



电力圆桌  
POWER SECTOR ROUNDTABLE



专题研究

# 适应新型电力系统的市场机制 创新研究 (简版报告)

---

电力圆桌项目课题组

2024年08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，全国性4A级社团。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。目前累计单位会员800余家，个人会员10万余人，设有12个工作委员会、42个专业委员会和5个分会，秘书处（办事机构）设有8个部门以及1个杂志社。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。

# 适应新型电力系统的市场机制创新研究

Innovating Market Mechanisms for a New Power System

2024 年 08 月

# 目 录

摘要 .....	01
1. 新型电力系统对市场机制的新要求 .....	03
1.1 构建新型电力系统亟需优化资源配置 .....	03
1.2 创新市场机制是优化资源配置的必然要求 .....	04
2. 促进新能源大规模高比例发展的市场机制创新 .....	06
2.1 新能源参与市场的现状与问题 .....	06
2.2 新能源参与市场的国际经验借鉴 .....	08
2.3 新能源发展市场机制创新对策建议 .....	11
3. 加快推进煤电转型的市场机制创新 .....	14
3.1 煤电转型发展机制现状与问题 .....	14
3.2 煤电转型发展机制的国际经验借鉴 .....	16
3.3 完善煤电转型发展机制对策建议 .....	19
4. 推动储能多场景应用多技术路线发展的市场机制创新 .....	21
4.1 储能发展机制现状与问题 .....	21
4.2 储能发展机制的国际经验借鉴 .....	23
4.3 储能发展市场机制创新对策建议 .....	25
5. 推动用户侧资源参与系统调节的市场机制创新 .....	27
5.1 用户侧参与系统调节的现状与问题 .....	27
5.2 用户侧参与系统调节的国际经验借鉴 .....	30
5.3 推动用户侧参与系统调节的市场机制建议 .....	32
参考文献 .....	34

# 摘要

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了《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》，会议强调要深化电力体制改革，健全适应新型电力系统的体制机制，推动加强电力技术创新、市场机制创新、商业模式创新，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。

构建新型电力系统涉及一系列复杂的资源配置问题。新型电力系统具有高度分散化、多元化的特征，难以依靠传统的计划手段集中管理，必须通过市场机制的创新，充分发挥市场在资源配置中的决定性作用。同时，需要基于激励相容的市场设计和有针对性的政府政策，更好发挥政府作用，从而实现有效市场与有为政府的统一，实现资源的优化配置。

为助力新型电力系统的建设，课题组系统分析了我国现阶段电力系统的资源配置问题，通过国内外文献综述、案例分析和政策评估，探讨如何通过市场机制优化资源配置，促进新能源发展、加快煤电转型、推动储能多场景应用和用户侧资源参与系统调节，在借鉴国际经验的基础上对适应新型电力系统的市场机制创新提出了建议。

课题组认为，市场体系方面，基于新型电力系统中各种资源的价值，需要合理设计建设三个层次的市场。一是体现电能量价值的电力现货市场和中长期合约市场，现货市场由供求关系决定价格，实现资源高效配置并有效引导电力投资建设，中长期合约市场提供价格波动风险管理的方法，各类电源主体可以自主选择参与市场的方式，畅通参与市场的渠道。二是体现系统灵活性和丰裕度价值的辅助服务市场和容量市场，这两类市场重在坚持

技术中立原则，实现高效的系统灵活性资源和备用容量配置。三是体现环境价值的碳市场和绿证市场，并通过电 - 碳 - 证价格耦合，以最小制度成本推进绿色发展和低碳转型。

政府作用方面，基于有效竞争的市场，制定针对性的政策，明确不同电力资源品种参与市场的边界条件。对于风电、光伏等新能源发展，在畅通新能源市场化消纳渠道的基础上，重点实施强制性的可再生能源消纳责任制并压实到用户侧，为新能源消纳创造需求。同时，通过全国统一的绿证交易市场，优化可再生能源消纳责任制实施的制度成本。对于煤电，以容量电价为过渡，推进容量市场建设，推动煤电与气电、储能等其他容量资源同台竞价。在煤电通过电能量市场、辅助服务市场和容量市场实现其价值的同时，通过碳排放配额及碳排放权交易市场将其外部成本内部化。对于储能，区分电源侧、电网侧、用户侧储能不同作用功能——电源侧取消新能源强制配储政策，推动新型储能与所配套的电源一起参与电力市场；电网侧储能以容量电价为过渡，推动其参与辅助服务市场和容量市场；用户侧储能主要作为用户侧资源挖掘。用户侧资源挖掘的核心是建立需求响应机制，在实现分时计量的基础上，以峰谷电价为过渡，推动用户适度以现货价格结算。另外，通过立法等方式明确风光储联合单元、负荷聚合商、虚拟电厂等主体的独立市场地位，遵循技术中立原则，鼓励各类主体公平参与电能量市场、辅助服务市场、容量市场、绿色市场等各类市场，与发电企业、电力用户、售电公司等经营主体享有平等的权利义务，同等承担各类市场的经济责任、履行市场交易结果。

# 新型电力系统对市场机制的新要求

## 1.1 构建新型电力系统亟需优化资源配置

为实现碳达峰碳中和战略目标，中国进行了加快构建“清洁低碳、安全充裕、经济高效、供需协同、灵活智能”新型电力系统的战略部署。构建新型电力系统不是“另起炉灶”，而是以当前电力系统为基础，破立结合，逐步建成以新能源为主体电源的新型电力系统。因此，为适应新的生产力的发展，必须改革和重塑资源优化配置的规则和秩序，从而建立起相适应的生产关系。

**一是电源结构的深度调整。**根据史玉波、林卫斌等（2022），按照 2060 年非化石能源消费比重达到 80% 以上的目标测算，碳中和情景下，在发电量的电源结构中，非化石能源发电的比重需要达到 90% 以上，这就意味着中国的电源结构需要在用电需求仍有较大增长空间下的进行结构深度调整。一方面，要做好加法：要大力发展风电、太阳能发电等新能源，预计到 2060 年风光电装机容量将达到 60 亿千瓦以上，在总发电量中占比 65% 左右；要积极有序发展水电、核电与生物质发电等非化石能源，预计到 2060 年水电、核电、生物质发电装机容量为 10 亿千瓦左右，在总发电量中占比超过 25%。另一方面，要做好减法，在保障电力安全可靠供应的前提下，煤电有序退出主体电源地位，预计到 2060 年煤电装机 4 亿千瓦左右，在总发电量中的占比降低至 5% 左右。

**二是系统调节能力建设。**不同于传统电力系统中的主体电源可以提供稳定出力，新型电力系统以风、光为主体的电源出力具有波动性和间歇性，因此对大幅度提升系统调节能力有迫切的需求，以保障发用电曲线相匹配和电力供需平衡。系统调节能力建设需要多措并举，主要包括三个方面：第一是火电，涉及到火电的改造和退出等问题，推进煤电、气电向支撑性和调节性电源转变；第二是储能，包括抽水蓄能、新型储能和氢储能等，预计到 2060 年各种储能装机规模将达到 15 亿千瓦左右；第三是用户侧资源，通过挖掘用户侧资源参与系统调节，调节发用电曲线，更好地保障电力供需平衡。

**三是新能源与传统能源的优化组合、协同运行。**在新型电力系统的建设进程中，随着新能源的占比逐步提高，逐步占据主体电源地位的新能源出力曲线必然严重偏离用电负荷曲线，在风光大发时的出力可能数倍于用电负荷，造成弃风弃光现象；在风光低谷时的出力可能远小于用电负荷，威胁到电力安全供应。因此，为确保电源侧出力曲线的相对稳定，需要将火水等传统能源与风光等新能源优化组合、协同运行，才能确保全局最优，实现最大化的经济价值和社会效益，这是构建新型电力系统的关键所在。

## 1.2 创新市场机制是优化资源配置的必然要求

电源和系统调节能力的合理建设，以及新能源与传统能源的协同运行，都对优化的、高效的资源配置提出需求。总体上，资源配置方式包括政府有形之手和市场无形之手两种。过去，在中国电力系统的建设进程中，政府有形之手发挥着主导作用，指导着电力部门的稳定发展；现在，随着新型电力系统中新能源地位逐渐增强，同时需求侧也发生很大变化，传统的政府主导的资源配置模式无法适应新形势的需求，需要重塑“有为政府+有效市场”的模式，充分发挥市场在资源配置中的决定性作用。应基于有针对性的政府政策和激励相容的市场设计，实现有为政府与有效市场的统一，优化资源配置并改革和创新市场机制，理由如下：

**一是新型电力系统具有高度分散化、多元化的特征，难以靠计划手段集中管理。**新型电力系统是源网荷储海量分散对象、异构资源组成的复杂巨系统，除了大量的集中式发电场站之外，还包含海量的分布式电源、分布式智能电网、用户侧储能、虚拟电厂、负荷聚



合商等主体。这种高度分散化、多元化的系统，如果依靠传统的计划手段实施集中管理，将会由于信息不充分等因素导致政府失灵。

**二是中国的电力体制已经发生深刻变化，政策工具也需与时俱进。**随着 2015 年以来新一轮电力体制改革和电力市场建设的稳步推进，中国的电力体制已经发生了深刻的变化，这要求相关政策目标的实现需要进行机制创新，以契合当前的电力体制。以新能源发展为例，中国在风光电发展的前期阶段实施固定电价全额保障收购制度，即由电网企业负责全额收购新能源项目所生产的电能，这种制度契合了电网企业统购统销的传统。而在当前的电力体制下，电网代理购电制度取代了电网统购统销模式，电网企业不再具备承担保价保量收购新能源电力的责任，新能源发电项目需要通过新的渠道实现消纳。

# 2 促进新能源大规模高比例发展的市场机制创新

## 2.1 新能源参与市场的现状与问题

### 1. 现状

2023 年，新能源市场化交易电量 6845 亿千瓦时，占新源总发电量的 47.3%。新能源参与市场的方式包括：

**(1) 专场交易。**通常出现在新能源富集省区，新能源发电以优惠电价与高耗能大用户进行专场交易。

**(2) 打捆交易。**新能源电源与火电等调节电源按照既定比例进行打捆，为系统提供稳定的出力，新能源向火电提供电价补贴（通常按照 1: 3 进行配比，新能源向火电补贴 2 分 / 千瓦时）。打捆交易普遍使用在新能源外送交易中，在甘肃等省内电力中长期交易中也使用。

**(3) 绿电（绿证）交易。**以实现绿色效益为目的，以平价上网的新能源项目为主。证电合一的绿证交易一般较基准价格上升 1-3 分 / 千瓦时，证电分离的绿证价格一般在 2.5-5 分 / 千瓦时。据中国电力企业联合会统计，2023 年全国绿色电力（绿证）消费总量 1059 亿千瓦时，同比增长 281.4%。

**(4) 现货市场交易。**山西、山东、甘肃、蒙西等地已经将新能源纳入电力现货交易范畴。比如在山西电力现货市场中，新能源报量不报价、优先出清，2023 年现货机组结算均价为 0.3557 元 / 千瓦时，风电结算均价为 0.2650 元 / 千瓦时，光伏结算均价为 0.2440 元 / 千瓦时。

省间电力现货交易自 2022 年以来开展了模拟试运行、结算试运行，根据国家电力调度控制中心，截至 2023 年 9 月，累计成交电量 517 亿千瓦时。

## 2. 存在的主要问题

### (1) 新能源参与电力市场的方式有待完善

新能源出力的波动性和间歇性决定了出力曲线很难与用户侧的负荷曲线匹配，因此需要增强系统的调节能力，并且带来系统消纳成本的提升。在新能源发电企业与用户直接交易的方式下，新能源的消纳成本实际上仍在发电侧解决，新能源发电企业通过降低电价、补贴火电和分摊辅助服务费用等方式承担消纳成本。而购买新能源的大用户并没有按照“谁受益、谁承担”的原则承担消纳成本，存在电价交叉补贴。

如果采用新能源发电企业与用户签订中长期合同、通过现货市场兑付合同的方式，则可能会因为功率预测不准，新能源签订中长期交易曲线风险大。新能源天然的不确定性必然会产生相对于中长期合同曲线的偏差，在合同兑付过程中需要进行“高买低卖”。同时，现货市场交易方式下，还需要做好与辅助服务费用分摊制度的衔接，否则可能导致新能源为其不确定性“重复买单”。

### (2) 新能源绿色价值实现制度有待完善

目前，新能源的绿色价值主要通过绿电和绿证交易制度实现。绿电绿证的购买主体主要包括两大类：一是高耗能大用户，其购买需求在于用绿电绿证抵消其能耗“双控”中的能耗指标；二是出口型企业，用于满足国际市场的要求。当前的绿电和绿证交易制度难以充分实现新能源的绿色价值。数据显示，尽快同比增长了近 3 倍，但 2023 年绿电（绿证）消费总量仍不足新能源发电量的 1/10。并且，当前的绿电绿证交易制度面临着国内政策和国际形势变化的双重压力。一方面，国内可再生能源绿证全覆盖后大幅度增加了绿证的

供给量，而从能耗双控转向碳排放双控的制度提高了对绿证的需求；另一方面，中国绿证在国际市场上未能得到完全认可，可能将限制出口企业购买国内绿证的积极性。

后补贴时代实现新能源绿色价值的一个重要制度安排是强制配额制。中国虽然也已经建立了可再生能源消纳责任制，但是消纳责任权重设定的合理性有待进一步提高，并且消纳责任制的考核仍停留在对省级政府层面，未能将消纳责任压实到用户侧，用户缺乏消费绿电的约束和激励。

### (3) 新能源“市场电”与“计划电”衔接机制有待完善

对于存量的新能源发电场站而言，可能既有保障性收购的“计划电”，也有需要参与市场交易的“市场电”，“市场电”与“计划电”在交付节点、出力时序等方面需要做好衔接。另外，在电网统购统销的模式下，电网企业负责收购新能源“计划电”，而在新的电力市场体制下，电网企业既有竞争性的售电业务，也有针对居民农业等保障性用户的代理购电业务，这一层面上的“市场电”与“计划电”的衔接机制还有待进一步明确，以厘清政策与市场之间的边界。

## 2.2 新能源参与市场的国际经验借鉴

全球主要国家新能源参与市场基本经历了“政府补贴→配额制和绿证→市场化新能源交易”的发展阶段：国家层面立法先行，以相关法律法规激励新能源发展；市场与政策层面，成熟的电力市场机制、不断完善的新能源政策与管理机制为新能源发展提供良好的市场与政策环境。竞争性电力市场下，欧美主要国家推动新能源参与市场的经验做法为：新能源发电参与**中长期市场**以提前锁定收益，规避风险，参与**现货市场与辅助服务市场**以解决系统平衡性问题，并尝试挖掘更高的市场价值，同时，新能源在部分市场中参与容量市场以保障电力系统稳定性。

## 新能源参与中长期市场

在电力中长期市场中，电力交易双方可通过合约的形式，约定在未来某个时间按照事先约定的价格进行电力买卖，对于电力生产者、消费者和贸易商等市场参与者而言，远期合约是规避价格波动风险与电力交易规划的重要方式。

### (1) 购电协议 (Power Purchase Agreement, PPA)

购电协议是电力买方（承购方，如售电公司、企业电力用户等）与发电商（如可再生能源的开发商、独立发电商等）之间的长期合约，合同对电力价格、供应电量、协议期限、输电问题与保险问题等细节进行了规定。根据合约特性，可分为现场 PPA 与异地 PPA，购电协议可分为物理 PPA（也称实物 PPA）与虚拟 PPA（也称金融 PPA）。购电协议为电力买方提供了未来用能保障并提前锁定用能成本，为发电商提供了提供了确定性的长期现金流，同时为不同主体电力购售提供了更多的灵活性和可能性。

电力市场上具有多种购电协议定价模式：**其一为固定价格模式**，电力供求双方商定在特定时期以固定价格进行电力买卖，包括恒定固定价格与阶梯式固定价格，在阶梯式固定价格模式中，每年 PPA 协议价格呈阶梯式增长或下降。**其二是浮动价格模式（指数化价格模式）**，电力价格根据市场条件或预定指数等因素随时间变化。**其三是混合价格模式**，该模式是固定价格模式和浮动价格模式的结合，一些电力以固定价格支付，一些电力以浮动价格支付。**其四是市场遵循价格模式**，该模式下电力价格与市场电价相关，但通常会存在一个电力价格底价。从国家实际执行情况来看，固定价格模式占据主流地位。

### (2) 差价合约 (Contract For Difference, CFD)

2013 年，英国在新一轮电力市场改革中建立了差价合约机制。差价合约是低碳发电商与政府所有的低碳合同公司 (LCCC) 所签署的长期合同。差价合约将市场参与者的一部分利益通过金融合同的方式予以保障，合约双方可以事先协商合约电价及电量，最终以现货市场电价与合约价的差值作结算。差价合约不仅可以实现风险对冲，而且允许市场通过现货交易来完成最终的电量交易，同时根据差价合约与现货市场价格的差异来进行结算。这种方法能够维持现货市场的功能，同时为交易双方提供价格波动的保护。

### 可再生能源配额制 + 绿证制度

可再生能源配额制是指国家或地区通过法律形式对可再生能源市场份额进行强制要求，是可再生能源消费的最低限度，由此实现可再生能源在一定时期内达到一定比例或数量。具有采购义务的企业可寻求直接与发电商或可再生能源证书售卖者订立长期采购合约，以此寻求长期的价格确定性。根据美国经验，订立长期捆绑电能的可再生能源证书合约能使可再生能源配额制度达到最好效果，短期可再生能源证书交易则作为补充平衡机制以提供灵活性。

### 新能源参与现货市场

新能源参与现货市场，有助于提升新能源利用效率，完善价格信号，为可再生能源发展提供激励。以德国为例，德国现货市场包括日前市场、日内市场、事后市场和实时平衡市场，日前市场可以充分挖掘新能源价值，日内市场与实时平衡市场协调共同平衡新能源出力波动，事后市场采用持续滚动交易模式，为市场提供灵活性。

### 新能源参与辅助服务市场

以美国为例，一些试点运行证明了新能源有能力提供调频、调峰等可靠性服务，同时有分析认为，美国风电与光伏发电参与辅助服务市场将相比于参与电能量市场能够获得额外收入。但美国风电与光伏发电在辅助服务市场的参与度很低，是否以及如何令风电和光伏发电更好的参与辅助服务市场，是美国电力行业还在探索的问题。

### 新能源参与容量市场

英国在 2013 年电力市场改革中确立了容量市场机制，由于英国受地理条件约束，电网网架相对薄弱，在新能源大规模发展的情况下，必须有足够备用容量保障电源的充裕性与电力系统的安全稳定运行。英国容量市场以拍卖形式进行，是技术中立的，除部分因已签订差价合约等原因不符合参与要求的机组与容量外，其他所有存量和新增容量都有资格参加拍卖。

## 2.3 新能源发展市场机制创新对策建议

### 1. 畅通新能源市场化消纳的渠道

一是通过双边合同形式，新能源发电商与售电公司或者大用户签署长期购电协议，协议规定电量、电价及交付节点。售电公司或者大用户按照合同规定享有特定节点一定量的新能源发电权，并以此同时作为买方和卖方参与电力现货批发市场竞标。新能源发电商不直接参与现货市场交易。

二是新能源发电商通过耦合灵活性资源作为负荷服务实体参与中长期交易。签订中长期合同曲线，并同时作为买方和卖方参与电力现货批发竞标，兑现中长期合同。

三是新能源直接参与现货市场交易。新能源发电项目以（短期内）报量不报价或者（长期）报量报价的方式参与日前市场和实时现货市场，逐步实现每 5 分钟提交预测、完成竞价、调度和结算，5 分钟之内的偏差由自动发电控制系统（AGC）做调频处理。

#### 保障举措：

一是加快推进现货市场建设，在省级电力市场的基础上，放开跨省跨区发电计划，短期内按照《省间现货交易规则》，省间买方作为电源参与受端现货市场出清、卖方作为送端现货市场负荷参与出清，长期内构建统一电力市场，实现统一出清，推动新能源在更大市场范围内消纳。

二是完善中长期交易制度设计，增加新能源发电调整合同的机会，缩短交易周期，提高交易频率。允许不同电源品种之间自由转让市场合同，增加市场合同的流通性，使电力中长期交易曲线尽可能匹配实际出力曲线。

三是鼓励新能源发电商与售电公司、大型终端用户和保底供电主体等签订虚拟购电合同，对冲现货市场价格波动风险。

### 2. 完善新能源绿色价值实现制度

一是以强制性配额落实可再生能源消纳责任制。完成政府强制性的可再生能源消费配额，是绿色电力证书的最大需求。我国在 2017 年试行可再生能源绿色电力证书制度之初

就提出“自 2018 年起适时启动可再生能源电力配额考核和绿色电力证书强制约束交易”。2021 年，国家能源局在《关于征求 2021 年可再生能源电力消纳责任权重和 2022-2030 年预期目标建议的函》中提出，2030 年全国统一可再生能源电力消纳责任权重为 40%，其中非水电电力消纳责任权重为 25.9%。近两年来，受各种因素影响，可再生能源电力消纳配额制还未能得到很好的执行，大大制约了对绿色电力证书的需求。应加快落实可再生能源电力配额制，确保到 2030 年非化石能源消费比重达到 25%。同时，应该将消纳责任制压实到售电公司等负荷服务主体，并制定与之相配套的考核和奖惩制度。

**二是要加快构建全国统一的绿证交易市场。**可再生能源交易的同时，绿色电力证书同步交割，直接证明了绿色电力的消纳。绿色电力证书还可以脱离电力市场，再进行市场交易。如果企业通过直接绿电交易完成可再生能源消纳配额的成本过高，则可在二级市场上购买绿色电力证书以满足配额要求。这种完善的绿电绿证交易机制同时实现了“证随电走”“证电分离”，调动了绿色电力消纳的积极性，优化了资源配置，大大降低了可再生能源配额制实施的制度成本。我国的绿色电力证书只允许交易一次，二级市场缺失，在缺乏市场高效运行的情况下，通过强制配额的方式落实可再生能源消纳的制度成本过高。应尽快放开绿色电力证书交易二级市场，允许绿色电力证书在用户之间多次交易，建设全国统一的绿色电力证书交易市场，促进其全国范围内高效流通。通过构建全国统一的绿色电力证书交易市场，使承担可再生能源电力消纳配额的企业可以用最合理的方式、最低的成本履行可再生能源消纳责任。同时，加强认证机构与绿色电力证书交易机构间的信息数据交互，确保绿色电力证书的唯一性，避免可再生能源电力的绿色价值被重复计算。

**三是积极推进中国绿证的国际认可。**中国的绿色电力证书在国际市场上认可度低，限制了出口企业和跨国供应链上企业的购买需求。比如在国际上认可度较高的 RE100 倡议联盟对于企业使用中国绿色电力证书保证 100% 使用可再生能源电力承诺的态度仅为“有条件认可”。《关于做好可再生能源绿色电力证书全覆盖工作促进可再生能源电力消费的通知》，解决了之前中国绿色电力证书核发范围不全、“一电多证”等问题，从供给侧完善了绿色电力证书制度，具备了被国际市场无条件认可的基础，应早日与 RE100 等国际组织开展对话和磋商，推动依据实际运行情况，对中国的绿色电力证书体系进行重新评估，公平、客观、不带附加条件地认可中国的绿色电力证书。



**四是有效衔接绿证与国内外控碳政策。**绿色电力证书是消费可再生能源属性的凭证。绿色电力证书主要用于满足国内政策（比如可再生能源消纳责任制）和国际市场要求（比如100%可再生能源倡议，RE100）。在中国即将实施碳排放双控制度的情况下，绿色电力证书可能会被大量用于核减企业碳排放量。根据可再生能源电力项目的环境属性不能重复开发的原则，用于核减企业碳排放量的绿色电力证书不能在用于其他需求。比如，在RE100要求绿色电力证书必须拥有完全的环境属性，在使用时买回被重复开发的环境权益，包括可再生能源电力项目开发过的碳抵消量。为避免这种现象，建议在绿色电力证书对可再生能源电力项目全覆盖的基础上，由国家能源局统一对核电、火电+CCUS的零碳能源属性进行认证，发放“零碳电力证书”，作为企业和有关机构消费零碳能源的唯一凭证。绿色电力证书自动成为零碳电力证书，而零碳电力证书则不能作为绿色电力证书使用。认证零碳电力可以使用零碳电力证书抵消碳排放量，而将绿色电力证书优先用于满足国内政策和国际市场的要求。

**3. 实施政府授权合约制度。**对于保障收购的“计划电”，应转向政府授权合约机制，保障新能源企业合理收益，做好计划与市场的衔接。具体操作上，可以由政府授权电网企业或者在省级层面上成立专门的地方国有公司，该公司负责收购新能源保障性计划电，并负责提供保底供电服务。另外，该公司还可以与新能源发电商签订虚拟购电协议，支持新能源发电商对冲现货市场价格波动风险，所产生的损益单独核算，由全体用户分摊。

# 3 加快推进煤电转型的市场机制创新

## 3.1 煤电转型发展机制现状与问题

煤电行业作为我国传统电力系统的主体部分，其发电量和装机量均占据电力部门的显著位置，且短期内仍将保持主体电源的地位。据中电联数据显示，2023 年全国煤电装机达到了 11.6 亿千瓦，占电力总装机的 39.9%，发电量的占比仍然接近六成。在国家应对气候变化、建设新型电力系统的战略方针下，自 2010 年以来，我国的煤电转型持续推进：

**1. 煤电机组改造方面：**近年来，煤电行业一方面经历着装机和发电量占比的下降，另一方面呈现出灵活性与清洁化程度提高的趋势。通过实施“上大压小”“等量替换”等政策，煤电行业积极淘汰落后机组，优化煤电结构。另外，为贯彻落实“双碳”战略，国家发展改革委、国家能源局于 2021 年 10 月 29 日印发《全国煤电机组改造升级实施方案》，要求煤电机组进行节能降碳改造、供热改造和灵活性改造三种改造（“三改联动”），旨在降低煤电机组的度电煤耗和二氧化碳排放，提高煤电机组供热负荷以实现低效率、高排放的分散小锅炉的替代和进一步提升煤电机组负荷调节能力，为新能源消纳释放更多的电量空间，并帮助电网安全稳定运行。最终全国 80% 以上煤电机组进行了节能改造，90% 以上煤电机组实现了超低排放。

2024年7月，国家发展改革委、国家能源局联合印发了《煤电低碳化改造建设行动方案（2024—2027年）》，提出生物质掺烧、绿氨掺烧、碳捕集利用与封存等3种煤电低碳发电技术路线，并对煤电低碳化改造建设的项目布局、机组条件、降碳效果等作出具体要求：到2025年，首批煤电低碳化改造建设项目全部开工，转化应用一批煤电低碳发电技术；相关项目度电碳排放较2023年同类煤电机组平均碳排放水平降低20%左右、显著低于现役先进煤电机组碳排放水平，为煤电清洁低碳转型探索有益经验。到2027年，煤电低碳发电技术路线进一步拓宽，建造和运行成本显著下降；相关项目度电碳排放较2023年同类煤电机组平均碳排放水平降低50%左右、接近天然气发电机组碳排放水平，对煤电清洁低碳转型形成较强的引领带动作用。

**2. 市场机制改革方面：**以《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》和《关于建立煤电容量电价机制的通知》为核心，标志着中国煤电转型市场机制改革进入了深水区。前者旨在通过有序放开全部燃煤发电电量上网电价、扩大市场交易电价上下浮动范围和强化辅助服务市场，增强燃煤发电上网电价的灵活性和反应性；后者是针对煤电在新型电力系统中承担的特殊角色——从传统的基荷电源转变为灵活性和充裕性的提供者——提出的两部制电价机制。当前的煤电市场机制改革，一方面通过深化燃煤发电上网电价的市场化改革，增强电价信号的引导作用，激发市场活力，促进节能减排和能源结构调整；另一方面，通过建立容量电价机制，确保煤电在转型期间的稳定过渡，为电力系统提供必要的容量保障和灵活调节能力，同时为新能源的大规模接入和消纳创造了有利条件。这些改革措施共同推动中国煤电行业向着更加市场化、低碳化、灵活化的方向迈进，助力国家实现碳达峰、碳中和目标。

**3. 稳定煤炭价格方面：**2022年，国家发展改革委先后印发了《关于进一步完善煤炭市场价格形成机制的通知》（发改价格〔2022〕303号，以下称303号文）和2022年4号公告。303号文提出了煤炭中长期交易价格合理区间，4号公告提出了煤炭领域哄抬价格行为的具体认定标准，实质上明确了煤炭现货价格合理区间，两份文件构建了煤炭价格预期引导和调控监管的闭环机制。

尽管各地煤电企业已经完成了一轮超低排放和节能技术改造，但在进一步投资进行深度清洁化改造过程中，还面临诸多问题。

**1. 技术与经济性挑战：**一是煤电的灵活性改造和清洁化利用还存在不少技术瓶颈。清洁化利用方面，在超临界二氧化碳发电技术、碳捕集利用与封存（CCUS）、煤气化燃料电池发电、燃煤耦合生物质发电等技术方面仍需突破，现阶段技术研发难度大、成本高。二是煤电企业经营困难，煤电转型中的改造任务艰巨。受煤炭供应紧缺、煤价高企、煤电价格倒挂等多重因素影响，煤电企业存在一定的经营困难，而煤电清洁化利用和灵活性改造又需要投入大量的技术和资金，对企业造成很大压力，会造成企业清洁化和灵活性改造意愿较低。

**2. 政策与监管挑战：**一是深入推进煤电转型的相关支持政策不够完善，发电企业改造动力和积极性不足。二是煤电转型配套的监管机制尚不完善，无法有效保障转型政策的实施力度和实际效果。

**3. 市场机制协同挑战：**当前电力市场机制设计尚不完善，无法真正推进煤电顺利转型。一方面，电力市场与碳市场的协同发展缺乏明确的顶层设计方案，这导致两个市场间未能形成有效的互动与互补。另一方面，由于风光等新能源间歇性和随机性特征，煤电机组依然扮演着电力系统稳定器的关键角色，而现行的电价机制仍难以充分覆盖煤电企业的成本，造成煤电企业的经营困难，甚至影响到电力系统的整体稳定性和安全性。

## 3.2 煤电转型发展机制的国际经验借鉴

煤电转型是全球可持续发展、应对气候变化的重要任务，各国在其气候目标下选择了不同的煤电转型路径，尝试建立不同竞争性电力市场或设计相应电源侧容量机制，以获得相应的煤电转型成效。现以德国、英国和美国为例，对国外煤电转型主要措施和容量机制或市场设计进行分析，并总结出国外经验对我国的启示。

### 1. 德国

德国是欧洲最大的煤炭消费国，作为一个富煤少气的国家，其能源转型的核心在于逐步淡出煤电和核电。为了解决退煤和弃核带来的电网安全挑战，德国自 2016 年起实施了电网备用机制，随后引入了容量备用和“煤电备用”机制。

**德国推动煤电转型的主要措施有：**（1）发布《退煤法案》，明确退煤规划。

德国在 2020 年发布《退煤法案》，对煤电退出的时间进行了具体规划，并就电力供应安全、就业安置、关联产业转型、社会保障等问题给出了详细的规划。（2）采用硬煤燃煤电厂退役补偿招标竞争机制。从 2020 年到 2027 年，德国联邦网络管理局组织硬煤燃煤电厂退役的补偿招标竞价，投标价格将逐年下降。且从 2028 年起，不再有退役补偿。（3）联邦政府提供扶持和补偿资金。一方面，德国政府向产煤州提供资金支持，用于基础设施改造和人员安置；另一方面，降低输电费用以防电价上涨。通过补贴的方式使淘汰燃煤发电的成本不会转移给电力用户。（4）完善电力辅助服务的招标方式，鼓励多元主体参与辅助服务市场。德国电力辅助服务市场中，输电运营商通过双边合同或者竞争方式，组织发电商和用户侧主体参与电力辅助服务市场，其中最重要的是调频辅助服务。（5）推动煤电机组灵活性改造。德国煤电机组改造后最小出力可进一步降低至 20%，并通过完善电价机制来传导灵活性改造的成本。（6）采用容量备用机制。德国的容量备用模式则旨在提供额外的备用发电能力，以应对市场需求短缺，包括电网备用、容量备用和“煤电备用”三部分。

## 2. 英国

2021 年，英国政府发布的《英国能源白皮书》详细规划了至 2050 年实现能源系统碳净零排放的目标。**英国推动煤电转型的主要措施有：**（1）逐步淘汰煤电。英国政府制定了到 2025 年完全淘汰燃煤发电的目标。英国与加拿大带头发起创立了“电力去煤联盟”（Powering Past Coal Alliance），被称为化石燃料的“核不扩散条约”，目前已有 104 个国家参加。（2）发展可再生能源。通过提供补贴、税收优惠等政策措施，鼓励企业投资可再生能源项目，积极推动可再生能源技术的创新和应用。（3）建设智能电网。英国政府正在建设智能电网以应对可再生能源的间歇性和波动性，通过引入先进的通信技术和控制技术，实现电力系统的智能化管理和调度。（4）实行容量市场机制。英国的容量市场首先由英国能源和气候变化部根据电力调度机构确定容量需求，再进行一级容量市场的拍卖、开展二级容量市场交易（包括物理交易和金融交易）；竞标成功的容量提供者将在交付年得到相应的报酬，需要确保容量提供者履行在交付年有需要时提供能量的义务，否

则就要面临与停电损失相关的罚款；容量合同的费用由售电商承担，依据其交付年在电能市场中所占份额进行结算。

### 3. 美国

美国煤炭退役率的降低促进了煤炭产能的上升，贡献了 2023 年退役装机容量的近一半。随着可再生能源装机增加和一些传统化石燃料发电退役，美国发电装机容量正处于转型期。从转型进程上看，目前美国处于以石油和天然气为主的化石能源时代。美国在转型过程中充分发挥自身资源优势和特点，并通过相关政策法律来推动煤电转型。

**美国煤电转型的主要措施有：**（1）通过页岩气革命稳定能源供给，选择天然气和核能作为过渡能源。美国大力推动页岩气革命，从第一次石油危机后就启动对页岩气的研发支持，坚持页岩气革命使得美国油气进口依赖程度大幅下降，在能源供给上实现自给自足，也减少了对煤电的依赖。（2）将燃煤电厂转换为天然气发电厂。用天然气发电替代燃煤电厂可以有效减少二氧化碳排放，有助于实现能源转型。（3）大力发展 CCUS。一是投入资金支持 CCUS 技术研发；二是通过税收减免降低应用成本；三是投资 CCUS 基础设施建设。（4）丰富辅助服务交易品种，引入促进新能源消纳的辅助服务产品和依据可靠性定价模型的容量市场。（5）构建 PJM 的容量市场机制。

### 4. 国际经验的启示

#### （1）发挥政府作用，针对煤电转型出台相关政策

德国提出《退煤法案》来确定退煤的时间，并且通过制定燃煤电厂退役补偿招标竞争机制来关停煤电机组；英国政府利用《英国能源白皮书》详细规划了至 2050 年实现能源系统碳净零排放的目标；美国政府通过控制发电企业污染物的排放来降低煤电投资的积极性，通过可再生能源配额制等机制促进绿色能源的发展。

#### （2）大力发展绿色低碳技术

加大在绿色低碳技术上的资金投入，在煤电转型阶段寻找能安全过渡的方法，重视能源效率、电网技术等领域的技术研发，例如美国大力发展 CCUS 技术，德国通过大数据技术和能源技术结合开发智能电网。

### (3) 通过有效的容量机制和电力市场机制激励煤电转型

有效的电力市场机制是煤电机组获取合理收益的保障，各国均通过完善电力市场机制推动煤电转型。德国完善调频辅助服务招标方式，鼓励多主体参与调频市场；英国引入容量市场机制，通过纠正市场失灵和容量价格来引导电源投资；美国增加了市场主体通过辅助服务获取收益的方式，同时通过容量市场机制保障了电力系统长期供电充裕性。

**结合我国煤电转型国情来看：**第一，我国可以借鉴相关经验，明确目标容量的定价机制与运作模式；第二，借鉴英国政府将需求侧资源与供应侧资源同等对待的做法，保证需求侧资源能够在容量市场中发挥作用，使发电资产与电网资产得到经济高效的利用。第三，美国 PJM 的容量市场为我国提供了设计类似机制的模板同时，也意味着在煤电转型中，我国需加强区域电网互联，促进跨省跨区电力交易，提高系统整体的可靠性和经济性。

## 3.3 完善煤电转型发展机制对策建议

**第一，完善电力市场体系构建，建立健全多元化、区域与统一市场交易相融合、现货与中长期交易相协调的电力市场交易体系。**（1）建立多元化中长期交易体系：鼓励发电企业与用电大户签订中长期购电合同，特别是推动可再生能源发电企业与煤电发电企业打捆参与交易，为煤电企业提供稳定的收入预期，同时促进清洁能源消纳。引入期货、期权等金融衍生品，增加市场灵活性和风险管理能力。（2）完善辅助服务市场：明确界定辅助服务种类（如调峰、备用、黑启动等），建立合理的辅助服务补偿机制，鼓励煤电企业通过技术改造提升灵活性，参与提供辅助服务，获取额外收益，逐步减少其作为基础负荷电源的依赖。（3）推进现货交易市场建设：建立实时电价机制，反映电力供需的瞬时变化，激励煤电企业根据市场信号调整发电策略，提高效率。同时，确保现货市场规则公平透明，保护各方利益，避免市场操纵。

**第二，落实好煤电“两部制”电价政策。**（1）建议各省份尽快出台煤电容量电价实施细则，稳定煤电企业固定成本回收预期，推动煤电机组进行必要的投资和改造。加强对各地落实煤电电价政策监管，及时纠正以降价为目的专场交易，避免不合理干预。（2）建立健全跨省跨区容量电价分摊机制，推动跨省跨区中长期交易的签约履约，保障电力供应充足。

加强国家层面对热价调整的指导，考虑优化供热机组容量成本回收机制，研究热工况下供热机组灵活性调节能力与煤电容量电价机制的合理衔接。

**第三,完善容量电价机制,在强化监管与评估的基础上着力推进向容量市场的过渡。**(1) 逐步过渡到完全容量市场: 设定明确的时间表和路线图, 逐步降低对传统煤电的直接补贴, 转而通过市场竞争决定容量价值。同时, 为转型过程中的煤电企业提供必要的技术和财政支持, 减轻转型压力。(2) 强化监管与评估: 建立健全容量市场的监管体系, 定期评估市场运行效果, 及时调整和完善相关政策, 确保容量市场的健康发展和公平竞争。

**第四, 加强碳市场与电力市场间的衔接与融合, 建立碳市场与电力市场的联动机制, 推动二者协同发展。**(1) 建立碳价传导机制: 确保碳市场价格信号能够有效传导至电力市场, 通过提高煤电的碳排放成本, 激励企业减少煤炭使用, 增加清洁能源发电比例。实施碳排放配额交易与电力交易的联动机制。(2) 增强信息共享与平台对接: 建立碳市场与电力市场数据共享机制, 利用大数据、云计算等技术手段, 实现两个市场数据的高效对接与分析, 为市场主体提供更加精准的市场信号, 促进资源优化配置。



# 4 推动储能多场景应用多技术路线发展的市场机制创新

## 4.1 储能发展机制现状与问题

### 1. 储能市场机制发展现状

#### (1) 抽水蓄能市场机制

① **单一容量制电价**：电站租赁给电网经营，核定容量价格，电站收益依靠容量电费实现。容量电费根据电站投资成本核定，按照电站可用容量给予全年一次性收入，作为其全部收入，回报稳定，反映了电站的容量作用特性。

② **两部制电价**：两部制电价由容量电价和电量电价构成，由国家政府价格主管部门核定。2014年，国家首次明确抽水蓄能电站实行两部制电价，电价按照合理成本+准许收益核定，同时提出容量电费和抽发损耗纳入当地电网运行费用统一核算，随销售电价统筹考虑。随着新一轮电力体制改革的推进，国家于2016-2019年间陆续提出抽水蓄能不纳入电网准许收益或成本考虑，导致抽水蓄能电站投资积极性受挫。2021年5月，国家发改委印发《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》，进一步强调坚持并优化抽水蓄能两部制电价政策，同时明确将容量电价纳入输配电价回收。

## (2) 新能源强制配置储能机制

2021年以来，宁夏、辽宁、安徽、福建、内蒙古等地陆续在新能源上网等相关文件中提出了对储能技术、配套等具体要求。目前绝大部分省市已出台政策规范配储比例及时长，比例从最初的5-10%提升至10-20%，时长也提高至最高4小时。风电配储比例中，湖北、广西配储比例最高，达20%，吉林、甘肃省河西区次之，达15%，其余9省区均为10%。光伏配储比例中，湖北、西藏配储比例最高，达20%，吉林、甘肃省河西区次之，达15%，其余11省区均为10%。

## (3) 新型储能财政补贴机制

目前，我国通过多项财政补贴政策大力发展发电侧储能和用户侧储能。

① **发电侧储能补贴机制：**2021年以来已有20多个省份发布新能源配储政策，明确新能源配置储能比例在5-30%之间、储能时长1-4小时不等。浙江、青海、四川、重庆等省份发布了新能源配储补贴政策，补贴方式主要包括放电补贴、容量补贴、投资补贴。安徽、贵州、河南等省份发布了新能源配储参与辅助服务市场的政策，交易品种主要包括调峰、调频、备用等。从各省储能政策上看，发电侧储能推行力度远高于电网和用电侧储能。地方储能发展政策以“强制安装+有效激励手段+补贴”为主，主要可以分为两类：一类是要求新能源项目必须按一定功率配比配置发电侧储能，如湖南、湖北、新疆、陕西、福建等地；一类是鼓励新能源项目按一定功率配比配置发电侧储能，同时会在项目审批、并网时给予倾斜。此外，部分地区（青海、新疆等地）会给予发电侧储能发售电量一定补贴，以提升其经济性。

② **用户侧储能补贴机制：**2022年以来，针对用户侧储能补贴政策频发，成为地方争取项目投资、产业落地的重要手段之一。补贴方式主要以容量补贴、放电补贴和投资补贴为主，补贴方向主要与分布式光伏结合为主。其中浙江、江苏、四川、安徽、广东等地政策出台最为密集，浙江省龙港市、北京市、重庆市铜梁区等地方政策支持力度较大。

## 2. 储能市场机制现存问题

### (1) 抽水蓄能市场机制现存问题

① **发展规模和资源储备落后于电力系统需求。**抽水蓄能电站规模巨大，对自然资源条件要求较高，抽水蓄能电站建成投产规模小、在电源结构中占比低，我国抽水蓄能电站资源储备与大规模发展需求衔接不足。西北、华东、华北等区域抽水蓄能电站需求规模大，但建设条件好、制约因素少的资源储备相对缺乏，形成资源储备与发展需求的不匹配。

② **市场化程度不高，价格机制有待进一步完善。**国内抽水蓄能电站市场化获取资源不足，非电网企业和社会资本开发抽水蓄能电站积极性不高。同时，抽水蓄能参与市场的方式有限，电量按照市场定价结算却不参与市场交易，仅依靠调度进行管控，为盈利方式带来了不利因素。

### (2) 新型储能市场机制现存问题

① **强制配储成本太高。**储能设备的成本较高，建设和维护成本也较高，需要大量的资金投入。这对于企业而言，会增加项目的投资成本和运营成本，降低企业盈利能力。

② **新型储能市场机制尚未成熟。**目前国内储能市场还不够成熟，缺乏相关政策和市场规则的支持，使得储能设备的利用效益和市场回报率无法保障。。

## 4.2 储能发展机制的国际经验借鉴

### 1. 国外抽水蓄能价格机制与运营模式

全球抽水蓄能电站中约 85% 的电站采用内部核算制（电网统一经营）或租赁制形式解决投资回报问题。采用内部核算制的主要有法国、日本以及美国的一些州，这些地区没有独立的抽水蓄能电价。租赁制形式是由第三方投资，由电网来租赁，相关费用纳入电网统一核算，再通过销售电价一并疏导。其余 15% 的情况是抽蓄电站参与市场竞争，典型代表是英国和美国一些地区，但这些电站通过市场竞争来参与电能量和辅助服务市场获得的收入仅占到收益的 20% ~ 30%，其他绝大部分还是通过补偿的方式获取。

表 1 国内外抽水蓄能电站主流电价机制对比

电价机制	典型代表国家	优点	缺点
内部核算制	日本、法国，以及美国部分州	收益与电网捆绑，电网按需调度，收入稳定，有利于吸引地方资金	未反映实时价值，调度缺乏价格信号；租赁成本未得到有效分摊；电站主观能动性较低
租赁制	日本、美国	易于结算、权责分明，电网可按需调度，电站经营管理收入较为稳定	租赁费是事前按“成本、收益”的方式核定，并不能真正反映抽水蓄能电站的实时价值，租赁期限和租赁费的核定、考核也存在难点
两部制电价	中国	既有利于吸引投资，也有利于电网灵活调度	电网承担了市场预测风险，且计量计费系统比较复杂
参与电力市场竞争	美国、英国 RTO/RSO 覆盖区、德国、瑞士	以价格信号反映价值，有效分持成本，免于核算	上网电价高，有电价波动风险；辅助服务价值难准确衡量；缺乏激励机制
固定收入 + 变动竞价模式	英国	固定收益保障基本收益，变动收入体现价值，电站积极性高	需要较为成熟市场条件和完善的市场激励机制

## 2. 国外典型国家（地区）新型储能市场化交易机制

**(1) 参与现货电能量市场方面：**美国联邦能源管理委员会（FERC）2018 年发布 841 号法令，指示独立系统运营商（ISO）和区域输电组织（RTO）制定规则，在非歧视的基础上向储能资源开放其批发能量、容量和辅助服务市场；英国国家电网从 2018 年 5 月开始放松平衡机制的准入，简化和明确储能及聚合商参与平衡机制的流程；澳大利亚在 2021 年引入 5 分钟结算机制，为投资储能等快速响应技术提供更准确的价格信号。

**(2) 参与辅助服务市场方面：**美国德州电网运营组织（ERCOT）投运的储能平均时长 1 小时左右，主要参与调频和响应备用服务，2022 年储能系统提供的辅助服务比例超过 50%，ERCOT 于 2023 年发布了应急备用服务（ECRS），要求连续 2 个小时保持在指定容量水平，有利于 2 小时以上储能系统的部署；英国从 2022 年开始陆续推出 3 项新的调频辅助服务品种替代传统调频，分别是动态遏制（DC）、动态稳定（DM）和动态调节（DR），

在响应时间方面具有显著优势；澳大利亚允许 5MW 及以上的储能电站参与调频市场，现有调频品种响应时间涵盖 4 秒 ~5 分钟，还推出 1 秒内响应的快速调频品种供储能参与。

**(3) 容量补偿或容量市场方面：**美国的新英格兰电网运营商 ISO-NE 将 2 小时确定为获得满容量信用所需的最短持续时间，包括加州电网运营商 CAISO、中部电网运营商 MISO 等在内的几个地区为 4 小时，而 PJM 则要求 8 小时；加州实施资源充足性 (RA) 政策，以满足高峰需求并整合可再生能源，RA 合同可为时长为 4 小时的储能项目提供长达 10 年以上的容量补贴；英国从 2016 年开始允许包括电化学储能在内的新兴资源参与容量市场，为反映不同时长的储能系统的容量可用性，设定容量降级因数。

## 4.3 储能发展市场机制创新对策建议

### 1. 完善抽水蓄能两部制电价政策，加快确立抽水蓄能电站独立市场主体地位。

第一，强化统一规划，优化成本审核引导合理投资。加强抽水蓄能电站的统一规划，实现抽水蓄能电站建设的有序进行。结合电源结构和布局、电网发展、负荷特点及全国联网等因素，确定抽水蓄能电站的合理比重、布局和建设时序。进一步优化成本监审制度设计，引导抽蓄电站合理投资，促进抽水蓄能行业健康良性发展。对管理费用、办公用房等成本费用适当引入竞争机制，对电站优化设计节约的投资成本，探索制定合理的激励机制，将节约部分按照一定比例在电力用户和抽蓄电站之间进行分享。对于未充分考虑地方发展情况盲目投资的省份，应设置相应主管部门追责制度，避免将投资风险转嫁给电力用户。此外，明确抽水蓄能电站核准依据，对项目立项进行严格把关，除了审核总造价外，进一步针对项目功能、利用价值等，全面确定立项费用。

第二，确保两部制电价政策下抽水蓄能电站的合理调度。明确调用抽蓄的场景，常见场景包括出现电力保供缺口、新能源消纳困难、支撑电网安全及应急处置电网故障和异常时等。一般情况下，应主要对抽蓄电站以满足电力保供和新能源消纳为目标进行“按需应急调用”。

第三，加快建立健全市场体系，逐步引导抽水蓄能机组更加充分地参与市场竞争，充分体现抽水蓄能电站的市场价值。在中长期市场中，构建促进消纳的配套市场机制，鼓励

抽蓄电站作为新型主体参与省内或跨省区分时段中长期交易，解决新能源的波动性、间歇性问题；在现货市场中，充分发挥市场在电量电价形成中的作用，已开展电力现货市场试运行的省区，允许抽水蓄能参与现货交易并按市场价格结算。加快电力辅助服务市场、容量市场建设，引导抽水蓄能这一特殊调节电源的有序投资，获取合理回报。

## 2. 短期内探索储能容量电价机制，结合新型储能的系统功能采用多元化定价方式。

第一，进一步完善电源侧储能价格形成机制，推动新型储能与所配套的电源一起参与电力市场。现阶段电源侧储能的成本疏导机制应遵循先向电源侧疏导再间接传导到用户的基本逻辑。以支持“电源+储能”商业模式为核心，进一步完善电源侧储能价格形成机制，推动新型储能与所配套的电源一起参与电力市场；同时，加快推进电力市场建设完善市场价格机制，进一步体现电源侧储能价值。

第二，促进电网侧新型储能商业模式多元化探索。开发“共享”储能商业模式和行业标准，将区域独立分散的电网侧、电源侧、用户侧储能电站资源进行全网优化配置、统一协调，由电网侧推动源网荷各端储能能力全面释放，促进储能资源优化配置。结合我国“双碳”目标背景，挖掘探索电网侧新型储能参与碳-电耦合市场的可行性，开拓电网侧新型储能的收益新赛道。

第三，完善独立储能参与电能量市场的交易机制，构建独立储能价格市场形成机制。建议已开展现货市场建设的地区适度提高市场主体参与电力现货电量的比例，扩大价格上下限。而在那些尚未启动现货市场的地区，进一步合理化调峰辅助服务费用，并尽快建立现货交易规则，将独立储能纳入其中。部分存在成本回收困难、调用次数偏低等问题的地区拓展独立储能企业的收益渠道，探索共享储能容量租赁机制等新兴商业模式，促进储能企业的规模化发展。

# 5 推动用户侧资源参与系统调节的市场机制创新

## 5.1 用户侧参与系统调节的现状与问题

### 1. 用户侧资源参与系统调节现状

新型电力系统下终端电气化水平的提升，带来了大量多元化的用户侧资源并蕴藏着巨大的系统调节潜力。2023 年中国全社会用电量为 9.22 万亿千瓦时，同比增长 6.7%，预计 2024 年全国统调最高用电负荷达 14.5 亿千瓦，比 2023 年增加约 1 亿千瓦。近年来，受电煤供应紧张、用电负荷增长等因素叠加影响，我国少数省级电网在部分时段电力供需形势较为紧张，使得实施电力需求响应、推动用户侧资源参与系统调节以保障电力供需平衡成为必要。

#### (1) 用户侧资源类型、聚合与负荷管理

当前我国用户侧可调资源主要包括分布式发电资源、可调节负荷资源、用户侧储能资源、其他新型负荷资源等，这些资源具有容量小、基数大、种类多、分散化的特征，需要通过负荷聚合、虚拟电厂等模式聚合形成规模化调节能力。传统上，电网企业对于需求侧资源是采取电力负荷管理措施，由各地电网企业根据本地实际情况组建电力负荷管理中心，统筹协调开展电力负荷管理工作。

## (2) 用户侧参与系统调节的市场机制

《电力需求侧管理办法（2023年版）》指出要“全面推进需求侧资源参与电能量和辅助服务市场常态化运行”，“支持符合要求的需求响应主体参与容量市场交易或纳入容量补偿范围”。近年来，我国多个省市为进一步深化电力需求侧管理，陆续出台相关补贴政策，引导电力用户主动开展需求响应削峰填谷，并从响应方式、补贴核算标准、价格形成机制、定价方法、补偿分摊等方面进行市场机制设计。

**在响应方式方面**，根据需求响应的事先规划差异，分为邀约需求响应和实时需求响应两种方式，也有部分省份根据需求响应的目的分为削峰需求响应与填谷需求响应。

**在补贴标准核算方面**，需求响应补贴金额的确定主要由补偿基准价格、响应负荷量、响应时间、补贴价格系数、响应速度系数等因素综合决定，其中补贴价格系数反映实时响应容量是否达到了申报响应容量，响应速度系数则根据需求响应提前通知时间的长短决定。

**在价格形成机制方面**，包含固定价格机制和市场化价格机制两种方式。固定价格机制下各省市根据需求响应的类型、响应速度、响应负荷量、响应时间等因素确定阶梯式的固定价格补偿标准；市场化价格机制下，基于不同需求响应类型采用市场化申报的方式确定补偿标准。

**在定价方法方面**，补偿机制包括单一补偿机制与两部制补偿机制。单一补偿机制下按照相关补贴标准进行电量补偿；两部制补偿机制下的补贴构成包含电量补偿与容量补偿两个方面，两部制补偿机制更多应用于响应时间短的紧急需求响应。

**在补偿分摊方面**，主要包括以下五种方式：①**尖峰电价或季节性电价**：将尖峰电价或季节性电价的增收部分作为需求响应补偿资金来源，目前四川、江苏等省份主要采用这种方式。②**购电差价盈余**：以跨区域省间富余可再生能源电力现货交易购电差价盈余或是年度跨省区交易电量计划形成的购电价差盈余等作为需求响应补偿资金来源，采用这种方式的省份主要有浙江、陕西等省份。③**财政资金**：列支专项财政资金用于电力需求响应激励，采取这种方式的主要有天津市、福建省等省市。④**补偿资金分摊**：补偿资金分摊将补偿资金疏导至用电侧与发电侧，具体的分摊方式包括发电侧承担分摊责任、用电侧承担分摊责任、发用两侧共同承担分摊责任，采用这种方式的主要有甘肃、浙江等省份。⑤**纳入供电**



**成本：**将开展需求侧管理工作的合理支出以纳入供电成本的方式进行疏导，采用这种方式有河南、山东等省份。

## 2. 用户侧参与系统调节存在的问题

**(1) 电力市场化建设有待深入，电价体系有待完善。**双边电力现货市场的建设仍有待加快，连续结算试运行仍有待在更多地区推广，以实现现货市场分时价格信号的传导。同时，尖峰电价、深谷电价、高可靠性电价、可中断负荷电价等电价政策仍有待完善，通过细化峰谷电价时段、增加较小时间尺度分时电价等方式激发用户侧资源参与系统调节的积极性。

**(2) 用户侧资源参与系统调节积极性参差不齐。**从用户侧资源参与系统调节的实际开展情况看，目前响应资源仍以工业用户为主。部分工商业用户削减负荷所带来的损失高于参与系统调节的收益，例如钢铁企业，其生产链的复杂性与各环节间的关联性要求部分生产环节的关键生产设备需连续运行，导致用户侧实际响应容量与用户申报容量存在较大偏差。同时，除电力市场外，用户侧可调资源如何充分发挥其绿色价值，如何参与绿色市场并获取相应收益以提升其参与积极性等问题有待解决。

**(3) 仍需探索用户侧参与系统调节的常态化补偿机制。**当前用户侧资源参与系统调节的补偿资金来源的渠道具有临时性、波动性的特点，资金来源渠道有待拓宽，有待形成长期稳定的资金来源。部分地区补贴资金来源方式单一，补偿资金的可持续性不足，补偿资金易受政策预期不确定性的影响而产生波动，与市场衔接不足制约了资源配置效率的提升，加大了需求响应成本疏导难度，影响需求响应的常态化运行。

**(4) 相关主体的独立市场地位有待明确。**源网荷各侧调节资源和风光储联合单元、负荷聚合商、虚拟电厂等主体的独立市场地位有待进一步明确，同时应赋予参与系统调节的供需两侧资源及其主体平等的权利与义务。

**(5) 用户侧资源参与电力市场的相关规则仍需不断完善。**一方面，用户侧资源类型多样，其运行特性、应用场景、成本特征、可调容量、调度方式、响应速率以及获利偏好均有所差异。需要因地制宜根据用户侧资源特性，分阶段分类型的在准入条件、负荷基线、报价报量方式、考核方式等设计方面进行差异化的市场规则制定，以缓解因市场机制设计

不明晰所带来的资源利用效率低下。另一方面，用户侧资源参与系统调节的相关保障制度，如信用激励制度、法律规范综合保障体系等有待完善。

## 5.2 用户侧参与系统调节的国际经验借鉴

### 1. 美国 PJM 市场

美国是最早开始实行需求响应的国家之一，用户侧资源参与系统调节已逐渐由传统公共事业计划向一种被负荷削减服务提供商（CSP）管理的重要资源转变。美国 PJM 市场采用自愿需求响应计划，通过负荷削减服务提供商对终端用户在高电价期间或电网可靠性面临风险时减少用电进行补偿，响应类别分为紧急型需求响应和经济型需求响应两大类，并强调用户侧资源的价格敏感性在维持市场竞争性与保证电力系统运行稳定性中的重要作用。在用户侧可调资源参与系统调节的模式中，PJM 市场采用了并且在未来将长期采用负荷削减服务提供商模式，在该模式下，用户侧可调灵活性资源可参与电能量市场、容量市场与辅助服务市场。

**在能量市场中**，考虑到需求响应用户的多样性，PJM 提供了多种可选的用户基线负荷方法。同时，根据 2011 年美国联邦能源管理委员会 745 号令，PJM 设置了净效益测试，通过对比净效益价格与节点边际电价以确定需求响应资源的调度是否具有成本效益，并参照节点边际电价进行补偿，在保护消费者免受损害的同时进一步扩大需求响应的社会净效益。在避免需求响应的偏差风险方面，PJM 市场对超出规定偏差范围的电量进行偏差考核，以保证实际响应容量满足中标结果要求。

**在容量市场中**，2007 年 PJM 市场采用可靠定价模式（RPM）替代信用容量市场，RPM 模型下，通过采购满足未来三年预测能源需求的电力供应资源以确保电力系统的长期可靠性。在价格形成与成本分摊方面，削减服务提供商申报可削减负荷容量与价格参与市场竞价，中标后补偿为出清价格乘以中标容量，在收到容量市场的拍卖补偿后，削减服务提供商需要与用户签署需求响应协议，并于规定的容量交付年部署，向市场参与主体支付的容量费则按用户年峰荷水平分摊给用户。从执行效果来看，RPM 定价模式与 CSP 模

式的综合运行使得负荷削减服务提供商在需求响应批发市场上，大幅增加了容量提供、系统紧急状态下的用电削减等方面的服务收入。

**在辅助服务市场中**，PJM 市场允许需求响应资源参与日前计划储备市场、同步储备市场和调频市场。PJM 市场通过市场规则的调整，尝试允许更多用户侧可调资源满足辅助服务需求，以拓宽对于快速响应调度的选择。同时，PJM 市场在 2012 年简化了相关注册、测量、验证流程，以调动更多灵活性调节资源。

从 PJM 市场对用户侧可调资源的认识来看，需求响应资源区别于传统发电资源与其他供应资源，是为了实现电网安全稳定运行而作出的减少消费承诺。在指导原则上，PJM 市场应是非歧视性的，强调需求响应资源与其他电力资源平等的地位，同时高效率的市场会统筹考虑各种特性的所有资源，实现提供负荷服务与维持电力系统可靠性的成本最小化。在未来一段时期内，PJM 市场中用户侧资源参与系统调节的重要目标为：将可预测、可靠、透明的用户侧资源应用于电网管理，通过用户侧资源的价格敏感性保障市场竞争性与市场运行成效，协调各州监管机构，以促进批发市场和零售市场激励措施的一致性。

## 2. 澳大利亚 NEM 需求响应

澳大利亚能源市场运营商（AEMO）于 2013 年发布了关于需求响应机制以及辅助服务分拆的详细设计，并于 2020 年发布了需求响应资源参与电力批发市场的指南。

澳大利亚采用批发需求响应机制（WDRM），当需求响应服务提供商（DRSP）在系统电价高点主动提供需求响应时，DRSP 以高于响应成本的价格进行竞价，当市场价格高于 DRSP 竞价时达成出清协议，同时为确保零售商的利益不会因负荷削减受到损害，零售商将在需求响应事件后获得相应的补偿。在市场机制设计方面，澳大利亚国家电力市场 NEM 需求响应注重双边市场设计工作，双边市场下，买方从卖方处获得服务的价格可以反映买方对该服务的估值和卖方提供该服务的意愿，用以反映用户侧资源削减电力负荷的意愿，通过批发价格信号进一步调节终端用户电力消费方式与消费意愿，这在实现终端用户以有效的价格进行电力消费与降低电力市场供应成本方面有双重好处。

## 5.3 推动用户侧参与系统调节的市场机制建议

### 1. 推动电力市场建设不断成熟

用户侧资源可以满足不同调节周期、不同调节容量下的系统调节要求，能否充分调动用户侧资源参与系统调节积极性的关键则在于灵活性资源价值的挖掘，而电力现货市场与中长期市场的分时价格信号是灵活性资源价值的重要体现，同时完善且成熟的电力市场可以为用户侧资源参与系统调节提供良好的平台，用户侧资源参与电力市场所获补贴的经济合理性是决定其充裕程度与资源配置效率的关键。随着我国多层次统一电力市场体系的初步构建，目前，我国正有序实现电力现货市场全覆盖并进一步推动现货市场连续结算试运行，同时优化中长期市场价格机制，推动中长期交易组织精细化，以更加成熟的电力市场建设加强现货与中长期市场分时价格信号向终端用户的传导与分摊。

### 2. 挖掘用户侧资源调节潜力，探索建立用户侧资源参与系统调节的长效补偿机制

通过分析各类用户侧资源的运行特性、应用场景、成本特征及其在不同价格补偿下参与系统调节的可调容量与调节时段，结合地方禀赋特征，建立分类资源库并动态更新，以充分挖掘各类用户侧资源的调节潜力。同时，探索建立长效补偿机制，按照“谁提供、谁获利；谁受益，谁承担”原则进行费用疏导，为具备调节能力的主体提供更多盈利空间，以充分挖掘用户侧可调资源的积极性并推动用户侧资源的常态化运行。

### 3. 明确相关主体的独立市场地位，遵循技术中立原则完善市场交易机制

通过立法等方式明确源网荷各侧调节资源和风光储联合单元、负荷聚合商、虚拟电厂等主体的独立市场地位，明确相关主体参与市场的准入条件、参与方式、评估检验标准等，同时鼓励相关主体出台行业标准、团体标准等标准体系以实现规范发展。进一步地，由于用户侧资源参与系统调节的技术特性与获利偏好有所差异，在不同发展阶段的有效调节量和偏好调节方式也不尽相同，应分类型、分阶段设计用户侧资源参与系统调节的相关市场规则。同时，应遵循技术中立原则，鼓励各类主体公平参与电能量市场、辅助服务市场、容量市场、绿色市场等各类市场，与发电企业、电力用户、售电公司等经营主体享有平等的权利义务，同等承担各类市场的经济责任、履行市场交易结果。

#### 4. 充分发挥数智化技术的支撑作用

随着大数据、云计算、物联网、人工智能和区块链等现代先进信息技术的快速发展，能源互联网的信息监测、双向计量、多方通讯、绿电溯源等能力快速提升。开展智能化改造与建设，实现灵活性资源的可观、可测、可控，以智能化决策与自动化调控提升用户侧资源参与系统调节的水平与效率。

#### 5. 进一步完善用户侧资源参与系统调节的相关保障

由于用户侧资源具有分散性、趋利性、不确定性的特征，使得其相比于传统电力资源具有更大的交易违约概率。为进一步提升用户侧资源参与系统调节的可用性并引导各类资源规范、高效、有序参与电力市场，应开展需求响应信用管理，实行信用激励机制，建立各类主体及各类可调资源参与系统调节的信用评价体系，以降低需求响应市场主体的违约风险以及由此所带来的效益损失，同时对于不同主体的失信、不合理操作等行为采取一视同仁的处罚措施。

# 参考文献

- [1] 林卫斌, 宁佳钧, 张凡. 分“三步走”构建新型电力系统的战略构想 [J]. 价格理论与实践, 2022(10):71-74.
- [2] 华能天成租赁、中国电力企业联合会. 新能源及储能参与电力市场交易白皮书 2024 [EB/OL]. (2024-4)[2024-07-11]. <https://mp.weixin.qq.com/s/VsxulS4eqQq5BVHJdRfAVQ>
- [3] 能见. 2023 新能源与电力市场发展论坛召开: 新能源如何在市场中实现收益最大化? [EB/OL]. (2023-10-17)[2024-07-11]. [https://t.10jqka.com.cn/pid\\_315748886.shtml](https://t.10jqka.com.cn/pid_315748886.shtml)
- [4] 中国电力报. 四十年煤电脱胎换骨与新使命 [EB/OL]. (2018-11-15)[2024-07-11]. [https://www.nea.gov.cn/2018-11/15/c\\_137607930.htm](https://www.nea.gov.cn/2018-11/15/c_137607930.htm)
- [5] 罗兰贝格. “预见 2024”中国行业趋势报告 [EB/OL]. (2024-02-01)[2024-07-11]. [https://www.sohu.com/a/760204819\\_121118710](https://www.sohu.com/a/760204819_121118710)
- [6] 柴茂. 煤电新定位及转型发展方向 [EB/OL]. (2022-12-13)[2024-07-11]. <https://news.bjx.com.cn/html/20221213/1276198.shtml>
- [7] 臧宁宁. “双碳”目标下我国存量煤电发展路径分析 [J]. 中国电力企业管理, 2021,(16):48-51.
- [8] 德国联邦统计局. (2020-07-03)[2024-07-11]. <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/spelling-out-coal-phase-out-germanys-exit-law-draft>.
- [9] Dr. Felix Christian Matthes. (2022-09-16)[2024-07-11]. [https://www.destatis.de/EN/Press/2022/09/PE22\\_374\\_43312.html](https://www.destatis.de/EN/Press/2022/09/PE22_374_43312.html)
- [10] 郭欣. 德国能源转型中煤电容量机制的路径选择 [EB/OL]. (2024-01-04)[2024-07-11]. <https://news.bjx.com.cn/html/20240104/1354210.shtml>
- [11] 全球能源监测 (Global Energy Monitor). 2024 年煤炭繁荣与萧条. (2024-04-09)[2024-07-11]. <https://globalenergymonitor.org/>.
- [12] 美国能源情报署. (2023-4-08)[2024-07-11]. <https://www.eia.gov/energyexplained/us-energy-facts/>
- [13] 中关村储能产业技术联盟. 储能高质量发展: 市场机制与商业模式创新 [R/OL]. (2024-04-01)[2024-07-01]. <http://www.nrdc.cn/information/informationinfo?id=358>
- [14] 普华永道, 氢能领跑者联盟. 中国新型储能行业发展白皮书机遇与挑战 2023 [R/OL]. (2023-09-18)[2024-07-11]. [https://mp.weixin.qq.com/s/\\_kjbeb9ek6oUAoVLU99pHQ](https://mp.weixin.qq.com/s/_kjbeb9ek6oUAoVLU99pHQ)
- [15] 任伟楠. 关于抽水蓄能电站容量电价机制的一点思考 [EB/OL]. (2023-11-24)[2024-07-11]. <https://mp.weixin.qq.com/s/DE0SyzhYFFHCHJL2hssYgQ>
- [16] 邱丽静. 国内外抽水蓄能电站建设与运营模式分析 [R/OL]. 中国电力. [2021-08-04][2024-07-24]. [https://mp.weixin.qq.com/s/bAOrLICO\\_AWu1zfBpt3ZDw](https://mp.weixin.qq.com/s/bAOrLICO_AWu1zfBpt3ZDw)

- [17] 刘满平. 进一步完善新型储能价格形成机制的思考与建议 [EB/OL]. (2024-03-20)[2024-07-11].[https://mp.weixin.qq.com/s/NqgT7iAvFkcR\\_1-q8SRRtg](https://mp.weixin.qq.com/s/NqgT7iAvFkcR_1-q8SRRtg)
- [18] 中国电力企业联合会. 中国电力行业年度发展报告 2024[EB/OL]. (2024-07-11)[2024-07-11].<http://www.chinapower.com.cn/zx/zxbg/20240711/253313.html>
- [19] 中国电力企业联合会. 2023-2024 年度全国电力供需形势分析预测报告 [EB/OL]. (2024-02-01)[2024-07-11].<http://www.chinapower.com.cn/xw/zyxw/20240201/234630.html>
- [20] 刘军会, 刘鑫, 李虎军, 等. 国外需求响应市场化实施模式及启示 [J]. 电力需求侧管理, 2021, 23(02):95-100.
- [21] 蒋燕, 陈雨果, 孙宇军, 等. 美国 PJM 电力现货市场环境下需求响应机制分析与启示 [J]. 电力需求侧管理, 2021, 23(06):96-100.
- [22] 崔楷舜, 朱兰, 魏琳琳, 等. 美国电力市场中需求响应的发展及启示 [J]. 电气传动, 2022, 52(16):3-11+48.
- [23] AEMO. Wholesale Demand Response: High-level Design[R/OL]. (2021-01-29)[2024-07-11].<https://aemo.com.au/-/media/files/initiatives/submissions/2020/wdrm/wdrm-high-level-design-june-2020.pdf>
- [24] PJM. Demand Response Strategy[R/OL]. (2017-06-28)[2024-07-11].<https://sdc.pjm.com/-/media/library/reports-notice/demand-response/20170628-pjm-demand-response-strategy.ashx>

