

风光储一体化电站参与电力现货市场的博弈均衡与风险对冲策略

程伯武

中冶武勘工程技术有限公司 湖北 武汉 430080

摘要：本文探讨了风光储一体化电站在电力现货市场中的博弈均衡与风险对冲策略。概述了风光储一体化电站的系统构成、运行特性以及电力现货市场的交易机制与运行模式。分析了风光储一体化电站在电力现货市场中的博弈行为，构建了博弈模型并探讨了博弈结果及影响因素，进一步识别电站参与市场面临的风险类型，构建风险评估指标体系，并选择合适的风险评估方法。提出基于储能优化配置、参与辅助服务市场、金融衍生工具应用以及多策略协同的风险对冲策略，旨在提升风光储一体化电站在复杂市场环境中的运营效益与抗风险能力。

关键词：风光储一体化电站；电力现货市场；博弈均衡；风险对冲策略

1 风光储一体化电站与电力现货市场概述

1.1 风光储一体化电站的系统构成与运行特性

风光储一体化电站是一种集成了风能、太阳能发电以及储能系统的新型电力供应设施。风力发电单元利用风力驱动风力发电机产生电能，而光伏发电单元则通过光伏电池板将太阳能转化为电能。这两个发电单元通常根据当地的自然资源和气候条件进行优化配置，以最大限度地提高清洁能源的利用率。另外，高效储能系统，如锂离子电池或钠硫电池，用于存储多余的电能，以便在风力或光照不足时释放，确保电力供应的稳定性和可靠性。在运行特性方面，风光储一体化电站展现出显著的灵活性和互补性。风能和太阳能作为可再生能源，其发电能力受天气条件影响较大，存在间歇性和不确定性。然而，通过储能系统的调节，电站能够在风能或太阳能充足时储存多余电能，在资源匮乏时释放电能，有效平衡供需关系。电站的智能控制系统能够根据实时电价、电网需求以及预测的风力和光照强度，自动调整发电和储能策略，实现经济效益的最大化^[1]。

1.2 电力现货市场的交易机制与运行模式

电力现货市场是一个高度动态和即时的电力交易平台，其核心在于通过市场竞争实时确定电力价格和电量分配。目前市场允许发电企业、电力用户和电力交易商在电力实际交付前一天提交报价和购电需求，市场运营机构根据报价和供需情况确定第二天的电力价格和交易计划。实时市场则在电力实际交付时运行，发电企业根据实时电价调整发电输出，而电力用户则根据实时电价调整用电行为，以实现电力供需的即时平衡；在运行模式上，电力现货市场强调价格信号的引导作用和市场

机制的调节作用。价格信号能够反映电力供需的紧张程度和边际成本，引导发电企业和电力用户做出理性的决策。市场机制则通过竞争和出清过程，确保电力资源的高效配置和市场的公平运行。另外，电力现货市场通常与中长期电力交易市场和辅助服务市场相互衔接，共同构成完整的电力市场体系，以满足不同时间尺度和不同电力需求场景下的交易需求。

2 风光储一体化电站在电力现货市场的博弈行为分析

2.1 市场主体与博弈关系

在电力现货市场中，风光储一体化电站作为新兴的市场主体，其行为与策略对其他参与者如传统发电企业、电力交易商、以及电力用户等产生深远影响。这些市场主体在电力现货市场中通过报价、竞价等方式参与交易，共同塑造市场价格并决定电力资源的分配。风光储一体化电站因其独特的能源组合和储能调节能力，能够在市场上提供灵活且响应迅速的电力供应，从而在与传统能源供应商的竞争中占据一定优势。同时，电站运营商需权衡发电成本、市场需求、储能状态以及电价预测等多重因素，制定最优的报价和发电策略。这种策略制定过程实质上是一个复杂的博弈过程，其中涉及与多个市场主体的互动与竞争，共同影响市场的出清结果和电力价格。

2.2 博弈模型构建与求解

为了深入分析风光储一体化电站在电力现货市场中的博弈行为，需要构建一个包含多个市场主体的博弈模型。该模型应综合考虑各主体的目标函数、约束条件以及相互之间的策略影响。可以采用纳什均衡或古诺均衡等博弈理论框架，将风光储一体化电站的发电策略、报

价行为以及储能系统的充放电计划作为决策变量,构建相应的优化模型。在模型构建中,还需考虑电力市场的出清机制、价格形成规则以及可能的政策补贴等因素。求解该博弈模型通常涉及复杂的数学优化技术,如线性规划、非线性规划或混合整数规划等,以寻找满足各市场主体最优策略组合的均衡解^[2]。

2.3 博弈结果分析与影响因素探讨

通过对博弈模型的求解,可以得到风光储一体化电站及其他市场主体在电力现货市场中的均衡策略。进一步分析这些均衡策略,我们可以探讨风光储一体化电站的博弈行为对市场价格、电力供需平衡以及市场竞争格局的影响。同时,还应考虑多种影响因素,如风光发电预测的不确定性、储能系统的成本效益、电力市场的价格波动性、政策补贴的力度以及电网的稳定性和安全性要求等,这些因素都可能对电站的博弈策略和市场的均衡结果产生重要影响。通过深入分析这些因素,可以为风光储一体化电站运营商提供更加精确的决策支持和风险管理策略,促进电力市场的健康发展和清洁能源的高效利用。

3 风光储一体化电站参与电力现货市场的风险识别与评估

3.1 风险类型识别

风光储一体化电站参与电力现货市场面临的风险类型多样,主要包括市场风险、技术风险、运营风险以及政策与法规风险。市场风险主要体现在电力价格波动、供需失衡、市场竞争加剧等方面,这些因素直接影响电站的收益和竞争力。技术风险涉及风光预测准确性、储能系统的可靠性与效率、以及智能控制系统的稳定性,技术的局限性可能导致电站无法有效应对市场变化。运营风险则包括电站的日常运维成本、人员培训与管理、以及应急响应能力,这些因素关系到电站的长期稳定运行。政策与法规风险不容忽视,如政策调整、补贴退坡、以及新的环保规定等都可能对电站的运营策略和经济效益产生显著影响。识别这些风险类型,是制定有效风险管理策略的前提。

3.2 风险评估指标体系构建

为了全面评估风光储一体化电站参与电力现货市场的风险,需要构建一个系统的风险评估指标体系。该体系应涵盖市场风险、技术风险、运营风险以及政策与法规风险四大类,每一类下再细分为具体可量化的指标。例如,市场风险指标可包括电力价格波动率、供需平衡指数、市场占有率变化等;技术风险指标可包括风光预测误差率、储能系统充放电效率、智能控制系统故障率

等;运营风险指标可包括运维成本占比、人员培训投入、应急响应时间等;政策与法规风险指标可包括政策补贴退坡速度、新法规实施影响评估等^[3]。这些指标的选择应基于电站的实际情况和市场特点,确保能够全面、准确地反映电站面临的风险状况。

3.3 风险评估方法选择与应用

在构建了风险评估指标体系后,需要选择合适的风险评估方法进行量化分析和应用。常用的风险评估方法包括专家打分法、层次分析法、蒙特卡洛模拟、以及基于历史数据的统计分析等。专家打分法适用于难以直接量化的风险指标,通过专家经验进行主观评估;层次分析法则通过构建层次结构模型,将复杂问题分解为多个层次和因素,通过比较判断矩阵进行权重分配和风险排序;蒙特卡洛模拟则通过随机抽样和模拟实验,评估风险事件发生的概率和影响程度;基于历史数据的统计分析则利用历史数据建立统计模型,预测未来风险事件的发生概率和可能的影响。选择适合的风险评估方法,结合电站的实际情况和市场数据,进行量化分析和风险评估,可以为电站运营商提供科学的风险管理依据,指导其制定有效的风险应对策略。

4 风光储一体化电站参与电力现货市场的风险对冲策略

4.1 基于储能优化配置的风险对冲策略

风光储一体化电站中,储能系统宛如“电力缓冲器”,在风险对冲方面发挥着关键作用。其优化配置主要涵盖储能容量与充放电策略的精准确定。确定储能容量时,需综合考量风光发电的不确定性、电力现货市场价格波动特性以及电站自身的发电规划。例如,在光照与风力资源丰富但波动大的地区,需配置较大容量储能,以存储多余电能,待风光发电不足或市场电价高时释放。通过历史数据模拟与预测,结合不同容量储能的成本效益分析,运用混合整数线性规划等数学模型,可求解出最优储能容量;传统的定时充放电策略难以适应复杂多变的市场环境,而动态充放电策略则更具优势。实时监测风光发电功率、市场电价及负荷需求,当风光发电过剩且电价较低时,控制储能系统快速充电;当市场电价飙升或风光发电骤减时,及时安排储能放电。比如,在白天光照充足时段,若光伏发电量远超负荷需求,且现货市场电价处于低谷,储能系统迅速充电;到了傍晚用电高峰,光伏功率下降,电价上升,储能系统放电补充电力,既能平抑功率波动,保障电力供应稳定性,又能利用电价差获取额外收益。这种优化配置大幅降低了因风光发电不确定性导致的电力供应风险,提升

电站在电力现货市场的竞争力与收益稳定性。

4.2 参与辅助服务市场的风险对冲策略

在调频服务方面,风光发电的随机性易导致电网频率波动,电站凭借储能系统快速响应特性,参与调频辅助服务。当电网频率偏离额定值时,储能系统迅速充放电,调整功率输出,稳定电网频率,同时获取调频补偿收益。例如,某地区电网在风电大发时段,频率出现大幅波动,该地区的风光储一体化电站快速响应,通过储能系统的精准调节,有效平抑频率波动,获得可观的调频收入,弥补了因风电功率波动在电力现货市场可能遭受的损失;在用电高峰与低谷时段,电力供需差异大,传统发电方式调峰难度大且成本高。风光储一体化电站可利用储能系统灵活调节发电功率,在用电低谷时储存电能,高峰时释放,协助电网实现高效调峰。如夏季高温时段,空调负荷剧增,电网面临巨大调峰压力,电站通过储能放电增加电力供应,缓解高峰用电紧张局面,同时获取调峰收益,对冲了现货市场电价波动及发电不确定性风险。参与备用服务,电站预留一定发电容量作为电网备用,在其他电源故障或突发电力短缺时及时投入,既保障电网安全稳定运行,又为自身开辟新盈利点,降低运营风险。

4.3 金融衍生工具的风险对冲应用

电力期货是常用工具之一,电站通过签订期货合约,提前锁定未来某一时期的发电电价。例如,预计未来数月电力现货市场电价可能下跌,电站可在期货市场卖出相应电量的期货合约。若届时电价真的下降,虽然现货市场发电收益减少,但期货合约的盈利可弥补损失。以某风光储电站为例,在年初根据市场预测,判断下半年电价有下行趋势,遂在期货市场卖出下半年部分电量合约,到了秋季,现货市场电价因供大于求下跌,而该电站凭借期货合约锁定的较高价格,保障了总体收益稳定。电力期权赋予电站在特定时期内以约定价格买卖电力的权利,而非义务^[4]。电站可购买看跌期权,当市场电价下跌至约定价格以下时,有权以约定高价卖出电力,规避电价大幅下跌风险;也可出售看涨期权,在电价上涨超过约定价格时,期权买方行权,电站获得期权费收益。差价合约则通过约定发电企业与购电方之间的结算电价与市场参考电价的差价,稳定电站收入。

4.4 多策略协同的风险对冲方案设计

单一风险对冲策略存在局限性,多策略协同能实现优势互补,更高效地对冲风险。储能优化配置可稳定电力输出,参与辅助服务市场增加额外收益,金融衍生工具锁定电价,将三者有机结合,构建综合优化模型。模型目标为最大化电站长期收益,约束条件包括储能系统的充放电功率限制、容量约束,电力辅助服务市场的参与规则,以及金融衍生工具交易的相关规定等。在实际运行中,电站根据实时市场信息与自身发电状况,动态调整各策略权重。当风光发电预测偏差较大,优先利用储能优化配置平抑功率波动;若市场电价波动剧烈,加大金融衍生工具使用力度锁定电价;在电网调峰调频需求旺盛时,积极参与辅助服务市场。例如,在极端天气导致风光发电骤变且市场电价波动异常的情况下,电站一方面通过储能快速调节发电功率,保障电力供应稳定;运用电力期货和期权锁定部分电量电价,减少价格风险;同时,响应电网辅助服务召唤,参与调峰调频,获取额外收益。这种多策略协同方案实现风险的有效对冲,提升电站在复杂电力现货市场环境下的运营效益与抗风险能力。

结束语

通过对风光储一体化电站在电力现货市场中的博弈均衡与风险对冲策略的深入研究,并认识到电站运营商需综合考虑市场动态、技术约束以及政策导向,制定灵活且高效的运营策略。电站运营商应紧跟市场变化,不断优化风险对冲策略,提升电力供应的稳定性和可靠性,为实现能源的绿色转型和可持续发展贡献力量。

参考文献

- [1]李学永.考虑风光储一体化的电能计量模式研究与验证[J].电测与仪表,2021,55(16):94-99.
- [2]祝荣,陈俊清,宋伟,王永胜,任永峰.风光储一体化综合能源系统柔性调度策略[J].太阳能,2022(05):67-76. DOI:10.19911/j.1003-0417.tyn20220324.02.
- [3]彭政.面向园区风光储系统的储能容量优化及运行调控策略研究[D].湖南大学,2021.DOI:10.27135/d.cnki.ghudu.2021.002937.
- [4]姚志力,王志新.计及风光不确定性的综合能源系统两层级协同优化配置方法[J].电网技术,2020,44(12):4521-4531.