

电力市场环境下独立储能多阶段协同交易策略研究

翟乐乐 高婷婷

内蒙古电力(集团)有限责任公司巴彦淖尔供电分公司客户服务中心 内蒙古 巴彦淖尔 015000

摘要: 电力市场环境下,独立储能多阶段协同交易意义重大。本文阐述电力市场体系与独立储能特性,分析各阶段交易特性及储能参与模式,指出协同关系与矛盾点。构建协同交易策略总体框架,提出中长期-日前-实时三个交易阶段协同策略,建立全阶段协同优化模型。通过策略优化,实现独立储能收益最大化与风险可控,提升电力系统调节能力与运行稳定性。

关键词: 电力市场;独立储能;多阶段协同;交易策略

引言:随着电力市场改革推进,独立储能作为灵活调节资源,在保障电力系统稳定运行中作用凸显。电力市场分中长期、日前、实时多阶段,各阶段功能与交易规则不同。独立储能技术特性独特,运行约束多样。研究独立储能多阶段协同交易策略,对提升储能收益、促进电力市场稳定发展具有重要意义。

1 电力市场环境与独立储能基础理论

1.1 电力市场体系构成与交易特征

电力市场通过中长期日前实时三个阶段构建分层结构,形成完整交易链条。中长期交易周期跨度较大,为市场主体提供稳定交易预期,是电力资源配置的基础环节。日前交易以次日为周期进行功率平衡,衔接中长期交易与实时需求。实时交易则针对日内功率波动快速响应,保障电力系统实时平衡,三层结构层层递进又相互支撑^[1]。不同交易阶段承担差异化核心功能,价格形成机制各具特点。中长期交易核心功能是锁定电量与价格风险,价格多通过双边协商或集中竞价确定,体现长期供需趋势。日前交易聚焦次日发电计划优化,价格基于边际成本形成,反映次日供需格局。实时交易以秒级或分钟级调节为核心,价格受即时功率偏差影响显著,波动幅度较大,可快速引导资源响应。储能参与电力市场的交易规则包含多个核心要素。准入标准明确储能的技术参数与资质要求,确保接入系统安全稳定。交易申报规定储能在不同阶段的申报时间与内容,保障交易有序开展。结算机制则关联充放电量与市场价格,明确收益计算方式,为储能参与市场提供制度保障。

1.2 独立储能的技术特性与运行约束

独立储能的功率特性决定瞬时调节能力,容量特性则关联持续充放电时长。功率大小需匹配系统调峰调频需求,容量配置需结合市场交易电量规模。两者需协同优化,避免功率过剩导致容量浪费,或容量不足限制功

率发挥,确保技术特性与市场需求适配。充放电效率直接影响能量利用水平,每次充放电过程都会伴随能量损耗,效率数值需通过技术升级持续提升。循环寿命与充放电次数紧密相关,频繁充放电会缩短设备使用周期,需在交易策略中合理规划充放电频率,平衡市场收益与设备损耗。储能系统运行状态随充放电过程呈现规律性演变。充电阶段电量逐步累积,系统从低荷状态向满荷状态过渡;放电阶段电量持续消耗,状态反向变化。环境温度与充放电速率会影响状态演变节奏,低温环境可能降低充放电速度,高速率操作则可能加速状态波动,需通过实时监测精准把握。

1.3 多阶段协同交易的理论基础

多阶段决策核心逻辑是统筹各交易阶段需求,实现全周期收益最大化。决策过程需兼顾各阶段价格差异与自身技术约束,提前规划中长期交易电量,再依据日前市场信号调整次日策略,最后通过实时交易修正偏差,各环节决策相互衔接。协同交易存在紧密耦合关系,中长期交易电量决定日前交易调整空间,实时交易结果又会反哺次日策略优化。约束条件包括技术层面的充放电时长限制,以及市场层面的各阶段交易量匹配要求,任何环节突破约束都会影响整体交易效果。市场不确定性通过价格波动与负荷变化影响协同策略。风光出力波动会改变实时市场供需格局,进而引发价格突变;用户负荷变化则可能导致日前交易与实际需求偏差。这些因素要求协同策略具备弹性,通过动态调整充放电时机与电量,降低不确定性带来的风险。

2 电力市场各阶段交易特性与储能参与模式

2.1 中长期交易阶段分析

中长期交易是电力市场稳定运行的压舱石,主要服务于跨周期电力资源配置,覆盖多种交易周期。该阶段市场定位聚焦于规避价格剧烈波动,为发电企业与用户

提供稳定电量保障。风险特征集中表现为价格风险与履约风险,前者源于燃料成本长期波动,后者则与市场主体信用及供需突变相关。储能在中长期交易中承担电量调节与风险缓冲双重角色。通过签订中长期交易合同,储能可提前锁定部分充放电电量,避免后续阶段价格波动冲击^[2]。在新能源大发时段,储能吸收过剩电能转化为中长期交易电量;在用电高峰时段释放电量,补充市场供应缺口,形成跨时段电量调节闭环。中长期交易为储能多阶段策略搭建稳定框架。确定的中长期交易电量可明确储能基本充放电规模,减少日前与实时阶段决策盲目性。基于中长期交易价格基准,储能能够更精准判断各阶段价格高低差,为日前交易申报与实时交易响应提供参考依据,使多阶段策略形成层层递进的逻辑链条。

2.2 日前交易阶段分析

日前交易以次日24小时为周期,核心依赖精准负荷预测支撑交易决策。负荷预测结合历史用电数据天气因素及社会活动信息,误差控制直接影响交易成效。价格特性呈现日间分时段差异,高峰负荷时段价格攀升,低谷时段价格回落,形成与负荷曲线基本匹配的价格波动形态。储能参与日前交易的核心目标是捕捉次日分时段价格差,实现收益优化。操作逻辑围绕负荷预测与价格预判展开,在日前价格低谷时段申报充电计划,在价格高峰时段申报放电计划。结合自身容量与功率约束,合理分配各时段充放电功率,确保计划具备可执行性。日前交易是中长期交易与实时交易的关键纽带。需基于中长期交易确定的电量基数,调整次日充放电计划,弥补中长期交易与次日实际供需的偏差。当中长期交易电量不足时,通过日前交易补充电量;当电量过剩时,在日前市场释放多余容量,实现两阶段电量无缝衔接。

2.3 实时交易阶段分析

实时交易以分钟级甚至秒级为调节单元,具备极速响应能力,主要应对日内突发供需偏差。市场响应特性体现为即时性与灵活性,可快速平抑风光出力波动与负荷突变。价格波动规律表现为短时脉冲式变化,供需缺口出现时价格瞬时飙升,供需平衡时快速回落,波动幅度显著大于其他阶段。储能是实时交易的核心调节资源,凭借快速充放电能力平抑系统功率偏差。在新能源出力骤降或负荷突增时,储能瞬时释放功率补充缺口;在新能源出力骤升或负荷突降时,储能迅速吸收多余功率。价值体现在维持系统频率电压稳定,通过捕捉实时价格尖峰获取收益。实时交易为前序阶段策略提供动态修正机制。日前交易计划基于预测数据制定,与实际情况存在偏差,实时交易可通过调整储能充放电状态修正

该偏差。当中长期交易签订的电量与实际供需不符时,实时交易可快速调整储能运行模式,确保全周期交易策略与系统实际需求保持一致。

2.4 各阶段交易的协同关系与矛盾点

各阶段交易目标在保障系统稳定运行上高度一致,但具体诉求存在差异。中长期交易追求稳定,侧重于长期电量平衡规划;日前交易侧重精准,聚焦次日功率的精准匹配;实时交易聚焦灵活,应对瞬时供需变化,这种差异可能引发冲突。例如中长期交易锁定的固定电量,可能限制日前交易对价格波动的响应空间;实时交易的紧急调节需求,也可能打破前序阶段制定的充放电计划。储能资源需在多阶段中实现优化配置,平衡各阶段需求。基于各阶段价格特性与调节需求,合理分配储能功率与容量资源。中长期交易分配基础容量,日前交易细化时段功率,实时交易预留调节冗余。通过动态调整资源分配比例,既满足各阶段交易要求,又最大化储能整体收益与调节价值。

3 独立储能多阶段协同交易策略构建

3.1 协同交易策略的总体框架

协同交易策略核心目标聚焦收益最大化与风险可控的平衡。收益最大化涵盖电量交易收益辅助服务收益等多元收益来源,通过跨阶段充放电时机优化实现整体收益提升。风险可控则针对价格波动供需突变设备故障等风险点,建立预警机制与应对预案,确保策略执行过程中不突破安全与经济底线,实现收益与风险的动态平衡。多阶段协同呈现“顶层规划—中层优化—底层执行”的层级结构。顶层规划围绕中长期交易确定整体电量规模与收益目标;中层优化基于日前市场信号细化次日充放电计划;底层执行依据实时市场变化完成瞬时调节。决策流程遵循“数据采集—分析预测—策略生成—执行反馈”闭环,各层级决策既独立运行又相互联动,确保策略落地效率。策略构建需兼顾技术市场运行三类约束^[1]。技术约束包括充放电功率上限容量限制循环寿命阈值等硬件指标,直接决定策略可行性。市场约束涉及交易规则准入标准结算要求等制度规范,确保策略符合市场运行框架。运行约束涵盖系统频率电压要求实时响应速度等操作规范,保障储能接入后系统安全稳定。

3.2 中长期-日前阶段协同策略

中长期合约电量分解需结合日前负荷特性与价格趋势。采用时序分解法将中长期合约电量按日前各时段负荷占比初步分配,再依据日前价格预测结果调整。在日前价格低谷时段加大分解电量占比,预留充电空间;在价格高峰时段提高放电电量分配比例,提升收益空间,

确保分解结果既满足合约要求又适配日前市场特性。充放电计划优化以精准价格预测为核心支撑。通过融合历史价格数据天气信息负荷趋势等多源数据,构建价格预测模型。基于预测结果划分日前各时段价格等级,在低价时段安排满功率充电,在高价时段执行最大化放电,同时避开价格平稳时段频繁操作。优化过程需嵌入充放电效率参数,避免能量损耗导致实际收益缩水。风险对冲通过设置电量弹性区间实现,在中长期合约电量基础上预留一定调节空间,应对日前价格突变。收益平衡机制采用“基础收益+浮动收益”模式,中长期合约锁定基础收益,日前交易通过价格差获取浮动收益。当日前价格低于中长期合约价格时,增加充电量扩大后续收益空间;当日前价格高于合约价格时,加大放电电量兑现即时收益。

3.3 日前-实时阶段协同策略

动态修正以实时市场偏差为核心触发信号,偏差包括功率偏差与价格偏差两类。功率偏差超出合理阈值时,按“就近调节”原则修正充放电功率;价格偏差突破预测区间时,调整充放电时长。修正逻辑遵循“小偏差微调大偏差重调”原则,避免频繁修正导致的效率损耗,同时确保计划与实时市场匹配。实时响应触发条件分为系统侧与市场侧两类。系统侧触发条件包括频率与电压偏离额定范围;市场侧触发条件为实时价格与日前预测价格出现显著偏离。操作边界明确各触发条件下的最大响应功率与最长响应时长,例如特定偏差触发时控制响应功率与持续时间,防止设备过载。快速决策机制依托“边缘计算+预设策略库”实现。边缘计算设备实时采集处理市场与设备数据,缩短数据传输延迟。预设策略库包含典型偏差场景的应对方案,例如新能源出力骤降时的放电策略负荷突增时的功率调整方案等。实时场景匹配预设方案后,在极短时间内完成决策执行,满足实时市场响应要求。

3.4 全阶段协同优化模型构建

目标函数以全周期净收益最大化为核心,涵盖各阶段收益与成本项。收益项包括中长期交易收益日前价差

收益实时调节收益;成本项包含充放电损耗成本设备折旧成本交易手续费等。函数构建中引入风险惩罚因子,对突破约束的决策施加惩罚,确保目标函数既追求收益又兼顾风险,形成“收益-成本-风险”一体化表达。优化模型采用数学规划形式表达,以各阶段充放电功率为决策变量。技术约束转化为功率容量不等式约束,例如中长期充放电总量不超过合约电量;市场约束表现为交易规则等式约束,例如日前申报电量需符合市场申报限额;运行约束体现为动态不等式约束,例如实时响应功率需在安全范围内。通过变量与约束的形式化描述,形成可求解的数学模型。模型求解优先选择混合整数规划算法与粒子群优化算法组合方案。混合整数规划算法适用于处理整数型决策变量,例如合约电量分解中的整数时段分配,求解精度较高。粒子群优化算法擅长处理非线性约束问题,例如实时响应中的动态功率调整,收敛速度快。适配性分析表明,组合算法在求解效率与精度上优于单一算法,可满足不同场景下的求解需求,尤其适用于多约束复杂场景。

结束语

独立储能多阶段协同交易策略研究为储能参与电力市场提供了系统化解方案。通过构建中长期-日前-实时三阶段协同框架,实现了储能全周期收益优化,能有效提升储能市场收益,为电力市场建设提供理论支撑与实践参考。随着电力市场改革深入推进,独立储能将在新型电力系统中发挥更加重要的作用,持续完善交易机制、优化运营策略,将推动储能产业高质量发展。

参考文献

- [1]高卫恒,王吉文,栾喜臣.电力市场环境下独立储能多阶段协同交易策略研究[J].浙江电力,2024,43(5):91-99.
- [2]钟会.电力市场的经济效益分析与优化策略探讨[J].商业文化,2024,(21):146-148.
- [3]丁泉,窦晓波,温鹏,等.电力市场环境下配电网侧多类型主体纳什议价交易模型[J].电力自动化设备,2024,44(12):170-177.