

新能源参与电力市场的实践及思考

刘伟

国能陕西新能源发电有限公司

DOI:10.12238/etd.v6i8.17147

[摘要] 本文聚焦新能源参与电力市场,阐述其理论基础,涵盖外部性、可持续发展及电力市场改革理论等。分析集中式与分布式新能源参与市场的实践模式,指出技术、市场机制、政策与监管层面的关键挑战。针对性提出完善市场机制设计、强化技术支撑能力、优化政策与监管框架、探索创新交易模式等对策建议,为新能源更好地融入电力市场、推动能源可持续发展提供参考。

[关键词] 新能源; 电力市场; 市场化改革

中图分类号: F426.2 **文献标识码:** A

Practice and Reflection on Renewable Energy Participation in Electricity Markets

Wei Liu

CHN Energy Shaanxi New Energy Power Generation Co., Ltd.

[Abstract] This paper focuses on the participation of renewable energy in electricity markets, elaborating on its theoretical foundations, including externality theory, sustainable development theory, and electricity market reform theory. It analyzes the practical models of centralized and distributed renewable energy participation in markets and identifies key challenges at the technical, market mechanism, policy, and regulatory levels. Targeted countermeasures and suggestions are proposed, such as improving market mechanism design, strengthening technical support capabilities, optimizing policy and regulatory frameworks, and exploring innovative transaction models. The study aims to provide references for the better integration of renewable energy into electricity markets and to promote sustainable energy development.

[Key words] Renewable Energy; Electricity Market; Market-Oriented Reform

引言

在全球能源转型的大背景下,新能源凭借低碳、环保等优势,成为能源领域发展的关键方向。电力市场作为能源配置的核心平台,新能源参与其中是必然趋势。这不仅有助于优化能源结构、减少碳排放,还能推动电力行业的市场化改革。然而,新能源参与电力市场面临诸多理论与实践问题。深入研究其实践情况并提出思考,对促进新能源高效利用、实现能源可持续发展意义重大。

1 新能源参与电力市场的理论基础

新能源参与电力市场的理论基础源于能源转型需求与市场机制的协同适配,核心包括外部性理论、可持续发展理论及电力市场改革理论。外部性理论指出,新能源开发利用能减少化石能源消耗带来的环境污染,产生正外部性,而电力市场可通过价格信号将这种外部性内部化,激励市场主体主动参与新能源投资与交易。可持续发展理论为新能源参与市场提供方向指引,要求电力系统从传统高碳模式向低碳转型,新能源作为低碳能源核心,其市场化配置是实现能源可持续发展的关键路径^[1]。电力市

场改革理论则为新能源接入提供制度框架,打破传统垂直垄断的电力体制,构建竞争性市场格局,使新能源凭借自身成本与环境优势获得公平竞争地位。同时,边际成本定价理论支撑新能源参与市场定价,新能源发电边际成本较低,在市场中具备价格竞争力,可通过市场竞争优化电力资源整体配置效率,推动电力系统向清洁低碳转型。

2 新能源参与电力市场的实践模式分析

2.1 集中式新能源

集中式新能源以大型风电基地、光伏电站为主要形式,其参与电力市场的实践模式以“集中并网、批量交易”为核心特征。在我国,集中式新能源通常通过“打捆交易”方式接入省级及以上电力市场,即多个大型新能源项目联合组建发电主体,参与中长期电力交易锁定基础电量,再通过现货市场调整实时发电偏差。例如,西北区域的大型风电光伏基地,通过与跨省区用电负荷中心签订中长期购售电合同,保障基础收益,同时参与区域现货市场的日前、实时交易,实现发电收益最大化。在交易机制上,集中式新能源多采用“保量保价”与“保量不保价”相结合的

模式,对于保障性消纳电量执行固定电价,对于市场化电量则通过市场竞价确定价格。另外,集中式新能源还积极参与辅助服务市场,通过提供调峰、备用等服务获取额外收益,如部分大型风电场通过配套储能设施提升调节能力,参与电网调峰交易,进一步拓展了市场化收益渠道。

2.2 分布式新能源

分布式新能源以分布式光伏、小型风电、生物质能等为代表,具有“就近发电、就近消纳”的特点,其参与电力市场的实践模式呈现多元化、本地化特征。在居民与工商业领域,分布式新能源主要通过“自发自用、余电上网”模式参与市场,居民屋顶光伏可将自发剩余电量接入配电网,通过电网公司收购或与周边用户直接交易获取收益^[2]。在工业园区,分布式新能源常采用“隔墙售电”模式,即园区内的分布式发电项目直接向园区内其他用电企业供电,通过双边协商确定交易价格与电量,实现能源就地平衡。部分地区还试点分布式新能源参与聚合交易,由聚合商将多个小型分布式电源整合为虚拟电厂,统一参与区域电力现货市场或辅助服务市场,提升分布式新能源的市场议价能力。例如,广东、浙江等省份的工业园区,通过聚合商整合分布式光伏与储能资源,参与电网调峰辅助服务,既降低园区用电成本,又为分布式新能源开辟了新的收益路径。

3 新能源参与电力市场的关键挑战

3.1 技术层面

新能源参与电力市场面临的技术挑战核心源于其出力的波动性、间歇性与随机性。风电、光伏等新能源发电出力受风速、光照等自然条件影响显著,日内出力波动幅度可达50%以上,短时间内的骤升骤降会导致电网频率、电压波动,增加电网调度难度,进而影响其在现货市场中的发电计划执行精度。新能源发电的预测精度不足进一步加剧了这一问题,当前短期光伏功率预测精度约为85%-90%,风电约为80%-85%,预测偏差较大时需依靠其他电源或储能设施进行调节,增加了市场化运营成本。此外,分布式新能源的广泛接入使配电网结构从单向供电变为双向互动,对配电网的计量、通信、控制技术提出更高要求,部分老旧配电网存在设备容量不足、监测能力薄弱等问题,无法满足分布式新能源大规模市场化交易的需求。储能技术的成本与寿命问题也制约着新能源参与市场,当前锂电池储能成本仍较高,循环寿命有限,难以大规模配套应用以平抑新能源出力波动。

3.2 市场机制层面

市场机制层面的挑战主要体现在交易机制适配性不足、价格形成机制不合理及辅助服务市场不完善等方面。现有电力市场交易机制多基于传统可控电源设计,对新能源出力波动性的适配性较差,例如中长期交易中固定电量与电价的模式,难以匹配新能源出力的随机波动,导致新能源发电企业面临较大的偏差考核风险。价格形成机制未能充分体现新能源的环境价值与调节价值,当前市场交易价格主要反映电能的商品价值,新能源的低碳属性未得到充分定价,无法通过价格信号激励新能源投资与消纳。辅助服务市场品种不全、补偿标准偏低,新能源参与

调峰、备用等辅助服务的收益无法覆盖其调节成本,降低了新能源企业参与辅助服务市场的积极性。市场力监管机制不完善,部分地区集中式新能源项目集中度较高,可能出现操纵市场价格的风险,而分布式新能源因主体分散,缺乏有效的市场准入与监管机制,难以公平参与市场竞争。

3.3 政策与监管层面

政策与监管层面的挑战表现为政策衔接不畅、监管体系不健全及激励机制不足等问题。新能源参与电力市场涉及电价政策、补贴政策、消纳政策等多项政策,部分政策之间存在衔接矛盾,例如部分地区仍保留新能源补贴政策与市场化交易价格叠加,导致市场价格信号扭曲,影响市场公平竞争。监管体系不健全,对新能源市场交易的全过程监管能力不足,缺乏针对新能源出力偏差、交易履约情况的精准监管手段,出现部分新能源企业恶意申报发电计划、不履行交易合同等问题,扰乱市场秩序。激励机制不足,对新能源参与低碳交易、辅助服务交易的激励政策不完善,低碳收益与辅助服务收益的核算与分配机制不明确,无法充分调动新能源企业参与市场创新的积极性。跨省区交易政策壁垒较高,集中式新能源基地的跨省区市场化消纳面临输电通道容量分配、跨省区交易价格协调等政策障碍,限制了新能源的市场化配置范围^[3]。

4 优化新能源参与电力市场的对策建议

4.1 完善市场机制设计

完善市场机制设计,关键在于构建与新能源特性高度适配的交易体系,并优化中长期与现货交易的衔接。在中长期交易方面,推行“弹性电量+浮动电价”模式。依据新能源出力预测的精度,科学确定弹性电量区间,在此区间内的电量执行浮动电价。这一举措,既为新能源企业提供了稳定的基础收益保障,又为现货市场的灵活调节预留了充足空间。优化现货市场交易规则也至关重要。建立新能源出力偏差考核与补偿机制,合理设定偏差考核阈值。对于超出阈值的偏差电量,实行阶梯式考核,促使企业重视出力预测的准确性。同时,允许新能源企业通过购买辅助服务来抵扣偏差考核成本,降低其运营风险。健全价格形成机制,引入碳交易价格与电力市场价格的衔接机制,将碳排放成本纳入电力定价体系。如此,新能源的低碳价值能够通过市场价格直观体现,引导市场资源向新能源领域倾斜。另外,完善市场力监管机制,对集中式新能源项目实行市场份额上限管控,建立分布式新能源交易备案制度。借助大数据监测技术,实现对各类市场主体交易行为的精准监管,有力保障市场的公平竞争环境。

4.2 强化技术支撑能力

强化技术支撑能力,需聚焦新能源出力预测、电网调节与储能技术升级三大核心领域。提升新能源出力预测精度是首要任务。整合气象观测数据、电网运行数据以及发电历史数据,构建基于人工智能的多源数据融合预测模型。通过该模型,实现超短期、短期、中长期预测的精准衔接,将光伏、风电短期预测精度分别提升至90%、85%以上,为电力系统的稳定运行提供可靠依据。加强电网升级改造刻不容缓。推进智能配电网建设,安装分

布式能源监测终端与智能调控设备,提升配电网对分布式新能源双向互动的承载能力与调控精度。同时,优化输电通道规划,提高跨省区输电通道对集中式新能源的输送能力,实现新能源电力的远距离市场化消纳,打破地域限制。加速储能技术迭代与成本下降是关键环节,加大对电化学储能、抽水蓄能、压缩空气储能等技术的研发投入,推动储能电池材料、储能系统集成技术创新。通过规模化应用降低储能成本,建立储能与新能源联合调度机制,将储能设施纳入电力市场辅助服务提供者范围,提升新能源与储能协同参与市场的能力,增强电力系统的灵活性与稳定性。

4.3 优化政策与监管框架

优化政策与监管框架,需着重加强政策协同性,构建全流程监管体系。首先,要梳理整合新能源相关政策,消除补贴政策与市场化交易政策之间的冲突。逐步推进新能源补贴退坡与市场化交易的平稳衔接,明确对已纳入市场化交易的新能源项目不再给予专项补贴,引导新能源行业向市场化方向健康发展。建立跨部门协同监管机制是保障市场有序运行的关键。整合能源监管、市场监管、生态环境等部门的监管资源,构建“事前准入审核、事中过程监测、事后违规处罚”的全流程监管体系。利用区块链技术实现交易数据全程可追溯,确保监管的准确性和及时性。对恶意违约、操纵价格等行为依法从严处罚,维护市场的公平公正。完善激励政策能够激发市场主体的积极性。设立新能源辅助服务专项奖励资金,对参与调峰、备用等辅助服务的新能源企业给予额外收益补贴,鼓励企业积极参与辅助服务市场。制定跨省区交易激励政策,简化跨省区交易备案流程,建立输电通道容量动态分配机制,优先保障新能源跨省区市场化交易的通道需求。加强政策宣传与培训,提升新能源企业对市场规则与政策要求的认知水平,引导其规范参与市场交易。

4.4 探索创新交易模式

探索创新交易模式,需紧密依托新能源特性,积极拓展多元化交易场景。推广分布式新能源“虚拟电厂+聚合交易”模式是重要方向之一。支持聚合商整合居民屋顶光伏、工商业分布式

电源、储能设施等资源,组建虚拟电厂参与区域电力现货市场与辅助服务市场。通过聚合规模效应,提升市场议价能力,使分布式新能源在市场中获得更有利的地位。开展新能源与用户直接交易试点具有积极意义。允许分布式新能源发电主体与周边工商业用户、公共建筑用户签订双边直接交易合同,自主协商交易价格与电量。这种模式实现了能源的就地消纳,减少了中间环节,提升能源利用效率,同时也为新能源发电主体和用户带来了直接的经济效益,实现价值的提升^[4]。探索“新能源+储能+绿证”组合交易模式是创新之举。将新能源发电、储能服务与绿色电力证书打包交易,鼓励高耗能企业、出口导向型企业购买组合交易产品。这既满足了企业绿色用能的需求,符合环保和可持续发展的要求,又为新能源企业开辟多元化的收益渠道,促进新能源产业的可持续发展。另外,试点新能源衍生品交易,推出新能源发电权期货、期权等衍生品工具,帮助新能源企业对冲出力波动与价格波动风险,提升其市场化运营的稳定性。

5 结束语

新能源参与电力市场是能源发展的必然选择,虽有理论支撑与实践模式探索,但关键挑战不容忽视。通过完善市场机制、强化技术支撑、优化政策监管以及探索创新交易模式等对策,可逐步解决现存问题。未来,需各方协同努力,持续推动新能源与电力市场的深度融合,让新能源在电力市场中发挥更大作用,为实现全球能源可持续发展目标贡献力量。

[参考文献]

- [1]王德林,田洪迅,罗治强,等.新能源参与电力市场的实践及思考[J].电力系统自动化,2025,49(19):1-7.
- [2]刘瑞丰,贺元康,李强,等.西北地区新能源参与电力市场交易的实践与思考[J].中国电力企业管理,2021(16):32-35.
- [3]孙正运.新能源参与电力市场机制优化建议[J].中国电力企业管理,2023(10):56-57.
- [4]段长增.新能源参与电力市场的影响及应对策略[J].中国电力企业管理,2023(04):60-62.