

# 我国新型电力系统建设面临的主要挑战与应对思路

李 钢

焦作煤业(集团)有限责任公司供电工程分公司 河南 焦作 454000

**摘要:** 构建以新能源为主体的新型电力系统,是我国实现“双碳”战略目标、保障能源安全、推动经济社会绿色转型的核心路径。然而,在高比例可再生能源接入、源网荷储协同、体制机制改革等多重因素交织下,新型电力系统建设面临前所未有的技术、经济与制度性挑战。本文系统梳理了当前我国新型电力系统在电源侧、电网侧、负荷侧及市场机制等方面存在的主要问题,深入剖析其成因,并从技术创新、系统优化、政策协同和市场建设四个维度提出系统性应对思路,旨在为我国新型电力系统的高质量、高效率、高韧性发展提供理论支撑与实践参考。

**关键词:** 新型电力系统; 可再生能源; 灵活性资源; 电力市场; 能源转型

## 引言

国家发展改革委、国家能源局在《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》《“十四五”现代能源体系规划》等文件中明确指出,要“构建清洁低碳、安全高效的能源体系”,“加快构建以新能源为主体的新型电力系统”。所谓新型电力系统,是以高比例可再生能源(特别是风电、光伏)为核心电源,以坚强智能电网为枢纽平台,以源网荷储多向互动为基本特征,具备高度灵活性、可靠性、智能化和市场化运行能力的现代化电力系统。与传统以煤电为主导的电力系统相比,新型电力系统在电源结构、运行方式、调控逻辑和价值体系等方面均发生深刻变革。然而,这一转型并非一蹴而就。在“双碳”目标倒逼与能源革命加速推进的背景下,我国新型电力系统建设正面临一系列复杂且相互关联的挑战。如何科学识别这些挑战并制定有效的应对策略,已成为当前能源政策制定者、电力企业、科研机构和社会各界共同关注的重大课题。

## 1 新型电力系统建设面临的主要挑战

### 1.1 电源侧:高比例可再生能源带来的系统稳定性与消纳难题

#### 1.1.1 出力波动性与不确定性加剧系统平衡压力

风电、光伏等可再生能源具有显著的间歇性、波动性和不可控性。其出力受气象条件影响极大,难以像传统火电那样提供稳定、可调度的电力输出。随着新能源装机容量快速增长(截至2025年底,我国风电、光伏累计装机已超12亿千瓦,占总装机比重超过45%),系统净负荷曲线呈现“鸭型”甚至“峡谷型”特征,日内波动幅度急剧扩大,对电力系统的实时平衡能力构成严峻考验。

#### 1.1.2 转动惯量下降削弱系统抗扰动能力

传统同步发电机(如煤电、水电)在运行时提供大

量转动惯量,是维持系统频率稳定的关键物理基础。而风电(尤其是直驱型)、光伏通过电力电子变流器并网,本质上不提供或仅提供有限的转动惯量。高比例新能源接入导致系统整体惯量水平显著下降,一旦发生大功率缺额(如大型机组跳闸或线路故障),频率跌落速度更快、幅度更大,极易引发连锁故障甚至大面积停电。

#### 1.1.3 局部地区弃风弃光问题依然突出

尽管近年来通过跨省跨区输电、需求侧响应等措施,全国平均弃风弃光率已降至较低水平(2025年约为3%),但在西北、华北等新能源富集但本地负荷不足、外送通道受限的地区,弃电问题仍周期性出现。这不仅造成资源浪费,也影响新能源投资回报预期,制约产业健康发展。

## 1.2 电网侧:输配网络适应性不足与安全运行风险上升

### 1.2.1 电网结构与调节能力难以匹配新能源分布特征

我国能源资源与负荷中心呈逆向分布:风光资源集中于“三北”地区,而用电负荷集中在中东部。现有特高压交直流混联电网虽已初步形成“西电东送、北电南供”格局,但部分通道利用率不高、调节能力有限,且存在“强直弱交”问题<sup>[1]</sup>。同时,配电网长期按单向潮流设计,难以适应分布式光伏、电动汽车等双向互动负荷的大规模接入。

### 1.2.2 电力电子设备大规模接入引发电能质量问题

新能源发电、柔性直流输电、储能变流器等大量采用电力电子器件,其快速开关特性易引发谐波、电压闪变、次同步振荡等问题。2021年某区域电网曾因风电场与串补线路交互引发次同步谐振,导致多台机组脱网。此类新型稳定问题对传统继电保护和控制策略提出挑战。

### 1.2.3 极端天气事件频发威胁电网韧性

全球气候变化背景下,高温、寒潮、台风、暴雨等极端天气事件频发,对电网基础设施造成严重冲击。2022年

夏季川渝地区因持续高温干旱导致水电出力锐减,叠加空调负荷激增,被迫实施有序用电。这暴露出当前电力系统在应对复合型灾害时的脆弱性。

### 1.3 负荷侧:灵活性资源开发与用户互动机制缺失

#### 1.3.1 系统调节能力结构性短缺

传统电力系统依赖煤电深度调峰、抽水蓄能等提供调节能力。但煤电灵活性改造进展缓慢(截至2025年,完成改造容量不足2亿千瓦),抽水蓄能建设周期长(通常6-8年),而新型储能(电化学、压缩空气等)成本仍较高、商业模式不成熟。据测算,到2030年,我国电力系统需新增调节能力约4亿千瓦,现有资源远不能满足需求。

#### 1.3.2 需求侧资源潜力未有效释放

工业可中断负荷、商业楼宇智能空调、居民电动汽车、智能家居等蕴含巨大调节潜力。然而,当前需求响应多以行政指令或简单补贴为主,缺乏基于价格信号的市场化激励机制,用户参与意愿低、响应精度差,难以形成规模化、常态化调节能力。

#### 1.3.3 终端用电电气化加速推高峰值负荷

在交通、建筑、工业等领域电气化加速推进下,全社会用电量和最大负荷持续攀升。尤其电动汽车无序充电可能在晚高峰叠加空调负荷,形成新的负荷尖峰,进一步加剧系统调节压力。

### 1.4 体制机制:市场机制与政策体系滞后于技术变革

#### 1.4.1 电力市场建设不完善制约资源优化配置

当前中长期交易占比过高,现货市场仅在部分试点省份运行,辅助服务市场品种单一、补偿标准偏低,容量补偿机制尚未建立<sup>[2]</sup>。这导致灵活性资源(如储能、燃气机组)无法获得合理收益,投资积极性受挫;新能源“报量报价”参与市场机制不健全,难以真实反映其价值与成本。

#### 1.4.2 跨部门、跨区域协调机制薄弱

电力系统转型涉及能源、发改、工信、住建、交通等多个部门,以及中央与地方、不同省份之间的利益协调。例如,新能源项目审批、电网接入、土地使用、储能配置等环节存在政策碎片化、执行标准不一等问题,增加项目落地难度。

#### 1.4.3 电价机制未能充分反映时空价值

目前工商业用户分时电价覆盖范围有限,居民阶梯电价缺乏动态调整机制,难以有效引导用户削峰填谷。同时,输配电价核定未充分体现电网对新能源接入的支撑成本,影响电网企业投资积极性。

## 2 应对思路与政策建议

面对上述挑战,需坚持系统观念,统筹安全与发展、

短期与长期、技术与制度,构建“技术—市场—政策”三位一体的协同推进体系。

### 2.1 强化技术创新,夯实系统物理基础

#### 2.1.1 加快灵活性电源与储能多元化发展

面对调节能力结构性短缺,需多路径加快灵活性资源部署。在保障能源安全前提下,持续推进煤电机组灵活性改造,并探索“煤电+CCUS”路径,延长其作为过渡期调节资源的价值。抽水蓄能技术成熟、经济性好,应加快核准建设,力争2030年前投产1.2亿千瓦。同时,推动电化学、压缩空气、飞轮等新型储能技术降本增效,支持多路线并行发展,健全全生命周期安全管理体系。对跨日乃至跨周调节需求,应前瞻性布局氢储能、热储能等长时技术示范,构建多层次调节能力储备。

#### 2.1.2 提升电网智能化与柔性化水平

电网需从“坚强”向“智能+柔性”升级。优化特高压交直流协调发展,缓解“强直弱交”问题,增强受端电网支撑能力。加快建设融合人工智能、数字孪生的新一代调度系统,提升新能源超短期预测精度至90%以上,支撑精细化调度。配电网亟需转型,推广柔性直流、智能微网等技术,提升对分布式资源双向潮流的承载与自愈能力,为源网荷储互动提供底层支撑。

#### 2.1.3 加强新型电力系统稳定机理研究

高比例电力电子设备改变了系统动态特性,传统稳定理论面临挑战。须深入研究宽频振荡、次同步谐振等新问题,大力发展构网型(Grid-Forming)变流器和虚拟同步机技术,使新能源具备主动提供惯量、调频和电压支撑的能力,实现从“并网”到“构网”的角色转变<sup>[3]</sup>。同步制定相关并网标准,明确新能源电站的系统服务义务,重塑以电力电子为主体的新型稳定架构。

### 2.2 深化系统优化,推动源网荷储高效协同

#### 2.2.1 构建多时间尺度协同调度体系

建立贯通日前、日内、实时及秒级的多级调度机制,将储能、需求响应、跨区互济等资源统一纳入优化平台,实现全系统时空协同。推广“新能源+储能”一体化开发模式,通过合理配置要求或激励政策,引导新建项目配套储能,从源头提升可调度性,降低系统平衡成本。

#### 2.2.2 大力发展虚拟电厂与聚合商

海量分散资源需通过聚合释放价值。应鼓励第三方聚合商整合屋顶光伏、充电桩、可调负荷等,形成可调度的虚拟电厂(VPP),参与电力市场。亟需出台统一技术规范,明确VPP在并网、计量、通信等方面的标准,并在法律上确立其市场主体地位,为其规模化发展扫清制度障碍。

### 2.2.3 推动交通、建筑、工业等领域协同脱碳

电力系统转型需与终端用能电气化深度融合。推广V2G技术,引导电动汽车在低谷充电、高峰放电,将其转化为移动储能单元。在建筑与工业领域,发展冷热电多能互补的综合能源服务,提升能效、平抑负荷,从需求侧为系统提供柔性支撑。

## 2.3 完善市场机制,激发多元主体活力

### 2.3.1 加快建设全国统一电力市场体系

健全的市场机制是资源优化配置的核心保障。应全面推开电力现货市场建设,实现中长期、现货与辅助服务市场有机衔接。尤为关键的是,必须建立容量补偿机制或探索容量市场,为提供系统可靠容量的资源(如燃气机组、灵活性煤电、长时储能)提供稳定收入预期<sup>[4]</sup>。同时,扩容辅助服务品种,纳入爬坡速率、系统惯量、黑启动等新服务,并依据“谁受益、谁承担”原则合理定价,确保灵活性资源获得合理回报。

### 2.3.2 健全新能源参与市场机制

推动新能源由“保量保价”保障性收购逐步转向“报量报价”全面参与现货市场,促使其提升功率预测精度、主动管理偏差风险。配套建立科学的偏差考核与结算机制,并与绿色电力证书(绿证)、碳排放权交易市场联动,使新能源的环境价值得以货币化兑现,形成“电能量+环境权益”双重收益模式,保障产业健康可持续发展。

### 2.3.3 深化电价改革

电价是最直接的市场信号。应大幅扩大分时电价在工商业用户中的覆盖范围,显著拉大峰谷价差(建议不低于4:1),必要时引入季节性电价,精准引导用户削峰填谷。居民电价机制也应适时优化。输配电价核定应充分考虑电网为适应高比例分布式新能源接入所增加的投资与运维成本,合理纳入准许收入,激励其投资于智能化、柔性化配电网建设。

## 2.4 强化政策协同,营造良好制度环境

### 2.4.1 加强顶层设计与跨部门统筹

新型电力系统建设涉及能源、发改、工信、住建、交通等多个部门及央地关系,必须强化国家层面统筹协调,统一规划目标、技术路线与政策工具,打破部门壁垒与地方保护。同时,将系统调节能力占比、新能源利用率、储能装机规模等核心指标纳入地方政府“双碳”考核体系,

强化责任落实。

### 2.4.2 完善法律法规与标准体系

现行《电力法》《可再生能源法》已难以适应新兴主体大量涌现的新格局,亟需修订,明确储能、虚拟电厂、聚合商等的法律地位与权责。同时,加快构建覆盖新型储能、构网型电源、电力电子并网等领域的技术标准与安全规范体系,为创新、制造、应用和监管提供统一依据。

### 2.4.3 加大财政金融支持力度

在建设初期,部分关键技术与基础设施仍面临投资大、回收期长等挑战。应设立国家级专项资金,支持长时储能、构网技术等“卡脖子”环节。鼓励绿色金融创新,如发行支持储能、智能配电网的基础设施公募REITs,推广绿色信贷与债券,引导社会资本投向新型电力系统关键领域,形成多元化、可持续的投融资机制。

## 3 结语

构建新型电力系统是一场深刻的能源革命,既关乎国家能源安全与“双碳”目标实现,也关系经济社会高质量发展全局。当前,我国在推进过程中面临电源波动性、电网适应性、调节资源短缺、市场机制滞后等多重挑战,这些问题相互交织、复杂耦合,必须采取系统性、整体性、协同性的解决方案。未来,应坚持“先立后破”原则,在确保能源安全的前提下,以科技创新为引擎、以市场机制为纽带、以政策协同为保障,统筹推进电源清洁化、电网智能化、负荷柔性化、储能规模化和机制市场化。唯有如此,才能建成一个安全可靠、清洁低碳、灵活高效、智能开放的新型电力系统,为全面建设社会主义现代化国家提供坚实能源支撑。

## 参考文献

- [1]本报评论员.加快构建新型电力系统推动能源强国建设[N].国家电网报,2026-01-21(001).DOI:10.28266/n.cnki.ngjdw.2026.000091.
- [2]王小华,杨爱军,袁欢.人工智能赋能的新型电力系统建设[J].全球能源互联网,2026,9(01):1-2.
- [3]徐鸣飞,顾澄,陶云.党建引领推进新型电力系统建设[J].农村电工,2025,33(11):4-5.
- [4]朝璐勤.创新技经管理赋能新型电力系统建设[J].中国电力企业管理,2025,(30):26-27.