新型电力系统背景下风光储协同调度优化路径研究

何 超 马奔奔
天津天大求实电力新技术股份有限公司 天津 300000

摘 要：双碳目标下新能源高比例并网，风光出力波动性、随机性给电网调度带来诸多难题，风光储协同调度成为新型电力系统运行优化的关键手段。本文梳理风光储单元运行特性与协同调度机理，剖析当前调度存在的预测精度不足、资源协同度低、机制技术不完善等核心问题，构建多目标协同调度优化模型，搭建分层调度体系并提出多维优化路径。仿真结果表明，所提方案可有效提升新能源消纳率，降低电网运行成本与碳排放，保障电网安全稳定高效运行。

关键词：新型电力系统背景；风光储协同调度；优化路径

引言：随着我国新型电力系统建设持续推进，风电、光伏规模化并网替代传统火电，电源结构与电网调度模式发生深刻变革。新能源出力的间歇性与不确定性，导致电网供需平衡难度加大、弃风弃光问题凸显，传统调度模式难以适配新型电网运行需求。储能技术的成熟应用为风光资源高效利用提供支撑，风光储协同调度成为破解新能源消纳瓶颈、提升电网调节能力的核心路径。本文的创新贡献主要体现在三方面：一是构建含运行成本、消纳量与波动抑制的三维协同优化模型，引入CVaR场景分析法量化刻画风光出力不确定性；二是提出“日前预调度—日内滚动修正—实时闭环控制”分层递进协同调度架构，实现多时间尺度动态联动决策；三是设计多目标粒子群算法与混合整数线性规划相结合的求解策略，兼顾全局搜索能力与局部收敛精度。基于此，本文开展风光储协同调度优化研究，为电力系统低碳安全经济运行提供参考。

1 新型电力系统风光储协同调度理论基础与运行特性

1.1 新型电力系统核心内涵与调度特征

（1）新型电力系统定义与建设目标：新型电力系统以新能源为主体，依托智能电网与储能技术实现深度脱碳。立足双碳战略，核心目标聚焦清洁低碳（提升非化石能源消费比重）、安全高效（保障供电可靠性）、灵活可控（增强系统调节能力），构建源网荷储协同互动新形态。（2）新型电力系统调度新特征：新能源高比例接入使源荷双侧不确定性显著增强，电源结构从火电主导演变为风光水火储多元并存。调度核心需求从电量平衡拓展为涵盖有功无功、频率电压、备用容量等的多维综合资源平衡，对决策时效性与准确性提出更高要求[1]。（3）风光储协同调度适配要求：协同调度须紧密适配风电、光伏出力的强波动性与间歇性，充分调用储能快速响应优势，实现调峰深度调节、调频精准支撑、事故备用紧急响应等多重功能协同，确保新能源高效消纳与电网安全稳定运行有机统一。

1.2 风光储各单元运行特性分析

（1）风电出力特性：风电出力受风速随机变化影响，呈现强随机波动性；夜间负荷低谷期出力偏高、高峰期出力偏低，形成反调峰特性；同时存在秒级至小时级的多时间尺度时空波动，给日前功率预测与日内调峰调度带来显著挑战。（2）光伏出力特性：光伏出力呈昼出夜伏的昼夜周期性，正午达峰值而夜间为零；对云层遮挡高度敏感，天气变化可致出力骤降50%以上。其间歇性特征要求系统预留充足旋转备用容量，以应对突发性功率缺额对电网频率的冲击。（3）储能系统运行特性：储能具备削峰填谷实现负荷平移、平抑波动平滑新能源功率脉动、应急备用保障重要负荷供电、调频调压支撑电网稳定的核心功能。运行中受荷电状态上下限、最大充放电功率、循环寿命等充放电约束条件限制，需在调度中予以精确建模。

2 新型电力系统风光储协同调度现存问题及影响因素分析

2.1 风光储协同调度发展现状

（1）风光储装机与并网发展现状：截至2025年底，我国风电、光伏累计装机规模突破14亿千瓦，占总装机比重超过40%。新型储能装机规模超过7000万千瓦，已初步形成“新能源+储能”的规模化并网布局，但各省份资源配置与并网进度差异显著。（2）现有协同调度模式：当前调度模式主要分为三类：风光独立调度，即风光各自按预测曲线参与日前计划，储能单独响应AGC指令；简单联合调度，即储能以固定策略配合新能源削峰填谷；区域协同调度，即在省级及以上层面开展风、光、储及常规电源的

协调优化，但尚处于试点推广阶段。（3）现有调度实施成效：现有调度模式下，新能源利用率维持在96%以上，弃风弃光率明显下降；储能参与调频辅助服务提升了电网频率合格率，但储能整体利用小时数偏低，协同调度的经济性与灵活性仍有较大提升空间。

2.2 风光储协同调度现存核心问题

（1）出力预测精度不足：风光功率预测误差普遍在10%~20%区间，极端天气下误差进一步放大，导致日前调度计划与实际运行偏差显著，迫使日内频繁调整机组出力，增加系统调节成本与安全风险。（2）资源协同程度偏低：风、光、储调度仍呈碎片化格局，储能多作为被动补充手段而非主动协同优化变量，缺乏统一的多源协同优化框架，储能削峰填谷与调频价值远未充分释放。（3）调度模型适配性不足：传统确定性调度模型难以量化表征新能源出力不确定性，多目标优化中安全、经济、环保目标的耦合建模粗放，缺乏场景自适应能力，调度决策的鲁棒性与最优性难以兼顾。（4）调度机制与技术支撑不完善：电力现货市场与辅助服务市场衔接不畅，储能参与市场的准入条件与补偿标准尚不明确；调度平台的数据贯通能力不足，源网荷储实时信息交互存在时延与断点。

2.3 风光储协同调度关键影响因素分析

（1）技术性因素：新能源出力波动强度与功率预测精度直接影响调度计划偏差；储能变流器响应速度（毫秒级）与电网灵活调节容量匹配程度决定协同效果；智能化调度算法的鲁棒性制约多场景适应能力。（2）经济性因素：储能系统单位投资成本约800~1500元/kWh、运维成本偏高影响配置规模，新能源边际发电成本下降但系统调节成本上升，调度运行收益受现货市场峰谷价差及辅助服务补偿标准显著影响。（3）制度性因素：电力市场交易规则对储能充放电价差缺乏保障，新能源并网消纳责任权重分配有待优化，储能调度优先级的激励机制尚未健全，跨省跨区调度协同政策仍存在制度性障碍[2]。

2.4 问题成因总结与优化必要性分析

（1）问题核心成因：技术体系滞后于新能源装机增速，功率预测与调度算法难以匹配高不确定性场景；协同规划与调度机制缺失，各主体利益目标分散导致系统级最优难以实现；市场信号未能有效传递至调度层面，价格引导作用失效；管理制度条块分割，跨部门、跨区域协调机制不完善。（2）调度优化必要性：面向新型电力系统构建目标，开展风光储协同调度优化势在必行。一方面，通过多源协调互补可有效破解新能源消纳瓶颈，降低弃风弃光率；另一方面，充分发挥储能多维价值可提升电网灵活调节能力与安全裕度，同时降低系统运行成本与碳排放强度，实现综合效益显著提升。

3 新型电力系统风光储协同调度优化路径与仿真验证

3.1 风光储协同调度优化总体思路与原则

（1）总体优化思路：以电网安全稳定为基本前提、新能源高效消纳为核心导向、系统经济低碳为综合目标，统筹风、光、储多元资源特性，构建“预测—决策—执行—反馈”闭环联动的多时间尺度协同调度体系，实现源网荷储协调优化运行[3]。（2）安全性原则：调度决策须将功率平衡与设备安全置于首位，通过储能快速响应与备用容量动态预留，有效规避风光出力陡升陡降引发的频率越限、电压越界等电网安全风险，确保系统运行裕度充裕。（3）经济性原则：以系统综合运行成本最小化为导向，优化火电启停与出力分配、储能充放电计划及弃风弃光决策，在满足安全约束前提下提升风光储联合发电的经济收益。（4）低碳性原则：将碳排放成本纳入调度目标，优先调度新能源出力，最大限度压减火电机组并网运行时长与出力水平，降低系统单位供电碳排放强度。

3.2 多目标风光储协同调度优化模型构建

（1）目标函数设定：构建含运行成本（火电煤耗与启停成本、储能折旧成本、弃风弃光惩罚成本）、新能源消纳量最大化（以弃电率最低表征）、系统净负荷波动最小化（相邻时段功率变化幅度极小）的三维目标，通过权重系数转化为综合优化指标。设决策变量为各机组出力及储能充放电功率，目标函数表达式为：

$$\min J=\alpha\sum_{t=1}^{T}(C_{\text{gen}}(t)+C_{\text{es}}(t)+C_{\text{cur}}(t))+\beta\sum_{t=1}^{T}P_{\text{cur}}(t)+\gamma\sum_{t=2}^{T}|\Delta P_{\text{net}}(t)|$$

其中α、β、γ为权重系数，C_{gen}、C_{es}、C_{cur}分别表示火电、储能及弃电成本，P_{cur}为弃风弃光功率，ΔP_{net}为净负荷相邻时段变化量，实现多目标协调。（2）约束条件优化：系统须满足功率平衡等式约束：

$$\sum P_{\text{G}}(t)+\sum P_{\text{W}}(t)+\sum P_{\text{PV}}(t)+P_{\text{ES}}^{\text{dis}}(t)-P_{\text{ES}}^{\text{ch}}(t)=P_{\text{load}}(t)+P_{\text{loss}}(t)$$

同时储能荷电状态递推约束为$\text{SOC}(t+1)=\text{SOC}(t)-P_{\text{ES}}(t)\Delta t/E_{\text{rated}}$（放电为正/充电为负）。在设备出力上下限、爬坡率、SOC安全区间（0.1~0.9）、线路潮流及节点电压等传统约束基础上，增补新能源消纳责任权重、旋转备用容量及储能循环寿命损耗约束，形成多维紧耦合约束集[4]。（3）不确定性处理方法：采用场景分析法与条件风险价值（CVaR）相结合的数据驱动方法，基于历史预测误差分布生成典型出力场景集，以概率加权方式将不确定性纳入确定性优化框架，提升模型对新能源波动的适配能力。（4）模型求解算法：选取改进多目标

粒子群算法（IMOPSO）配合自适应惯性权重与变异算子，结合混合整数线性规划进行可行性校验，在保证全局搜索能力的同时提升局部收敛精度与求解效率。

3.3 多维度风光储协同调度优化路径

（1）技术优化路径：研发基于图神经网络与数值气象预报融合的风光功率超短期精准预测技术，搭建云—边协同的智能化调度决策平台，优化储能变流器充放电策略引入模型预测控制实现滚动修正。（2）调度模式优化路径：构建“日前预调度—日内滚动修正—实时闭环控制”分层递进协同架构：日前确定机组组合与备用容量，日内每15分钟基于最新预测滚动优化功率计划，实时秒级响应偏差执行储能紧急功率支撑，实现风光储动态联动调度。（3）机制体系优化路径：健全储能参与调峰调频的按效果补偿激励机制，完善风光储联合参与现货市场的报价出清规则与偏差考核办法，建立跨省跨区调度会商与利益分摊协同管理制度。（4）资源配置优化路径：基于区域资源禀赋与负荷特性，优化风光储最优装机配比系数，因地制宜差异化配置电化学储能与抽水蓄能容量，同步挖掘需求侧响应潜力，全面提升系统灵活调节能力[5]。

3.4 仿真实验与结果分析

（1）仿真场景与参数设置：选取某省级电网典型日负荷数据为仿真场景，风电装机2000MW、光伏1500MW、储能400MW/800MWh，火电基准出力1200MW，现货市场峰谷电价分别为0.65元/kWh与0.28元/kWh，调度周期为24小时，时间分辨率为15分钟。（2）仿真对比实验：设置三种对比方案——方案一为传统风光独立调度+储能固定策略，方案二为风光储简单联合调度，方案三为本支构建的多目标协同优化调度模型，统一采用IMOPSO算法求解，每组实验独立运行30次取均值以保证统计显著性。（3）结果分析：方案三的新能源消纳率达97.2%，较方案一、方案二分别提升8.6和4.3个百分点；系统综合运行成本较方案一下降12.7%，净负荷峰谷差由方案一的680MW缩减至340MW，降幅达50%；碳排放总量较基准方案减少21.4吨，验证了优化路径在多维目标上的有效性。（4）场景适应性分析：分别设置强波动场景（风电出力偏差±30%）、弱光场景（光伏辐照度下降40%）及高负荷场景（峰值负荷上浮15%）进行敏感性测试，结果表明优化模型在不同场景下新能源消纳率均保持在95%以上，运行成本波动幅度控制在±5%以内，所提优化路径具备良好的场景适配能力与鲁棒性。

结束语

本文立足新型电力系统建设要求，系统探究风光储协同调度的优化路径，通过模型构建、路径设计与仿真验证，证实多维协同调度可有效弥补新能源出力缺陷，实现电网安全、经济、低碳多维效益协同提升。研究有效解决了传统调度资源碎片化、适配性不足等问题，可为区域风光储一体化调度落地实施提供理论支撑与技术参考。后续可结合多元电力市场场景，进一步优化调度算法，提升系统极端场景适配能力。

参考文献

[1]张智刚.碳中和目标下构建新型电力系统的挑战与展望[J].中国电机工程学报,2022,42(8):280-289.

[2]李正烁.新型电力系统下风光储多时空尺度协同调度优化策略[J].电网技术,2024,48(5):1568-1576.

[3]杨建宾.极端天气下的新能源电力系统电力电量平衡体系[J].电力系统自动化,2025,49(4):82-87.

[4]丁涛.计及低碳需求响应的风光储源网荷储协同优化调度[J].电工电能新技术,2023,42(11):45-53.

[5]陈亚龙.基于自适应鲁棒算法的风光储两阶段优化调度方法[J].电力科学与技术学报,2025,40(3):92-99.