

# 智能电网中新能源与常规能源的协调发展策略

王振丹 丁奎平 刘生红

国网甘肃省电力公司平凉供电公司 甘肃 平凉 744000

**摘要:** 智能电网中新能源与常规能源协调发展,需构建多向协同策略。借助先进信息技术,精准预测新能源出力,实现其与常规能源的优化调度;强化储能系统建设,提升能源时空调节能力;推进火电灵活性改造,增强调峰调频性能。同时,完善市场机制,以价格信号引导各类能源合理布局与高效利用,形成新能源与常规能源优势互补、协同共进的电力供应格局,保障电网安全稳定运行。

**关键词:** 智能电网; 新能源; 常规能源; 协调发展策略

引言: 在全球能源转型与“双碳”目标驱动下,新能源在电力结构中的占比持续攀升,其间歇性与波动性给智能电网的安全稳定运行带来挑战。常规能源虽具备稳定供电能力,但面临减排压力与利用效率提升需求。智能电网作为能源互联的关键枢纽,肩负着促进新能源消纳、保障电力可靠供应的重任。因此,探索新能源与常规能源的协调发展策略,实现两者优势互补、协同增效,对构建清洁低碳、安全高效的现代能源体系具有至关重要的意义。

## 1 智能电网中新能源与常规能源的特性分析

### 1.1 新能源特性与挑战

(1) 风光发电受自然条件影响显著,存在明显间歇性,如夜间无风能、阴天光照弱;波动性体现在短时间内出力大幅变化,像阵风会使风电功率骤升骤降;不确定性则源于天气预报误差,导致发电出力难以精准预测,给电网负荷平衡带来难题。(2) 分布式能源如户用光伏、小型风电等,安装位置分散在用户侧或配电网附近,规模小且数量多,其出力受局部气候、用户用电行为影响,随机性强,增加了电网调度和管控的复杂度。

(3) 当前储能技术中,锂电池储能成本较高,循环寿命有限;抽水蓄能依赖地理条件,建设周期长;压缩空气储能效率有待提升,整体储能容量和经济性难以满足大规模新能源消纳的需求。

### 1.2 常规能源特性与角色定位

(1) 火电可通过调整燃煤量快速改变出力,响应电网调峰调频需求;水电在枯水期和丰水期可灵活调节发电量,尤其在负荷高峰时能快速提升出力,二者为电网稳定运行提供重要支撑。(2) 常规能源发电出力稳定,在新能源出力波动时,可快速弥补功率缺口,维持电网频率、电压稳定,防止大面积停电,是智能电网安全运行的“压舱石”。(3) 传统煤电面临低碳转型压力,

需进行灵活性改造,如提升启停速度、降低最小技术出力,以适应新能源大规模并网后的电网调节需求,同时减少碳排放。

### 1.3 两者协同的互补性分析

(1) 时间维度上,日间光照充足时光伏出力高,可满足日间用电高峰;夜间风电出力相对稳定,火电可降低出力;季节性方面,夏季光伏出力高、冬季风电出力高,水电在汛期补充供电,实现不同季节能源供应互补。(2) 空间维度上,我国西北区域风光资源丰富,但本地负荷小,东部区域负荷大但新能源资源有限,通过跨区域输电通道,将西北新能源输送至东部,与东部常规能源协同,弥补区域资源差异。(3) 功能维度上,新能源出力波动时,火电、水电快速调峰,平抑功率波动;储能与常规能源配合提供备用容量,应对新能源出力骤降;常规能源还可辅助新能源参与频率调节,提升电网整体调节能力,保障电网稳定运行<sup>[1]</sup>。

## 2 智能电网中新能源与常规能源的协调发展的关键技术体系

### 2.1 智能感知与预测技术

(1) 新能源出力预测依托人工智能技术实现精准化提升,短期预测(1-24小时)通过融合气象数据、历史发电数据与机器学习算法(如LSTM、随机森林),可有效捕捉风光发电的日内变化规律,预测误差控制在10%-15%;超短期预测(15分钟-1小时)则结合实时监测数据与边缘计算,动态修正出力曲线,应对云层移动、阵风等突发情况,为电网实时调度提供可靠依据,减少新能源出力波动对系统的冲击。(2) 负荷需求响应需构建全域数据采集网络,通过智能电表、用户侧传感器实时采集工商业、居民用电数据,结合用户用电习惯与电价信号,建立需求响应模型。例如,在新能源出力高峰时,引导高耗能企业错峰生产、居民调整家电使用时间,实

现负荷与新能源出力的时空匹配；同时，通过数据挖掘技术分析负荷特性，提升负荷预测精度，为多能源协同调度奠定数据基础。

## 2.2 多能互补调度优化技术

(1) 源网荷储协同调度模型整合新能源（风、光）、常规能源（火、水）、电网、负荷与储能资源，构建多目标优化框架。以“最小化弃风弃光率、降低供电成本、保障电网稳定”为目标，通过线性规划、粒子群优化等算法，动态分配各能源出力比例。例如，在风电出力骤升时，优先消纳风电，同时降低火电出力并调用储能充电；在风电出力骤降时，启动火电备用容量与储能放电，确保供电连续性<sup>[2]</sup>。(2) 考虑不确定性的鲁棒优化与随机优化方法可应对新能源出力、负荷需求的波动。鲁棒优化通过设定不确定性参数的波动区间，寻找在最差场景下仍能满足电网约束的调度方案，保障系统韧性；随机优化则基于概率分布模型（如正态分布、Weibull分布），量化新能源与负荷的不确定性，通过场景生成与削减技术，生成多组可能场景并求解最优调度策略，平衡调度方案的经济性与可靠性。

## 2.3 电力市场机制设计

(1) 容量市场、辅助服务市场与绿电交易机制为能源协调发展提供制度保障。容量市场通过长期合约激励常规能源（如煤电）保留调峰备用容量，避免因新能源大规模并网导致的容量短缺；辅助服务市场将调频、调峰、备用等服务市场化，允许新能源与储能参与竞标，例如风电企业可通过提供短时调频服务获得额外收益；绿电交易机制则通过溢价交易引导用户优先采购风电、光伏电力，推动新能源消纳，同时为常规能源转型提供经济补偿。(2) 新能源与常规能源的竞价策略需结合技术特性与市场规则制定。新能源企业可利用出力预测数据，在日前市场报出有竞争力的电价，同时通过捆绑储能服务提升中标率；常规能源企业（如煤电）则需考虑燃料成本、环保成本与灵活性改造投入，制定差异化竞价策略，在承担调峰任务时，通过辅助服务市场回收成本，实现“转型不亏损”。成本分摊机制需明确新能源补贴、电网升级、储能建设等成本的分摊主体，例如通过电价附加、政府补贴与市场收益共同分担，保障各类能源公平竞争。

## 2.4 信息通信与控制技术

(1) 5G+物联网技术重构电网监测体系，5G的低时延（< 10ms）、大连接（每平方公里百万级连接）特性，可实现风电场、光伏电站、输电线路、变电站的实时高清监测。例如，通过无人机搭载5G传感器巡检输电

线路，及时发现覆冰、杆塔倾斜等隐患；在新能源电站部署物联网终端，实时采集逆变器状态、电池储能SOC（荷电状态）数据，为远程控制与故障诊断提供支持，提升电网运维效率<sup>[3]</sup>。(2) 分布式控制与边缘计算架构打破传统集中式控制的局限性，在配电网层面部署边缘计算节点，就近处理新能源电站、用户侧的实时数据，减少数据传输延迟与中心服务器压力。例如，边缘节点可自主完成区域内新能源出力预测、负荷响应控制，仅将关键决策数据上传至调度中心；分布式控制通过多智能体系统（MAS）实现各能源主体的协同决策，如储能系统与光伏电站自主协调充放电，提升局部电网的稳定性与新能源消纳能力。

## 3 智能电网中新能源与常规能源的协调发展策略与实施路径

### 3.1 政策与市场驱动策略

(1) 政府补贴与碳交易机制需形成协同设计，避免政策碎片化。一方面，优化新能源补贴方式，从“装机补贴”转向“消纳补贴”，对新能源消纳率达标地区给予额外财政奖励，同时将常规能源灵活性改造纳入补贴范围，例如对完成深度调峰改造的煤电企业按改造投入比例给予补贴；另一方面，强化碳交易机制的引导作用，提高煤电企业碳排放配额成本，同时允许新能源项目产生的碳减排量进入交易市场，让新能源企业通过出售碳资产获得额外收益，形成“补贴降成本、碳交易增收益”的双重激励，推动常规能源转型与新能源发展良性互动。(2) 差异化电价与需求响应激励政策需精准落地。针对不同用户群体制定阶梯电价与分时电价，例如在新能源出力高峰时段（如午间光伏出力高）执行低电价，低谷时段执行高电价，引导用户错峰用电；对参与需求响应的工商业用户，按负荷削减量给予现金补贴或电价折扣，同时将居民用户纳入需求响应体系，通过智能家电联动与积分奖励机制，提升用户参与度。此外，建立电价动态调整机制，将新能源并网成本、储能建设成本适度纳入输配电价，保障电网企业与能源企业的合理收益。

### 3.2 技术升级与装备改造策略

(1) 推进常规能源灵活性改造，重点突破煤电深度调峰技术。通过加装储热罐、优化锅炉燃烧系统，将煤电机组最小技术出力从30%降至20%以下，提升调峰幅度；推广“煤电+储能”联合运行模式，利用储能系统快速平抑煤电出力波动，增强煤电对新能源的支撑能力；同时，加快水电厂机组改造，提升机组启停速度与负荷调节响应时间，使其更好地配合风电、光伏的出力变

化。此外，建立改造效果评估体系，对改造后的机组在调峰调频服务中的表现进行量化考核，并与辅助服务市场收益挂钩。（2）完善新能源并网标准与设备兼容性提升体系。制定统一的风电、光伏并网技术标准，明确新能源电站的低电压穿越、频率响应等性能指标，要求新建新能源项目必须配备无功补偿装置与出力预测系统；加强新能源并网设备检测认证，对逆变器、箱变等关键设备的兼容性、稳定性进行严格测试，避免因设备差异导致的电网扰动；同时，推动存量新能源项目技术升级，对老旧设备进行替换改造，提升其与常规能源、储能系统的协同运行能力，确保新能源大规模并网后电网安全稳定<sup>[4]</sup>。

### 3.3 区域协同与源网荷储一体化策略

（1）深化跨区域电力互济与虚拟电厂应用。依托特高压输电通道，构建“西电东送、北电南供”的跨区域能源配置格局，将西北、华北的风光资源与华东、华南的负荷需求精准匹配，通过统一调度平台实现新能源与常规能源的跨省协同；大力发展虚拟电厂，整合分布式新能源、用户侧储能、可调负荷等资源，通过聚合商参与电力市场交易，例如在负荷高峰时调用虚拟电厂的储能资源与可调负荷，替代部分常规能源调峰，提升区域能源供应灵活性。此外，建立跨区域利益协调机制，明确电力互济中的成本分摊与收益分配规则，保障各区域参与积极性。（2）推进微电网与园区级多能互补示范工程建设。在工业园区、产业园区布局微电网系统，整合分布式光伏、小型风电、燃气轮机与储能资源，实现“自发自用、余电上网”，减少对大电网的依赖；针对高耗能园区，设计“新能源+常规能源+储能”的多能互补方案，例如利用光伏满足园区日间基础负荷，燃气轮机应对负荷波动，储能系统储存光伏盈余电力供夜间使用，同时结合余热回收技术提升能源利用效率；此外，总结示范工程经验，形成可复制、可推广的建设模式，制定微电网接入大电网的技术标准与管理规范，推动微电网与主网协同运行<sup>[5]</sup>。

### 3.4 风险防控与应急机制

（1）构建极端天气下的能源供应韧性保障体系。建立极端天气（如台风、暴雪、高温）预警与能源供应联动机制，提前预测极端天气对新能源出力、常规能源

机组运行的影响，制定应急预案；加强能源基础设施防护，对风电场、光伏电站的设备进行抗风、抗寒改造，对输电线路开展防覆冰、防舞动治理；建立区域能源应急储备，在重要负荷中心部署应急储能电站与燃气轮机备用机组，确保极端天气下核心用户的电力供应。此外，完善跨区域应急支援机制，在某一区域能源供应中断时，通过邻省电力支援与应急物资调配快速恢复供电。（2）强化新能源弃电率控制与备用容量规划。建立新能源弃电率动态监测与预警系统，对弃电率超过阈值的地区暂停新增新能源项目审批，倒逼其加快电网建设与储能配套；优化储能容量配置，根据区域新能源装机规模与出力特性，按“新能源装机容量15%-20%”的比例规划储能建设，同时推广共享储能模式，提高储能资源利用率；科学规划备用容量，综合考虑新能源波动、机组检修等因素，合理确定常规能源备用机组数量，避免因备用容量不足导致的供电缺口，同时防止备用容量过剩造成的资源浪费，实现新能源消纳与电网安全的平衡。

### 结束语

智能电网中新能源与常规能源的协调发展，是实现能源绿色转型、保障电力可靠供应的必由之路。通过技术创新、机制完善与政策引导，二者可实现优势互补、深度融合。未来，需持续强化智能电网的灵活调节能力，提升新能源消纳水平，优化常规能源利用效率，推动能源系统向清洁低碳、安全高效方向演进，为经济社会可持续发展筑牢能源根基，助力全球能源治理新格局构建。

### 参考文献

- [1]白英,方磊.智能电网下的新能源与常规能源协调发展[J].电力系统及自动化,2021,(12):36-37.
- [2]陈灿锋.智能电网下新能源与常规能源的协调发展策略分析[J].中国电业与能源,2022,(16):91-92.
- [3]袁顺芳.智能电网下新能源与常规能源如何协调发展[J].文化科学,2020,(11):104-105.
- [4]赵俊玮.智能电网下新能源与常规能源的协调发展策略分析[J].产业经济,2022,(12):70-71.
- [5]梁志坚.新能源与常规能源在智能电网下的协调发展策略[J].中国电业与能源,2022,(11):67-68.