



多类型电力市场主体有效容量差异化评估方法研究

梁家豪¹, 刘敦楠^{1,2*}, 李雪松³, 郝泽¹, 王灿¹

1. 华北电力大学 经济与管理学院, 北京 102206;

2. 新能源电力与低碳发展北京市重点实验室, 北京 102206;

3. 江苏电力交易中心有限公司, 南京 210000

摘要: 当前我国容量电价补偿机制尚未建设成熟, 容量市场正处于探索阶段, 传统电源、新能源与储能等不同类型主体有效容量缺乏合理评估方法, 无法支撑我国面向各类主体的电力容量保障机制设计, 难以量化不同类型主体对系统多类型容量充裕贡献度。在梳理国内外典型电力市场主体有效容量评估方法及关键特征的基础上, 设计了多元主体可靠性水平和系统容量价值评估指标, 提出了多元主体有效容量评估方法及其量化评估模型, 通过算例验证了主体有效容量评估方法有效性与多场景适用性。该成果可为我国探索建立面向各类主体的容量补偿机制提供理论基础, 有望支撑未来我国容量市场和备用、爬坡辅助服务市场机制建设。

关键词: 主体有效容量评估; 主体可靠性水平; 容量价值; 容量补偿机制

中图分类号: F224

文献标识码: A

文章编号: 1674-4969(2026)01-0041-18

引言

在“双碳”目标和新型电力系统建设要求下, 新能源电力逐渐替代传统电源成为系统电力电量主要支

撑电源^[1], 高比例新能源并网对系统调峰、调频、爬坡、备用等各类调节容量充裕度提出更高要求, 进一步完善我国电力容量充裕性保障机制已成为保证电力系统稳定运行和健全电力市场体系关键举措。当前我

收稿日期: 2025-10-14; **修回日期:** 2025-11-04

基金项目: 国家社会科学基金重大项目: 新能源产业区域协同发展机制研究 (24&ZD111); 国家电网有限公司科技项目: 考虑新能源波动性和新型主体调节潜力的电力市场平衡保障机制设计及关键技术研究 (5108-202455365A-3-1-DG)

作者简介: 梁家豪 (1997—), 男, 博士研究生, 研究方向为电力市场。E-mail: liangjh97@163.com

*刘敦楠 (1979—), 男, 教授, 研究方向为电力市场。E-mail: upe2510@163.com (通讯作者)

李雪松 (1981—), 男, 硕士, 研究方向为电力市场建设运营。E-mail: xuesonglee@126.com

郝泽 (2000—), 男, 硕士研究生, 研究方向为电力市场主体交易决策。E-mail: 781282059@qq.com

王灿 (2001—), 男, 硕士研究生, 研究方向为能源互联网。E-mail: 3400939489@qq.com

引用格式: 梁家豪, 刘敦楠, 李雪松, 等. 多类型电力市场主体有效容量差异化评估方法研究[J]. 工程研究——跨学科视野中的工程, 2026, 18(1): 41-58. DOI: 10.3724/j.issn.1674-4969.20250143. CSTR: 32282.14.JES.20250143

LIANG J H, LIU D N, LI X S, et al. Research on Differentiated Assessment Methods for Effective Capacity of Multi-Type Electricity Market Participants[J]. Journal of Engineering Studies, 2026, 18(1): 41-58. DOI: 10.3724/j.issn.1674-4969.20250143. CSTR: 32282.14.JES.20250143

国以容量电价补偿机制起步, 尚未建成容量市场, 现行容量电价补偿主体仅覆盖煤电机组, 水电、燃气、核电及新能源等发电主体暂未纳入容量补偿范围, 无法衡量不同类型发电主体对系统容量充裕性的支撑价值。此外, 我国备用、爬坡等辅助服务市场仍处于探索阶段, 补偿计算、费用分摊及平衡责任划分等市场机制设计仍受制于不同类型主体调频、爬坡、备用等容量灵活性调节贡献评估方法的缺失, 将对系统各类灵活性资源合理规划建设和电力安全可靠供应造成不利影响。因此, 亟须研究提出一种多元主体有效容量差异化评估方法, 合理刻画不同类型主体对系统容量充裕性和灵活性实际贡献价值, 为推动我国容量电价补偿机制、容量市场和备用、爬坡辅助服务等市场体系设计提供理论支撑^[2]。

结合我国以高比例新能源为主导的新型电力系统和全国统一电力市场建设情况, 开展多元主体有效容量系数差异化设置仍面临以下问题。一是现行有效容量评估方法仍主要考虑厂用电率、检修停机等因素解决传统电源有效容量评估问题, 无法体现新能源出力间歇性、波动性以及新型主体动态调节能力对相应主体有效容量评估结果的影响, 不适用于高比例新能源与多形态新型主体并网下主体有效容量评估要求。二是随着火电、水电等传统发电主体系统功能定位逐渐向调节性电源转变, 加之新能源全量入市, 未来现货市场地板价、负电价呈现常态化特征, 传统电源电能市场收益将进一步降低^[3], 亟须研究体现传统电源电力安全价值的有效容量计算方法, 为建立面向各类电源的容量补偿机制, 保障传统发电主体合理收益提供理论支撑。三是现有计及储能等新型主体最大可储存电能、净负荷高峰持续时长等因素的有效容量开展评估方法, 未考虑新型电力系统不同发展阶段下对电量、调频、爬坡、备用等不同类型容量需求迫切程度的变化, 无法体现各类新型主体对不同类型容量调节性能差异与实际贡献。

针对多元主体有效容量差异化评估面临的关键问题, 国内外目前开展了相关翔实研究。在传统电源可靠性评估与分析方面, 史进渊等^[4]研究了核电机组可靠性的统计分析方法, 明确了核电机组5个可靠性特征量含义及计算方法。针对水电机组可靠性综合评估

方法, 现有研究主要通过分析水电基地大规模宽尺度系统调节能力, 提出了一种非平稳水流激励下水轮发电机组可靠性综合评估方法^[5-6]。吴雄等^[7]提出了求解新能源组合出力置信区间的二分查找—数值积分法和基于拉丁超立方抽样的蒙特卡洛法2种方法。对于含风电电力系统的可靠性评估方法, 现有研究基于风电出力等历史数据, 建立了风电机组可靠性评估函数模型^[8-10]。王蓓蓓等^[11]文献综述了美国和英国容量市场中关于新能源及需求响应资源可信容量的计算方法。在新型主体可靠性及容量贡献分析方面, Sodano等^[12]利用失负荷概率模型量化太阳能光伏与储能单独及联合部署下的容量信用。新能源配储系统主要采用容量扩展模型量化了光伏-电池混合系统对容量价值的提升影响^[13-14]。电化学储能机组及电站可靠性计算方法主要考虑储能技术经济参数及其差异^[15-17]。赵剑坤等^[18]为解决在全生命周期内电动汽车电池SOC高精度估算问题, 提出一种考虑电池衰退的动静态SOC估算方法。在主体有效容量评估结果应用方面, 欧阳浩文^[19]提出了计及火电机组基本成本及灵活深调成本的双差异化容量补偿方法。各机组单位有效容量的成本缺额的平均值用于确定单位有效容量的成本补偿价格^[20-21]。主体有效容量评估结果可用于构建基于用户用电行为的有效容量成本分摊方法, 为核算销售电价中的发电容量成本部分提供了有效的方法^[22-23]。当前研究成果中对不同类型主体可靠性及有效容量评估方法方面的研究主要聚焦于主体运行特性、组件故障率等因素, 并通过历史数据分析或随机模拟方法, 计算不同场景下各类主体有效容量结果, 未考虑主体对调频、爬坡、备用等不同类型容量供给能力和系统对不同类型容量需求程度的差异影响, 难以合理量化不同类型主体对系统提供长期容量充裕性价值与短期调节灵活性价值上的贡献差异。

因此, 本文在梳理分析国内外典型电力市场主体有效容量评估方法及流程的基础上, 提出了计及关键时段电力贡献与灵活调节能力的多元主体可靠性水平评估指标, 设计了计及多类型容量供需与缺失风险的系统容量价值评估指标, 基于此, 提出了考虑主体可靠性水平和系统容量价值的多元主体有效容量评估方法, 并通过算例分析验证了所提出的多元主体有效容

量评估及量化建模方法的合理性和有效性。本文研究成果为量化不同类型主体对电力系统容量充裕性和灵活性贡献提供基础方法, 为我国探索建立面向多类型主体的容量电价补偿与容量市场机制提供理论支撑。

1 国内外典型电力市场主体有效容量评估方法梳理

在国内外典型电力市场化改革的背景下, 有效容量评估方法是确保电力系统可靠性和经济性的核心工具, 旨在通过量化发电机组或灵活性资源的容量贡献, 为系统调频、备用等容量供需情况评估、主体容量补偿计算与容量考核统计提供基础支撑^[24]。然而, 随着新能源渗透率的不断提高, 面向具备可调能力的传统电源有效容量评估方法无法合理量化新能源出力间歇性和不确定性对系统容量充裕度的影响, 难以科学体现储能等多形态新型主体平衡调节价值, 为此, 国内外典型国家与地区电力市场正积极探索各类新型有效容量评估方法。因此, 本文对典型有效容量评估方法进行总结与梳理。

1.1 考虑机组设备可靠性的传统有效容量评估方法

传统有效容量评估方法强调机组故障率和维修计划, 典型指标包括强迫停运率、等效可用率和计划停运率等。例如, 强迫停运率 (forced outage rate, FOR) 定义为机组因意外故障而无法发电的时间比例, 通常计算公式为: $FOR = (\text{强制停运小时}) / (\text{总运行小时} + \text{强制停运小时})$ 。此类指标通常基于历史数据统计, 采用确定性准则 (如 N-1 准则) 或随机模拟方法 [如蒙特卡洛模拟 (Monte Carlo simulation, MCS)] 评估发电机组在高峰负荷期的可用容量以确保系统容量充裕度。该类有效容量评估方法适用于火电、水电等传统电源为主导的电力系统, 对高比例新能源波动性考虑不足。传统有效容量评估方法广泛应用于国外容量市场设计, 例如, 英国国家电网结合 FOR 与负荷预测模型, 计算系统容量裕度, 作为容量市场交易组织的基础参数。

1.2 考虑系统平衡贡献的新型有效容量评估方法

新型有效容量评估方法聚焦主体容量对系统整体平衡和源荷不确定性的影响, 典型评估方法如美国 PJM 容量市场中的有效负荷承载能力评估方法 (effective load carrying capability, ELCC)、英国电力市场中的等效固有容量评估方法 (scaled equivalent firm capacity, EFC)。

其中, ELCC 评估方法主要用于评估间歇性和有限持续时间资源的容量价值, 通过测量待测资源在不改变系统可靠性情况下的额外承载能力来评估其贡献, 具体计算其减少预期未服务能量 (expected unserved energy, EUE) ^[25-27]。该方法适用于灵活性调节资源高需求和低可用性条件, 其核心原理是比较完美容量 (始终可用的理想资源) 和实际待测资源类别在 EUE 减少方面的表现^[28], 旨在体现实际待测资源在关键时段的实际容量贡献。

EFC 方法用于评估高随机性新能源和储能的可靠容量贡献。EFC 于 2024 年 7 月由国家电网电力系统运营商 (electricity system operator, ESO) 提出, 旨在量化此类待测资源在保持系统可靠性时可以替代的固有常规发电容量^[29]。EFC 评估方法可有效确保容量市场的公平性和效率, 通过按比例分配储能等灵活性资源在特定可靠性标准下 (如 3 h 损失负荷期望) 的总可靠容量贡献。

以 PJM 容量市场 ELCC 和英国电力市场 EFC 方法为代表的新型有效容量评估方法均旨在评估待测资源对系统可靠性的贡献, 但侧重点有所不同。ELCC 更注重待测资源 EUE 减少的对比结果, 适合处理多种随机性、可调节资源类型, 而 EFC 更专注于储能和可调节资源的比例分配, 强调系统保供关键时段和事件下贡献度, 两者均涉及复杂模型和多维数据输入。

1.3 有效容量评估方法小结

各类有效容量评估典型方法中, 传统有效容量评估方法主要考虑单个发电机组的可靠性, 采用如强迫停运率 (FOR)、等效可用率 (equivalent availability factor, EAF) 和计划停运率等指标。这些方法通过评估机组的故障概率和可用性来确定其对系统容量的贡

献。它们适用于出力较为稳定和可预测的传统可调度资源（如燃煤或燃气发电厂）。然而，对于传统有效容量评估方法无法准确衡量间歇性资源（如新能源等）在系统容量保障关键时段的影响。

新型有效容量评估方法通常开展各种系统条件和典型场景模拟，以量化各类主体在高峰负荷或系统保供期间中的作用，适合高比例新能源为主导的电力市场，可合理地评估间歇性资源与可调节主体的容量价值。但新型有效容量评估方法需要通过复杂建模技术进行精确评估，但需要大量数据和计算资源，且主体有效容量评估结果可解释性较差。国内外典型电力市场有效容量评估方法如表1所示。

2 考虑关键时段电力贡献与灵活调节能力的多元主体可靠性水平评估指标设计

针对新型电力系统高比例新能源接入，以及储能、虚拟电厂等新型主体大规模发展，系统平衡模式已发生根本性转变。新型电力系统中，各类主体的

运行特性与功能定位复杂且差异显著。然而，现有的主体有效容量评估方法仅侧重于主体自身的运行特性和故障率，已无法充分体现主体对系统不同类型容量平衡的贡献。因此，亟须对不同类型主体提供系统电量、调频、爬坡、备用容量的性能进行差异化评估。因此，本节从关键时段电力贡献和灵活调节能力两方面，提出主体可靠性水平指标与计算方法，合理体现不同类型主体对系统长期容量充裕和短期灵活响应的综合电力安全价值。

2.1 关键时段电力贡献

随着新型电力系统中新能源渗透率的不断提升，海量不确定性负荷接入电网，电力安全保供和新能源消纳在关键时段内的电量调节需求逐渐呈现出常态化的特征。为了有效评估主体对系统容量的差异化贡献，需要合理量化关键时段内主体运行曲线与负荷（总负荷或净负荷）曲线的峰谷一致性水平和电量支撑效益。

2.1.1 峰谷一致性水平 为评估不同类型主体运行曲线与基准负荷曲线之间的正相关性程度，衡量主体出

表1 国内外典型电力市场主体有效容量评估方法

Table 1 Typical effective capacity assessment methods for entities in domestic and international power markets

国家或地区	有效容量评估典型方法	评估主体	计算方式或指标	评估方法特点	不足或问题	评估结果应用
美国	有效负荷承载能力 (ELCC)	传统电源、新能源、储能	结合历史数据和负荷曲线，通过概率模拟计算待测资源对系统可靠性的增量贡献	有效容量评估结果准确度高，且适应多元主体	计算复杂，数据需求高，市场设计差异可能导致结果不一致	PJM、ISO-New England 等容量市场
英国	等效稳定容量 (EFC)		计算资源在关键时段的可靠容量，使用去额定因子调整	灵活，适应新能源随机性	可能高估某些待测资源容量贡献，去额定因子依赖性较强	英国容量拍卖机制
北欧	欧洲资源充足性评估 (European Resource Adequacy Assessment, ERAA)		考虑跨境传输场景，采用概率方法，计算 LOLE 和 EENS 指标	综合性强，适合区域互联市场	跨境传输限制可能影响准确性，且需协调各国数据	北欧电能量市场
德国	负荷损失概率 (Loss of Load Probability, LOLP)	所有发电资源	一定失负荷概率下的容量评估计算方法	简单易实施，适合主体单一化市场	无法体现传统电源灵活调节贡献	德国容量机制
中国	负荷期望损失 (Loss of Load Expectation, LOLE) 为主	传统电源、储能	考虑不同类型机组可用性和需求预测结果，结合区域电力资源运行特性差异，计算 LOLE	简单易实施，灵活性较高	数据透明度低，评估方法缺乏统一标准，无法评估新能源随机性影响	区域与省级电力市场

力与基准负荷之间曲线“形状相似性”, 本文计及主体运行曲线与负荷曲线变化率, 提出相应的峰谷一致性水平评估指标, 具体计算方式如下。

$$C_e = \frac{\sum_{n=1}^{N-1} \sum_{t=1}^{T-1} |\gamma_n^e(t) - \gamma_n^l(t)|}{(N-1)(T-1) \max(|\gamma_n^e(t) - \gamma_n^l(t)|)} \quad (1)$$

$$\gamma_n^e(t+1) = \frac{P_n^e(t+1) - P_n^e(t)}{\Delta t} \quad (2)$$

$$\gamma_n^l(t+1) = \frac{P_n^l(t+1) - P_n^l(t)}{\Delta t} \quad (3)$$

式中, C_e 为峰谷一致性评估指标; $\gamma_n^e(t)$ 、 $\gamma_n^l(t)$ 分别为第 n 时间周期内 t 时段第 e 个主体运行曲线变化率和第 l 个负荷曲线变化率; N 为总时间周期; T 为时段总数; $P_n^e(t)$ 、 $P_n^l(t)$ 分别为 t 时段第 e 个主体在出力和第 l 个负荷功率; Δt 为时间间隔, 通常为 1 h。

2.1.2 分时段同时率与波动率 基于不同类型主体的历史数据, 结合一定置信度下的连续型随机变量概率函数计算方法, 可以得出在特定置信度下, 不同主体的分时段同时率和波动率。这些结果分别反映了关键时段内不同主体的电量支撑效益水平和主体自身的运行不确定性。其中, 对于多年、年度等长时间尺度的有效容量评估, 主要依据分时段同时率的结果。然而, 随着评估时间尺度的缩小, 逐渐接近实时运行, 主体分时段波动率的影响也应当被逐步考虑进去。具体的计算方式如下。

$$\eta_e = \frac{\bar{P}_e}{Q_e}, \lambda_e = \frac{P_{e,t}^l - P_{e,t}^e}{P_{e,t}^e} \quad (4)$$

$$f(\eta_e) = \frac{\beta_{\eta_e}}{\sum_o \beta_{\eta_e, o}}, f(\lambda_e) = \frac{\beta_{\lambda_e}}{\sum_o \beta_{\lambda_e, o}} \quad (5)$$

$$F(\eta') = \int_{\eta'}^1 f(\eta_e) d\eta_e, F(\lambda') = \int_{\lambda'}^1 f(\lambda_e) d\lambda_e \quad (6)$$

式中, η_e 、 λ_e 分别为主体同时率与波动率; $\bar{P}_e$ 为第 e 个主体平均出力; Q_e 为第 e 个主体装机容量; $P_{e,t}^l$ 为第 e 个主体历史预测出力; $P_{e,t}^e$ 为第 e 个主体历史实际出力; $f(\eta_e)$ 、 $f(\lambda_e)$ 分别为第 e 个主体同时率概率密度、波动率概率密度; β_{η_e} 、 β_{λ_e} 分别为 η_e 、 λ_e 出现的次数; o 为计算得到的主体同时率 η_e 总数; $F(\eta')$ 为第 e 个主体同时率大于 η' 的概率函数; $F(\lambda')$ 为第 e 个主体波动率大于 λ' 的概率函数。

2.2 主体灵活调节能力

由于新型电力系统中电力系统平衡模式由“源随荷动”确定性平衡转变为“源荷互动”随机性平衡, 系统对调频、爬坡、备用等灵活调节需求急剧增加, 因此, 除了评估主体对系统关键时段电力贡献外, 仍亟须量化不同类型主体对系统平衡影响及其灵活调节价值。

2.2.1 调频性能 当前我国江苏、蒙西、南方区域等地正推动调频辅助服务市场建设, 而发电机组或储能等不同类型主体提供调频服务的性能水平, 本文基于实际运行数据[如自动发电控制 (automatic generation control, AGC) 指令响应曲线、实际出力变化等]从主体调频响应时间、调频速率、调频精度三方面计算调频性能指标, 对主体响应速度、精确度和稳定性进行量化评估。

调频响应时间是指电能管理系统发出指令之后, AGC 单元出力在原出力点的基础上, 跨出与调节方向一致的调节死区所用的时间, 分为上调与下调响应时间, 煤电、水电、储能典型机组调频响应时间范围分别是 30 s~2 min、10~30 s、0.1~2 s, 调频响应时间计算方式如下。

$$RT_e = 2 - \frac{T_e^{\text{act}}}{T_s} \quad (7)$$

式中, RT_e 为第 e 个主体调频响应时间指标; T_e^{act} 为第 e 个主体实际调节时间, 可分为上调或下调时间; T_s 为标准调节时间。

调频速率是指主体 AGC 单元响应设定指令的速率, 此外, 主体调频速率计算时若存在启/停磨点, 则必须消除启/停磨对调频速率的影响, 主体调频速率指标分为上调速率与下调速率。煤电、核电、储能典型机组调频速率范围分别是额定容量的 0.5%~2%/min、5%~20%/min、50%~100%/s, 调频速率计算方式如[式(8)]。

$$V_e = \begin{cases} \frac{P_e^{\text{end}} - P_e^{\text{sta}}}{T_e^{\text{end}} - T_e^{\text{sta}}}, P_e^{\text{stp}} \notin (P_e^{\text{end}}, P_e^{\text{sta}}) \\ \frac{P_e^{\text{end}} - P_e^{\text{sta}}}{(T_e^{\text{end}} - T_e^{\text{sta}}) - T_e^{\text{stp}}}, P_e^{\text{stp}} \in (P_e^{\text{end}}, P_e^{\text{sta}}) \end{cases} \quad (8)$$

$$RV_e = \frac{V_e}{V_s} \quad (9)$$

式中, V_e 为第 e 个主体实际调频速率; P_e^{end} 、 P_e^{sta} 分别为第 e 个主体结束调频响应和开始调频动作的出力; T_e^{end} 、 T_e^{sta} 分别为第 e 个主体结束调频响应和开始调频动作的时间; P_e^{sp} 为第 e 个主体调频响应的启/停磨临界点功率; T_e^{sp} 为第 e 个主体调频响应的启/停磨消耗的时间; RV_e 为第 e 个主体调频速率指标, 即主体实际调频速率与标准调频速率比值; V_s 为标准调频速率。

调频精度是指主体 AGC 单元调频响应稳定后, 实际出力与设定点出力之间的偏差程度。煤电、水电、储能典型机组调频精度范围分别是 $\pm (3\% \sim 8\%)$ 、 $\pm (1\% \sim 3\%)$ 、 $\pm (0.5\% \sim 1\%)$, 调频精度计算方式如下。

$$PR_e = \frac{\int_{T_e^{\text{sta}}}^{T_e^{\text{end}}} |P_e(t) - P_e^s(t)| dt}{T_e^{\text{end}} - T_e^{\text{sta}}} \quad (10)$$

$$RPR_e = 2 - \frac{PR_e}{PR_s} \quad (11)$$

式中, PR_e 为第 e 个主体实际调频精度; $P_e(t)$ 为第 e 个主体在 t 时段内实际出力; $P_e^s(t)$ 为 t 时段内指令设定出力值; RPR_e 为第 e 个主体调频精度指标, 即主体实际调频精度与标准调频精度比值; PR_s 为标准调频精度。

2.2.2 爬坡速率 近年来, 高比例新能源发电波动等不确定因素导致系统净负荷水平短时大幅波动, 这使得系统爬坡辅助服务需求急剧增加。然而, 不同类型的主体爬坡性能差异较大。在新能源出力波动剧烈的时段, 新能源发电波动周期可能为十秒级或分钟级。相比之下, 常规燃煤火电机组的调节速率通常仅为每分钟 1% 的额定发电容量。然而, 水电机组、抽蓄机组和新型储能等主体的爬坡速率更快。因此, 评估不同类型主体的爬坡速率水平对于提供爬坡辅助服务、维持系统功率平衡至关重要。煤电和储能典型机组的爬坡速率范围分别是额定容量的 1%~5%/min、50%~100%/s, 爬坡速率的计算方式如下。

$$R_e = \frac{P_{\text{tar}}^e - P_0^e}{T_{f,e}} \quad (12)$$

式中, R_e 为第 e 个主体爬坡速率; P_{tar}^e 、 P_0^e 分别为第 e 个主体目标出力与初始出力值; $T_{f,e}$ 为第 e 个主体从初始出力到目标出力的时间。

2.2.3 备用容量响应性能 新能源发电的中长期季节性波动、短期随机性和间歇性波动, 导致新型电力系统在年、季、月、多日等多个时间尺度上面临严峻的备用容量需求, 我国山西等地正加紧探索备用容量辅助服务市场机制。本文通过评估不同类型主体备用延迟时间和容量交付率指标, 来评估系统提供备用容量的有效性和可靠性。

备用延迟时间是指主体从接收调度指令到实际提供备用辅助服务的间隔时间。不同备用辅助服务交易品种对主体的备用延迟时间有不同的要求。例如, 旋转备用要求主体在 10 min 内响应, 而非旋转备用则可以有稍长的响应时间。目前, 国外电力市场 (如 California Independent System Operator, CAISO) 正逐渐重视这一考核标准, 并创新设计新型快速响应的备用辅助服务交易品种, 以应对高比例新能源出力波动。煤电、核电、水电典型机组的备用延迟时间范围分别为 30 s~5 min、1~10 min、5~30 s, 备用延迟时间的计算方式如下。

$$CT_e = \frac{T_e^{\text{del}} - T_e^{\text{ins}}}{T_e^{\text{cs}}} \quad (13)$$

式中, CT_e 为第 e 个主体备用延迟时间; T_e^{del} 、 T_e^{ins} 分别为第 e 个主体实际提供备用时间和发布备用调度指令时间; T_e^{cs} 为标准备用延迟时间, 可根据不同备用辅助服务交易品种考核要求设定。

备用容量交付率用于衡量主体实际交付的备用容量与所需容量的匹配程度。它是一种主体提供备用辅助服务的事后考核指标, 基于不同类型主体提供备用辅助服务实际交付功率, 评估不同类型主体备用容量的可靠性水平。具体计算方式如下。

$$CDR_e = \frac{\sum P_e^{\text{del}}}{\sum P_e^{\text{ins}}} \quad (14)$$

式中, CDR_e 为第 e 个主体备用容量交付率; P_e^{del} 、 P_e^{ins} 分别为第 e 个主体实际交付功率和备用指令功率。

2.3 不同类型主体可靠性水平评估指标选择

本节针对不同类型主体系统平衡功能定位, 归纳出适应不同类型主体可控可控特性的可靠性水平评估方法。随着新能源、径流式水电等不可控主体在新型电力系统中的接入比例不断增大, 它们逐渐替代传统电源, 成为系统电力电量的重要支撑。对于这类不可控主体, 其可靠性水平评估需考虑其对电力系统容量和电力贡献度, 同时还需要对新能源等不可控主体随机性、波动性对系统平衡的影响进行合理量化。因此, 本文选择关键时段电力贡献评估方法中的三类指标作为新能源、径流式水电等不可控主体可靠性水平的主要指标。

针对火电、抽蓄、储能等可控主体, 这些主体逐渐转变为电力系统平衡调节的关键资源。它们通过提供长期容量保障能力以及调频、调峰、备用等灵活调节能力, 展现其电力安全价值。因此, 本文在评估这些主体的可靠性水平时, 除了考虑其自身设备的可靠性外, 还侧重于选择灵活调节能力评估方法中的三类指标。如下图1所示, 这些指标可以对火电、抽蓄、储能等可控主体的可靠性水平进行合理评估。

3 考虑多类型容量供需与缺失风险的系统容量价值评估指标设计

为了合理衡量不同类型主体对系统平衡和容量支

撑的电力安全价值, 需要基于不同类型主体自身的物理运行特性, 评估其在关键时段的电力贡献与灵活调节能力。同时, 也需要考虑电力系统在不同状态和时段内对电量、调频、爬坡、备用容量需求的迫切性。因此, 本节重点从系统多类型容量供需情况和容量缺失风险两个角度设计量化指标, 并进一步完善多元主体有效容量评估方法。

3.1 多类型容量供需系数

通过预测省级电网高峰或尖峰时段的电量缺口, 以及调频、爬坡、备用辅助服务的需求, 同时结合省内电力灵活性资源规模, 并与本文2.2节相关指标进行对比, 评估不同类型主体在高峰或尖峰时段提供电量支撑以及几类辅助服务的供给水平。可以计算电力系统多类型容量的供需系数, 从而实现在不同系统运行特性与时段情况下对多类型容量电力安全价值的差异化度量。

3.1.1 关键时段电力支撑供需系数 根据一定置信度下主体关键时段电力贡献3类指标评估结果与相应时段内的电量缺口, 计算系统关键时段电力支撑供系数, 具体计算方式如下。

$$\overline{AR}_e = \frac{C_e + \max(\eta_e^\mu, 1 - \lambda_e^\mu)}{2} \quad (15)$$

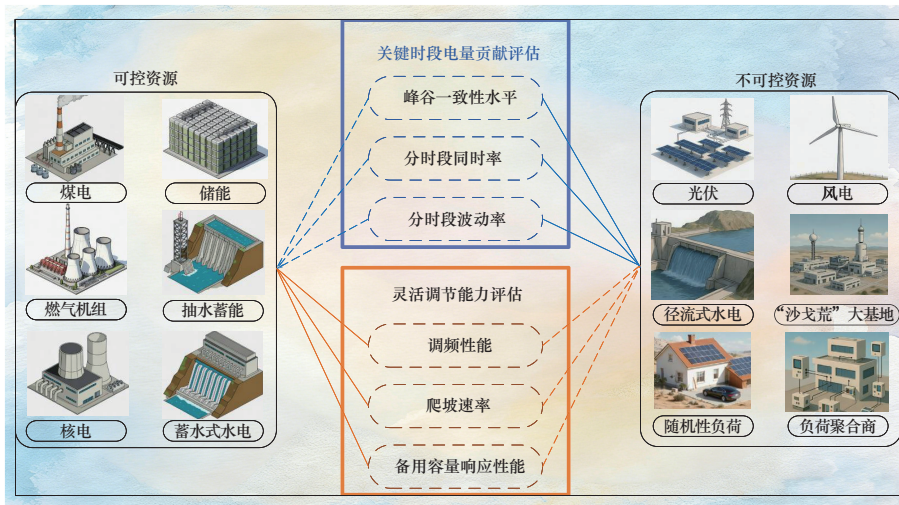


图1 不同类型主体可靠性水平评估方法差异化设置

Figure 1 Differentiated configuration of reliability level assessment methods for different types of entities

$$S_1 = \frac{\sum_{e=1}^E Q_e \times \overline{AR}_e}{\sum_{t=1}^T P_t} \quad (16)$$

式中, $\overline{AR}_e$ 为第 e 个主体关键时段电力贡献系数; S_1 为系统关键时段电力支撑供需系数; Q_e 为第 e 个主体装机容量; C_e 、 η_e^μ 、 λ_e^μ 为第 e 个主体峰谷一致性水平、 μ 置信度下的分时段同时率与波动率; P_t 为第 t 时段系统功率缺口; E 为主体总数; T 为关键时段总数。

3.1.2 调频、爬坡与备用容量供需系数 参考美国德克萨斯州的电力可靠性委员会 (Electric Reliability Council of Texas, ERCOT) 电力市场运用的净负荷偏差预测法, 计算省级电力市场调频辅助服务需求, 并结合本文 2.2.1 节不同类型主体综合调频性能指标, 评估系统调频容量供需系数, 具体计算方式如下。

$$L_{\text{net}}^t = L_g^t - L_w^t - L_s^t \quad (17)$$

式中, L_{net}^t 为 t 时段系统净负荷预测值; L_g^t 为 t 时段发电负荷 (含外送负荷) 预测值; L_w^t 、 L_s^t 分别为 t 时段风电、光伏出力预测值。

按照系统调频响应速度要求, 将 t 时段 (通常为 1 h) 划分为 J 个子时段, 并将得到第 J 个子时段的净负荷 $L_{\text{net}}^{t,J}$, 因此, 对于第 t 时段, 建立净负荷随机基荷 ζ_t , 基于此, 计算上下调频容量需求, 并得到系统调频容量供需系数, 具体计算方式如下。

$$\zeta_t = \{L_{\text{net}}^{t,1}, \dots, L_{\text{net}}^{t,J}\} \quad (18)$$

$$\zeta_t = \max(\zeta_t) - \min(\zeta_t) \quad (19)$$

$$S_2 = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T \frac{\sum_{e=1}^E Q_e \times RT_e \times RV_e \times RPR_e}{\zeta_t} \quad (20)$$

其中, S_2 为系统调频容量供需系数; ζ_t 为 t 时段系统调频需求。

同时, 本文参照美国 CAISO、山东爬坡辅助服务市场相关实践, 根据系统净负荷特性、负荷预测偏差、新能源预测偏差的分布情况确定运行日 (D 日) 各时段 (15 min 为一个时段) 系统净负荷向上和向下的爬坡能力需求值 (单位为 MW), 进而计算爬坡容量供需系数, 计算方式如下。

$$\begin{aligned} \chi_{\text{up}}^t &= \Delta L_{\text{net, up}}^t + \theta_{\text{up, lim}}^t + \pi_{\text{low, lim}}^t \\ \chi_{\text{down}}^t &= \Delta L_{\text{net, down}}^t + \theta_{\text{low, lim}}^t + \pi_{\text{up, lim}}^t \end{aligned} \quad (21)$$

$$S_3 = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T \frac{\sum_{e=1}^E Q_e \times \omega}{\chi_{\text{up}}^t + \chi_{\text{down}}^t} \quad (22)$$

其中, χ_{up}^t 、 χ_{down}^t 分别为 t 时段上、下爬坡需求; $\Delta L_{\text{net, up}}^t$ 、 $\Delta L_{\text{net, down}}^t$ 分别为系统净负荷向上、向下变化量; $\theta_{\text{up, lim}}^t$ 、 $\theta_{\text{low, lim}}^t$ 分别为负荷预测误差上、下限; $\pi_{\text{up, lim}}^t$ 、 $\pi_{\text{low, lim}}^t$ 分别为新能源出力预测误差上、下限; S_3 为系统爬坡容量供需系数; ω 为系统爬坡容量供给折算系数。

式中, t 时段负荷预测和新能源出力预测误差上、下限依据上一年同月份和运行日前 15 天内, t 时段负荷预测和新能源出力预测平均误差上、下限确定选取置信度在 2.5%~97.5% 之间的误差范围, 覆盖 95% 的误差分布。

本文将系统备用容量需求量设定为备用分区内最大在线发电机组的容量 (即最大单次事故) 与负荷预测值的一定比例间的最大值, 基于此, 计算系统备用容量供需系数, 具体计算方法如下。

$$S_4 = \frac{\sum_{e=1}^E Q_e \times \text{CDR}_e}{\max(\max(Q_1, \dots, Q_N), L_{\text{max}} \times \alpha)} \quad (23)$$

其中, S_4 为系统备用容量供需系数; L_{max} 为负荷预测最大值; α 为备用容量折算系数。

3.2 系统容量缺失风险

随着新型电力系统新能源接入比例的提高, 电力系统稳定运行所需满足的电量、调频、爬坡与备用容量需求的重要性发生了改变。系统的容量需求逐渐从以电量支撑为主转向灵活调节, 这使得调频、爬坡和备用容量的需求变得更为迫切和关键。因此, 本文采用边际预期未供电能量 (marginal expected energy not supplied, MEENS) 来量化系统缺失不同类型容量所造成的风险。边际预期未供电能量指的是多元主体提供不同类型容量增量变化对预期未供电能量的边际减少量, 可以用于评估系统对于不同类型容量需求的关键程度。为了计算边际预期未供电能量, 可以使用 MCS 等场景模拟法, 通过运行多场景评估, 求解多

个模拟场景下的基准和待测预期未供电能量平均值。具体计算方式如下。

$$\text{EENS}_i = \sum_{s \in \Omega} \text{LOLP}_{i,s} \times P_{i,s}^{\text{loss}} \quad (24)$$

$$\text{MEENS}_i = \frac{\text{EENS}_i^{\text{sta}} - \text{EENS}_i^{\text{imp}}}{\Delta Q_i} \quad (25)$$

其中, EENS_i 为第 i 类容量的预期未供电能量; $\text{LOLP}_{i,s}$ 为在状态 s 下第 i 类容量的失负荷概率; $P_{i,s}^{\text{loss}}$ 为在状态 s 下缺失单位第 i 类容量导致的失负荷功率; MEENS_i 为第 i 类容量的边际预期未供电能量; $\text{EENS}_i^{\text{sta}}$ 、 $\text{EENS}_i^{\text{imp}}$ 分别为基准和待测预期未供电能量平均值; ΔQ_i 为评估场景下第 i 类容量资源增量; s 为系统容量缺失状态, 一般包括机组故障、负荷不确定性和新能源波动等; Ω 为系统容量缺失状态集合, i 取 1,2,3,4。

综上所述, 本文为量化评估系统对于不同类型容量需求迫切程度, 提出了关键时段电力支撑、调频、爬坡、备用辅助服务需求供需系数, 研究了不同类型容量缺失下失负荷风险量化方法, 从电力系统整体层面反映灵活性主体提供容量保障的合理价值。

4 考虑主体可靠性水平和系统容量价值的多元主体有效容量评估方法

本文第 2、3 节分别从主体可靠性水平和系统容量价值两个角度提出了主体有效容量评估相关指标, 基于此, 本节研究形成多元主体有效容量评估方法, 包括评估整体思路、有效容量系数计算方式与对相关业务的影响三部分。

4.1 主体有效容量评估思路

本文提出的多元主体有效容量评估思路是基于待评估主体的历史预测与实际出力数据、主体运行和调节性能参数以及系统历史负荷、省间联络线数据。首先, 基于本文第 2 节设计的两个维度指标, 即关键时段电力贡献和主体灵活调节能力, 对不同类型主体的可靠性水平进行量化评估。然后, 计算多类型容量供需和系统容量缺失风险两个维度的单项评估指标, 综合评估系统电力不同类型容量价值。最后, 按照统一的评估模型与流程, 计算多类型容量需求下多元主体

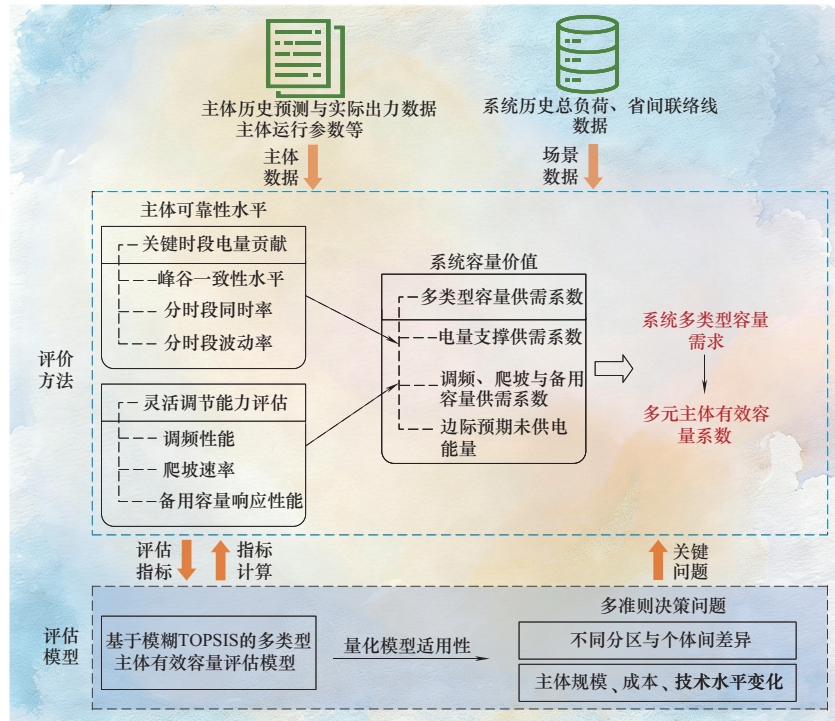


图 2 多元主体有效容量评估思路

Figure 2 Multi-type entities effective capacity assessment approach

有效容量相关系数。整体评估思路如图2所示。

由于同一类型主体在省级/区域电网内不同分区与个体间的可靠性水平可能存在差异,例如,省级电网内不同分区或地理区域的风光条件各不相同,导致新能源平均出力、波动水平在不同地域之间存在显著差异,这可能导致某类新能源的分时段同时率和波动率指标计算结果呈现区间分布特征。此外,主体的规模、成本和技术水平在一定时期内也会发生变化,影响可靠性水平的评估结果。比如,电化学储能和物理储能等不同类型储能的调频、爬坡、备用调节性能各不相同,未来一段时间内省级电网内不同类型储能规模占比的变化,也会对储能整体可靠性水平指标的计算结果产生不确定性影响。因此,在计算主体可靠性水平指标时,可能存在不确定性和模糊性。本文采用了模糊 TOPSIS 方法 (fuzzy technique for order preference by similarity to ideal solution) 来解决主体可靠性水平模糊性评估的问题。该方法基于模糊数运算 (通常使用三角模糊数表示数据) 进行计算。模糊 TOPSIS 方法是传统 TOPSIS 方法的模糊扩展,其基于“最优方案应最接近正理想解和最远离负理想解”的原则,对同一类型的多个差异性主体可靠性水平指标进行计算。该方法的核心步骤包括构建标准化决策矩阵、确定正理想解和负理想解、计算模糊距离以及计算相对接近度,具体如图3所示。

同时,随着新型电力系统新能源渗透率不断提高,高比例新能源导致系统净负荷波动剧烈,使得系统对于爬坡、备用容量的需求在量级和复杂度上显著增加,对于不同类型辅助服务以及容量的需求迫切程度也将发生变化。因此,在基于模糊 TOPSIS 的多类型主体可靠性水平评估建模过程中,关键时段电力供需和灵活调节能力各类指标的模糊准则权重需要随着系统运行状态和边界条件的变化而调整。

不同于主体可靠性水平量化评估,系统容量价值评估属于基于数据的确定性指标计算过程,需结合主体可靠性水平指标计算结果,最终得到多元主体有效容量评估结果。

4.2 多元主体有效容量系数计算

本节基于主体可靠性水平和系统容量价值评估指

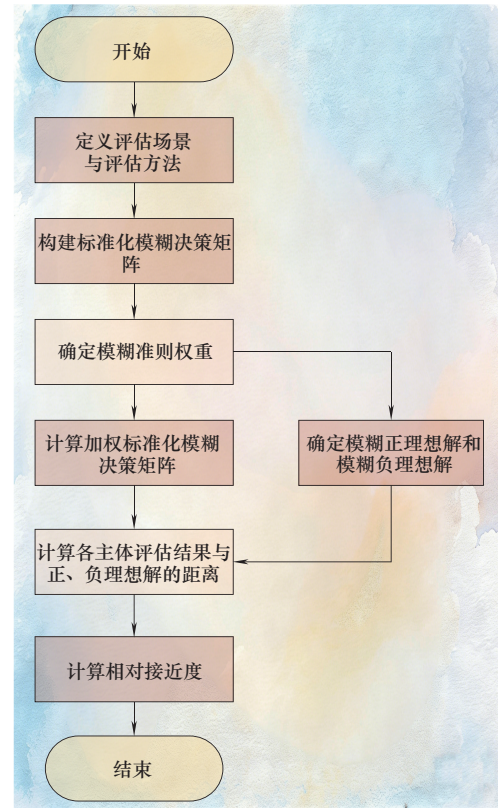


图3 模糊 TOPSIS 方法关键步骤

Figure 3 Key steps of the fuzzy TOPSIS method

标设计,结合主体有效容量评估思路与量化评估模型,计算多元主体有效容量系数,具体计算方式如下。

$$S_i^v = \frac{1}{I^2} \sum_{i=1}^I \frac{1}{S_i} \times \sum_{i=1}^I \text{MEENS}_i \quad (26)$$

$$\text{AC}_e = U_e \times \sum_{i=1}^I S_i^v \quad (27)$$

其中, S_i^v 为第 i 类系统容量价值; U_e 为第 e 个主体基于模糊 TOPSIS 方法评估后的可靠性水平系数; AC_e 为第 e 个主体有效容量系数; I 为当前系统评估容量类型总数,本文选为电量、调频、爬坡、备用容量,故 $I=4$,可随系统评估容量类型总数增加而增加。在主体有效容量评估测算初期,若 $\text{AC}_e > 1$,则 $\text{AC}_e = 1$,可在测算后期还原有效容量系数。

4.3 对电网调度、市场运行和灵活性资源规划的影响

考虑主体可靠性水平和系统容量价值开展多元主

体有效容量评估, 以确定不同类型主体对支撑系统容量充裕性和灵活性的实际贡献能力, 将对电网调度、市场运行和灵活性资源规划等业务产生深远影响。

对于电网调度, 需要评估不同类型主体在提供电力、调频、爬坡、备用容量支撑等方面的性能差异, 并以此为关键指标计算主体的有效容量系数。可以形成不同系统运行状态下的调节资源调用序列, 从而在不同系统容量需求下实现“高品高用、低品低用”, 进一步提升多类型调节资源的优化配置效率, 提高系统运行稳定性和事故响应速度。

对于市场运行, 应综合考虑不同类型主体的关键时段电力贡献和自身调节性能, 并合理计算各类主体的有效容量系数。这样可以为电力系统可靠容量的贡献提供合理的补偿, 从而为建立面向各类主体的容量差异化补偿机制提供费用补偿与分摊计算依据。这一机制有助于进一步完善我国电力容量充裕的市场化保障机制, 推动我国电能量、辅助服务、容量市场体系的建设, 为全国统一电力市场的长期规划和资源配置优化奠定坚实基础。

对于灵活性资源规划, 主体在有效容量评估过程中, 已充分考虑了电力、调频、爬坡、备用等不同类型的容量的供需情况和容量缺失风险度量。这种评估能够在系统不同运行状态或边界条件(如不同新能源渗透率、新能源入市比例等)下, 差异化地体现各类型容量的价值。这为引导不同类型调节性能的灵活性资源建设与长远规划提供了重要依据, 进而促进了新型主体(如储能、分布式能源、需求侧响应等)的合理布局 and 高效利用, 有效支撑了新型电力系统建设。

5 算例分析

本文以某省级电网各类传统电源、新能源、新型主体作为有效容量评估对象, 包括煤电、气电、核电、蓄水式水电、径流式水电、储能、抽水蓄能以及集中式风电与光伏, 并收集2022—2024年该省负荷历史数据、各类主体分时段出力的历史预测与实际数据以及除新能源外其他类型主体提供调频、爬坡、备用辅助服务性能数据, 基于此, 算例开展未来年度各类主体有效容量评估。算例中按照前文各类有效容量评估指标计算方式开展验证分析。

5.1 多元主体可靠性水平与系统容量价值评估

5.1.1 关键时段电力贡献评估 算例基于不同类型主体典型日历史运行曲线与电网典型日历史负荷曲线, 计算各类主体运行曲线与负荷曲线变化率平均相似度, 评估各类主体峰谷一致性水平。根据不同类型主体历史平均出力、装机容量、历史预测出力与实际出力数据, 分别计算分时段同时率与波动率, 计算结果如下图4所示。

5.1.2 主体灵活调节能力评估 由于在我国大多数省份, 集中式新能源不作为调频、爬坡、备用辅助服务的提供方, 因此, 本次算例暂不考虑集中式风电与光伏自身的灵活调节能力评估结果。而其他类型主体的调频性能、爬坡速率以及备用容量响应性能的评估结果如表2所示。

根据4.2节所述, 算例采用了模糊TOPSIS方法来构建多元主体可靠性水平评估模型。该方法通过计算主体可靠性水平的模糊正、负理想解, 如图5所

表2 各类型主体灵活调节能力指标计算结果(除新能源外)
Table 2 Calculation results of flexibility adjustment capability indicators for various types of entities (excluding new energy)

主体类型	调频响应时间	调频速率	调频精度	爬坡速率/ (MW/s)	备用延迟时间	备用容量交付率
煤电	1.67	1.32	1.86	22.52	0.74	0.95
燃气机组	1.82	1.43	1.98	31.64	0.53	0.95
核电	1.06	0.96	1.74	23.40	0.88	0.9
蓄水式水电	1.21	1.20	1.80	32.42	0.72	0.89
径流式水电	0.87	0.75	0.81	15.42	1.12	0.64
储能	1.75	1.47	1.95	86.89	0.39	0.98
抽蓄	1.59	1.27	1.75	75.43	0.78	0.92

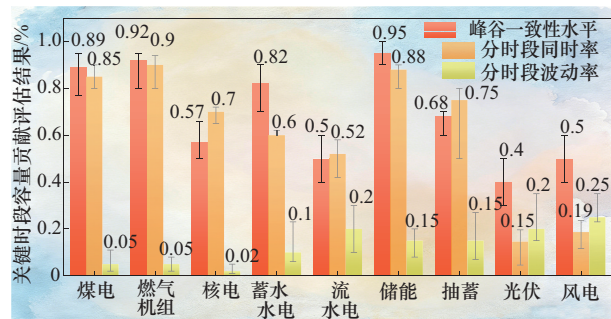


图4 各类型主体关键时段电力贡献评估结果

Figure 4 Power contribution assessment results for various types of entities during critical periods

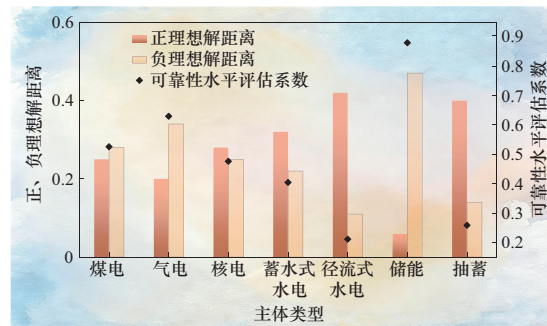


图6 各类型主体可靠性水平评估系数

Figure 6 Reliability level assessment coefficients for various types of entities

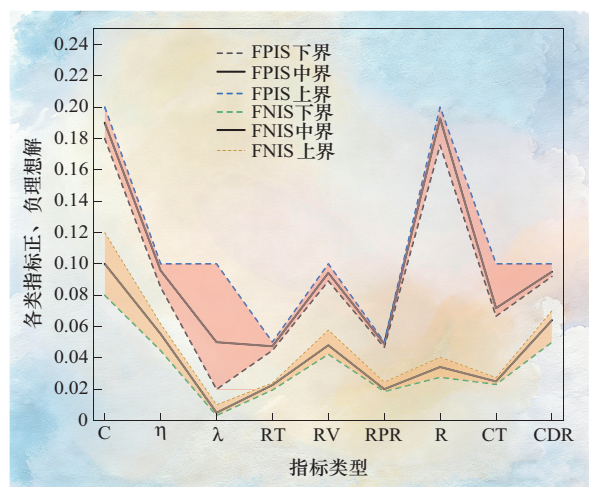


图5 主体可靠性水平评估模糊正、负理想解

Figure 5 Fuzzy positive and negative ideal solutions for entity reliability level assessment

示, 进一步得出了各主体关键时段电力贡献和主体灵活调节能力指标的计算结果, 并与模糊正、负理想解的欧氏距离进行了对比。

基于此, 算例计算各类型主体对于模糊正、负理想解的相对接近度, 以此作为各类主体可靠性水平评估系数 U_e , 计算结果如图6所示。

5.1.3 系统容量价值评估 算例根据主体可靠性水平评估结果与系统总负荷、净负荷历史数据及电网运行参数, 计算多类型容量供需系数、系统容量缺失风险评估结果, 如图7所示。

5.2 多元主体有效容量评估结果

基于上述各类主体有效容量评估指标, 算例采用

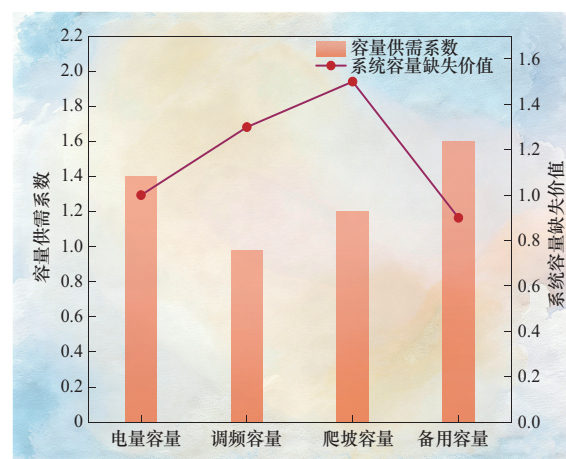


图7 系统不同类型容量价值评估结果

Figure 7 Capacity value assessment results for different types of systems

前文模糊 TOPSIS 方法进行求解, 设定各类有效容量评估指标权重, 构建加权标准化决策矩阵。在确定模糊正理想解和模糊负理想解的基础上, 计算各类主体有效容量结果接近度, 作为各类主体年度有效容量系数, 如表3所示。

对于上述各类型主体有效容量评估算例结果, 因储能有效容量评估系数计算结果超过 100%, 故其结果修正为 100%。此外, 由于本算例以各类型主体出力、系统负荷等历史数据以年度的时间尺度进行收集与处理, 集中式光伏、风电有效容量评估结果取相应分时段同时率, 以此作为其较长时间尺度有效容量系数, 若评估月度、多日下集中式新能源有效容量系数, 可进一步考虑分时段波动率计算结果。

表 3 各类型主体有效容量系数评估结果

Table 3 Effective capacity coefficient assessment results for various types of entities

主体类型	有效容量系数/%
煤电	80.04
燃气机组	95.85
核电	72.48
蓄水式水电	61.53
径流式水电	32.10
储能	100.00
抽蓄	39.32
集中式光伏	22.21
集中式风电	28.38

5.3 主体有效容量评估多场景分析

5.3.1 不同季节场景下的主体有效容量评估结果 考虑新能源、水电等主体出力水平、负荷特性与不同类型容量需求等主体有效容量评估边界条件在全年不同季节下的差异特性, 算例分别选取 7~9 月、11~次年 1 月相关数据, 计算并对比分析夏季、冬季主体有效容量系数, 如下图 8 所示。

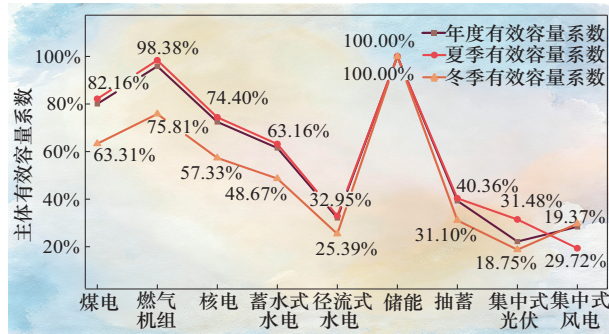


图 8 年度、分季节主体有效容量评估结果

Figure 8 Annual and seasonal effective capacity assessment results for entities

根据夏季和冬季的主体有效容量与年度有效容量的评估结果, 得知由于集中式光伏和风电出力水平存在季节性差异, 夏季典型月集中式光伏、风电分时段同时率提升 11.56%, 同时降低了 2.56%。相反, 在冬季典型月, 集中式光伏、风电分时段同时率降低了 2.60%, 但增加了 0.38%。此外, 不同类型的容量供需系数也随着夏冬两季系统供需、系统容量缺失风险

的变化而变化。因此, 集中式光伏和风电在夏季的有效容量系数分别为 31.48% 和 19.37%, 而在冬季的有效容量系数则分别为 18.75% 和 29.72%。值得注意的是, 除水电外的其他类型电源和新型主体在不同季节的可靠性水平并没有显著差异, 其相应的主体有效容量评估结果主要受系统容量价值变化的影响。

5.3.2 不同容量供需场景下主体有效容量评估结果 鉴于未来新型电力系统下新能源并网比例持续上升, 不同类型的新型主体规模也在逐步扩大, 导致系统电力、调频、爬坡、备用等各种容量的供需条件发生变化。因此, 本研究通过设置不同容量的供需场景 (如表 4 所示), 并分别计算各主体的有效容量系数, 旨在验证本文所提出的主体有效容量评估方法, 在不同电力资源结构的省级 (或区域) 电网以及新型电力系统不同发展阶段的适用性。

表 4 不同容量供需场景设置

Table 4 Settings for different capacity supply-demand scenarios

场景	电力容量 供需系数	调频容量 供需系数	爬坡容量供 需系数	备用容量供 需系数
1	1.4	0.98	1.2	1.6
2	1.68	0.98	1.2	1.6
3	1.4	0.784	1.2	1.6
4	1.4	0.98	1.32	1.6
5	1.4	0.98	1.2	1.44
6	1.68	0.784	1.32	1.44

场景 1 作为算例基础分析场景, 场景 2~场景 5 分别在场景 1 基础上电力容量供需系数增加 20%、调频容量供需系数减少 20%、爬坡容量供需系数增加 20%、备用容量供需系数减少 20%, 场景 6 相较于场景 1 各类容量供需系数均变动。

在不同类型容量缺失风险保持不变的前提下, 各场景下的系统容量价值计算结果如下图 9 所示。

分别对场景 1 与 2~场景 5 可知, 不同类型容量供需系数变化对系统整体容量价值影响不一致, 这将对最终计算主体有效容量系数产生差异化影响。例如电力容量供需系数和增加 20% 与调频容量供需系数减少 20% 条件下, 系统容量价值分别减少 3.33%、8.44%。

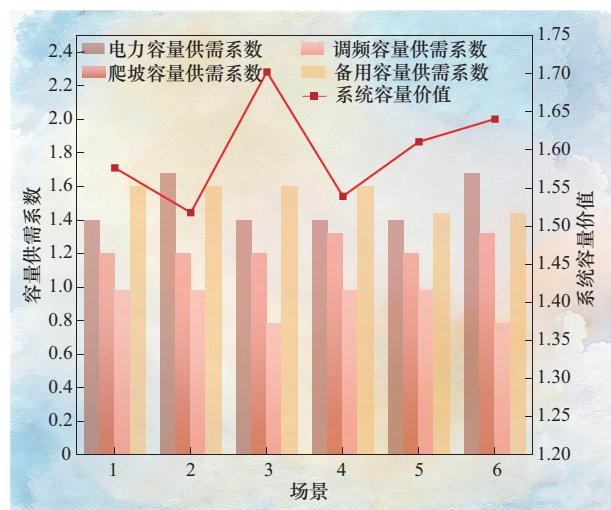


图9 不同场景下各类型容量供需系数及容量价值
Figure 9 Capacity supply-demand coefficients and capacity value for different types under various scenarios

基于此, 算例分别计算各类型在不同场景下的有效容量系数, 如图10所示。

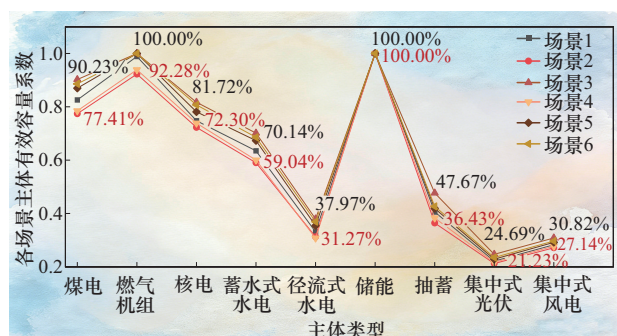


图10 不同场景下各类型主体有效容量系数
Figure 10 Effective capacity coefficients of different types of entities under various scenarios

对比不同场景间有效容量的评估结果, 叠加不同类型主体可靠性水平的评估结果变化, 可以发现传统电源主体的有效容量系数变化幅度明显高于新能源主体。这表明传统电源的灵活调节能力在适应系统容量供需条件变化方面起到了重要作用。以煤电、核电为例, 其有效容量系数在场景1和场景3中分别增加了9.26%和9.27%。

综上所述, 本文所提出的多元主体有效容量评估方法可满足各类主体运行特性季节差异化和系统不同

类型容量供需条件变化的评估要求。

6 结论

本文梳理了国内外典型电力市场主体有效容量评估方法及其特点, 提出了考虑主体可靠性水平和系统容量价值的多元主体有效容量评估思路、量化评估模型、评估结果计算方法, 并进行算例分析及适用性验证, 得到以下结论:

(1) 提出了多元主体有效容量评估方法不同于以传统电源检修计划、运行特性为主的有效容量评估方法。本文一方面从关键时段电力贡献和灵活调节能力角度, 设计主体可靠性水平指标与计算方法, 对不同类型主体提供系统电力、调频、爬坡、备用容量性能进行差异化评估, 合理体现不同类型主体保障系统长期容量充裕和响应短期调节需求的能力; 另一方面, 从系统多类型容量供需情况和容量缺失风险两个角度, 量化系统对于不同类型容量需求程度和容量价值。基于此, 本文提出了考虑主体可靠性水平和系统容量价值的多元主体有效容量评估方法, 可体现传统电源、新能源、新型主体等主体保障系统不同类型容量充裕的贡献度。

(2) 通过多场景下主体有效容量评估算例分析, 量化计算了不同主体的可靠性评估及其系统容量价值, 进而对不同类型主体有效容量进行差异化评估。算例验证了所提出的多元主体有效容量评估方法可针对对不同季节下新能源等各类主体差异化有效容量进行评估, 合理刻画各类型主体在季节性差异情况下的可靠性水平。同时, 算例对不同容量供需场景下的各类主体有效容量系数变化进行差异性动态评估, 进一步表明了提出的多元主体有效容量评估方法对于系统容量供需条件变化具有适用性。

本文提出的多元主体有效容量评估方法兼顾主体可靠性水平和系统容量价值, 为量化不同类型主体对电力系统容量充裕度的差异化贡献提供了合理方法, 可为我国探索建立各类主体可靠容量评估机制, 建立面向各类主体的容量补偿机制提供理论基础, 支撑未来适合我国电力能源结构的容量市场机制建设。

参考文献

- [1] 孙大雁, 耿建, 杨胜春, 等. 新型电力系统环境下煤电与新能源等多元资源协调优化运行及其挑战[J]. 电网技术, 2024, 48(8): 3105-3113.
Sun D Y, Geng J, Yang S C, et al. Challenges of coordinated and optimized operation of coal power and new energy and other diversified resources in new power system[J]. Power System Technology, 2024, 48(8): 3105-3113.
- [2] 谢开, 刘敦楠, 李竹, 等. 适应新型电力系统的多维协同电力市场体系[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(4): 2-12.
Xie K, Liu D N, Li Z, et al. Multi-dimensional collaborative electricity market system for new power system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(4): 2-12.
- [3] Olsina F, Garcés F, Haubrich H J. Modeling long-term dynamics of electricity markets[J]. Energy Policy, 2006, 34(12): 1411-1433.
- [4] 史进渊, 江路毅, 徐望人, 等. 中美 1000 MW 等级核电机组可靠性的统计分析[J]. 发电设备, 2024, 38(6): 383-388.
Shi J Y, Jiang L Y, Xu W R, et al. Statistic analysis on reliability of 1 000 MW class nuclear power units in China and America[J]. Power Equipment, 2024, 38(6): 383-388.
- [5] 刘福秀, 李兆军, 杨统雨, 等. 非平稳水流激励下水轮发电机组可靠性综合评估[J]. 振动与冲击, 2024, 43(17): 79-90.
Liu F X, Li Z J, Yang T Y, et al. Reliability comprehensive evaluation of water turbine generator unit under non-stationary water flow excitation[J]. Journal of Vibration and Shock, 2024, 43(17): 79-90.
- [6] 张俊涛, 程春田, 于申, 等. 水电支撑新型电力系统灵活性研究进展、挑战与展望[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(10): 3862-3885.
Zhang J T, Cheng C T, Yu S, et al. Progress, challenges and prospects of research on hydropower supporting the flexibility of new power systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(10): 3862-3885.
- [7] 吴雄, 王秀丽. 新能源组合出力的置信区间估计[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(16): 7-12.
Wu X, Wang X L. Estimation on confidence intervals of combined output of renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(16): 7-12.
- [8] 陈将宏, 向晒婕, 贺政全, 等. 基于改进重要抽样法的多状态机组风电场可靠性评估[J/OL]. 南方电网技术, 2025: 1-13. (2025-03-28).
<https://kns.cnki.net/kcms/detail/44.1643.tk.20250328.1131.007.html>.
Chen J H, Xiang X J, He Z Q, et al. Reliability assessment of multi-state unit wind farms based on improved significant sampling methods [J/OL]. Southern Power System Technology, 2025: 1-13. (2025-03-28) [2025-09-23]. <https://kns.cnki.net/kcms/detail/44.1643.tk.20250328.1131.007.html>.
- [9] 黄仪灵, 房方, 卢成志, 等. 基于多源数据的风电机组可靠性模糊评估与健康预测研究[J]. 电气工程学报, 2025, 20(2): 43-53.
Huang Y L, Fang F, Lu C Z, et al. Fuzzy evaluation and prediction of wind turbine reliability based on multi-source data[J]. Journal of Electrical Engineering, 2025, 20(2): 43-53.
- [10] 汪臻, 李国庆, 傅望安, 等. 基于分布函数优选的风电机组可靠性建模与分析研究[J]. 热力发电, 2024, 53(11): 56-65.
Wang Z, Li G Q, Fu W A, et al. Reliability modeling and analysis of wind turbine based on distribution function optimization[J]. Thermal Power Generation, 2024, 53(11): 56-65.
- [11] 王蓓蓓, 亢丽君, 苗曦云, 等. 考虑可信度的新能源及需求响应参与英美容量市场分析及思考[J]. 电网技术, 2022, 46(4): 1233-1247.
Wang B B, Kang L J, Miao X Y, et al. Analysis and enlightenment of renewable energy and demand response participating in UK and US capacity markets considering capacity credibility[J]. Power System Technology, 2022, 46(4): 1233-1247.
- [12] Sodano D, DeCarolis J F, Rodrigo de Queiroz A, et al. The symbiotic relationship of solar power and energy storage in providing capacity value[J]. Renewable Energy, 2021, 177: 823-832.
- [13] Denholm P, Nunemaker J, Gagnon P, et al. The potential for battery energy storage to provide peaking capacity in the United States[J]. Renewable Energy, 2020, 151: 1269-1277.
- [14] Ericson S, Koebrich S, Awara S, et al. Influence of hybridization on the capacity value of PV and battery resources[R]. Golden: National Renewable Energy Lab, 2022.
- [15] 刘坚, 王建光, 王晶, 等. 面向电力现货市场的独立储能经济性分析与容量补偿机制探索[J]. 全球能源互联网, 2024, 7(2): 179-189.
Liu J, Wang J G, Wang J, et al. A study on tech-economic analysis on independent energy storage in spot power market and associated capacity mechanisms[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2024, 7(2): 179-189.
- [16] 刘有为, 陈小波, 吴凯. 基于蒙特卡洛法的电化学储能电站可靠性分析[J]. 电网技术, 2024, 48(8): 3299-3306.
Liu Y W, Chen X B, Wu K. Reliability analysis of electrochemical energy storage power station based on Monte Carlo method[J]. Power

- System Technology, 2024, 48(8): 3299-3306.
- [17] 王蓓蓓, 胡维涵, 牟玉亭, 等. 储能对高比例新能源电力系统的容量价值贡献及机制思考[J]. 电网技术, 2024, 48(6): 2520-2531.
Wang B B, Hu W H, Mou Y T, et al. Contribution and mechanism consideration of energy storage to capacity value in high proportion renewable energy power systems[J]. Power System Technology, 2024, 48(6): 2520-2531.
- [18] 赵剑坤, 陈世龙, 杨乃兴, 等. 锂离子电池全生命周期的动静态 SOC 估算方法[J/OL]. 西安交通大学学报, 2024: 1-6. (2024-07-02). <https://kns.cnki.net/kcms/detail/61.1069.T.20240701.1516.002.html>.
Zhao J K, Chen S L, Yang N X, et al. Dynamic and static SOC estimation method for the full lifecycle of lithium-ion batteries[J/OL]. Journal of Xi'an Jiaotong University, 2024: 1-6. (2024-07-02). <https://kns.cnki.net/kcms/detail/61.1069.T.20240701.1516.002.html>.
- [19] 欧阳浩文. 计及基本成本及灵活调节能力的双差异化容量补偿方法[D]. 北京: 华北电力大学, 2024.
Ouyang H W. A dual differentiated capacity compensation method considering basic costs and flexible regulation capabilities[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2024.
- [20] 刘硕, 于松泰, 孙田, 等. 面向高比例可再生能源电力系统的容量补偿机制研究[J]. 电网技术, 2022, 46(5): 1780-1789.
Liu S, Yu S T, Sun T, et al. Capacity compensation mechanism for highly-proportional renewable energy power systems[J]. Power System Technology, 2022, 46(5): 1780-1789.
- [21] 于松泰, 刘硕, 李国栋, 等. 适应我国电力市场发展的容量充裕性机制研究[J]. 价格理论与实践, 2023(9): 130-136.
Yu S T, Liu S, Li G D, et al. Study on capacity sufficiency mechanism based on China's power market environment[J]. Price (Theory & Practice), 2023(9): 130-136.
- [22] 贾曦, 夏清, 陈启鑫, 等. 基于发电有效容量成本的电价机制[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(8): 6-13.
Jia X, Xia Q, Chen Q X, et al. Electricity pricing mechanism based on effective capacity cost of power generation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(8): 6-13.
- [23] 翁爽. 容量电价有效落地实践探路推动机制深化[J]. 中国电力企业管理, 2025(1): 16-20.
Weng S. Effective implementation of capacity electricity price, exploring ways to promote the deepening of mechanism[J]. China Power Enterprise Management, 2025(1): 16-20.
- [24] Fang X, Hu Q R, Bo R, et al. Redesigning capacity market to include flexibility *via* ramp constraints in high-renewable penetrated system [J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2021, 128: 106677.
- [25] Mastropietro P, Rodilla P, Batlle C. De-rating of wind and solar resources in capacity mechanisms: A review of international experiences[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2019, 112: 253-262.
- [26] PJM System Planning Department. PJM manual 21: Rules and procedures for determination of generating capability[EB/OL]. (2019-05-01) [2025-09-23]. <https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/committees/pc/20190307/20190307-item-06d-manual-21-revision-13-clean.ashx>.
- [27] Resource Adequacy Planning Committee. Effective load carrying capability (ELCC) analysis for wind and solar resources[EB/OL]. (2019-02-07)[2025-09-23]. <https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/committees/pc/20190110/20190110-item-14a-elcc-analysis.ashx>.
- [28] PJM System Planning Department. PJM manual 20: PJM resource adequacy analysis[EB/OL]. (2024-06-27)[2025-09-23]. <https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m20.ashx>.
- [29] Specht M. ELCC explained: The critical renewable energy concept you've never heard of[EB/OL]. (2020-10-12)[2025-09-23]. <https://blog.ucsusa.org/mark-specht/elcc-explained-the-critical-renewable-energy-concept-youve-never-heard-of>.

Research on Differentiated Assessment Methods for Effective Capacity of Multi-Type Electricity Market Participants

LIANG Jiahao¹, LIU Dunnan^{1,2*}, LI Xuesong³, HAO Ze¹, WANG Can¹

1. School of Economics and Management, North China Electric Power University, Beijing 102206, China;

2. Beijing Key Laboratory of New Energy and Low-carbon Development, Beijing 102206, China;

3. Jiangsu Power Exchange Center, Nanjing 210000, China

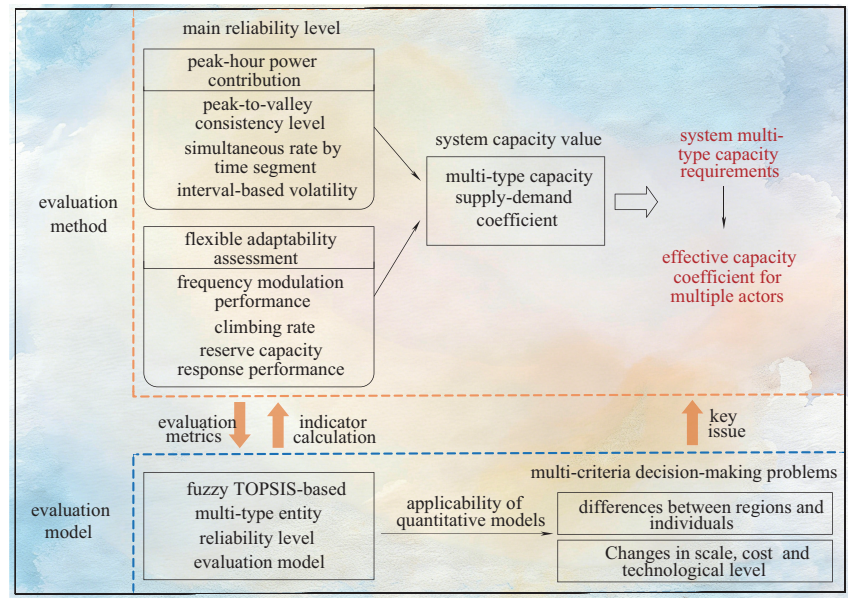
Highlights

Assessing the reliability level of the main entity by considering its power contribution during critical periods and its flexible regulation capabilities.

Quantify capacity value by considering capacity supply and demand conditions and the risk of capacity shortfall.

Calculate the effective capacity coefficient of the subject by considering the reliability level of the subject and the value of the system capacity.

Graphical Abstract



Abstract: The high proportion of renewable energy grid integration imposes greater demands on the adequacy of various regulatory capacities, including peak shaving, frequency regulation, ramping, and reserve capacity. Currently, China has initiated capacity compensation mechanisms based on capacity pricing but has yet to establish a capacity market. Market mechanism designs—including compensation calculations, cost allocation, and balancing responsibility assignment—remain constrained by the absence of assessment methods for evaluating the flexible regulation contributions of different types of entities. Therefore, there is an urgent need to develop a differentiated assessment method for effective capacity across multiple entities. This approach will provide theoretical support for advancing China's capacity pricing compensation mechanisms, capacity market development, and the design of market systems for reserve, ramping, and ancillary services.

The proposed multi-type entities effective capacity assessment methodology integrates historical forecast and actual output data of the subject units, operational and regulation performance parameters, along with historical system load data and inter-provincial interconnection data. It differentiates the assessment of system power, frequency regulation, ramping capability, and reserve capacity performance for various unit types from the perspectives of power contribution during critical periods and flexible regulation capability. The fuzzy TOPSIS method resolves uncertainties and ambiguities in unit reliability levels, reasonably reflecting different unit types' ability to ensure long-term system capacity adequacy and respond to short-term regulation demands. Furthermore, this study quantifies the system's demand for different capacity types and their value by calculating multi-type capacity supply-demand coefficients and system capacity shortfall risk indicators. Based on this, the effective capacity correlation coefficients for diverse units under multi-type capacity demands are computed using a unified evaluation model and process.

The paper designs quantitative indicators for unit reliability levels by considering power contributions during critical periods

and flexible regulation capabilities. It proposes system capacity value assessment indicators that incorporate multi-type capacity supply-demand coefficients and capacity shortfall risks to determine the actual contribution capacity of different unit types toward supporting system capacity adequacy and flexibility. Through case study analysis, this paper quantitatively calculates the reliability assessments and system capacity values of different units, thereby enabling differentiated evaluations of the effective capacity of various unit types. The case study validates that the proposed effective capacity evaluation method can assess differentiated effective capacities for various entities, including renewable energy sources, under different seasonal conditions. Simultaneously, the case study conducts a differentiated dynamic assessment of changes in the effective capacity coefficients of various entities under different capacity supply-demand scenarios, further demonstrating the applicability of the proposed multi-entity effective capacity evaluation method to changes in system capacity supply-demand conditions.

This multi-type entities effective capacity evaluation method balances agent reliability levels and system capacity value, providing a rational approach to quantify the differentiated contributions of various agents to power system capacity adequacy. It lays a theoretical foundation for China to explore establishing reliable capacity assessment mechanisms for diverse agents and developing capacity compensation mechanisms tailored to different agent types.

Keywords: entity effective capacity assessment; entity reliability level; capacity value; capacity compensation mechanism