要求减排 100 亿吨以上的二氧化碳

虽然碳中和的内涵存在争议，但业内基本认同的是，碳中和情景下，人类活动引起的二氧化碳排放量应当与二氧化碳人为消除量相抵消。二氧化碳排放主要有两大来源，八成多来自于煤炭、石油、天然气等化石能源消费的碳排放，其余部分来自于水泥生产、石灰生产、玻璃、纯碱、氨水、电石和氧化铝等工业过程碳排放。人为消除主要包括两类：一是碳汇，即通过植树造林等措施，利用植物光合作用吸收大气中的二氧化碳，并将其固定在植被和土壤中；二是碳捕获、利用与封存技术（CCUS），即将 CO<sub>2</sub> 从相关排放源中分离出来，输送到封存地点，并长期与大气隔绝。其中，碳汇受国土自然条件的约束而具有有限性，我国通过植树造林等方式农林业碳汇总量预计在 10~15 亿吨左右<sup>[1]</sup>。

据测算，为在 2060 年之前实现碳中和，要求全社会二氧化碳排放量从 2020 的 113 亿吨左右减少到碳中和情景下的 15 亿吨左右，其中能源消费二氧化碳排放量相应的从 100 亿吨减少到 10 亿吨左右<sup>[2]</sup>。考虑到从 2020 年到碳达峰这一阶段，能源消费二氧化碳排放量还会有一定的增加空间，预计从碳达峰到碳中和，我国能源消费二氧化碳的减排量将超过 100 亿吨。

## 1.2 重塑能源体系是碳减排的必由之路

能源领域要实现碳中和目标,必须建立净零排放的能源体系,主要有三大路径,即节能、调整能源结构和 CCUS 技术。学术界关于碳中和情景有多种表述,中国能源研究会在综合业内研究成果以及去年课题研究<sup>[3]</sup>的基础上提出一种碳中和情景:到 2060 年,能源消费总量 50 亿吨标准煤左右,其中非化石能源消费比重 85% 左右,煤炭、石油和天然气消费比重分别 5% 左右。能源消费产生的二氧化碳排放量 15 亿吨左右,CCUS 吸收 5 亿吨左右,能源消费排放的二氧化碳 10 亿吨左右,通过碳汇实现碳中和。

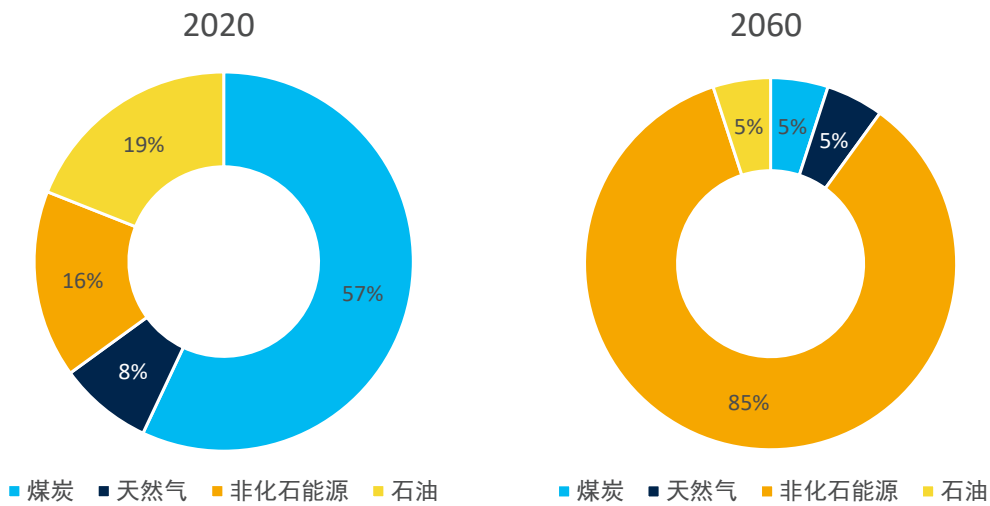


图 2 2020-2060 年能源消费结构变化

# 2 重塑能源体系对构建新型电力系统的要求

## 2.1 能源系统电气化

碳中和愿景下能源革命的核心是零碳、低碳能源对高碳能源的逐步替代，是非化石能源<sup>1</sup>消费比重的大幅度提高，而非化石能源大规模高比例开发利用将深度改变未来能源体系。非化石能源主要是通过转化为电能供终端使用，即提高能源系统的电气化水平：一方面，一次能源电能转化的比重趋于提高；另一方面，电能占终端能源消费的比重趋于提高。

“十三五”期间，随着非化石能源消费比重从 12.1% 提高到 15.9%，一次能源电能转化比重从 40% 提高到 45%，电能占终端能源消费的比重从 21% 提高到 26%<sup>[4]</sup>。碳中和愿景下能源系统绿色低碳转型一方面需要加快调整一次能源结构，大幅度提升非化石能源消费的比重，另一方面需要加快改变终端部门用能方式，实施电能替代。假定到 2060 年，煤炭和天然气用于发电的比重分别提到 95% 和 35%，非化石能源通过电能转化的比重维持在 95% 左右，结合碳中和下的一次能源消费结构，预计到 2060 年一次能源电能转化比重将提升到 88% 左右，电能占终端能源消费（含电能再转化为氢能等三次能源）的比重将提高到 70% 左右。电力将在能源供应中占据绝对主导地位。

---

1 非化石能源开发利用主要包括水电、风电、光电、生物质发电、核电等电能开发利用，和地热供暖、生物质供暖、生物质燃料、太阳能热利用等非电开发利用。

## 2.2 电力系统低碳化

未来随着电气化水平持续提升，电力需求不断增加，电力系统在能源转型和碳减排中的作用将尤为凸显。在能源生产侧，由于非化石能源主要通过发电进行转化，非化石能源对煤炭等传统化石能源的清洁替代将有效作用于电力系统，电源结构将逐渐优化，电力系统将趋于绿色低碳化。

电力系统的低碳化程度可以用非化石能源发电量占比进行衡量<sup>2</sup>，即主要取决于非化石能源消费比重和一次能源电能转化比重的变化。以 2020 年为例，非化石能源消费比重为 15.9%，一次能源电能转化比重约为 45%，非化石能源电能转化比重 94%，则推算出非化石能源发电比重为 33% 左右。未来非化石能源消费比重和一次能源电能转化比重都将趋于提高，非化石能源发电比重也将随之提高。预计到 2060 年碳中和情景下，非化石能源发电比重将提高到 90% 以上，电力系统实现深度低碳化。

## 2.3 构建新型电力系统是实现高水平电气化低碳化的本质要求

大规模高比例开发利用非化石能源是实现“双碳”目标的必然要求，而由于大部分的非化石能源都是通过电能转化，大规模高比例开发利用非化石能源必然会使能源系统高度电气化，同时电力系统深度低碳化。按照碳中和的目标约束测算，一次能源电能转化比重将从当前的 45% 左右提到高 2060 年的 88% 左右，电能消费（包括电能转化为氢能等）比重将从当前 27% 左右提高到 2060 年的 70% 左右，非化石能源发电比重由当前的 36% 提高到 90% 以上。而构建新型电力系统的本质就是为了实现如此高水平的电气化和低碳化，进而实现碳中和目标，构建新型电力系统势在必行。

2021 年 3 月 15 日，习近平总书记在中央财经委员会第九次会议上对能源电力发展作出了系统阐述，首次提出构建新型电力系统。二十大报告强调加快规划建设新型能源体系，为新时代能源电力发展提供了根本遵循。2023 年 6 月，国家能源局发布《新型电力系统蓝皮书》指出新型电力系统是以确保能源电力安全为基本前提，以满足经济社会高质量发

---

2 非化石能源发电比重 = (非化石能源消费比重 \* 非化石能源电能转化比重) / 一次能源电能转化比重

展的电力需求为首要目标，以高比例新能源供给消纳体系建设为主线任务，以源网荷储多向协同、灵活互动为坚强支撑，以坚强、智能、柔性电网为枢纽平台，以技术创新和体制机制创新为基础保障的新时代电力系统，是新型能源体系的重要组成和实现“双碳”目标的关键载体。新型电力系统具备安全高效、清洁低碳、柔性灵活、智慧融合四大重要特征。2023年7月11日，中央全面深化改革委员会第二次会议审议通过的《关于深化电力体制改革加快构建新型电力系统的指导意见》提出要深化电力体制改革，加快构建清洁低碳、安全充裕、经济高效、供需协同、灵活智能的新型电力系统，更好推动能源生产和消费革命，保障国家能源安全。

# 3 新型电力系统的形态与发展趋势

## 3.1 新型电力系统的形态

新型电力系统建设不是一蹴而就，需要分阶段、有节奏地构建。报告提出“三步走”构建新型电力系统：

### ★ 第一阶段：2020-2030 年，新能源占比逐步提高但仍以煤电为主体

按照“双碳”战略部署，2020-2030 年是碳达峰阶段。在这一阶段，随着风电、太阳能发电等新能源的快速发展，新能源发电在总发电量中所占的比重将逐步提高。预计新能源发电量将从 2020 年的 8600 亿千瓦时左右<sup>[5]</sup> 增加到 2030 年的近 3 万亿千瓦时，新能源发电比重从 2020 年的 10.6% 提高到 2030 年的 25% 左右，并带动非化石能源发电比重从 2020 年的 34.6% 提高到 2030 年的 45% 左右，进而实现 2030 年非化石能源消费比重提高到 25% 左右的能源转型和“双碳”战略的阶段性的目标。

但是，在这一阶段煤电仍然占据主体地位。碳达峰阶段的十年间，非化石能源发电增量占电力需求增量的比重为三分之二左右，其余的三分之一仍需要由化石能源发电提供。化石能源发电比重预计将从 2020 年的 66% 下降到 2030 年的 55% 左右，考虑到气电的发展和比重的稳步提高，预计煤电发电比重将从 2020 年的 61.3% 下降到 2030 年的 50% 以下。总体上看，在 2020-2030 年这阶段煤电仍将是主体电源。



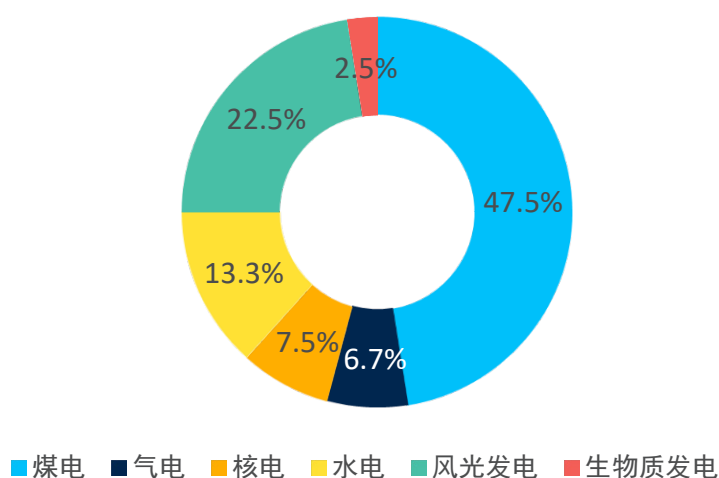


图 3 2030 年电源结构

### ★ 第二阶段：2030-2045 年，初步建成以新能源为主体的新型电力系统

按照“双碳”战略部署，2030 年之后我国进入总量减碳阶段，必然要求非化石能源加快替代化石能源。经过第一阶段的技术创新和体制机制改革，电力系统将进入系统变革阶段，进一步提升新能源发电比重。预计 2030 年之后，非化石能源发电将在存量上替代煤电，这意味着煤电不仅在比重上将进一步下降，在绝对量上也将逐步减少。到 2040 年非化石能源发电比重将超过 60%，即煤电和气电发电比重将降低到 40% 以下。预计 2040 年煤电发电比重将降低到三分之一左右，而风电和太阳能发电比重将提高到 35% 左右。到 2040 年，风光电发电比重将超过煤电成为第一大主体电源，这标志着我国将基本建成以新能源为主体的新型电力系统。预计到 2045 年，非化石能源发电比重将超过 70%，煤电发电比重将降低到四分之一以下。新能源发电进一步提升，到 2045 年新能源发电占比达到了 46.8%，是煤电发电占比的两倍左右。

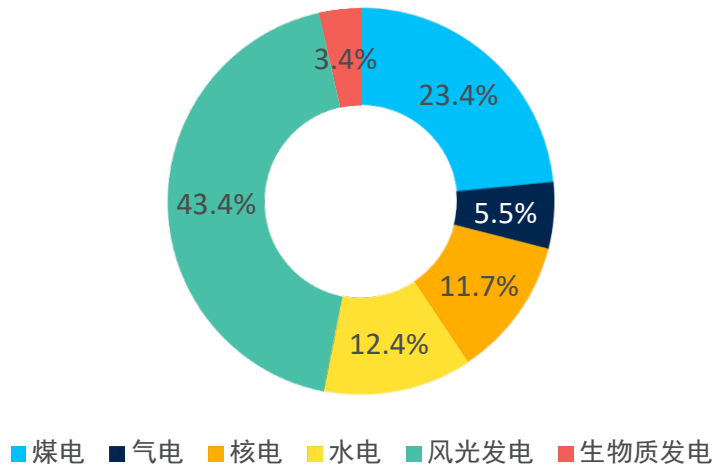


图 4 2045 年电源结构

★ 第三阶段：2045-2060 年，新型电力系统逐步成熟

2045 年之后，新型电力系统将在初步建成以新能源为主体的基础上逐步成熟，其标志是新能源的主体地位不断加强。预计到 2050 年风电和太阳能发电比重将超过 50%；到 2060 年风电和太阳能发电比重将超过 60%，新能源发电比重提高到 65% 左右。这意味着，从发电量占比的角度看，到 2060 年新能源发电在电力系统中的地位和当前的煤电、气电等传统火电相当。在新能源主体地位不断加强的同时，传统火电将从电量市场中加速退出，预计煤电和气电发电量将从 2045 年的 4.2 万亿千瓦时左右减少到 2060 年碳中和情景下的 1.2 万亿千瓦时左右，传统火电发电比重将从 2045 年的近 30% 降低到 2060 年的 10% 以下。

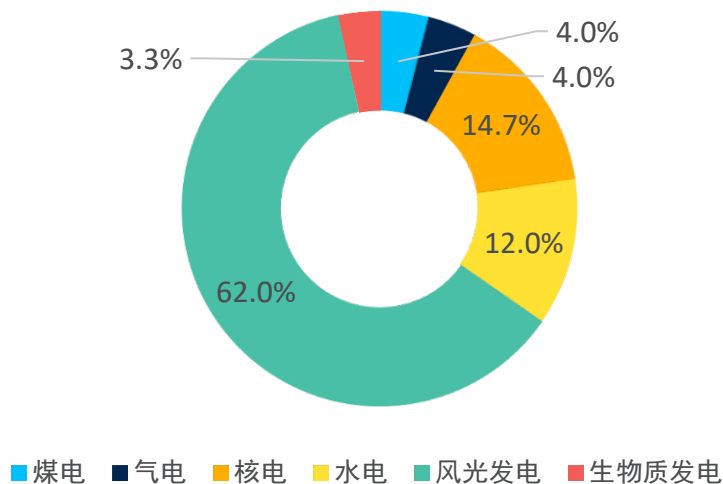


图 5 2060 年电源结构

## 3.2 新型电力系统的发展趋势

### (1) 清洁化

预计到 2060 年碳中和情景下，总发电量为 15 万亿千瓦时左右，其中风光发电 9.3 万亿千瓦时，煤电 0.6 万亿千瓦时。在非化石能源发电中，水电、核电和生物质发电受资源、生态和安全等方面因素的制约，其发展具有“天花板”，因此，水电、核电和生物质发电量的峰值分别为 1.8 万亿千瓦时、2.2 万亿千瓦时和 5000 亿千瓦时。

### (2) 柔性化

柔性灵活是构建新型电力系统的重要支撑。新型电力系统中，电源侧与负荷侧都出现新的变化，共同促使新型电力系统的波动性、不稳定性增强。对于电源侧而言，风光等新能源发电具有明显的间歇性、波动性、随机性。特别是遇到连续、大范围阴雨天气等极端情况，风光出力将严重不足进而威胁电力系统安全稳定。对于负荷侧而言，能源系统电气化将使得电力负荷提升且更加复杂多变。我国电气化水平逐年升高，2020 年电能占终端能源消费比重达 27% 左右<sup>3</sup>，预计 2050 年电能终端能源消费比重可能上升至 60% 左右。由电气化形成的新能源汽车等新型柔性负荷将进一步增加电力系统负荷的复杂性。为应对源荷两侧带来的挑战，必须从源网荷储出发，共同增强新型电力系统的灵活性和柔性化，使其具备平抑出力波动、充分调峰调频的能力，有效应对电源电网及负荷的波动性和不稳定性。

### (3) 分散化

新能源分布式开发、就地转化和就近消纳是新型电力系统的一大特征，而分布式可再生能源具有单机容量较小、数量众多、布点分散、特征多样等特点，海量的可再生能源直接接入主干电网将对电力系统调度形成巨大负担，威胁电力系统平衡稳定。因此，新型电力系统将建设以分布式电源、配电设施、控制设备、储能装置等构成的互联互通的微电网以实现局部电力的供需平衡，自发自用、余量上网、从而减少电力系统的调度负担。

---

3 电能占终端能源消费的比重 = (一次能源电能转化比重 × 电能转化效率) / (一次能源电能转化比重 × 电能转化效率 + 一次能源非电能转化比重 × 加工转化效率)

由于能源系统的深度电气化，用电侧可调节、可控的柔性负荷将不断增加。对于负荷侧而言，能源系统电气化将使得电力负荷提升且更加复杂多变。随着我国经济社会快速发展、城市化进程加速和居民消费水平不断提升，电气化水平已经逐年升高。2020年一次能源电能转化比重和电能占终端能源消费比重分别达45%和27%左右。然而，随着新能源逐渐成为电力系统能源供应的主体，终端部门进行电能替代并削减煤炭等化石燃料消费将有效减少二氧化碳排放。因此，未来生产侧和消费侧电气化水平将进一步提升。此外，由电气化形成的新能源汽车等新型柔性负荷将进一步增加电力系统负荷的复杂性。数量增大且愈发复杂多变的电力负荷将促使负荷峰谷差增大，电力系统负荷侧将呈现出更强的波动性和不稳定性。

#### (4) 数智化

智慧融合是构建新型电力系统的必然要求。新型电力系统以数字信息技术为重要驱动，呈现数字、物理和社会系统深度融合特点。为适应新型电力系统海量异构资源的广泛接入、密集交互和统筹调度，“云大物移智链边”等先进数字信息技术在电力系统各环节广泛应用，助力电力系统实现高度数字化、智慧化和网络化，支撑源网荷储海量分散对象协同运行和多种市场机制下系统复杂运行状态的精准感知和调节，推动以电力为核心的能源体系实现多种能源的高效转化和利用。

# 4 构建新型电力系统的六大路径

## 4.1 大力发展风电、太阳能发电等新能源

我国风能、太阳能资源储量大。我国风电、光伏发电技术可开发量分别为 109 亿千瓦和 456 亿千瓦，风、光潜在年发电量 95 万亿千瓦时以上，约为 2020 年全国用电量的 13 倍，大规模开发资源保障能力足，能够有力支撑我国能源安全和转型发展。

我国风电、光伏发电正进入大规模、高比例、市场化、高质量发展阶段，发展基础扎实，技术水平全球领先，装备制造体系完备，发电经济性好。以陆上大型风电光伏项目为例，十年来，风电项目单位千瓦造价从 8200 元降至目前的 4000 元左右，光伏发电项目单位千瓦造价从 12000 元降至目前 3500 元左右，降幅分别达到 50%、70%；集中式风电、光伏发电上网电价从十年前的 0.5~0.6 元/kWh 和 0.9~1.0 元/kWh，下降到目前的 0.20~0.40 元/kWh，降幅分别达到 60%、80%。开发成本快速下降有力推动我国风电、光伏发电全面实现无补贴平价上网，未来还有下降空间，为保障全社会用电成本奠定基础。

### (1) 风电发展规模预期与发展路径

★ **第一阶段（当前 -2030 年）**，风电仍以陆上集中式大规模开发为主。风电技术进步主要集中在机组大型化方面，大型海上风电机组、漂浮式海上风电机组陆续示范应用，

为海上风电向深远海发展打基础。中东部陆上风电发展因涉林、用地问题遇到瓶颈，近海风电空间有限，深远海风电起步，风电发展仍以“三北”地区集中式发展为主。预计2030年前，风电年均新增装机4000~5000万千瓦。到2030年底，我国风电累计装机容量达到7.5亿千瓦左右，理论小时数提升与利用率略有下降，使得风电年利用小时数基本与目前持平，年发电量达到1.53万亿千瓦时。

★ **第二阶段（2030年-2045年），海上风电加速部署期。**风电产业努力破解影响风电发展的用地限制、固有特性约束、规律性预测能力差等问题，乡村风电等近负荷侧风电得到较好发展。海上风电规模化发展降本效果明显，同时东部沿海地区区外来电能力基本到顶，本地区完成阶段性碳中和任务需求紧迫，催生深远海海上风电大发展。期间，风电年均新增装机达到6000万千瓦左右。到2045年，我国风电发电累计装机容量达到16亿千瓦左右，其中海上风电累计装机容量达到3亿千瓦以上，风电年平均利用小时数略有提升，年发电量达到3.44万亿千瓦时。

★ **第三阶段（2045年-2060年），风电成为第一大电量供应主体。**具有全新形态的电力系统基本建成，风电调度运行高度智慧化、数字化，风电通过大电网和区域配电网调度运行潜能被充分挖掘，陆上风电集中式供电、分散式供电、海上风电供电与就地再制氢燃料等共同构成风电开发格局。到2060年，我国风电累计装机容量达到24亿千瓦左右，年利用小时数随2040年前风电机组批量退役更新等有所提升，年发电量达到5.52万亿千瓦时，是第一大电量供应主体。

## (2) 光伏发电发展规模预期与发展路径

★ **第一阶段（当前-2030年），光伏发电成熟模式加速部署期。**市场竞争激烈促进光伏发电产品成本快速下降，成熟的集中式与分布式并举开发模式驱动光伏发电年均新增装机规模保持在9000万千瓦以上。到2030年底，我国光伏发电累计装机容量达到11亿千瓦左右，理论小时数提升与利用率略有下降，使得光伏发电年利用小时数基本与目前持平，年发电量达到1.16万亿千瓦时。

★ **第二阶段（2030年-2045年），光伏发电技术接替发展部署期。**光伏发电发展不仅追求降本增效，也对光伏发电的弱光性、发电连续性等提出更高要求，光伏制氢、光伏



建筑一体化、光储直流供用电等创新模式逐步成熟，更加丰富的应用场景使得光伏发电保持蓬勃发展活力。期间光伏发电年均净增装机规模保持在 8000~9000 万千瓦。到 2045 年，我国光伏发电累计装机容量达到 24 亿千瓦左右，多元化场景例如屋顶光伏（BAPV）、建筑光伏（BIPV）、光储直流负荷供电等，主要受到场景、用途所限制，以及经济性很好等鼓励，不是由发电量最大化驱动，因此将使得光伏发电利用小时数相较理论水平有所降低，年利用小时数仍保持在目前水平，年发电量达到 2.76 万亿千瓦时。期间，光伏发电成为我国第一大装机电源。

★ **第三阶段（2045 年 -2060 年），光伏发电与终端能源电力消费全面融合期。**最适合作为电力用户“产消者”主体的光伏发电技术，在新型电力系统构网控制、虚拟同步、精准预测、智慧集控等关键技术取得创新突破的支持下，与终端各类用电、用热（冷）、用燃料场景深度融合，形成无处不在的光伏发电应用格局。到 2060 年，我国光伏发电累计装机容量达到 35 亿千瓦左右，光伏发电利用小时数随着光伏系统更新和系统运行环境改善有所提升，年发电量达到 4.2 万亿千瓦时。

### （3）光热发电发展规模预期与发展路径

★ **第一阶段（当前 -2030 年），光热发电主要作为大型风电光伏发电基地配建设施，通过风电光伏带动光热发电进入快速降本通道。**考虑适宜发展光热发电的主要是新疆、甘肃、青海、内蒙古以及西藏部分地区，基于该地区风电、光伏发电已经实现低价，可以在区域特高压外送、多能互补等大型风电光伏发电基地中持续安排一定容量的光热发电装机，通过低价的风电、光伏发电项目平衡消化光热发电的成本，充分发挥光热电站储热可控输出作用，实现风电、光伏、光热等多种可再生能源互补的平价上网就地消纳或平价远距离外送消纳。结合面向 2030 年规划的特高压输电通道部署，预测 2030 年我国光热发电装机规模将达到 1000 万千瓦左右，年发电量 400 亿千瓦时左右。通过风电光伏和光热一体化发展，保持光热发电产业一定的市场规模，促进光热发电降本增效，为产业后续实现市场化发展提供基本条件。

★ **第二阶段（2030 年 -2045 年），光热发电支撑调节价值得到充分发挥，与风电、光伏发电解绑实现独立发展。**2035 年前，西北华北地区大型风电光伏基地仍需配套一定的光热发电项目，维持光热发电相对稳定的市场预期，加快降本增效。到 2035 年，光热

发电初始投资成本较 2025 年下降 50% 以上，在较完善的电力市场中，以支撑调节能力评价，基本具备与火电机组相当的市场竞争力，可以与风电、光伏发电解绑，实现独立发展，发展模式仍以大容量机组、集中式布局为主，蝶式光热等适合多场景应用的光热发电技术在此阶段快速进步。此后，光热发电在竞争中逐步替代部分退役煤电机组。到 2045 年，我国光热发电累计装机容量达到 5000 万千瓦左右，年发电量 2000 亿千瓦时。

**★ 第三阶段（2045 年 -2060 年），光热发电在适宜区域有更丰富的应用场景，适合分布式部署的光热发电技术得到广泛应用。**在具备条件的西北和华北局部地区，光热发电一是替代到期退役火电机组；二是电、热、调节能力一并供应，是有热负荷的工业园区、区域新能源微能网的重要供能主体。为适应终端灵活的用电用能消费需求，蝶式发电等适合分布式部署的光热发电技术取得突破，小容量光热发电与调节装置逐步走入生产生活环境，得到广泛应用。到 2060 年，我国光热发电累计装机容量达到 1.5 亿千瓦左右，年发电量 6000 亿千瓦时。

## 4.2 积极有序发展水电、核电

### （1）水电的资源特点和发展路径

水电作为清洁能源之一，具有可再生、运行灵活、运行费用低的特点，能够发挥发电、调峰、填谷、储能的作用。中国作为全球水电资源最丰富的国家，理论蕴藏量为 6.76 亿千瓦，水电发电量、装机容量均高居全球第一。截止 2022 年底，我国水电装机规模 4.1 亿千瓦，占全球水电总装机的 30% 左右。我国水电资源集中在四川、重庆、云南和西藏地区，这些地区约占我国水电资源总量的三分之二。截至目前，长江上游、黄河上游、澜沧江干流、大渡河、南盘江、红水河流域已基本完成开发；未来水电开发的重点区域为川、滇、藏地区，待开发水电资源主要集中于西南地区大江大河上游。

水电站的成本主要包括征地移民、设备购买、土建安装工程及其它。根据 IRENA 统计，2020 年度电成本最低的清洁能源发电方式是水力发电，为 0.262 元 /kWh<sup>4</sup>。水力发电成本低廉使得水电上网电价具有竞争优势。

---

<sup>4</sup> 根据 2020 年的汇率，1 美元约合人民币 6.92 元，因此 0.038 美元按照 2020 年的汇率兑换成人民币约为 0.26216 元（保留 5 位小数）。

“双碳”目标下，水电的定位和功能不断发生变化。受限于水电自然和地理条件，水电在中国电源结构中的比例将逐步降低，水电定位逐渐从提供电量为主转变为容量支撑为主，满足电力系统调峰调频需求，其灵活性作用将不断增加。

① 在“电源供应者”的定位阶段，水电以提供电量为主：

- ◎ 积极稳妥推进西南水电基地建设。着力打造藏东南“西电东送”接续能源基地；挖掘东中部地区水能资源潜力，对现有水电工程进行扩容改造，并严格控制中小流域、中小水电开发。
- ◎ 引导解决“弃水”问题，改善水电利用时长。自2014年以来，以云南为代表的西南地区，出现了较为严重的弃水现象。一方面要加快水电送出通道建设，鼓励富余水电通过参与受电地区市场竞价扩大外送比例等措施；另一方面要建立流域统一协调的调度管理机制，打破行政区划界限和壁垒。
- ◎ 加快河流龙头水库的建设。我国当前的水电电能质量不高，主要原因是由于各流域的开发程度还不够高，龙头水库建设普遍滞后，水库的调节能力不足。加快建设有调节性的龙头水库，调节河流丰枯变化，保证水资源和能源安全。

② 在“电源供应者+调频调峰”的定位阶段，水电以容量支撑为主：

- ◎ 推进水风光综合基地开发建设。利用水电梯级和水电送出通道，实现水风光互补一体化开发，集约化利用清洁能源，通过资源优势互补，提升送出通道的利用率。一方面整体协调利用多方资源。充分考虑建设时序，分析水风光合理配比，统筹规划布局水电与光伏、风电等清洁能源电源，实现整体效益；另一方面创新建立水风光一体化运行、一体化统筹送出、一体化参与市场竞争的体制机制，保障流域清洁能源综合基地健康和有序发展。
- ◎ 改造传统水电站和发电机组的功能，对有调节能力的流域和电站增建抽水蓄能电站、水泵或可逆式机组，实现发电、用电的一体化集成：在消纳受限时，利用风光资源将下游河道水量抽至上游水库，提高水资源利用效率；在通道充裕时，将水风光等异质能源集中打捆外送，提高电能质量。

## (2) 核电的资源特点和发展路径

核电是清洁、低碳、安全、高效的优质能源，在构建我国现代能源体系、实现碳达峰碳中和目标，保护生态环境、应对气候变化，促进科技进步、提高国家综合实力和保障国家能源安全等方面都将发挥重要作用。经过近 40 年的发展，我国核电装机已位列全球第三位，形成了完整的研发设计、设备材料制造、工程建设、运营维护、核燃料生产保障等全产业链体系。2022 年，全国运行核电机组累计发电量为 4177.86 亿千瓦时，比 2021 年同期上升了 2.52%，约占全国总发电量的 4.7%，核能发电量达到世界第二。

积极推进核能产业高质量发展，是贯彻落实我能源安全新战略、推动能源电力向清洁低碳发展的重要举措，也是建设核电强国、实现碳达峰碳中和目标的必然要求。应充分发挥核电运行稳定、安全可靠等特点，作为基荷电源，推动核电与波动性强、不易于调配的风电光伏等清洁能源协调互补发展。加大核能在我国“十四五”及中长期清洁能源消费中的比重，确保我国能源安全，推动能源消费高质量发展。统筹兼顾安全性和经济性，核准建设沿海地区三代核电项目，做好内陆与沿海核电厂址保护。根据市场需求，适时推进沿海核电机组实施热电联产，实现核电合理布局与可持续均衡发展。

- ◎ 沿海核电多靠近经济发达地区，相比较与新能源基地送电，路径更短对区域安全发展支撑作用明显，建议对于已经纳入“十四五”规划的厂址，需要加快启动。建议尽快将规划、预留、建议新增机组推进纳入建设规划。
- ◎ 小型堆作为新能源的创新技术可积极申请相关扶持政策。小堆在纯发电领域主要应用为：为数据中心供电、中小型电网、偏远地区供电和分布式发电。

## 4.3 加速传统火电转型

### (1) 煤电的资源特点和发展路径

由于我国资源禀赋以及经济结构等原因，在建设新型电力系统过程中，煤电仍起着非常关键的作用。虽然煤电机组的容量占比将逐渐下降，但其保障电力供应的基础作用依旧凸显；煤电机组具有较好的调节能力，可以作为电力系统灵活调节资源以促进新能源消纳；

煤电机组在电力系统中还发挥着应急保障作用，有助于应对自然灾害等突发事件，保障电力系统安全稳定运行。煤电转型并不单纯意味着退煤，需要对煤电机组进行节能改造、灵活性改造和供热改造，通过改造、延寿、改为备用和容量替代等方式，使煤电向基础保障性和系统调节性电源的方向转型。

近年来我国煤电装机增长逐渐放缓，2022年，我国煤电装机为112435万千瓦，较上一年增加1.3%<sup>[6]</sup>。2017年至今，煤电年增长率最高为3.78%，年均增长率为2.69%。煤电发电量占总发电量比重逐年减少，但煤电依然是主要电源，2022年，煤电发电量为5.08万亿千瓦时，占全口径发电量的58.4%<sup>[6]</sup>。

由于资源条件、经济发展、负荷结构、历史遗留等原因，不同省份煤电发展情况差异较大。不同省份煤电装机结构有所差异，东南沿海经济发达地区煤电机组以60万千瓦或100万千瓦为主，30万千瓦机组占比较小，自备电厂也占有一定比例。南北方供热机组占比差异明显，北方煤电承担供热任务，热电联产机组占比较高，如吉林省热电联产机组占比达68%，南方省份则以纯凝机组为主，如江苏省热电联产机组仅占比5%。冬季热负荷需求限制了供热煤电机组的退出，也降低了系统的调峰能力，供热机组占比较高的省份对供热改造的需求更加迫切。

煤电灵活性改造不断推进。灵活性改造是增强煤电调峰、快速响应能力的有效方式，近年来，我国积极推动煤电机组进行灵活性改造，“十三五”期间由于灵活性改造处于初始推广阶段，激励机制相对不足，灵活性改造进展缓慢。“十四五”期间，随着激励政策的不断完善，煤电灵活性改造加速进行，系统调峰能力得到增强，根据《全国煤电机组改造升级实施方案》，“十四五”期间预计增加系统调节能力3000-4000万千瓦，实现煤电机组灵活制造规模1.5亿千瓦。

“双碳”目标下，煤电的定位和功能发生了变化，由主体性电源向调节性、支撑性电源过渡。但过渡并非一蹴而就，受制于资源禀赋和成本约束，燃煤发电在一段时期内仍要继续发挥电力、电量主体的作用。分阶段的煤电定位演变和转型路径如下：

**★ 第一阶段（当前-2030年），近中期煤电定位为以基础保障性为主，系统调节性为辅电源。**在此阶段煤电仍作为电力安全保障的“压舱石”，装机容量仍会保持一定规模的

增长，因此，需要控制煤电的新增装机容量，增量煤电机组以实现容量替代为主。存量煤电需要因地制宜进行“三改”，灵活性改造以增加系统调峰调频能力、供热改造降低发电负荷提高供热能力、节能改造提高发电效率降低燃料消耗。为优化煤电产能，逐步淘汰落后机组，退出 30 万千瓦以下非供热机组。逐渐控制并降低煤电发电量，煤电发电量逐步达峰，新能源逐步成为发电量增量主体。

★ **第二阶段（2030-2045 年），中远期煤电定位由基础保障性为主，系统调节性为辅转变为基础保障性与系统调节性并重。**当前，我国在役煤电机组平均服役年限约为 12 年，2035 年后，一部分机组将达到经济寿命，煤电低碳转型加速，采取延寿、退役煤电转为应急备用机组等措施，保障煤电加速退出期的电力供应安全。为实现碳中和目标，煤电 CCS、BECCS 进入示范应用、产业化推广阶段。此阶段新能源成为主体电源，煤电作为调节性、支撑性电源维护电力系统安全稳定运行。

★ **第三阶段（2045-2060 年），新型电力系统建设进入巩固完善期，电力供应结构以清洁非化石能源发电为主，煤电在新型电力系统中成为系统调节性电源。**服务我国 2060 年前实现碳中和目标，在役煤电机组 100% 加装碳捕集装置确保电力近零排放，存量煤电与其他灵活性资源共同承担系统调节责任。

## （2）天然气的资源特点和发展路径

我国燃气发电开始于 1960 年左右，发展速度较为缓慢，2000 年燃气机组规模达到 600 万千瓦，在总装机中占比仅为 1.88%，主要分布在沿海发达地区。近年来，在国家政策的推动下，推进“西气东输”，加快天然气开发利用，统筹天然气管网及生产基地建设，同时注重近海天然气开发、引进国外液化天然气等，使得天然气发电进一步发展。

自 2016 年以来，我国气电装机稳步增加，截至 2022 年，气电装机达 11565 万千瓦<sup>[6]</sup>。2016-2022 年年均增长率为 8.24%，比煤电年均增长率（3.23%）高 5 个百分点，气电年均新增装机 697.38 万千瓦，比煤电年均装机（3202.43 万千瓦）少 2505.05 万千瓦，气电装机占比在 4.0%-4.5% 左右。气电发电量虽有所增加，但占总发电量比例较低。2022 年气电发电量为 2726 亿千瓦时，占总发电量的 3.36%。2016-2022 年间，气电发电量占比在 3%-3.4% 之间，2017 年低至 2.4%。



由于气源、经济发展水平、政策等原因，我国各地区气电发展呈现较大差异。天然气发电机组主要集中在经济发达的长三角、珠三角等沿海地区和京津地区，广东、江苏、浙江、北京、上海五省（市）气电装机容量合计约占全国气电容量的 74%。从机组类型来看，北方的气电机组以热电联产机组为主，南方的气电机组类型则较为多元，包括热电联产机组、调峰电站以及分布式气电。

在新型电力系统中，气电由于其低碳清洁、灵活高效等优势，将有三大定位：为支撑可再生能源体系建设，发挥灵活性调节作用；发挥天然气发挥低碳、节水、占地小等优势，作为能源转型的过渡能源；与风、光、氢等能源横向联合发展，实现多能联供。综合考虑我国能源发展现状及未来规划，天然气发电的分阶段定位及发展路径如下：

**★ 第一阶段（当前 -2030 年），气电应有序发展，装机容量和发电量均处于上升阶段，在资源条件允许的地区通过气电替代小容量煤电机组实现碳减排。**在此阶段，风光等可再生能源将大规模并网，气电具有可靠性高、调节范围大等特点，适合配合其他灵活性资源进行系统调节，为新能源大规模接入提供灵活性支持，探索建设发电、供热、调峰一体化协调发展，推动分布式气电冷热电三联供发展。

**★ 第二阶段（2030-2045 年），**在此阶段，我国电力安全保供形势仍然严峻，一方面，电力需求持续增长，另一方面，为实现双碳目标，煤电在经历“控容减量”的平台期后进入“减容减量”阶段，电力安全保供压力较大。因此，**气电在此阶段经历容量和发电量的双重达峰，不仅需要担任灵活性调节电源，在部分气电资源较好、电力需求较大的地区，气电需要担任煤电的补充性支撑电源。**同时也应继续探索多能联供，促进天然气与风、光、氢联合发展，通过气氢联合实现长周期系统调节。气电 CCS/CCUS 技术进入示范推广阶段。

**★ 第三阶段（2045-2060 年），**由于可再生能源的高速发展以及电力系统转型的加速，全新形态的电力系统全面建成，**气电装机容量及发电量均逐渐下降。**气电在担任灵活性调节资源的同时，随着氢能技术的进步，风 - 光 - 气 - 氢耦合功能形式不断发展成熟，另外在此阶段气电机组全部完成加装 CCS/CCUS 装置。

## 4.4 积极推动多时间尺度储能规模化应用

### (1) 抽蓄的特点和发展路径

自《国家发展改革委关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》（发改价格〔2021〕633号）及《抽水蓄能中长期发展规划（2021-2035）》发布以来，抽水蓄能进入前所未有的高速发展阶段，截至2022年底，我国已建抽水蓄能装机容量4579万千瓦，约占全球抽水蓄能装机的26.2%，位居世界首位。已纳入规划的抽水蓄能站点资源总量约8.23亿千瓦，重点实施项目4.3亿千瓦，规划储备项目3.03亿千瓦。核准在建1.21亿千瓦，同时还有接近2亿千瓦的抽水蓄能电站正在开展前期勘察设计工作。

抽水蓄能作为电力系统中重要的清洁灵活性调节电源，其开发容量和布局与煤电未来减量减容的进程、新能源在电力系统中渗透比例和其他灵活性资源配置的方案均存在紧密联系，加之本身建设周期长、投资规模大，更应加强规划引领、充分考虑自身开发与新型电力系统建设需求的衔接。《新型电力系统发展蓝皮书》基于我国资源禀赋和区域特点，以2030年、2045年、2060年为新型电力系统构建战略目标的重要时间节点，制定“三步走”发展路径，结合蓝皮书对构建新型电力系统不同阶段的分析，抽水蓄能在各时期的发展重点也应有所侧重。

**★ 第一阶段（当前到2030年），加快抽水蓄能开发建设进度，充分发挥抽水蓄能日调节作用。**本阶段系统灵活性调节资源占比不足，作为提升系统调节能力的重要手段，抽水蓄能需结合系统实际需求科学布局、加快开发。按照中长期规划目标，2030年抽水蓄能装机规模将达到1.2亿千瓦以上。同时，本阶段储能发展以满足系统日内平衡调节需求为主，目前开发的抽水蓄能电站大多为纯抽水蓄能电站，满发利用小时数大多为5~6小时，能够充分发挥日调节作用，更好的匹配光伏等新能源出力特点，充分缓解系统填谷调节压力。

**★ 第二阶段（2030年-2045年），加强抽水蓄能多元化发展，满足不同场景调节需求。**本阶段以机械储能、热储能、氢能等为代表的10小时以上长时储能技术攻关取得突破，实现日以上时间尺度的平衡调节，推动局部系统平衡模式向动态平衡过渡。为满足不同场景调节，抽水蓄能将呈现多元化发展。科学开发混合式抽水蓄能满足长时调节作用；小型

抽水蓄能将为“分布式智能电网”的发展提供坚强支撑；海水抽水蓄能的发展将为海上风电、潮汐地热能等新能源的集中式开发提供灵活调节作用。

★ **第三阶段（2045-2060年），抽水蓄能与其他储能协同运行，“大电网”中的支撑作用进一步凸显。**本阶段储电、储热、储气和储氢等多种类储能设施有机结合，基于液氢和液氨的化学储能、压缩空气储能等长时储能技术在容量、成本、效率等多方面取得重大突破，抽水蓄能将与其它储能将从不同时间和空间尺度上满足大规模可再生能源调节和存储需求，实现在电力系统中有机结合、协同运行，大幅提升能源系统运行的灵活性和效率，共同解决新能源季节出力不均衡情况下系统长时间尺度平衡调节问题。同时，由于本阶段新能源逐步成为发电量结构主体电源，抽水蓄能的同步机特性将在系统“大电网”中发挥更显著的支撑作用。

## （2）新型储能的特点和发展路径

新型储能是指除抽水蓄能以外以输出电力为主要形式的储能技术，其可以改变电力系统即发即用的传统运营方式，提高系统灵活性调节能力。目前常见的新型储能形式有锂电储能、液流电池储能、压缩空气储能、飞轮储能等。2022年，我国新型储能新增装机量约5.9GW，占比为40.1%<sup>5</sup>。锂离子电池占比为90.7%，液流电池占比为3.5%，压缩空气占比为1.9%。除去抽水蓄能外，在中国新型储能中技术中，锂离子电池储能技术仍占据主导地位，占比高达93.7%；从装机技术分类来看，新型储能技术中，锂离子电池新增储能装机项目占比约为94%，是目前主流的储能技术，值得注意的是，压缩空气、液流电池等新型储能技术新增占比也有所增长，占比分别达到1.14%、0.88%。按照目前的储能装机量增速计算，预计中国将在2025年超美国，有望成为全球最大的新型储能市场。

根据2022年11月中电联发布的《新能源配储能运行情况调研报告》，电化学储能项目平均等效利用系数为12.2%，而新能源配储系数仅为6.1%，低于火电厂配储能的15.3%、电网储能的14.8%以及用户储能的28.3%。同时，分散的配置方式无法体现规模效益，普遍存在运营成本高、效率低等问题，难以充分发挥储能作用，项目缺乏经济性。此外，在高成本压力下，部分项目选择了性能较差、投资成本较低的储能产品，增加了安

5 国家发展和改革委员会能源研究所. 新型储能发展路径与前景展望.

全隐患。根据中电联，2022年1-8月，全国电化学储能项目非计划停机达到329次。最后，因为新能源储能装机容量小，分散布置的储能参与现货市场交易成本太高，难以参与现货市场盈利，盈利模式难以拓展。总体来看，新能源站分散配储存在存在项目利用率低、项目缺乏经济性、存在安全隐患以及难以参与现货市场盈利等弊端。

在未来能源结构转型和电力生产消费方式的变革中，储能技术提供了战略性的支持作用。从“源网荷”走向“源网荷储”的过程中，电网也要呈现多种新型技术形态并存的状态。结合在电力系统“三步走”战略，新型储能的发展路径如下：

**★ 第一阶段（当前-2030年），探索新型储能参与市场的商业模式，推动储能作为独立市场主体参与统一电力市场交易。**新型储能中电化学储能增长最快，特别是电池储能系统具有瞬间功率调节能力，可以平滑风光发电。新型储能技术朝着多元化的路线不断发展，探索新型储能的多样化商业模式，以满足新型电力系统在不同应用场景下的需要。鼓励以配建形式存在的新型储能项目，通过技术改造满足同等技术条件和安全标准时，选择转为独立储能项目。

**★ 第二阶段（2030-2045年），加快制定长时储能技术路线图，着力推进压缩空气、氢储能、热储能等长时储能技术研发与工程示范。**合理界定输配电服务对应的储能成本，降低储能成本，并提高储能可靠性。通过政策等形式推动储能建设，充分调动储能投资的积极性。规模化长时储能技术取得重大突破。2030年，我国大容量储能的电网应用规模达到40GW。随着新的储能技术的发展和应用，储能成本还将继续降低，未来成本下降空间仍然很大。

**★ 第三阶段（2045-2060年），推动风光电成为主要电源，储能成为新能源出力低谷期主要电源。**升级储能机组等设备；数字化驱动储能发展，储能电站全站数字化。实现多类型储能协同运行。

### （3）氢能的特点和发展路径

不同于煤炭、石油、天然气等可以直接开采得到的一次能源，氢能是一种需要通过一定的方法利用其他能源制取而成的二次能源。但氢能具有来源广泛、零污染、零碳排放、

可再生、热值高等优点，是一种优质的清洁能源，既可以作为工业原料，也可以作为能源燃料，被认为是一种可以充当多功能能源载体的化石燃料替代品。

由于安全、成本、技术等因素的制约，现阶段氢能主要用于航天等尖端领域，在民用领域长期发展缓慢，尚未大规模进入商业化应用阶段。根据制氢方式的不同，可以得到不同成本的不同类氢，如传统化石能源制氢与工业副产氢提纯所得均为灰氢、在灰氢制备路径上结合 CCUS 技术即可得蓝氢，以可再生能源制氢可得绿氢。

根据中国氢能联盟预测，至 2025 年，可再生氢产量仅占比 1%，至 2030 年，可再生氢产量占比将增至 13%（其中近 90% 的可再生氢来自化工行业和钢铁行业——化工行业生产可再生氢用来合成氨和甲醇，钢铁行业生产可再生氢用来还原铁）；与此同时，化石能源制氢将逐步配套 CCUS 技术，与可再生电解水制氢为代表的清洁氢共同成为我国氢源供应主体。至 2069 年，可再生电解水制氢占比 80% 左右，将成为具有成本竞争力的制氢工艺；耦合 CCUS 的化石能源制氢产量则占比 16% 左右，其他占 4%。

基于氢能的产业特点和发展前景，我国用氢产业发展的重点任务分布在交通、电力、工业、建筑和储能等领域。

- ◎ 交通领域：燃料电池车是目前我国氢能的主要应用领域之一，其中商用车是最符合我国国情的氢燃料电池商业发展模式。除了常见的公交车、物流车外，商用车领域还有重卡、叉车等工程用车。通过公交车和重卡的规模化应用，带动整个产业链发展，促进燃料电池车成本下降。氢燃料电池系统可用于游艇、公务船、渔船、货轮等多种船舶，但相关技术仍有待突破。实现船用燃料电池推进装置自主化和工程化，加快推进船舶工业转型升级，以适应高性能绿色船舶在内河、近海、远洋船舶领域的市场需求。
- ◎ 电力领域：氢燃料电池分布式发电系统的建设需要因地制宜，寻找合适的发电场景和区域。国内发达的电网及廉价的电价使大型分布式燃料电池的发展较为困难，也缺乏相关的政策激励，同时，现阶段国内燃料电池技术水平与国外差距巨大。随着可再生能源的发展以及燃料电池成本的下降，固定发电结合氢储能可能是国内未来发展的一个方向。

- ◎ 工业领域：开发新的活性组分体系、新的载体以及新型纳米催化剂，提高加氢催化剂的活性与选择性，降低工艺工程中的氢耗和成本，是石油化工加氢领域研究的重点。目前，合成氨产业在尝试开发新的制备工艺，如固氮酶合成氨、光催化合成氨、电催化合成氨、循环工艺法合成氨以及超临界合成氨等。未来合成氨产业将使用可再生资源生产的氢气，显著改善现有工艺并降低温室气体排放量。甲醇是重要的化工原料，市场需求量大。目前工业上二氧化碳加氢制甲醇技术正在从工业示范走向大规模商业化应用。采用氢气合成甲醇、甲烷或碳氢化合物，可以有效存储和输运可再生能源制备得到的氢气，破解氢能产业制、储、运过程中的安全性和成本难题，有助于更加便利地利用清洁能源，为绿色能源转型提供解决方案。
- ◎ 建筑领域：世界各国正积极拓展小型家用燃料电池热电联供系统在普通居民、传统建筑领域的商业应用，我国“氢进万家”工程也在积极推动国内氢能产业在建筑领域的发展。氢能建筑领域的应用主要分为整体式和分散式。整体式是为建筑群或商业集群配套一个制氢工厂；分散式的建筑氢气来源为管道氢或天然气掺氢管道，因此需要开展社区天然气管道改造，推动氢能在居民生活的综合供能应用，满足日常取暖、烹饪等生活需求。为确保用氢安全性，需要结合我国实际情况进行管道材料、掺氢天然气相容性的试验研究，为管道安全输送氢气提供数据支持。
- ◎ 储能领域：氢储能具有跨季节、跨区域和大规模存储的优势，具备一定的快速响应能力，在新型电力系统的源、网、荷各个环节均有很强应用价值与抽水蓄能、电化学储能等储能方式相比，氢储能还处于起步阶段，技术不成熟。电-氢-电的氢储能过程存在两次能量转换，整体效率较低。基于固体氧化物燃料电池技术的可逆式燃料电池可以将燃料电池和电解池集成于一体，从而降低投资成本。但国内可逆式燃料电池技术与国际先进水平有一定差距，主要体现在技术成熟度、示范规模、使用寿命和经济性方面，未来可以作为发展方向之一。



## 4.5 加强电力需求侧管理与需求响应

### (1) 需求侧资源的特点和分布

从国内外实践看，在电力系统数字化和智能化、电力市场发展、政策激励等多重驱动下，需求侧资源开发潜力可占到区域最大负荷的 10%，如 2019 年美国七大电力市场上需求响应规模已经占到电力市场最大负荷的 9% 以上，其中，中部 MIS 的需求响应资源占最大负荷比重达到 11.3%。2020 年，我国统调用电负荷已经创下 10.76 亿千瓦的历史新高，如果电力负荷按 5% 的年均增速，“十四五”期末，我国最大负荷将达到 13.73 亿千瓦，届时国内需求侧资源可开发潜力将达到 1.3 亿千瓦，相当于建设百台百万千瓦的煤电机组。

从发展趋势看，随着“新电气化”进程加快，综合能源、车网互动、微电网、虚拟电厂等新一代用能方式蓬勃发展，电力供需双方的界限逐渐模糊，需求侧资源在多种能源体系间耦合程度加大。电力作为能源供需的重要枢纽，将实现与工业制造、建筑用能、交通等的深度耦合，与可再生、热力、氢能等多种能源品种的相互转换和互济。在供需高度协调、产销一体化发展需求下，需求侧资源将逐渐提升至与供给侧同等地位，在保障电力供需平衡、支撑新能源消纳和推动能源绿色低碳转型等方面发挥更加突出的作用。

目前电力需求侧资源主要分布在工业、建筑、交通三大领域。

- ◎ 工业领域：主要用电设备为电锅炉、电窑炉、电传送装置、电机等生产装备，以及电梯、照明、空调等辅助生产设备等。根据用电特性，可分为连续性用户和不连续用户：连续性生产电力用户，包括化工、水泥、冶金等行业，此类用户用电量高，生产班制连续，主要生产设备长时间投运，对电力稳定、安全供应的要求较高；非连续生产电力用户，包括机械、纺织、食品等行业，此类电力用户生产班制不连续，具有较大的需求响应资源潜力。
- ◎ 建筑领域：主要包括商业、居民和公共机构三大领域。其中，商业领域的主要用电设备包括空调、照明、电梯、水泵、电炊具等，集中在宾馆、餐饮、娱乐等行业。该类用户用电量高，用电高峰较为集中，多为晚上，具有较大的调节潜力。居民领域的主要用电设备包括空调、照明、热水器、冰箱等，该类用户用电量高，增长快，负荷变化大，通常形成一到两个负荷高峰。公共机构的主要用电设备包

括空调、照明、电梯等，包括政府机关、医院、学校等。该类电力用户用电可靠性要求高，用电高峰较为集中，多为白天（机关和学校多为工作日）。医院等公共机构负荷等级高于机关和学校。

- ◎ 交通领域：以电动车、港口岸电以及充电设施为代表，用户用电量，用电高峰较为集中。其中，电动私家车出行多为早晚高峰，具有较大的调节潜力。

除了上述终端用户外，分布式电源和用户侧储能也常被纳入需求侧资源范畴。其中，分布式电源是满足电力用户就近需求的小功率独立电源，以分布式光伏、小型燃气机组等为主；而用户侧储能一般配合分布式光伏而建。

## (2) 电力需求侧资源的挖掘潜力

随着国内新型电力系统发展，新型用电设施设备广泛接入，电力需求侧资源及特性发生显著变化，主要表现为：

一是资源潜力持续扩大。我国需求侧资源开发以工业、建筑等领域的可调节负荷起步，并随着分布式电源、新型储能、数据中心等新型用电主体的出现而持续扩大，截止 2022 年，全国已有二十余个省市出台了需求响应实施细则，国家电网公司经营区培育需求响应资源库超 4700 万千瓦，南方电网公司经营区需求响应能力超 1100 万千瓦，已实现调节能力占全国最大负荷的 5%。面向未来，我国需求侧资源的发展潜力方向主要集中于以下两大方面：

- ◎ 电动汽车：近年来，我国电动汽车保有量快速增长，2022 年已突破 1000 万辆，近五年年均增速超过 150%，预计到 2030 年将突破 8000 万辆，初步测算到 2030 年可调用的车载电池容量将超过 50 亿千瓦时，按照 60kW 测算，可实现最大调节能力储备不少于 30 亿千瓦。
- ◎ 分布式电源 + 新型储能：截止 2022 年，我国分布式光伏装机已突破 1.5 亿千瓦，据能链研究院估计，到 2030 年，我国分布式光伏装机预计突破 7 亿千瓦。同时，随着新型储能技术的快速发展，通过将分布式光伏和新型储能资源聚合成虚拟电厂，使其在用户侧形成均衡化的调节资源，按照 1:1 配置用户侧储能考虑，可在形成约 3 亿千瓦的调节能力。

## 4.6 努力提升电力系统数智化水平

我国数字经济不断纵深发展，已成为我国经济发展的重要引擎。利用数字化、智能化支撑新型电力系统构建，深入挖掘电力生产、传输、消费、交易不同环节的数据资源价值，能够发挥电力数据要素的放大、叠加、倍增效应，实现跨时空的能源优化控制、跨品类的能源灵活转换和协同管理、跨主体的能源灵活交易，从而促进新型电力系统的生产提质、经营提效、服务提升和数据增值，形成“电力+”先进业态。利用数字化、智能化支撑新型电力系统构建，将以“电力+”先进业态为手段，形成各方友好互动、资源配置高效业态模式体系，有效支撑新能源的大规模开发利用和各类能源设施“即插即用”，有效提升“源网荷储”协调互动水平，有效保障个性化、综合化、智慧化用能服务需求，推动全社会绿色可持续发展。

电力系统数字化、智能化发展的基本路径，在发电侧、电网侧、用户侧有不同的表现。

- ◎ 数智化提升发电侧的新能源并网友好性。数字技术的广泛应用能够实现对海量新能源设备的电气量、状态量、物理量、环境量、空间量、行为量的全方位监控，并通过大数据分析 with 智能决策，有效提升新能源发电出力预测精度、运行调控智能水平、运行维护能力，提高新能源并网的友好性，确保以新能源为主体的新型电力系统的安全稳定运行。同时，利用数字技术构建新能源云等工业互联网平台，还能够通过对新能源发电数据科学分析和合理利用，有效促进风电、太阳能发电等新能源发电的科学规划、合理开发、高效建设、安全运营、充分消纳。依托绿电交易平台建设，支撑绿电交易业务，满足市场主体的绿电消费需求，激发市场主体参与绿色电力交易的热情，有效支撑碳达峰碳中和目标实现。
- ◎ 数智化充分激活用户侧资源的灵活互动潜力。预计 2030 年我国电能占终端能源消费比重将由 2020 年的 27% 提升至 35% 以上，逐步成为终端能源消费的主要品种。电力用户用能需求也已经呈现出多元化、智能化、互动化发展趋势。数字技术的广泛应用，能够实现终端用户数据的广泛交互、充分共享和价值挖掘，提升终端用能状态的全面感知和智慧互动能力，支撑各类用能设施高效便捷接入，保障各类市场主体的互动与灵活交易，从而满足各类客户个性化、多元化、互动化用能需求。

- ◎ 数智化提升电网的高效配置资源的能力。电网连接能源生产和消费，作为能源转换利用和输送配置的枢纽平台，在促进各类能源互通互济、高效配置、综合利用等方面的作用日益凸显。数字技术的广泛应用，一方面能够助力电力系统实现源网荷储各个要素可观、可测、可控，有效提升电力系统运行整体效能，实现源网荷储的“纵向”协同互动；另一方面，也能够发挥能源数据要素的放大、叠加、倍增效应，大力开展综合能源服务，支撑电网向能源互联网升级，实现电热冷气氢的“横向”多能互补和高效利用，促进全社会能效提升。
- ◎ 数智化支撑新型电力系统市场化变革。依托数字技术为新型电力系统源网荷储海量、分散的调节性、支撑性资源参与辅助服务市场、现货市场、容量市场等多类型市场提供技术支撑，推动多元化主体参与的市场格局加快形成，不断催生负荷聚合服务、综合能源服务、虚拟电厂等新业务、新模式、新业态，提升了市场活力。依托能源电力数据网络平台等新型基础设施，多渠道为市场主体提供广泛、及时、准确的电力市场信息，促进市场主体提高交易决策水平，支撑市场化、透明度、高效率的电力市场建设；向监管机构提供公开、透明、可信的市场监管信息，挖掘电力大数据监管价值，支撑电力市场监管实现监管手段现代化。

## 参考文献

- [1] 林卫斌, 吴嘉仪. 碳中和目标下中国能源转型框架路线图探讨 [J]. 价格理论与实践, 2021(06):9-12. DOI:10.19851/j.cnki.cn11-1010/f.2021.06.83.
- [2] 魏一鸣, 余碧莹, 唐葆君等. 中国碳达峰碳中和时间表与路线图研究 [J]. 北京理工大学学报 (社会科学版), 2022, 24(04):13-26. DOI:10.15918/j.jbitss1009-3370.2022.1165.
- [3] 中国能源研究会、自然资源保护协会 (NRDC). 构建新型电力系统研究 (报告摘要). <http://www.nrdc.cn/Public/uploads/2022-08-01/62e7910bcd6b5.pdf>
- [4] 林卫斌, 吴嘉仪. 碳中和愿景下中国能源转型的三大趋势 [J]. 价格理论与实践, 2021(07):21-23+114. DOI:10.19851/j.cnki.cn11-1010/f.2021.07.89.
- [5] 中国电力企业联合会. 2020 年电力统计基本数据一览表. <https://www.cec.org.cn/upload/1/editor/1640595481946.pdf>
- [6] 中国电力企业联合会. 中国电力行业年度发展报告 2023. <https://www.cec.org.cn/detail/index.html?3-322625>



自然资源保护协会 (NRDC)  
中国北京市朝阳区东三环北路 38 号泰康金融大厦 1706  
邮编: 100026  
电话: 010-59270688  
[www.nrdc.cn](http://www.nrdc.cn)

中国能源研究会 (CERS)  
中国北京市西城区三里河路 54 号 469 室  
邮编: 100045  
电话: 010-56034653  
[www.cers.org.cn](http://www.cers.org.cn)