

高比例新能源并网与运行发展研究

石文辉¹, 屈姬贤^{1*}, 罗魁², 李钦淼³, 何永君⁴, 王伟胜¹

(1. 新能源与储能运行控制国家重点实验室(中国电力科学研究院有限公司), 北京 100192; 2. 中国电力科学研究院有限公司, 北京 100192; 3. 国网能源研究院有限公司, 北京 102209; 4. 中国电机工程学会, 北京 100761)

摘要: 大力发展新能源是我国实现碳达峰、碳中和战略目标, 加速能源结构绿色低碳转型的刚性需求与必由之路。本文在调研分析我国新能源发展现状和趋势的基础上, 展望了我国中期(2030年)、远期(2060年)高比例新能源并网场景; 阐述了高比例新能源并网与运行面临的高效消纳与能源保障难题并存、安全稳定运行难度剧增、电力市场机制不适应等挑战; 从电源侧、电网侧、负荷侧、储能及基础支撑4个方面, 全面分析了高比例新能源并网与运行关键技术体系。着眼我国高比例新能源并网与运行的长期稳健发展, 提出了加强协调规划、提升灵活平衡能力, 强化技术攻关、突破关键技术体系, 建立衔接机制、支撑新能源参与市场, 深化市场设计、适应新能源消纳场景等建议, 可为电力领域规划、电力技术研究提供基础参考。

关键词: 高比例新能源; 并网与运行; 新能源消纳; 电力市场; 技术体系

中图分类号: TM71 **文献标识码:** A

Grid-Integration and Operation of High-Proportioned New Energy

Shi Wenhui¹, Qu Jixian^{1*}, Luo Kui², Li Qinmiao³, He Yongjun⁴, Wang Weisheng¹

(1. State Key Laboratory of Operation and Control of Renewable Energy and Storage Systems (China Electric Power Research Institute), Beijing 100192, China; 2. China Electric Power Research Institute, Beijing 100192, China; 3. State Grid Energy Research Institute Co., Ltd., Beijing 102209, China; 4. Chinese Society for Electrical Engineering, Beijing 100761, China)

Abstract: Vigorously developing new energy is vital for China to achieve carbon peaking and carbon neutrality goals and to accelerate the green and low-carbon transformation of its energy structure. This study first investigates the current status and trend of China's new energy development and then prospects grid integration scenarios for a high proportion of new energies in China in the medium (2030) and long term (2060). The challenges faced by the grid integration are analyzed, including coexistence of high-efficiency consumption and energy guarantee problems, increasing difficulty in safe and stable operation, and an unsuitable power market mechanism. Moreover, a key technology system is proposed from the perspectives of source side, grid side, load side, as well as energy storage and basic support. To achieve long-term steady development of the grid integration and operation for the high-proportioned new energy, we propose to strengthen coordinated planning to promote flexibility, make breakthroughs in key technologies, establish an interim mechanism between new energy policies and the power market, and improve the design of the power market to adapt to new energy consumption scenarios. This study could provide a basic reference for the research on power system planning and electric technologies.

Keywords: high-proportioned new energy; grid-integration and operation; new energy consumption; power market; technology system

收稿日期: 2022-06-28; 修回日期: 2022-08-02

通讯作者: *屈姬贤, 中国电力科学研究院有限公司高级工程师, 研究方向为新能源并网分析; E-mail: qujixian@epri.sgcc.com.cn

资助项目: 中国工程院咨询项目“可再生能源2040年工程科技发展战略研究”(2021-XBZD-13); 中国电机工程学会自立咨询课题

本刊网址: www.engineering.org.cn/ch/journal/sscae

一、前言

积极发展以风电、光伏发电为代表的新能源,加快能源体系绿色低碳转型,是世界各国应对气候变化、加强能源安全的一致选择。欧盟、英国、日本相继颁布了《欧洲绿色协议》《绿色工业革命十点计划》《绿色增长战略》,引导新能源发展,提高新能源发电和消费的比例。2017—2021年,可再生能源在全球新增发电量中的占比达到60%。

近年来,我国新能源发展迅猛[1],碳达峰、碳中和(“双碳”)战略目标也为风电、光伏发电的加速发展赋予了新动能。《2030年前碳达峰行动方案》(2021年)提出开展能源绿色低碳转型行动、构建新能源占比逐渐提高的新型电力系统,从而明确了新能源在实现“双碳”目标过程中的重要地位。《“十四五”可再生能源发展规划》(2022年)指出,2025年可再生能源消费总量约为 1×10^9 tce,风电和光伏发电量实现翻倍;2030年的风电和光伏发电总装机容量将达 1.2×10^9 kW。为了实现“双碳”目标,新能源还需加速发展,在全国范围内实现高比例甚至超高比例的并网。

新能源资源的随机波动性、间歇性,新能源发电并网设备的低抗扰性、弱支撑性客观存在,新能源高比例并网将给电力系统的运行控制带来极大挑战。相关问题得到了学术界的广泛关注:从高比例新能源的协调规划技术[2]、优化调度技术[3]、控制运行技术[4]等具体技术方面开展了系列研究;以新能源高占比的省级电网为例,探讨了技术挑战与发展路径[5,6];立足电力电量平衡的视角,从实际数据出发来分析新能源替代面临的潜在问题,进而提出了高比例新能源的演进路径[7,8]。

也要注意,现有研究或聚焦具体技术,或聚焦省级电网实际运行,或从单一视角出发,而就高比例新能源并网与运行体系开展的全视角剖析与宏观探讨仍有待加强。针对于此,本文结合我国新能源发展现状,展望中期(2030年)、远期(2060年)高比例新能源并网场景和关键技术、市场机制需求;从电力电量平衡、稳定运行、市场机制方面分析高比例新能源并网引发的挑战并梳理应对挑战的关键技术体系;提出规划、技术、机制、市场等发展建议,以期为行业规划、技术发展、产业合作提供基础参考。

二、我国新能源供给和消纳态势分析

(一) 我国新能源发展现状及趋势

近年来,我国新能源(风电、光伏发电)发展迅猛,2017—2021年的风电、光伏发电年增长率分别为17.3%、32.1%。2021年,全国新能源发电装机容量约占全国电源总容量的26.6%,其中风电装机容量为 3.28×10^8 kW,光伏发电为 3.06×10^8 kW;全国新能源发电量为 9.785×10^{11} kW·h,约占总发电量的11.7%,其中风电发电量为 6.526×10^{11} kW·h,光伏发电量为 3.259×10^{11} kW·h[1];青海、内蒙古、河北等12个省份的新能源装机占比超过30%,青海、蒙东、宁夏等5个省级电网的新能源发电量占比超过20%;新能源继续保持高利用率水平,风电平均利用率为96.9%,光伏发电平均利用率为98%。整体来看,新能源已成为我国的主力电源,部分地区(送端)形成了高比例新能源并网格局。

新能源在实现高质量跃升发展的同时,呈现了新的发展动向和趋势。①大型荒漠风光基地建设再提速。国家鼓励在荒漠发展大型风电光伏基地项目,2022年年初主管部门印发了两批以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电、光伏发电基地建设项目清单,总装机规模超过 4.55×10^8 kW。②整县分布式光伏发电项目蓬勃发展。自整县屋顶分布式光伏发电开发试点工作启动以来,分布式光伏发电开发明显加速,2021年新增光伏发电装机中的分布式规模为 2.928×10^7 kW(占比为55%),历史上首次超过集中式电站。分布式光伏发电累计装机容量突破 1×10^8 kW,约占全部光伏发电并网装机容量的1/3。③大规模海上风电发展异军突起。我国2015年的海上风电并网装机容量仅为 3.6×10^5 kW,而2021年受海上风电退补抢装的驱动,海上风电新增装机容量约为 1.69×10^7 kW、累计装机容量约为 2.639×10^7 kW。“十四五”时期,全国海上风电规划总装机量约为 1×10^8 kW。④新能源参与电力市场化交易工作稳步推进。我国新能源仍以“保量保价”的保障性收购为主,剩余电量参与市场化交易;以大用户直接交易、省间外送与发电权交易等中长期交易为主,部分现货市场试点正逐步引入新能源。2021年,启动了绿色电力交易,引入区块链技术以全面记录新能源电量的生产、交易、传输、消费、结算等环节信息,实现了绿电交易全流程可信溯

源；国家电网有限公司经营区内的新能源市场化交易电量为 2.451×10^{11} kW·h，占新能源总发电量的30.1%。

（二）我国新能源发展展望

新能源的中长期发展情景，受到管理政策、经济社会、技术发展、资源环境等多重因素影响。目前，多家研究机构对未来我国新能源装机规模、发电量进行了预测 [9,10]，虽然每种预测考虑的边界条件有所不同，但都认为新能源具有极大的增长空间。值得指出的是，新能源的出力和设备特性相比常规机组有很大的不同，其装机和电量比例的量变将逐步引起系统特性的质变；在不同的新能源并网比例下，电力系统的特征也将有所差异。

1. 中期（2030年）

综合各研究机构预测结果，2030年全国新能源装机容量约为 $1.2 \times 10^9 \sim 1.6 \times 10^9$ kW，装机占比约为30%~40%，新能源发电量占比约为17%~25%；新能源逐步成为装机主体，在西北、东北、河北、山西、山东、江苏等地优先形成高比例并网络局。

在装机布局方面，将呈现“三北”地区风光大基地、中东部地区分布式新能源协同发展的特点。目前，第一批大型风电光伏基地项目陆续开工，主要分布在内蒙古、青海、甘肃等省份，总规模为 9.705×10^7 kW；第二批大型风电光伏基地建设方案已明确；2030年规划建设的风光基地装机容量约为 4.55×10^8 kW（含外送容量 3.15×10^8 kW） [11]。与此同时，因靠近负荷中心、便于就近消纳的优势，中东部地区的分布式新能源（尤其是分布式光伏发电）将继续快速发展；随着技术进步、成本下降、经验积累，海上风电将迎来高速发展期，具备建设条件的海上风电项目将全面开工，成为东部沿海省份的重要电源。

在电力电量平衡方面，随着新能源装机容量的增加，2030年全国新能源出力日内最大波动将达 4×10^8 kW，新能源出力的随机波动性、间歇性必然对电力系统的灵活性资源保障提出需求。在此阶段，系统电力电量平衡仍以常规电源调节为主，辅以抽水蓄能、化学储能、负荷侧响应等形式。

在安全稳定运行方面，2030年全国范围内的同步机组出力占总负荷之比大于50%的累计时段将达

100%，新型电力系统仍以交流同步机制运行为主。随着新能源及电力电子设备占比的提高，系统运行特性将出现显著变化：系统转动惯量及强度不断下降，系统脆弱性将有所增加。这些因素将加剧连锁故障风险，导致电力系统的安全稳定问题更为突出，进而对新能源、储能等新型并网设备的调节与支撑能力提出更高要求。

在电力市场方面，市场环境逐渐成熟，省内中长期交易机制基本完善，现货交易逐渐扩展到全国范围。新能源补贴全面取消，与化石能源电力共同参与现货市场，以绿色电力交易等市场化手段发现并传导绿色环境价值 [12,13]。为适应分布式新能源、需求侧资源、虚拟电厂、电动汽车等新兴主体的发展，基于区块链技术的个体对个体（P2P）交易等新型电力交易模式开始涌现，零售市场初步形成，电力交易灵活性将进一步提升。

2. 远期（2060年）

2060年，预计全国新能源装机容量为 $2.7 \times 10^9 \sim 3.4 \times 10^9$ kW，装机和发电量占比均将超过60%；新能源将成为主体电源，在全国范围内形成高比例新能源电量系统。

在装机布局方面，由于我国“三北”地区风能资源、土地条件优势明显，风电仍将以“三北”地区的集中式开发为主；光伏发电的开发场景将继续呈现多元化趋势，大型地面光伏电站与分布式发电协同发展。整体来看，新能源主要分布在“三北”地区，为实现空间上的供需匹配（负荷中心分布在中东部地区），需要更大的跨区域输电容量来传输新能源电力电量。

在电力电量平衡方面，2060年全国新能源出力日内最大波动将超过 1×10^9 kW，与当年常规电源的总装机容量相当，所带来的巨大储能与负荷侧响应需求，甚至无法仅在电力系统内部实现平衡，需要扩展到涵盖冷、热、电、气等多种能源的综合系统实现平衡。在全国范围内出现超高比例甚至全部由新能源供电的时刻，新能源穿透率将超过100%，系统电力电量供应总体丰裕，但时空不匹配现象加剧，新能源、常规电源的利用小时数均将降低。

在安全稳定运行方面，2060年电力系统将呈现多类型电源接入、交/直流电网混联、多元负荷响应等特征，同步机组在维持系统构建和稳定方面仍

发挥重要作用；根据推算，同步机组出力占总负荷之比大于40%的累计时段将达84%，大于50%的累计时段将达53%。电力系统构建机制将涉及传统同步机制、新型电力电子运行机制或者两者相结合的机制，构建的技术边界条件与技术特征更加多变；新能源发电并网与组网两种模式共存，控制切换更加频繁，稳定机理及控制方式更为复杂。需要明确多类型机组的组网运行机制，量化系统构建条件，针对源、网、荷提出相应的技术要求。

在电力市场方面，市场机制将进一步完善，现货市场、辅助服务市场、容量市场、零售市场相继成熟；新能源全电量参与电力市场，最终形成包括电能、容量、辅助服务、金融衍生品、输电权等交易品种，涵盖源、网、荷侧各类主体的完备市场体系；与碳市场形成顺畅衔接，市场成为提升电力系统灵活性的重要手段 [14]。

三、高比例新能源并网与运行面临的挑战

(一) 电力电量平衡

由于风、光资源的随机波动性和不可存储性，新能源发电出力具有随机波动性、间歇性、低可调度性；大量接入电力系统后，传统电力系统以确定性发电跟踪负荷的平衡机制将不再适用，电力电量平衡面临极大挑战。需要源、网、荷、储等灵活性资源协调运行，共同维持系统电力电量平衡，如灵活性资源不足将导致局部地区消纳困难。因新能源保证出力低，在极端情况下系统面临供电可靠性不足的风险 [15]。

2019年，美国加利福尼亚州的风电、光伏发电（含屋顶光伏）装机总量为 3.34×10^7 kW，占比超过34%（接近2030年中国新能源装机容量占比的预测值），高比例而具有波动性的新能源接入给当地电网的调度运行与可靠供电带来挑战。2020年8月中旬，持续高温导致加利福尼亚州电力需求剧增；8月14日晚，因光伏发电出力为零、风电出力受天气影响明显下降，新能源出力仅为 3.257×10^6 kW（不及新能源装机容量的10%）而引发电力短缺，超过40万用户断电，持续时间约1 h；8月15日，超过20万用户被轮流限电 [16]。

在我国，以新能源高占比的西北地区某省级电网为对象，进行了2030年电力电量平衡仿真分析。

为了达到新能源电量目标，该省级电网2030年新能源装机容量占比将大于50%，新能源渗透率（装机容量与全年最大负荷的比值）超过200%。在日内运行时，部分时段的新能源大发，全年有约1000 h全部由新能源供电，有约1800 h新能源电力过剩；全年新能源限电率超过10%，其中约60 h的新能源限电功率超过其装机容量的30%。部分时段新能源出力偏低，出力小于装机容量10%的时段超过4200 h，叠加负荷高峰会导致系统紧平衡甚至出现电力缺额。需要常规电源灵活调节、西北电网省间互济、大容量储能来共同维持电力电量平衡。由此分析可见，在新能源装机容量占比达到50%的条件下，系统电力电量平衡面临极大挑战，将出现能源电力供过于求（弃电）、供不应求（限电）并存的状态；而且一天内即可面临弃电、限电状态的多次转换，相应的转换周期急剧缩短。

未来，随着新能源接入比例的不断提高，电力系统的供需失配现象将更为显著，同时面临高效消纳与能源保障并存的难题。

(二) 安全稳定运行

电力系统呈现新能源发电占比高、电力电子化程度高、交/直流耦合度高的特征，电网运行特性趋于复杂，调控难度不断增加 [17,18]，对系统安全运行构成直接影响。

采用电力电子变流器接口的设备，缺乏传统意义上的“惯性”。新能源在大规模接入后将挤占常规机组的开机空间，使得系统转动惯量降低、调频能力下降，也就导致系统频率稳定问题突出且越限风险增加。新能源并网频率耐受能力偏低，遇到大的扰动之后更易因频率异常而大规模脱网，从而引发连锁事故 [19]。

新能源发电与变流器在稳态、暂态过程中的电压-无功响应特性，决定了对电压稳定性的影响特征。新能源设备动态无功支撑能力较常规发电机组弱，对短路电流的贡献不足；新能源设备通常接入电网末端，电网短路比较低，易出现电压稳定问题。随着新能源占比的快速提高，系统动态无功储备及支撑能力急剧下降，系统强度降低，电压稳定及暂态过电压问题将更为突出 [20]。

新能源发电的渗透率、机组类型、接入位置、控制参数、运行工况等，均会影响系统功角稳定

性。新能源大规模接入将使功角稳定特性复杂、不确定性增加，以往“预案”式安全控制策略配置困难，失配风险增大，影响电网安全。变流器的控制特性使其与同步发电机具备不同的功角同步稳定性，将引入新的稳定内涵，带来新能源发电与系统之间的同步失稳风险。

一些宽频振荡现象相继出现。电力电子装备的控制主导、宽频带动态、交互作用复杂等特性，使得新型电力系统稳定不再局限于传统工频和机电时间尺度，而是带来了电磁时间尺度的电力电子装备涉网稳定新问题，相应的频率范围扩展至0.1~1000 Hz。近年来，河北、新疆等省份的风电汇集地区相继出现振荡现象，危害了设备安全与电网运行安全。

（三）市场机制

当前，新能源计划电量仍占较高比例。考虑到优先发购电的匹配性，未来在高比例新能源接入电力系统后，现有保障性收购政策将无法与市场化交易充分衔接。风电、光伏发电装机容量不断扩大，出力的随机性与波动性将导致优先发电（保量保价）与优先购电在电量、曲线、价格方面都无法匹配，形成大量不平衡资金，影响电力市场运行和新能源消纳。

为了适应新能源的间歇性特征，一方面，电力市场发展需要转向更精细的时间维度、更精确的空间颗粒度。当前电力市场设计适合以传统能源为主的电力系统，而在新能源占比大幅提高后，系统对灵活性资源的需求将大幅提升，而与之配套、能够挖掘灵活性资源价值的市场机制有待形成。另一方面，未来高比例新能源电力市场将呈现低边际成本、高系统成本的特点，新能源在市场中的责任和权利没有进行清晰界定，系统成本的市场化疏导机制尚未建立，增加市场设计的难度。

现有电力市场没有完全反映新能源的绿色属性，导致市场资源的优化配置仅能考虑电价属性而无法合理体现高比例新能源的综合价值。当前尽管存在消纳量交易市场、自愿绿证交易市场、碳市场，但各类市场与电力市场的协调衔接不够完善，存在交叉补贴等问题；各类市场对能源电力发展综合影响的量化测算尚未开展，各项机制的实际效果难以预估 [21]。

四、高比例新能源并网与运行关键技术体系分析

（一）电源侧

1. 新能源多时间尺度高精度功率预测技术

新能源功率预测分为风电功率预测、光伏发电功率预测，使用新能源场站基础信息、功率、气象信息（风速、太阳辐照度）等数据，建立气象预报数据与功率数据之间的映射关系（即功率预测模型）；进而根据气象预报或实测功率等输入数据，提前预知未来一段时间内（七天、日前、日内、超短期等）逐时刻的新能源功率 [22]。

新能源功率预测将随机波动的风电、光伏发电功率变为基本已知参量，可降低新能源功率的不确定度；在计划市场中，有助于电网企业调整机组的组合方案，优化常规电源机组发电计划，根据超短期预测结果滚动调整日发电计划，优化旋转备用，达到系统安全性约束条件下的最佳经济性。在电力市场中，调度方可根据预测结果来确定备用市场所需购买的备用容量并在实时市场中根据超短期预测结果来买进或卖出差额备用电量，发电企业可根据预测结果参与市场竞价。因此，新能源功率预测精度直接影响市场参与者的经济收益。

中国气象局、中国电力科学研究院有限公司、清华大学、华北电力大学等机构开展了较多研究，针对我国新能源特点，在超短期、短期、中长期等时间尺度上建立了相对完善的新能源功率预测系统；预测模型涵盖基于多数据源的统计方法、基于微尺度气象与计算流体力学的物理方法、自适应组态耦合风电功率预测方法等 [23]。目前，具有自主知识产权的新能源功率预测系统已覆盖各网的省级电力公司、新能源场站，预测精度达到国际先进水平。未来可融合数值天气预报、数据挖掘、人工智能等技术，不断提高新能源功率预测精度。

2. 新能源主动支撑控制技术

现有的新能源发电并网设备缺乏对系统频率、电压的快速响应与主动支撑能力。随着电力系统中新能源占比的不断提高，系统频率和电压稳定问题突出，应发展具有主动支撑能力的电网友好型新能源发电控制技术，主要包括两方面：有功频率动态支撑技术，通过留有备用容量、转子动能控制、配置储能等方式，实现频率主动支撑能力 [24]；惯量支撑技术，

通过附加虚拟惯量控制,利用储存在旋转质量中的动能来响应系统频率的变化,提供快速惯量支撑。

我国开展了新能源发电机组、场站接入电网的主动支撑控制技术理论研究,涵盖无功电压、有功频率、惯量支撑,在多个新能源场站进行了工程应用。在频率主动支撑方面,已对新能源场站涉网标准进行了修订,如《风电场接入电力系统技术规定第 1 部分:陆上风电》(GB/T 19963.1—2021)提出,风电场应在一定条件下具备参与电力系统一次调频的能力。为新能源发电提供的惯量支撑主要分为基于旋转并网装备、电力电子装备的惯量支撑技术:前者指同步旋转并网装备与电网直接耦合,当系统出现功率扰动时,旋转装备释放出转子存储动能用于抵抗系统频率偏移并向电网提供转动惯量支撑;后者指通过电力电子装置的柔性调控,模拟同步发电机的机电摇摆过程,抵抗电网频率变化并实现新能源发电的虚拟惯性支撑。

风电机组惯量控制主要针对变速风电机组,利用灵活可变的变流器控制策略来实现惯量响应并抑制电网频率的深度跌落。光伏发电的备用功率、逆变器侧直流电容储存的能量,也可在动态过程中为系统提供惯量支撑。未来可重点发展大规模新能源集群通过直流送出系统的新能源主动支撑关键技术、新能源场站暂态主动支撑协调控制技术等。

3. 电网构建型新能源发电技术

当前的新能源发电主要采用电流源控制模式,依赖锁相环同步,跟随电网频率和电压运行,几乎没有转动惯量;即使通过附加控制环节以具备一定的频率支撑和故障电压支撑能力,但在远期新能源比例不断提升、电网无法提供稳定参考电压的情况下,电流源型新能源的稳定运行仍将受到挑战。新能源亟待突破目前依赖锁相同步的电流源控制模式,尽快实现从“电网跟随型”到“电网构建型”任务角色的转变,成为维持电网频率和电压的主要载体。

电网构建型新能源发电技术采用适当的控制算法,自生并网内电势,使得采用电力电子变换装置的新能源发电具有惯量、阻尼、一次调频、无功调压等特性,进而具备自主建立电网频率和电压的能力。目前,国内在电网构建型新能源发电技术方面的研究主要分为电压源型虚拟同步机技术、自同步电压源型新能源发电技术。虽然相关技术起源于国外,但国外尚处于理论与样机研制阶段,未有

工程应用。我国企业开展了电网构建型新能源发电技术的工程化应用,如 2013 年开发了 50 kW 虚拟同步发电机,2016 年新建了容量为 1.4×10^5 kW 的集中式虚拟同步机。未来可重点关注电网构建型新能源集群宽频带稳定特性与振荡抑制、电网构建型新能源集群故障穿越等技术。

(二) 电网侧

1. 新能源消纳能力评估及预警技术

基于时序生产模拟,综合考虑碳排放、弃电成本、综合效益等因素,分析目标电网的新能源消纳能力,为电网的新能源新增装机规划、新能源合理利用率提升等提供建议。

新能源电力系统时序生产模拟(见图 1),以新能源发电量最大或系统综合成本最小为目标,综合考虑系统平衡、电网安全、备用、电量、机组运行,联络线交换计划、检修计划、新能源功率预测曲线、系统负荷预测曲线、母线负荷预测曲线、网络拓扑、机组发电能力、电厂运行等约束条件,建立数学模型;通过优化求解模型,得到常规机组和新能源的出力计划,特别是新能源消纳能力的评估结果 [25]。

时序生产模拟在电力系统的应用可追溯到 20 世纪 70 年代,美国西屋电气公司实现了以成本最小为目标、用于光伏发电厂运行的经济性优化计算;20 世纪 90 年代末,波罗的海地区的电力企业及研究机构联合开发了基于混合整数线性规划的数学模型,可进行小时级的电力系统生产模拟,随后在欧洲获得广泛应用。在我国,20 世纪 80 年代起开展了互联电力系统的生产模拟研究。针对我国新能源消纳评估面临的迫切问题,中国电力科学研究院有限公司提出了基于时序生产模拟的新能源年度消纳能力评估方法,建立了考虑电力系统运行相关约束条件的新能源电力系统时序生产模拟模型,采用混合整数线性规划方法对模型进行求解;开发了新能源生产模拟系统,滚动开展年度、季度消纳能力评估及预警,据此优化装机时序和重大检修安排,已应用于 27 个省级以上电网。

未来,随着多种储能形式在电力系统中的应用,电动汽车、可调负荷、可中断负荷等带来的负荷特性将出现颠覆性的改变;电力系统规模更大、复杂程度更高,需要更为完善、精细化程度更高的

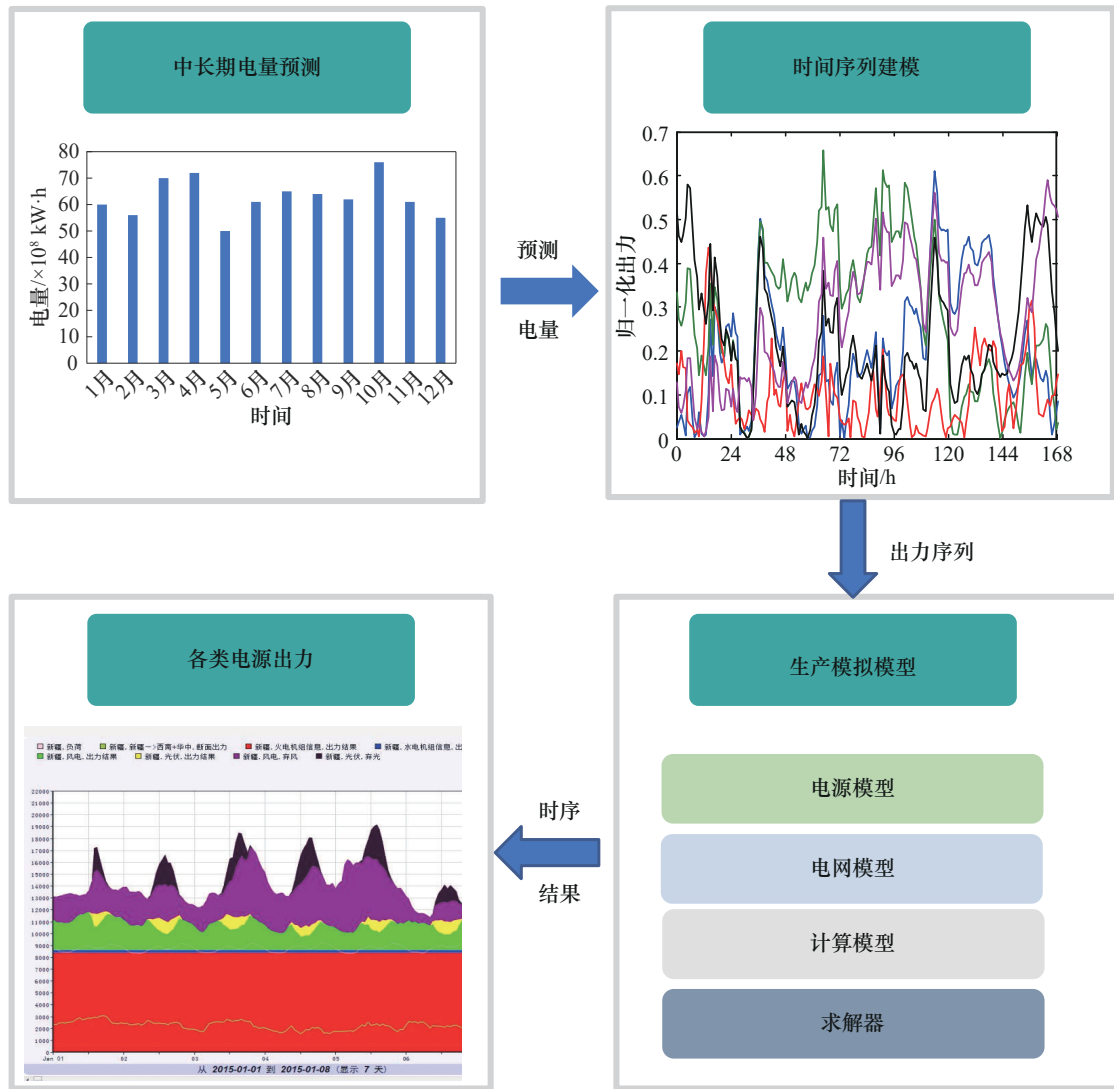


图1 新能源电力系统时序生产模拟示意图

电源模型、负荷模型、储能模型、电网模型等。随着电力市场化改革的推进，电力交易结果成为发电计划的重要组成部分，电网的结构和调度运行思路也会随之发生变化，因而需重视电力市场、电力交易结果的模拟与应用。

2. 新型电力系统稳定机理及构建条件量化分析技术

新型电力系统具有高比例新能源、高比例电力电子设备的“双高”特征，其安全稳定机理及特性较传统电力系统均有较大变化。分析“双高”系统的稳定机理，提取量化评估指标，提出未来系统构建的最低边界条件，从而量化新能源的频率支撑、电压支撑等技术需求，对保障新型电力系统构建及

安全稳定运行具有关键作用。

当前，已经形成了针对传统电力系统功角稳定、电压稳定、频率稳定等不同稳定形态的认知，涵盖稳定机理、失稳表现、关键影响因素等方面。然而，有关新型电力系统失稳形态、关键影响因素等稳定机理的认知不够充分，针对主导失稳形态的判别方法尚未建立；新型电力系统的构建条件及其量化分析方法还未明确，以高比例新能源及变流器为主的系统对新能源频率电压支撑的需求量化不足，相应系统构建及运行的边界条件缺乏。虽有机构针对“双高”电力系统的稳定性问题提出了短路比、系统惯量等评价指标 [26]，但尚未形成统一的稳定机理、频率支撑、电压支撑量化分析体系。

在新型电力系统安全稳定机理分析及判别方法方面,基于电力电子装备与系统之间、多装备之间、装备与发电机之间的动态交互机理,研究大/小扰动后失稳的主导动态过程,发现新型电力系统的大/小扰动失稳形态;开展新型电力系统稳定域估计、稳定边界特性研究成为发展趋势。

在新型电力系统频率支撑分析及量化评估技术方面,综合考虑水电、火电机组特性的系统频率响应模型建立及完善是转动惯量在线监测和评估技术的发展方向;随着新能源占比的不断提高,转动惯量需求与新能源渗透率的定量关系研究有待展开。

在新型电力系统电压支撑分析及量化评估技术方面,新能源多场站短路比计算过程需引入新能源机组电压控制模型、静止无功补偿器模型、静止无功发生装置模型,由此体现不同类型电力电子设备对短路电流贡献的影响;新能源多场站短路比和其他电压支撑评价指标之间的关系以及多维度电网电压强度评估指标等研究也显迫切。

3. 新型电力系统全频段振荡分析与抑制技术

新型电力系统中多种电力电子设备与传统发电设备间存在复杂的交互作用,随着新能源、电力电子设备比例不断提高,电力电子设备、传统装备、交流网络三者之间可能产生超低频、低频、次/超同步、高频等多频段振荡现象,存在振荡分析和抑制方面的技术需求。

目前,低频/超低频振荡、汽轮机组次同步振荡方面的分析抑制技术相对成熟,而新能源及柔性直流等引发的次/超同步振荡、高频振荡仍处于研究阶段;提出了状态空间法、阻抗法等并用于振荡机理研究,但振荡风险量化评估技术尚不成熟;提出了参数优化、附加阻尼控制等振荡抑制方法,但工程应用不足。国内部分地区因大规模风电接入引发了次/超同步振荡,导致近区汽轮机组轴系扭振;基于状态空间法及阻抗法等明确了振荡机理,采取的风机参数优化等措施有效缓解了振荡。未来,基于精细化仿真及在线分析预警的量化分析、基于宽频带阻尼控制的抑制等技术将是应对全频段振荡问题的主攻方向。

(三) 负荷侧

1. 负荷侧响应技术

高比例新能源的可靠并网,需要大量的灵活调

节资源参与电力电量平衡及调频/调峰。随着电源侧灵活资源比例的不断下将,负荷侧灵活调节资源的重要性趋于提升。负荷侧响应技术指电力用户根据价格信号或激励措施,暂时改变其习惯的用电模式,能够减少或推移某时段的用电负荷以保证电力系统的稳定性。

感知、预测、聚合大量的可调节负荷并评估其可调节潜力,有助于支持提高可调节负荷的响应规模与速率,充分发挥需求响应的调节作用,但针对典型行业可调节负荷资源潜力分析和研究方法有待验证。截至2021年9月,国家电网有限公司的经营区内共有14个省份(覆盖15个省级公司)发布了需求响应支持政策,建立了可调节负荷资源库;共签约削峰负荷约 5.85×10^7 kW,远程控制负荷约占削峰负荷的20%;共签约填谷负荷约 1.49×10^7 kW,远程控制负荷约占填谷负荷的6%。可调节负荷资源参与电网互动,构建了“云、管、边、端”技术支撑体系,研发了主站、终端等设备并成功应用于示范项目。也要注意,这些设备依然欠缺检验检测规范、负荷资源互联互通方面的试验验证环境。

我国需求侧灵活负荷资源规模庞大(2030年的测算值为 1.08×10^8 kW),但每年实际利用负荷资源参与源、网、荷、储互动的容量较少。面对能源电力发展的新形势,亟需推动需求侧可调节负荷资源应对电网高峰电力缺口、需求侧资源参与电力市场交易、基于峰谷分时电价的负荷调节等场景下的灵活高效应用,促进需求响应业务的市场化、常态化、规模化开展。在技术研究方面,可调节负荷潜力分析、负荷控制、检验检测等是重点攻关方向。

2. 虚拟电厂参与系统调频及能力评估技术

虚拟电厂能够聚合各类分布式电源、需求侧响应资源,也是高比例新能源发电并网状态下补充灵活调节资源、解决系统调频问题的新思路[27]。虚拟电厂将电网中的分布式资源、可控负荷、储能装置聚合为虚拟的可控集合体,共同参与电网的调度和运行,因聚合了分布式电源、多种需求侧响应资源(如储能、电动汽车[28]、居民/商用暖通空调负荷等)而具有快速精确的动态响应能力以及良好的调频效果。应用需求侧响应技术对虚拟电厂进行控制,在提高系统调峰调频能力、保证系统频率稳定、提升电网运行可靠性及安全性等方面将发挥显著作用。

近年来，利用虚拟电厂参与电网调频的相关技术受到电力行业的广泛关注，国外已投建多个虚拟电厂参与电网调频示范项目，如德国中北部的RegModHarz可再生能源项目，英国Limejump公司开展的平衡计划虚拟电厂项目、Anesco公司开发的10兆瓦级电池储能系统项目，日本东京电力公司推广与虚拟电厂系统连接的电动车应用等。在我国，代表性的大容量储能电池示范工程有张北风光储示范基地、深圳宝清储能电站、上海漕溪能源转换综合展示基地、上海黄浦区商业建筑虚拟电厂项目等，初步测试了参与系统调频功能，但尚处起步阶段。未来，聚合虚拟电厂内的调频资源并对调频能力进行量化评估，发展虚拟电厂灵活性刻画与聚合方法、参与市场方法，充分挖掘内部需求侧资源的调度潜力，是技术发展的重要方面。

（四）储能及基础支撑

1. 储能技术及应用

电网中的储能技术主要指电能的存储，在高比例新能源电力系统中起到灵活调节作用。我国应用广泛的储能技术有抽水蓄能、化学储能、压缩空气储能等形式，但除了抽水蓄能，目前没有一种技术在效率、规模化、成本、安全性、稳定性等指标上均占有明显优势。随着储能技术的提升，储能将在电力系统发电、输电、配电、用电等环节中得到应用。例如，在发电侧，锂离子电池、液流电池具有可短时大功率输出、快速响应等优点，可有效平抑新能源发电出力波动、灵活跟踪发电计划出力曲线；在电网侧，抽水蓄能、压缩空气储能具有循环寿命长、容量大、安全性高等优点，可为电网提供调峰、调频、调压等多种辅助服务。

截至2020年年底，我国抽水蓄能装机容量约为 3.2×10^7 kW，在建约为 5.2×10^7 kW。新一轮抽水蓄能中长期规划资源站点普查（2020年12月启动）共筛选出站点1529个，潜在总装机容量可达 1.6×10^9 kW，分布范围较广。预计2030年抽水蓄能装机容量约为 $1.2 \times 10^8 \sim 2 \times 10^8$ kW。我国具有完备的抽水蓄能全产业链体系，国产600 m及以下水头段、大容量、高转速抽蓄机组达到国际先进水平，710 m水头段、 3.5×10^5 kW机组在浙江长龙山抽水蓄能电站获得装机应用。目前，抽水蓄能的综合效率一般为70%~85%，度电成本为0.21~0.25元，相对于其他

储能形式具有成本优势。截至2020年年底，我国电化学储能装机容量为 3.27×10^6 kW，预计2060年的非抽蓄储能容量在 5×10^8 kW以上。锂离子储能是最有竞争力的化学储能形式之一，目前的能量密度为150~250 W·h/kg，循环次数为4000~5000次，度电成本为1.9~2.5元；未来的成本下降是重点突破方向。

为了应对高比例新能源接入伴生的挑战，应推进抽水储能技术的规模化应用，研究适用于电网储能的长寿命、低成本、大容量储能用锂离子电池，开展非锂基化学电池的研究与示范应用。

2. 电力气象技术及应用

电力气象技术指电力系统在发电、输电、配电、变电、用电以及前期规划设计等环节中应对外部气象环境影响的方法及手段，分为能源开发与气候变化影响分析、跨区大电网气象灾害预报预警、电力关键气象要素精准预报等。

气象条件是高比例新能源电力系统最为关键的外部影响因素。风、光、降水是新能源发电和水电的一次资源，影响新能源发电和水电出力；气象灾害会损坏输变电设备，气象条件影响输电能力，温度、湿度、降水等影响负荷行为。然而，公共气象服务提供的气象信息与电力实际需求差距明显，主要反映在观测站点远离电力设备、预报数据定制化程度及精度不足、电力气象关键要素欠缺等方面。针对电力需求开展的定制化气象研究，可为电力生产、设备运维、新能源消纳等提供必要的技术服务支撑（见图2）。随着新能源并网比例的提高、电网规模的增长，具有波动特性的气象风光资源、频发的气象灾害将对电网产生更为明显的影响，使得电力气象技术的重要性进一步显现 [29]。

美国的一些公司具有面向新能源功率预测、覆冰灾害预警等提供商业化服务的能力。欧洲、加拿大、日本等地的企业也不同程度地开展了电力气象相关的灾害预警、新能源功率预测业务。在我国，国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司正在逐步建设和完善输电线路通道的气象灾害监测技术能力，启动了电网气象灾害主动防御系统研制，将为重要输电线路通道的气象灾害防御提供科学手段。未来，可着重解决气候变化及新能源大规模开发影响下的资源禀赋演变问题，降低雷电、大风、强降雨等电力气象灾害的不利影响，提升新能源消纳水平并支撑电网安全运行。

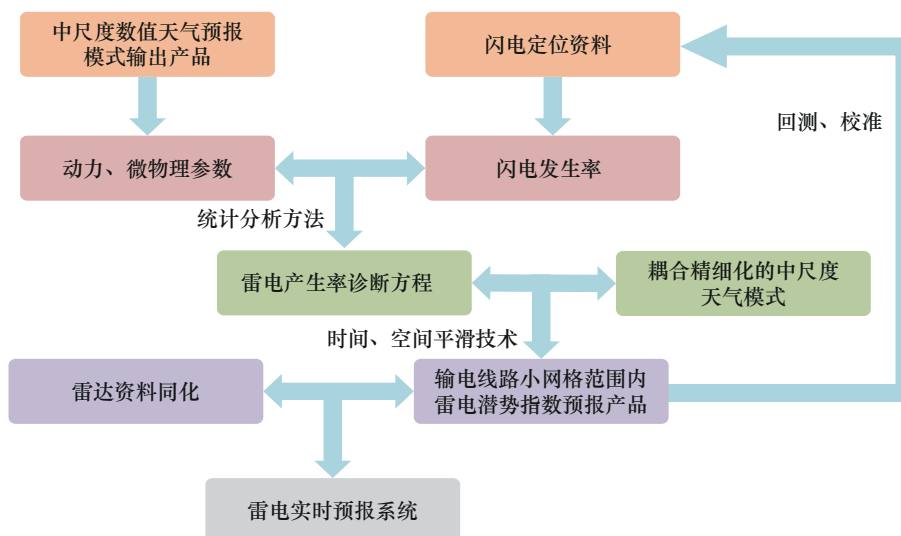


图2 电力气象灾害精细化预报预警技术框架

五、高比例新能源并网与运行体系发展建议

(一) 加强协调规划，提升灵活平衡能力

在新能源高比例并网的场景下，新能源因自身平衡能力严重不足而带来庞大的灵活调节需求，可着重从两方面进行解决。一是加强新能源与灵活性资源的协调规划。合理规划、充分协调广泛接入的新能源与具有深度调峰能力的火电机组、负荷侧响应资源、不同时间尺度的储能等灵活性资源；根据新能源资源的波动性与互补性，优化新能源装机配比和布局，优化灵活性资源配置类型及容量，合理安排并网时序，突破新能源与灵活性资源集群协调控制难题。二是加强网、源协调发展，提升新能源跨区输送能力。科学规划直流输送容量、新增直流落点，完善送受端的交流网架，提升新能源大范围优化配置、承受扰动等能力；维持系统的灵活平衡能力，保证新能源高效消纳和能源供应的充裕度及安全性。

(二) 强化技术攻关，突破关键技术体系

为了应对高比例新能源并网引发的电力平衡、安全稳定等挑战，需从源、网、荷、储能及基础支撑方面综合发力，突破高比例新能源并网运行关键技术体系。考虑技术发展的阶段性特征，需根据技术的有效性、发展潜力、经济性、与其他技术的互补性、市场发展阶段等因素综合考虑技术攻关布

局。加强自主创新，集聚优势力量，重点攻关包括电网构建型新能源发电、新型电力系统全频段振荡分析与抑制、新能源资源精细化数值模拟与预报预警、新型电力系统稳定机理分析、新能源与多元储能协同规划与运行控制在内的一批关键核心技术。注重前沿技术的储备和培育，如新能源规模化开发/气候变化的交互影响机理及变化趋势分析、非锂离子电池等技术。

(三) 建立衔接机制，支撑新能源参与市场

我国正处于保障性收购转向市场化交易的过渡期，应建立健全新能源政策与市场衔接机制。一是按照新能源项目类型，分类建立高比例新能源发展政策和电力市场的衔接机制。对于存量的补贴项目，在保障小时数以内确保收购，超出部分则进入市场；对于新增项目，保障性收购小时随可再生能源消纳责任而动态调整，逐步缩减。二是建立可再生能源电力消纳责任权重机制与市场化交易的衔接机制。合理确定不同地区可再生能源的消纳责任权重，可再生能源消纳责任承担范围由发电侧向供电公司、大用户等用户侧主体延伸，实现可再生能源消纳责任权重与新能源发电在电力市场中价格优势的有效关联。

(四) 深化市场设计，适应新能源消纳场景

深化电力市场顶层设计，建立适应高比例新能源的电力市场体系。一是近、中期继续加强全国统

一电力市场顶层设计,探索“双轨制”条件下以新能源为主体的电力市场模式设计;远期建成高比例新能源“统一市场、两级运作”的市场模式和运作机制。二是适时开展容量市场机制探索,逐步建立容量成本回收机制;激励各类资源提供系统调节能力,构建兼顾电力可靠供应和新能源发展的市场体系。三是完善辅助服务市场机制,逐步丰富和细化各类辅助服务交易品种,建立调频、备用等市场,适时引入爬坡、惯量等交易品种;进一步丰富调节资源,除传统电源以外,鼓励需求侧响应、虚拟电厂等新兴市场主体以及具有灵活调节能力的新能源参与辅助服务市场;合理疏导系统调节成本,保障系统调节资源的积极性。

利益冲突声明

本文作者在此声明彼此之间不存在任何利益冲突或财务冲突。

Received date: June 28, 2022; **Revised date:** August 2, 2022

Corresponding author: Qu Jixian is a senior engineer from the China Electric Power Research Institute. His major research field is connection of new energies to the power grid. E-mail: qujixian@epri.sgcc.com.cn

Funding project: Chinese Academy of Engineering project “Strategic Research on the Development of Engineering Science and Technology for Renewable Energy Sources by 2040” (2021-XBZD-13); Independent Consulting Project of Chinese Society for Electrical Engineering

参考文献

- [1] 国家能源局. 国家能源局2022年一季度网上新闻发布会文字实录 [EB/OL]. (2022-01-28)[2022-04-11]. http://www.nea.gov.cn/2022-01/28/c_1310445390.htm.
National Energy Administration. Transcript of online press conference of National Energy Administration in the first quarter of 2022 [EB/OL]. (2022-01-28)[2022-04-11]. http://www.nea.gov.cn/2022-01/28/c_1310445390.htm.
- [2] 杨修宇. 提升高风电渗透率电力系统灵活性的源-储-网协调规划方法 [D]. 北京: 华北电力大学(北京) (博士学位论文), 2021.
Yang X Y. Source-storage-grid coordinated planning method for improving flexibility of power system with high wind power penetration [D]. Beijing: North China Electric Power University (Beijing) (Doctoral dissertation), 2021.
- [3] 杜刚, 赵冬梅, 刘鑫. 计及风电不确定性优化调度研究综述 [EB/OL]. (2022-03-23)[2022-06-15]. <https://kns.cnki.net/kcms/detail/detail.aspx?dbcode=CAPJ&dbname=CAPJLAST&filename=ZGDC20220321006&v=MDI2NThmbHFXTTBDTEw3UjdxZF-plWm5GaXZsVjczSkIGbz1QeXJQYmJHNEhOUe1ySTFFWk9zSlI3OU16bVJuNm01N1Qz>.
Du G, Zhao D M, Liu X. Research review on optimal scheduling considering wind power uncertainty [EB/OL]. (2022-03-23)[2022-06-15]. [https://kns.cnki.net/kcms/detail/detail.aspx?dbcode=CAPJ&](https://kns.cnki.net/kcms/detail/detail.aspx?dbcode=CAPJ&dbname=CAPJLAST&filename=ZGDC20220321006&v=MDI2NThmbHFXTTBDTEw3UjdxZF-plWm5GaXZsVjczSkIGbz1QeXJQYmJHNEhOUe1ySTFFWk9zSlI3OU16bVJuNm01N1Qz)

- [4] 卓振宇, 张宁, 谢小荣, 等. 高比例可再生能源电力系统关键技术及发展挑战 [J]. 电力系统自动化, 2021, 45(9): 171-191.
Zhuo Z Y, Zhang N, Xie X R, et al. Key technologies and developing challenges of power system with high proportion of renewable energy [J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(9): 171-191.
- [5] 汪宁渤, 马明, 强同波, 等. 高比例新能源电力系统的发展机遇、挑战及对策 [J]. 中国电力, 2018, 51(1): 29-35.
Wang N B, Ma M, Qiang T B, et al. High-penetration new energy power system development: Challenges, opportunities and countermeasures [J]. Electric Power, 2018, 51(1): 29-35.
- [6] 董凌, 李延和, 刘锋, 等. 区域全清洁能源供电的发展路径与实践——以青海省为例 [J]. 全球能源互联网, 2020, 3(4): 385-392.
Dong L, Li Y H, Liu F, et al. Development path and practice of regional fully clean power supply: A case study of Qinghai Province [J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2020, 3(4): 385-392.
- [7] 刘永奇, 陈龙翔, 韩小琪. 能源转型下我国新能源替代的关键问题分析 [J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(2): 515-524.
Liu Y Q, Chen L X, Han X Q. The key problem analysis on the alternative new energy under the energy transition [J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(2): 515-524.
- [8] 鲁宗相, 李昊, 乔颖. 从灵活性平衡视角的高比例可再生能源电力系统形态演化分析 [J]. 全球能源互联网, 2021, 4(1): 12-18.
Lu Z X, Li H, Qiao Y. Morphological evolution of power systems with high share of renewable energy generations from the perspective of flexibility balance [J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2021, 4(1): 12-18.
- [9] 全球能源互联网发展合作组织. 中国2030年能源电力发展规划研究及2060年展望 [R]. 北京: 全球能源互联网发展合作组织, 2021.
Global Energy Interconnection Development and Cooperation Organization. China's 2030 energy and power development planning and 2060 prospect [R]. Beijing: Global Energy Interconnection Development and Cooperation Organization, 2021.
- [10] 国网能源研究院有限公司. 中国能源电力发展展望2021 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2021.
State Grid Energy Research Institute Co., Ltd. Prospect of China's energy and power development in 2021 [M]. Beijing: China Electric Power Press, 2021.
- [11] 中华人民共和国国家发展和改革委员会, 国家能源局. 以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地规划布局方案 [EB/OL]. (2022-02-28)[2022-06-11]. <http://www.chinawindnews.com/22554.html>.
National Development and Reform Commission, National Energy Administration. Planning and layout scheme of large-scale wind power photovoltaic base in desert, gobi and desert areas [EB/OL]. (2022-02-28)[2022-06-11]. <http://www.chinawindnews.com/22554.html>.
- [12] 中华人民共和国国家发展和改革委员会, 国家能源局. 国家发展改革委 国家能源局关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见 [EB/OL]. (2022-01-18)[2022-04-01]. <http://www.gov>

- cn/zhengce/zhengceku/2022-01/30/content_5671296.htm.
- National Development and Reform Commission, National Energy Administration. Guidance of the National Development and Reform Commission and National Energy Administration on accelerating the construction of a national unified electricity market system [EB/OL]. (2022-01-18)[2022-04-01]. http://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2022-01/30/content_5671296.htm.
- [13] 宋永华, 包铭磊, 丁一, 等. 新电改下我国电力现货市场建设关键要点综述及相关建议 [J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(10): 3172–3187.
- Song Y H, Bao M L, Ding Y, et al. Review of Chinese electricity spot market key issues and its suggestions under the new round of Chinese power system reform [J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(10): 3172–3187.
- [14] 单葆国, 冀星沛, 姚力, 等. 能源高质量发展下中国电力供需格局演变趋势 [J]. 中国电力, 2021, 54(11): 1–9.
- Shan B G, Ji X P, Yao L, et al. Evolving tendency of electric supply and demand pattern under the circumstances of high-quality energy development [J]. Electric Power, 2021, 54(11): 1–9.
- [15] 李明节, 陈国平, 董存, 等. 新能源电力系统电力电量平衡问题研究 [J]. 电网技术, 2019, 43(11): 3979–3986.
- Li M J, Chen G P, Dong C, et al. Research on power balance of high proportion renewable energy system [J]. Power System Technology, 2019, 43(11): 3979–3986.
- [16] 何剑, 屠竞哲, 孙为民, 等. 美国加州“8·14”、“8·15”停电事件初步分析及启示 [J]. 电网技术, 2020, 44(12): 4471–4478.
- He J, Tu J Z, Sun W M, et al. Preliminary analysis and lessons of California power outage events on August 14 and 15, 2020 [J]. Power System Technology, 2020, 44(12): 4471–4478.
- [17] 谢小荣, 贺静波, 毛航银, 等. “双高”电力系统稳定性的新问题及分类探讨 [J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(2): 461–475.
- Xie X R, He J B, Mao H Y, et al. New issues and classification of power system stability with high shares of renewables and power electronics [J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(2): 461–475.
- [18] 郭剑波. 新型电力系统面临的挑战以及有关机制思考 [J]. 中国电力企业管理, 2021 (25): 8–11.
- Guo J B. Challenges faced by new type power system and related mechanisms consideration [J]. China Power Enterprise Management, 2021 (25): 8–11.
- [19] 孙华东, 王宝财, 李文锋, 等. 高比例电力电子电力系统频率响应的惯量体系研究 [J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(16): 5179–5192.
- Sun H D, Wang B C, Li W F, et al. Research on inertia system of frequency response for power system with high penetration electronics [J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(16): 5179–5192.
- [20] 肖峰, 韩民晓, 唐晓骏, 等. 含大规模光伏并网的弱送端系统的电压稳定性 [J]. 中国电力, 2020, 53(11): 31–39.
- Xiao F, Han M X, Tang X J, et al. Voltage stability of weak sending-end system with large-scale grid-connected photovoltaic power plants [J]. Electric Power, 2020, 53(11): 31–39.
- [21] 马莉, 范孟华, 曲昊源, 等. 中国电力市场建设路径及市场运行关键问题 [J]. 中国电力, 2020, 53(12): 1–9.
- Ma L, Fan M H, Qu H Y, et al. Construction path and key operation issues of electricity market in China [J]. Electric Power, 2020, 53(12): 1–9.
- [22] 彭小圣, 熊磊, 文劲宇, 等. 风电集群短期及超短期功率预测精度改进方法综述 [J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(23): 6315–6326.
- Peng X S, Xiong L, We J Y, et al. A summary of the state of the art for short-term and ultra-short-term wind power prediction of regions [J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(23): 6315–6326.
- [23] 王伟胜, 王铮, 董存, 等. 中国短期风电功率预测技术现状与误差分析 [J]. 电力系统自动化, 2021, 45(1): 17–27.
- Wang W S, Wang Z, Dong C, et al. Status and error analysis of short-term forecasting technology of wind power in China [J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(1): 17–27.
- [24] 李相俊, 马会萌, 姜倩. 新能源侧储能配置技术研究综述 [J]. 中国电力, 2022, 55(1): 13–25.
- Li X J, Ma H M, Jiang Q. Review of energy storage configuration technology on renewable energy side [J]. Electric Power, 2022, 55 (1): 13–25.
- [25] 刘纯, 曹阳, 黄越辉, 等. 基于时序仿真的风电年度计划制定方法 [J]. 电力系统自动化, 2014, 38(11): 13–19.
- Liu C, Cao Y, Huang Y H, et al. An annual wind power planning method based on time sequential simulations [J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(11): 13–19.
- [26] 于琳, 孙华东, 徐式蕴, 等. 电力电子设备接入电压支撑强度量化评估指标综述 [J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(2): 499–515.
- Yu L, Sun H D, Xu S Y, et al. Overview of strength quantification indexes of power system with power electronic equipment [J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(2): 499–515.
- [27] 刘思源, 艾芊, 郑建平, 等. 多时间尺度的多虚拟电厂双层协调机制与运行策略 [J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(3): 753–761.
- Liu S Y, Ai Q, Zheng J P, et al. Bi-level coordination mechanism and operation strategy of multi-time scale multiple virtual power plants [J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(3): 753–761.
- [28] 陈浩, 胡俊杰, 袁海峰, 等. 计及配电网拥塞的集群电动汽车参与二次调频方法研究 [J]. 中国电力, 2021, 54(12): 162–169.
- Chen H, Hu J J, Yuan H F, et al. Research on supplementary frequency regulation with aggregated electric vehicles considering distribution network congestion [J]. Electric Power, 2021, 54(12): 162–169.
- [29] 王伟胜, 林伟芳, 何国庆, 等. 美国德州 2021 年大停电事故对我国新能源发展的启示 [J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(12): 4033–4043.
- Wang W S, Lin W F, He G Q, et al. Enlightenment of 2021 Texas blackout to the renewable energy development in China [J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(12): 4033–4043.