新型电力系统建设中储能经济与新能源经济融合发展

李　泽
宁德时代新能源科技股份有限公司　福建　宁德　352000

摘　要：双碳目标下，新型电力系统建设持续推进，风电、光伏新能源规模化发展的同时，出力波动、消纳不足等问题凸显，储能成为破解发展瓶颈的关键支撑。本文界定新型电力系统、储能经济、新能源经济核心概念，剖析双产业技术、场景、市场适配性及融合机理，梳理产业、商业模式、政策发展现状，深挖技术、市场、政策、资本四大制约因素，从技术、商业模式、市场机制维度提出融合路径，配套多维保障对策，助力双经济深度融合、提质增效。

关键词：新型电力系统建设；储能经济；新能源经济；融合发展

引言：能源绿色低碳转型是我国双碳战略落地的核心举措，构建以新能源为主体的新型电力系统成为能源改革核心任务。风电、光伏等新能源迅猛发展，逐步替代传统能源成为供电主体，但间歇性、波动性特征严重制约电力系统稳定运行与新能源高效消纳。储能经济可通过功率调节、能量时移弥补新能源短板，与新能源经济具备极强融合基础。基于此，本文探究二者融合发展机理、现存问题与优化路径，为新型电力系统高质量建设提供参考。

1 相关概念与融合发展机理

1.1 核心概念界定

（1）新型电力系统：以新能源为供给主体、源网荷储协同互动、数字智能技术深度融入的电力系统。核心特征为清洁低碳、安全充裕、经济高效、供需协同、灵活智能；建设目标是保障能源安全、推动绿色转型、实现双碳。产业核心诉求是提升消纳、降低调节成本、完善市场机制与稳定收益预期。（2）储能经济：围绕储能研发、制造、集成、运营与回收形成的产业经济。构成含电化学储能、抽水蓄能、压缩空气、飞轮及氢储能；盈利模式有峰谷套利、辅助服务、容量租赁、共享储能与需求响应。在新型电力系统中承担调节、支撑、备用和保供功能，是提升灵活性与经济性的关键[1]。（3）新能源经济：以风电、光伏为核心，覆盖开发、制造、建设、运维与交易的新兴产业经济。模式由补贴驱动转向平价上网、基地化开发、分布式利用与绿电交易。痛点在于出力波动、消纳受限、电价下行、非技术成本高与储能配置压力大。

1.2 储能与新能源产业适配性分析

（1）技术适配性：储能平抑新能源出力波动，减少弃风弃光，通过快速充放电实现削峰填谷、调频调峰与紧急备用。逻辑是以能量时移和功率调节弥补新能源不可控性，提升电能质量与电网安全稳定。（2）场景适配性：源网荷储一体化中，储能协同电源、电网、负荷实现自治平衡；新能源场站配套储能降低弃电率、提升可调度性；用户侧储能结合分布式光伏、充电桩与需求响应，形成多元适配。（3）市场适配性：储能与新能源协同参与电力现货、辅助服务与容量市场。现货以价差套利体现灵活性，辅助服务补偿调频调峰，容量市场保障可靠容量，收益组合形成协同适配基础。

1.3 储能经济与新能源经济融合发展机理

（1）价值互补机理：新能源提供基础发电收益，储能提升发电稳定性与市场收益。储能通过平滑出力、跟踪计划、参与辅助服务，将绿色价值转化为可调度、可交易价值，实现增值。（2）产业联动机理：双产业融合推动上下游协同延伸，带动储能设备制造、新能源运维、电力服务、数字平台升级。设备、建设、运营、交易形成闭环，促进技术迭代与成本下降。（3）政策驱动机理：双碳政策明确绿色转型方向，储能扶持政策提供投资激励与市场准入，新能源并网政策强化消纳责任与配置要求。三类政策倒逼双产业深度融合，形成政策引导、市场驱动、产业协同机制。

2 新型电力系统下双经济融合发展现状与制约因素

2.1 储能与新能源经济融合发展现状

（1）产业规模现状：在双碳目标与新型电力系统建设推动下，风电、光伏装机持续增长，新能源占比不断提高，储能配套规模同步扩大。融合型项目由早期示范向规模化、基地化发展，西北、华北、华东等地区依托资源与负荷优势形成不同布局。西北侧重大型风光基地配储，东部侧重分布式与用户侧融合，区域分布与资源禀赋、电网消纳和产业基础密切相关。但整体仍呈“新能源快、储能配套相对滞后”的特征，部分区域存在配储规模与消纳能力不匹配问题。（2）商业模式现状：

当前主流模式包括新能源场站强制或自愿配储、储能容量租赁、联合运营、共享储能、独立储能参与调峰调频辅助服务等。部分项目通过“新能源+储能”打捆参与现货与绿电交易，探索峰谷套利、容量补偿和需求响应叠加收益。共享储能因提升利用率、降低单站成本受到关注，但多数模式仍依赖政策补偿，市场化盈利闭环尚未完全形成，收益来源单一、调用频次不足等问题较突出[2]。（3）政策体系现状：国家层面出台新能源消纳、储能发展、电力市场改革等政策，明确储能市场主体地位、辅助服务补偿和并网技术要求。地方层面通过配储比例、补贴、容量补偿、示范项目等推动协同。但各地政策差异较大，补贴退坡、规则衔接不足、市场准入与结算机制不统一，政策合力仍待增强，部分政策偏重建设端，对运营端和收益端支持不足。

2.2 双经济融合发展现存问题

（1）经济收益问题：融合项目投资成本高，储能系统、建设运维及并网改造增加初始投入，回本周期较长。储能利用率不足，部分项目“配而不用”或调用频次低，峰谷价差、辅助服务收益有限，导致整体盈利偏低。新能源电价下行与储能成本压力叠加，使企业投资意愿和持续运营能力受到制约，部分项目依赖政策输血，难以形成可持续商业闭环。（2）产业协同问题：新能源与储能产业规划衔接不足，开发时序、布局规模与电网消纳不匹配。产业链配套不完善，电池、PCS、EMS、运维、回收等环节协同不足，技术标准、接口规范、安全标准不统一，增加集成难度与成本。跨行业数据共享和平台互通不足，制约源网荷储一体化效率，也难以实现新能源与储能全生命周期协同优化。（3）市场机制问题：电力市场交易规则尚不完善，现货、辅助服务、容量市场与绿电交易衔接不足，储能价值定价不清晰。储能参与调频、调峰、备用等收益机制不稳定，双产业协同交易机制缺失，新能源与储能难以作为整体优化报价和调度，市场壁垒与结算障碍仍存，影响融合项目收益预期。

2.3 双经济融合发展核心制约因素

（1）技术制约：储能技术迭代缓慢，循环寿命、能量密度、安全性和成本仍待突破，热失控等安全隐患突出。不同储能路线与风电、光伏出力特性适配技术不足，状态评估、智能调度、寿命预测和协同控制能力有限，难以完全满足高比例新能源下的快速调节与长时储能需求，技术标准体系也尚不健全。（2）市场制约：储能独立市场主体地位仍不明确，辅助服务收益机制不完善，补偿标准偏低且不稳定。市场化交易壁垒较高，准入、计量、结算和监管规则不统一，储能跨场景、跨区域调用受限，价值难以通过多市场组合充分回收，导致社会资本观望情绪较重。（3）政策与管理制约：区域政策落地不均衡，部分地区配储要求与消纳能力脱节，项目审批、电价机制、成本分摊机制尚不健全。容量补偿、输配电价、绿证与碳市场协同不足，部门间管理协调不够，政策连续性和可预期性不足，影响长期投资决策和跨区域协同布局。（4）资本制约：融合项目投资门槛高、回收期长，融资渠道单一，主要依赖银行贷款和产业资本。绿色金融、REITs、资产证券化等工具应用不足，风险评估与抵押机制不完善，社会资本参与积极性不足，尤其影响中小企业和分布式项目融资，制约双经济融合规模化发展。

3 新型电力系统下储能经济与新能源经济融合发展路径及保障对策

3.1 技术融合升级路径

（1）加快储能技术迭代：围绕高安全、长寿命、低成本目标，推进锂离子电池、液流电池、钠离子电池、压缩空气、飞轮及氢储能等多元技术研发。支持关键材料、电芯、PCS、BMS与系统集成攻关，提升循环寿命、能量转换效率与安全水平。通过示范工程验证和规模化应用，推动储能成本持续下降，增强与新能源配套的经济性。（2）构建源储协同技术体系：研发新能源功率预测、储能联合调度、源网荷储协调控制技术，提升风电光伏出力预测精度与储能响应速度。建立“预测—调度—控制—评估”闭环，优化充放电策略，减少弃风弃光，提升消纳能力。推动新能源场站与储能电站统一建模、联合并网和协同运行，增强电网调频调峰支撑能力[3]。（3）推动数字化融合：依托大数据、人工智能、数字孪生和物联网，搭建智慧储能与新能源协同管控平台。实现设备状态监测、寿命预测、故障预警和远程运维，提升运营效率与安全水平。打通电源、电网、负荷、储能数据接口，支撑多场景优化决策，为融合项目参与市场交易和综合能源服务提供技术底座。

3.2 商业模式创新路径

（1）优化共享储能运营模式：推广区域共享储能和独立储能电站，引导多个新能源场站共用储能资源，按容量租赁、调用次数和收益分成结算。通过集中建设、统一调度和专业化运营，提升储能利用率，降低单站配置成本。结合区域消纳与电网需求，合理布局共享储能，形成规模效应和网络化服务能力。（2）拓展多元收益模式：打通新能源+储能参与电力现货、调峰、调频、备用、需求响应和绿电交易等收益渠道。推动储能通过

峰谷价差套利、辅助服务补偿、容量租赁和容量补偿获得组合收益。鼓励新能源与储能联合报价、联合调度，将绿色电力价值与灵活调节价值叠加，提高项目整体盈利水平[4]。（3）探索综合能源服务模式：融合储能、新能源、负荷侧资源与充电设施，打造园区、工商业和县域综合能源服务体系。通过冷热电气多能互补、源网荷储一体化运营，提供供电、调峰、节能、碳管理和绿证交易等服务。以用户需求为导向创新合同能源管理、能源托管和聚合服务，形成一体化综合能源盈利体系。

3.3 市场机制完善路径

（1）确立储能独立市场主体地位：明确储能电站可独立参与电力现货、辅助服务和容量市场，完善注册、计量、结算和监管规则。建立反映灵活性、可靠性和绿色价值的储能价格形成机制，推动容量补偿、调峰调频补偿标准合理化。通过价值定价让储能投资获得稳定预期，增强市场吸引力。（2）健全源储协同交易规则：制定新能源与储能联合申报、联合交易和联合调度的市场规则，打通中长期、现货、辅助服务与绿电市场衔接通道。允许储能跟踪新能源出力曲线，提供平滑、调峰和备用服务。优化调度顺序和结算方式，降低协同交易壁垒，使源储作为整体参与市场竞争。（3）建立市场化成本分摊与收益共享机制：按照“谁受益、谁承担”原则，完善辅助服务费用、容量成本和系统调节成本分摊机制。平衡发电侧、电网侧、用户侧和储能主体利益，建立收益共享与风险共担机制。通过市场化价格信号引导投资，避免成本转嫁失衡，促进双经济融合可持续发展。

3.4 融合发展保障对策

（1）政策保障：完善顶层设计，统筹新能源、储能、电网和市场政策，细化区域扶持措施。优化项目审批、并网接入、电价机制和补贴激励，保持政策连续性与可预期性。加强部门协同和地方落实，推动配储要求与消纳能力、市场规则相匹配，为融合发展营造稳定制度环境。（2）产业保障：完善上下游产业链配套，推动电池、PCS、EMS、运维、回收等环节协同发展。建立统一技术标准、安全规范和行业监管体系，提升产品互操作性与系统集成效率。培育龙头企业和产业集群，强化供应链韧性，促进新能源与储能产业协同升级。（3）资本保障：拓宽融资渠道，鼓励银行、基金、保险和社会资本参与融合项目。设立专项基金、绿色债券和产业投资基金，探索REITs、资产证券化等工具，降低项目投资风险。完善风险评估与抵押担保机制，提升中小企业和分布式项目融资可得性[5]。（4）人才保障：培育储能与新能源交叉领域专业人才，加强高校学科建设、职业培训和产教融合。引进系统集成、市场交易、数字运维和安全管理等复合型人才，完善人才评价与激励机制。夯实产业融合发展人才基础，为技术创新和商业模式落地提供支撑。

结束语

储能经济与新能源经济深度融合是新型电力系统提质升级的必然趋势，也是能源绿色转型、保障能源安全的重要路径。当前双产业融合已形成规模化发展态势，但仍面临技术短板、市场机制不完善、政策衔接不足、资本支撑薄弱等多重制约。唯有通过技术迭代、模式创新、机制完善破除发展壁垒，配套全方位保障体系，才能构建产业协同、市场成熟、收益稳定的融合发展格局，助力双碳目标稳步实现。

参考文献

[1]李建林,孙浩元.新型电力系统下新能源与储能产业协同发展机理与商业模式[J].太阳能学报,2025,46(06):120-129.

[2]齐桓若,陈晨.考虑碳效益与储能经济性的新能源电力系统双层优化模型[J].中国电力,2025,58(10):121-135.

[3]周喜超,李雅欣.新型电力系统储能与新能源经济融合瓶颈及机制创新[J].电力系统保护与控制,2024,52(12):182-190.

[4]刘德旭,杨迎.新型电力系统风光储一体化经济运行与产业协同综述[J].中国电机工程学报,2025,45(01):80-97.

[5]全凯.电力市场化改革下新能源与储能联动收益模型研究[J].电气技术与经济,2025(11):317-323.