

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.240713

补偿系数与发电商决策相协调的转动惯量补偿机制研究

史黎阳¹, 王海云¹, 常喜强²

(1. 新疆大学电气工程学院, 新疆 乌鲁木齐 830017; 2. 国网新疆电力有限公司, 新疆 乌鲁木齐 830000)

摘要: 为实现双碳目标, 激励传统机组向灵活调节资源过渡, 保障传统机组提供辅助服务获得收益, 亟需设计科学有效的转动惯量辅助服务补偿机制。首先, 总结归纳了中国当前的转动惯量补偿机制并提取了其中的关键要素, 以此为基础设计了一个政府激励与发电商决策相协调的转动惯量补偿机制。然后, 提出确定发电机组转动惯量最优补偿系数的主从博弈模型。其中上层代表政府机构, 旨在通过发电商的惯量支撑表现来设定最佳补偿, 维持电力系统总惯量在一定水平内。下层代表发电商的决策行为, 在政府设定的补偿系数下, 试图使总生产成本最小化。最后, 主从博弈优化模型被重新表述为混合整数线性规划(mixed integer linear programming, MILP)模型并由现成的MILP求解器求解。通过算例依次进行转动惯量补偿系数的灵敏度分析、效果分析和大系统适应性分析, 验证了所提方法的有效性和实际应用能力。

关键词: 辅助服务; 转动惯量; 补偿机制; 补偿系数; 主从博弈; 混合整数线性规划

Research on inertia compensation mechanism coordinated with compensation coefficients and power producer decisions

SHI Liyang¹, WANG Haiyun¹, CHANG Xiqiang²

(1. School of Electrical Engineering, Xinjiang University, Urumqi 830017, China;
2. State Grid Xinjiang Electric Power Co., Ltd., Urumqi 830000, China)

Abstract: To achieve the dual-carbon goals, incentivize the transition of conventional generation units into flexible regulating resources, and ensure that traditional generation units receive compensation for providing ancillary services, a scientific and effective inertia compensation mechanism is urgently needed. First, the current inertia compensation mechanisms in China are summarized, and their key elements are extracted. Based on these, an inertia compensation mechanism that coordinates government incentives with power producers' decision-making is designed. Subsequently, a leader-follower game model is proposed to determine the optimal inertia compensation coefficients for generators. The upper level represents the government, which aims to set optimal compensation coefficients based on power producers' inertia support performance to maintain the total system inertia within a specific range. The lower level represents the decision-making behavior of power producers, who seek to minimize total production costs under the compensation coefficients set by the government. Finally, the leader-follower game optimization model is reformulated as a mixed integer linear programming (MILP) model and solved using commercial MILP solvers. Case studies are conducted to perform sensitivity analysis, effectiveness evaluation, and large-scale system adaptability analysis of the inertia compensation coefficients, validating the effectiveness and practical applicability of the proposed method.

This work is supported by the Key Research and Development Program of the Xinjiang Uygur Autonomous Region (No. 2023B01025-2 and No. 2022B01020-6).

Key words: auxiliary services; inertia; compensation mechanism; compensation coefficient; master-slave game; mixed integer linear programming

基金项目: 新疆维吾尔自治区重点研发计划项目资助(2023B01025-2, 2022B01020-6)

0 引言

在全球气候变化和推动能源升级转型的背景下,可再生能源和电力电子的高渗透率将是不可避免的发展趋势^[1]。随着新型电力系统电力电子设备渗透率越来越高,同步发电机等传统调频资源占比日益降低,惯量的持续减少使系统频率响应呈现新的特性:传统惯量支撑资源稀缺、惯量水平监测评估难度增大和频率安全稳定控制复杂性增加。南澳电网在2016年发生的“9·28”大规模停电事件、2019年英国出现的“8·9”大规模停电以及美国得克萨斯州2021年2月15日大停电均与惯量缺额导致的系统频率失控相关^[2-4]。虽然中国电网目前整体上尚未严重受到惯量缺额的影响,但在新能源集成度高的区域以及大容量高压直流线路接入的电网,低惯量特点已经开始浮现^[5-6]。

针对新型电力系统高惯量缺额问题,目前研究常是将惯量作为约束条件加入到机组优化模型中。文献[7]研究表明,一些系统运营商已经采用相关工具根据同步惯量的可用量来更改机组开机决策。文献[8-9]分别考虑了风力发电系统与含有光伏电力系统的频率响应模型,将最低频率限制转化为惯量约束添加到发电机组优化模型中。文献[10-11]发现惯性中心坐标系等价聚合为摇摆方程会呈现线性特点,以此探索出一种频率约束与惯量约束等价转化的新方法。部分学者根据等值摇摆方程线性特性进行了进一步的探索,研究了惯量与最低频率点、频率变化率的数学关系,并以此为约束优化了机组组合数学模型^[12-15]。文献[16]计及新能源不确定性提出了包含惯量约束的随机机组组合优化模型。

考虑惯量约束将显著增加电网企业的发电成本,在缺乏相关政策约束的情况下,仅依靠技术手段难以贯彻落实。因此,国内外部分学者提出通过市场化机制提升系统惯量水平的研究思路。在电力市场较为成熟的西方国家,惯量市场化实践已初步展开。例如,英国通过与传统发电商签订双边协议采购惯量服务来保证系统惯量支撑能力^[17]。北欧电力市场、加拿大魁北克省等地区将快速频率响应服务纳入市场交易品种^[18]。澳大利亚电网正尝试增加惯量为辅助服务品种^[19]。爱尔兰的EirGrid引入了同步惯量响应(synchronized inertia response, SIR)约束,以确保可用惯量不会低于23 000 MW·s的静态限制^[20]。还有很多学者针对惯量的价格机制进行了研究。文献[21]从不同的时间尺度研究了惯量的经济价值,但并未给出具体的计算过程。文献[22]通过机组组合仿真计算研究了电力系统的惯量需求对

惯量经济价值的影响,然而该文献采用线性处理方法导致计算过于繁琐,难以普适于实际电力系统中。文献[23]提出一个惯量市场来量化惯量的价值,并搭建一个随机双层发电投资均衡模型检验了惯量市场对发电组合的影响,实验结果证明其可以较好地激励惯量服务的供应。文献[24]设置不同的效用函数,来反映系统操作员对于不同响应时间的频率响应服务的偏好,并使用双向维克里-克拉克-格罗夫斯(Vickrey-Clarke-Groves, VCG)拍卖定价。文献[25]提出在机组组合中添加最低同步惯量需求的约束来评估同步惯量的经济价值。

整体来看,惯量市场化需要高精度数据采集与监测系统来实时评估电力系统惯量状态及需求,并通过多时间尺度量化惯量价值、精细化市场机制设计和配套法规政策来激励发电主体持续提供惯量服务。然而,中国在惯量监测体系构建、市场机制设计及政策法规完善等方面仍处于探索初期。为确保新型电力系统的安全稳定运行和可再生能源高效消纳,亟需构建科学合理的惯量补偿机制作为过渡方案,从而为未来惯量市场化发展奠定制度基础并预留技术缓冲期。

本文针对中国各区域惯量辅助服务补偿机制进行了系统性研究,提取并总结了构建完整惯量补偿机制的关键要素,重点分析补偿对象、补偿方式、补偿参考指标以及分摊原则。在此基础上,提出一种基于政府制定最优转动惯量补偿系数的传统机组固定补偿机制。为了确定最优转动惯量补偿系数,构建政府与发电企业的主从博弈模型并求解。最后,通过案例分析探究了转动惯量补偿系数对系统惯量需求的敏感性、激励效果以及大系统的适应性,验证了所提主从博弈模型的合理性。

1 惯量补偿机制的关键要素

随着新能源占比的提高,系统面临的随机性增强,系统对辅助服务的可靠性和辅助服务品种的丰富性提出了新要求。根据响应时间对比北欧地区、美国(得州电力市场)及中国的辅助服务产品,发现中国缺乏快速频率响应的相关产品^[26],亟需完善辅助服务体系并推动标准化建设,比如增设惯转动量交易品种来适应电力系统多时间尺度灵活性资源需求。

2021年12月,中国国家能源局印发了《电力辅助服务管理办法》,首次将转动惯量纳入有功平衡电力辅助服务中,这标志着转动惯量由一种发电“附属品”转变为新的辅助服务市场品种。2023年1月1日中国南网正式实施《南方区域电力辅助服务管理实施细则》,并推出了首个惯量辅助服务补偿机

制。归纳总结发现, 中国 6 个区域电力系统均已对惯量辅助服务补偿机制进行了初步研究和设计。本文将基于这些区域的研究成果进一步分析并提取出惯量补偿机制的关键要素。

1.1 补偿对象

《电力辅助服务管理办法》中指出, 应按照“谁提供、谁获利”的原则, 结合电网运行需求与特性对有偿辅助服务进行补偿。因此, 设计惯量补偿机制的第一步是科学划定补偿对象。当前中国各区域惯量补偿方式和补偿对象总结如表 1 所示。

表 1 各区域补偿方式和补偿对象

区域	类别	补偿对象
南方	固定补偿	水火核机组、同步调相机、抽水蓄能机组
	义务提供	火电、水电、核电等发电必须的转子等设备
华东	固定补偿	并网主体中非发电所必须的旋转设备或可提供惯量响应的非同步设备
华中	固定补偿	水电、火电、同步调相机
华北	固定补偿	转动惯量性能和参数符合技术规范的并网主体
	义务提供	发电侧并网主体利用发电所必须的旋转设备
东北	违约处罚	不具备精确在线计量虚拟惯量响应服务的新能源场站
	固定补偿	电力调度机构调管范围内的风电、光伏和新型储能
西北	固定补偿	水(含抽蓄)、火电机组(含光热)、分布式调相机等同步并网设备及具备惯量支撑能力的新能源、储能等电力电子化并网设备

由表 1 可以看出: 南方、西北、华中和华北区域现阶段惯量补偿主要针对并网运行的同步旋转设备(包括水/火/核机组、同步调相机及抽水蓄能机组)实施固定补偿, 西北区域进一步将具备惯量支撑能力的新能源及储能等电力电子化设备纳入补偿范畴, 但上述区域均未涉及负荷侧异步设备的惯量补偿。相比之下, 华东区域针对并网主体中非发电必须的旋转设备或可提供惯量响应的非同步设备实施经济补偿, 其设计理念突破了传统同步机组的限制, 但默认并网发电必须的旋转设备所提供的惯量贡献属于附属特性。而东北区域的补偿机制较为激进, 其固定补偿对象仅限于调度管辖范围内的风电、光伏及新型储能, 并对所有并网提供转动惯量的设备(视为基本惯量)不予补偿, 且未充分考虑虚拟惯量实时监测与量化评估的技术瓶颈, 导致政策可操作性与公平性面临挑战。

值得注意的是, 高比例新能源接入使电力系统发电侧惯量水平明显下降, 负荷侧并网的异步装备所提供的惯量占比则在逐渐增大。故现阶段转动惯量补偿对象的划分仍有待进一步完善。未来应充分

考虑将负荷侧具备转动惯量支撑能力的异步设备纳入补偿范围, 以更好地适应新能源发展的需求。

1.2 补偿方式

辅助服务补偿细则中规定, 对并网主体按照相关指标评估, 判断其是否可以提供有偿服务或者符合调用标准, 达到要求给予经济补偿, 否则进行违约处罚。辅助服务通常可分为基本辅助服务和有偿辅助服务两大类, 具体补偿方式分为义务提供、固定补偿和市场交易 3 种, 其中市场交易可以进一步细分为集中竞价、公开招标、双边协商等方式。各区域针对惯量补偿方式的归纳总结见表 1。

由表 1 可以看出: 中国各区域结合自身电网拓扑结构及源荷匹配等实际情况, 采取了固定补偿与义务提供相结合的混合组合模式。东北区域针对新能源场站的补偿方式呈现差异化设计特征, 要求对电力调度机构调管范围内的风电、光伏和新型储能设备进行固定补偿, 而对其余不具备精确在线计量虚拟惯量响应服务的新能源场站则暂采取考核抽查的方式, 并针对不合格场站进行违约处罚。

在电力系统低惯量特性与电力市场改革的双重背景下, 传统发电机组作为转动惯量的主要提供者, 继续无偿提供转动惯量的模式显然已不适用。因此, 对于提供惯量辅助服务的发电机组建议先采取激励性的固定补偿方式, 而非严格意义上的“市场交易”。

1.3 补偿参考指标

补偿机制应确保辅助服务提供主体的利益分配公平公正, 并通过科学合理的评估体系, 全面衡量发电机组在保障电力系统安全稳定运行中的服务质量和可靠性水平。补偿机制需精确量化参与主体的成本投入, 确保其能够实现成本合理回收或获取差异化收益, 从而激发发电机组提供高质量辅助服务的内生动力。科学选取惯量补偿机制的参考指标是构建高效激励机制的关键, 但在实际应用中需权衡指标的量化性与政策可操作性。受技术监测手段限制及非技术因素(如区域利益协调)影响, 部分指标难以精确计量或动态调整, 过度追求指标全面性可能降低机制实施效率。

各区域补偿参考指标如图 1 所示, 分析各区域惯量辅助服务补偿的参考指标发现, 补偿标准的制定通常依赖于过往运行经验或基于针对性数据调研与统计分析, 这难以精准反映提供惯量的真实成本。以华北区域为例, 其补偿标准以并网主体设备维护成本为核心依据, 并没有有效量化转动惯量支撑的具体贡献价值。此外, 同一个省(区)采用相同的补偿标准难以有效区分不同性能机组提供惯量辅助服务的成本差异, 抑制了优质服务的供给激励。综上

所述,中国亟需针对惯量辅助服务补偿机制进行相对应的创新与优化,以更精准地反映惯量服务成本并激励优质服务的提供。

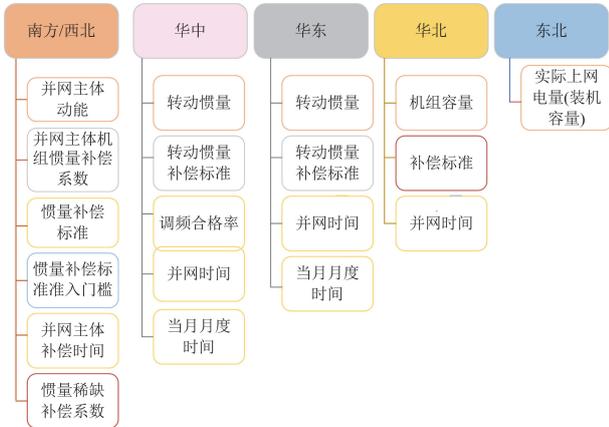


图 1 各区域补偿参考指标

Fig. 1 Compensation reference indicators for each region

1.4 分摊原则

各区域电网普遍遵循“谁受益、谁承担”的原则,结合电网运行需求与特性,对有偿辅助服务费用进行分摊。各区域分摊原则的归纳总结如表 2 所示。目前,南方、西北和华北区域的转动惯量补偿费用由发电侧并网主体与市场化电力用户按照分摊系数共同承担,其中市场化电力用户的分摊系数通常由国家能源局派出机构结合当地电网运行需求和特性确定。与之不同的是,华中区域转动惯量辅助服务费用由新能源承担,华东和东北区域将转动惯量服务视为特定电力用户(包括不具备转动惯量的发电企业、新型储能企业及电力用户)提供的电力辅助服务,因此认为相关补偿费用应由上述特定主体全额承担。

表 2 各区域分摊原则

Table 2 Principle of regional allocation

地区	分摊原则
南方	由发电侧并网主体和市场化电力用户按照分摊系数共同分摊
华东	不具备转动惯量的发电企业、新型储能企业、电力用户按电量比例承担
华中	转动惯量由新能源承担
华北	发电侧并网主体和市场化用户按照分摊系数分摊
东北	不具备转动惯量的发电企业、新型储能企业、电力用户
西北	成本由西北全网非同步电源发电电力占比 $\geq 50\%$ 时段内全部非同步电源按时段内发电量比例承担

综上所述,当前转动惯量辅助服务的分摊系数确定方式仍主要依赖于专家经验与历史数据,未来应结合惯量辅助服务的具体需求和交易机制逐步对

分摊原则和分摊系数进行动态调整与优化。

2 转动惯量补偿机制的设计

遵循上节归纳总结的惯量补偿机制要素,设计了适应当前发展现状的转动惯量补偿机制。确定并网运行的传统机组为补偿对象,并根据公平公正、科学灵活、透明可视和普适有效的原则进行筛选,选取电网转动惯量需求、单体惯量大小、并网时间和补偿系数为补偿参考指标,依据指标对每年能够提供惯量支撑的发电企业进行考核并按照一定的补偿规则提供经济补偿,并根据“谁引发,谁承担”原则,惯量补偿费用由造成低惯量的新能源机组和负荷端承担。图 2 为本文的转动惯量补偿机制的设计结构图。

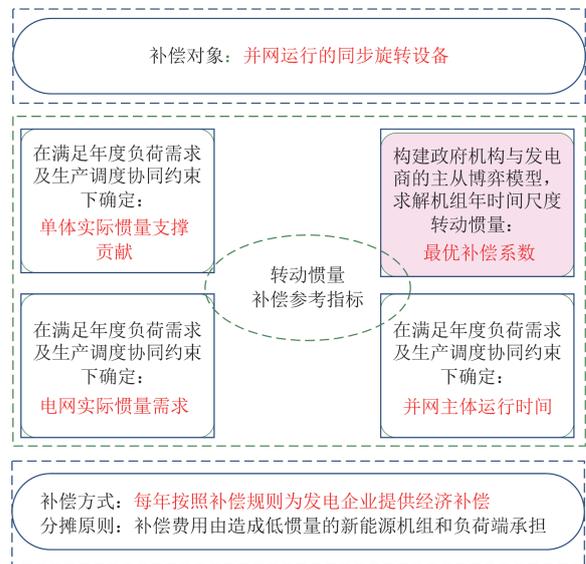


图 2 转动惯量补偿机制结构

Fig. 2 Structure of inertia compensation mechanism

值得注意的是,本文侧重研究政府如何制定科学合理的转动惯量补偿系数来激励机组提供惯量支撑,保障传统机组辅助服务的收益,从而促使其转换为灵活调节能源。

2.1 补偿对象

科学评估传统发电机组在可再生能源高渗透场景下的灵活调节价值是补偿机制设计的核心前提。基于此,建议将能够提供转动惯量的并网运行同步旋转设备纳入补偿对象,其中电力系统可提供转动惯量的同步旋转设备如图 3 所示。通过经济激励引导其从基础发电主体向多维度辅助服务提供商转型,从而提升系统惯量资源供给能力。

在物理学中,惯量通常指转动惯量。对于并网运行的传统机组而言,惯性的意义在于其转子存储的动能可减缓转速变化,故传统同步机组的惯性量

值即为转动惯量, 表达式为

$$J = \int r^2 dm \quad (1)$$

式中: J 表示转动惯量, 单位为 $\text{kg} \cdot \text{m}^2$; r 为转动半径; m 为刚体质量。同步发电机转子的转动惯量与其质量和旋转半径有关, 显然机组能够存储的有功能量最大值是固定的。

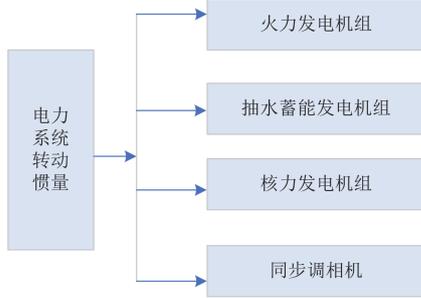


图3 提供转动惯量的同步旋转设备

Fig. 3 Synchronous rotating equipment providing inertia

转矩不平衡时, 并网的旋转设备转速改变, 进而引起系统频率的波动。并网旋转设备的转速变化与转矩的关系为

$$J \frac{d\omega}{dt} = \tau \quad (2)$$

式中: ω 为发电机转速(机械角速度), 单位为 rad/s ; τ 为不平衡转矩, 单位为 $\text{N} \cdot \text{m}$ 。

$$\tau = T_m - T_e \quad (3)$$

式中: T_m 为发电机的机械转矩; T_e 为发电机的电磁转矩。

电力系统产生功率波动时机组随扰动发生转速变化, 本质上是机组所存储的有功能量与系统间的交互过程。对于同步发电机个体, 同步发电机转子的额定动能 E_k 为

$$E_k = \frac{1}{2} J \omega^2 \quad (4)$$

2.2 单体实际惯量支撑贡献

在电力系统惯量支撑能力量化分析中, 通常采用惯量时间常数 H 表征机组动态特性, 其定义为额定转速时存储的旋转动能与额定容量之比, 单位为 s , 即

$$H = \frac{E_k}{S_B} = \frac{J \omega^2}{2 S_B} \quad (5)$$

式中, S_B 为同步发电机的额定容量。

$$E_{ki} = H_i \times P_{ij} = E_k \times \frac{P_{ij}}{S_B} = E_k \times \beta \quad (6)$$

式中: E_{ki} 为机组 i 所存储惯量在应对频率波动时的实际“有功贡献”, 即生产调度背景下机组 i 满足频率自适应所需要的实际“储能”^[27]; H_i 为机组 i 的

惯量时间常数; P_{ij} 为机组 i 在负荷单元 j 的功率; β 为满足生产调度时的负荷率。显然在生产调度情景下, 具有保障支撑价值的惯量与发电机负荷率有关。

现有的补偿机制通常是根据惯量有功支撑的最大能量去补偿, 但并不适合生产调度的情景。一些机组在应对自身生产调度时所导致的最大功率扰动, 可能并不需要消耗其满额的有功支撑。由此可见, 根据每个并网稳定运行机组的实际惯量支撑贡献进行补偿更加合理有效, 并且能提供更灵活的调度手段。

2.3 电网实际惯量需求

在以同步发电机组为主要构成的电力系统中, 当系统满足生产调度运行要求时, 其实际惯量需求可通过式(7)进行计算。

$$E_{\text{sys}} = \sum_j \sum_i \Delta T_j H_i P_{ij} \quad (7)$$

式中: E_{sys} 表示所有并网机组满足负荷单元需求时个体实际惯量支撑的有功能量之和, 即系统实际所需的总旋转动能; ΔT_j 为负荷单元 j 的持续时间, 单位是 h 。传统机组在并网运行时其转子与系统频率保持同步旋转, E_{sys} 明显小于系统同步惯量的最大支撑能力。因此, 传统发电机组的系统才有足够的惯量在第一时间应对频率波动, 给后续调频操作足够的反应时间。从运行调度可行性来看, 当系统实际所需惯量小于系统可利用的总惯量, 才能保障系统惯量水平能调整至惯量安全域内的任意运行点^[28]。

2.4 年度负荷建模

本研究在保障电力系统全年负荷电量平衡的前提下, 构建了兼顾惯量支撑与成本经济性的惯量补偿机制。为制定最优的转动惯量补偿系数, 需要对负荷单元进行数学建模。由于研究聚焦于长期规划视角下的系统整体特性, 本文采用年负荷持续时间曲线描述负荷分布特征, 并通过分段阶跃近似的方式进行拟合。具体而言, 该方法将全年负荷按功率大小降序排列, 聚合相邻时段形成典型负荷单元, 其负荷模型示意图见附录 A 图 A1。需要说明的是, 时序重构将导致机组爬坡率、启停次数等短周期约束信息丢失, 但此类约束对长期惯量资源规划影响有限, 依然可以从宏观角度进行分析, 为长期决策提供理论依据。

3 求解转动惯量补偿系数的模型

在此背景下, 惯量补偿机制面临的核心挑战在于如何制定合理的惯量补偿系数, 以确保在发电企业生产成本最低的同时, 激励传统发电机组提升惯量服务供给, 从而为电力系统提供足够的惯量安全

裕度以应对未来的不确定性扰动。若补偿系数设置过低,发电企业倾向优先扩建新能源机组而忽视惯量支撑技术升级,导致电力系统低惯量问题持续恶化;若补偿系数设置过高,则可能会挤占新能源发电的市场份额,阻碍新能源的消纳与双碳进程。值得注意的是,惯量补偿系数的设定并未直接限制电力系统的总惯量需求量,而是通过补偿价格的调整,间接影响相关主体的惯量支撑贡献,从而实现总需求的控制。这种“经济激励-技术响应”的垂直决策架构天然适配主从博弈方法,可通过 Stackelberg 博弈模型量化政府与发电企业的策略互动均衡。

在惯量补偿系数优化问题中,政府机构作为主从博弈中的领导者,其策略为补偿系数 d_i ;发电企业作为跟随者,其出力策略是确定机组的发电量 P_{ij} 。Leader 政府机构的目标是极小化惯量辅助服务补偿的总成本,约束是电力系统实际惯量总需求小于某设定值,即电力系统惯量需求的预测值。Follower 发电企业的目标是极小化总成本。该主从博弈的数学模型可以表述为如下的两层优化问题。

3.1 Leader 优化问题

$$\min \sum_j \sum_i \Delta T_j d_i H_i P_{ij} \quad (8)$$

$$\text{s.t. } 0 \leq d_i \leq d_i^{\max}, \forall i \quad (9)$$

$$\sum_j \sum_i \Delta T_j H_i P_{ij} \leq E_p \quad (10)$$

式中: d_i 为机组 i 的惯量补偿系数,其单位是元/(MW·s²); d_i^{\max} 为惯量补偿系数的最大限定值; E_p 为政府或相关机构预测发布的系统惯量总需求。

目标函数式(8)表示在政府制定的最优惯量补偿系数下,需要对发电商提供的总补偿金额。其中每个机组根据其实际惯量支撑贡献所对应的补偿系数,按照其支撑时间(并网运行时间)进行奖励补偿。约束式(9)为补偿系数的范围。约束式(10)为电力系统实际惯量需求总是要小于政府或相关机构预测发布的系统惯量总需求。

3.2 Follower 优化问题

$$\min \sum_i (b_i - d_i H_i) P_{ij} \quad (11)$$

$$\text{s.t. } P_i^l \leq P_{ij} \leq P_i^u, \forall i \quad (12)$$

$$\sum_i P_{ij} = D_j \quad (13)$$

式中: b_i 为机组 i 的综合发电成本,单位是元/MWh; P_i^l 、 P_i^u 分别为机组 i 的最小和最大输出功率,单位是 MW; D_j 为负荷单元 j 的功率需求,单位是 MW。

目标函数式(11)是发电商考虑惯量补偿的生产成本,此时惯量补偿系数 d_i 作为经济调度问题的已

知量,可以视为常数。约束式(12)为机组输出功率限制。约束式(13)为负荷单元 j 的功率平衡条件。由于各个负荷单元的经济调度问题相互解耦,因此经济调度可分解为若干个独立的线性规划问题,其最优解 P_{ij}^* 可视为 d_i 的函数。

不难看出,政府机构希望制定的补偿标准在满足惯量需求约束式(10)的同时补偿系数尽可能低,从而使系统运行总成本最低, P_{ij} 是下层经济调度问题式(11)一式(13)的最优解。由上述模型可见,上层结构的惯量补偿策略 d_i 会影响下层发电企业的出力策略 P_{ij} ,反之 P_{ij} 又会影响到上层约束式(10),政府机构可以通过预测发电企业的最优反应 P_{ij} 调整补偿系数。经济调度问题式(11)一式(13)可视为 Leader 问题的约束。政府机构和发电企业这种相互制约的关系构成了典型的主从博弈格局,其均衡对于政府机构而言,能够以最小的社会代价实现电力系统惯量安全裕度需求。对发电企业而言,在惯量补偿政策下能够以最低成本完成生产任务且提高其提供转动惯量的积极性。从博弈论的角度来看,最优解 $\{d_i^*, P_{ij}^*, \forall i, j\}$ 呈现斯塔克伯格均衡,即

$$\begin{cases} \sum_j \sum_i \Delta T_j d_i^* H_i P_{ij}^* \leq \sum_j \sum_i \Delta T_j d_i H_i P_{ij}^* \\ \forall \{d_i\} \in \{d_i \mid 0 \leq d_i \leq d_i^{\max}\}, \\ \forall i, \sum_j \sum_i (-H_i P_{ij}^*) \leq (-E_p) \end{cases} \quad (14)$$

其中 $\{P_{ij}^*\}$ 满足

$$\begin{cases} \sum_i (b_i - d_i^*) H_i P_{ij}^* \leq \sum_i (b_i - d_i^*) H_i P_{ij} \\ \forall j \left\{ \forall \{P_{ij}\} \in \{P_{ij} \mid P_i^l \leq P_{ij} \leq P_i^u\}, \right. \\ \left. \forall i, \sum_i P_{ij} = D_j \right\} \end{cases} \quad (15)$$

3.3 关于求解模型的讨论

1) 针对不同机组采用差异化的补偿系数,能更合理地反映不同性能机组在提供惯量辅助服务时的成本差异。这种设计不仅更加科学有效,还能够激励机组提升其惯量支撑或惯性响应能力。若对所有机组征收相同的税率,则相当于在式(9)中增加约束 $d_1 = d_2 = \dots = d_n$,导致 Leader 问题满足约束的解集变小,目标函数式(8)最优值增大。因此,针对不同性能机组动态优化补偿系数,不仅对于机组规划具有参考价值,同时也为调度运行提供了更灵活的选择。

2) 本文提出的模型和方法具有可扩展性。例如,当风电、光伏等新能源机组配置储能后,在特定的控制策略下能够稳定提供惯量支撑时,可以采用相同的建模方法,求解辅助服务市场中新能源机

组的最优惯量补偿系数。此外, 针对新型储能技术、风光主动支撑、负荷侧惯量支撑等多种惯量资源, 合理设计补偿机制并考虑新能源渗透率对惯量补偿系数的影响, 可以推动转动惯量补偿机制逐步过渡为更通用的惯量补偿机制, 甚至为建立惯量市场奠定基础。

3) 由于本节所研究问题的时间尺度设定为一年, 故省略了针对电力系统升级改造、发电机组再建设、相关设备更新迭代等措施的建模。惯量补偿机制的最终目标是通过激励传统机组从传统发电能源转型为灵活可调资源, 推动电力能源结构的优化调整。此外若从电源和电网规划角度出发, 采用主从博弈方法也可以进一步研究电网结构变化对惯量补偿机制的影响。

4 转动惯量补偿系数的求解

本文提出的博弈模型相对较为简化, 无须依赖智能算法的迭代求解。通过模型的适当简化和博弈问题的等价转换, 可以直接利用求解器高效获得解析解。本文所提转动惯量最优补偿系数求解框架如图 4 所示。

4.1 单层问题等效变换

一般双层优化问题的常见思路是先将其等价转化为单层问题, 然后优化求解。本文所搭建的转动惯量补偿系数求解模型, 当上层决策中的惯量补偿系数固定不变时, 其下层目标函数等价于线性问题, 因此可以利用 KKT 条件将下层问题等价转换。下层优化对应的 KKT 条件具体如式(16)所示。

$$\begin{cases} b_i - d_i H_i - \eta_{ij}^l + \eta_{ij}^u - \mu_j = 0, \forall i, \forall j \\ \sum_i P_{ij} = D_j, \forall j \\ 0 \leq P_{ij} - P_i^l \perp \eta_{ij}^l \geq 0, \forall i, \forall j \\ 0 \leq P_i^u - P_{ij} \perp \eta_{ij}^u \geq 0, \forall i, \forall j \end{cases} \quad (16)$$

式中: η_{ij}^l 和 η_{ij}^u 是式(12)约束的对偶变量; μ_j 是式(13)约束的对偶变量; $a \perp b$ 表示 a 和 b 至多只有一个为正值, 另一个值此时必定是 0。

通过下层优化的 KKT 条件, 式(8)一式(13)主从博弈优化问题转换成了一个单层均衡约束数学规划问题, 通常也称为单层均衡问题。

$$\min \sum_j \sum_i \Delta T_j d_i H_i P_{ij} \quad (17)$$

$$\text{s.t. } 0 \leq d_i \leq d_i^{\max}, \forall i \quad (18)$$

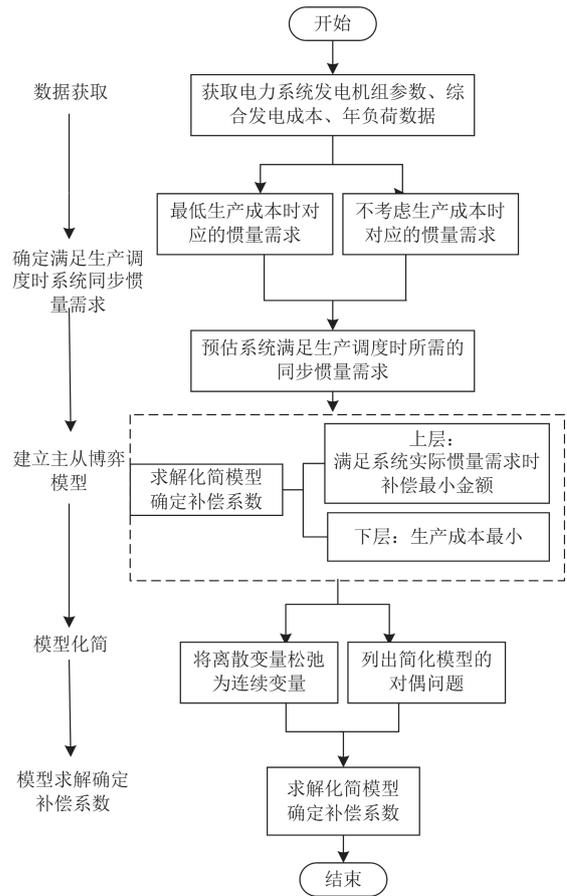


图 4 转动惯量最优补偿系数求解框架

Fig. 4 Framework for solving the optimal compensation coefficient of inertia

$$\sum_j \sum_i \Delta T_j H_i P_{ij} \leq E_p \quad (19)$$

$$b_i - d_i H_i - \eta_{ij}^l + \eta_{ij}^u - \mu_j = 0, \forall i \quad (20)$$

$$\sum_i P_{ij} = D_j \quad (21)$$

$$0 \leq P_{ij} - P_i^l \perp \eta_{ij}^l \geq 0, \forall i \quad (22)$$

$$0 \leq P_i^u - P_{ij} \perp \eta_{ij}^u \geq 0, \forall i \quad (23)$$

然而, 该非凸问题很难获得全局最优解, 因为式(22)和式(23)中的互补松弛条件本质上是非线性约束, 式(17)中的目标函数是双线性的, 两者共同导致可行域非凸。本文采取 Big-M 法处理非线性的互补约束, 具体转化结果为

$$\begin{cases} 0 \leq P_{ij} - P_i^l \leq Mz_{ij}^l, \forall i, \forall j \\ 0 \leq \eta_{ij}^l \leq M(1 - z_{ij}^l), \forall i, \forall j \\ 0 \leq P_i^u - P_{ij} \leq Mz_{ij}^u, \forall i, \forall j \\ 0 \leq \eta_{ij}^u \leq M(1 - z_{ij}^u), \forall i, \forall j \end{cases} \quad (24)$$

式中： M 为一个相对较大的数； z_{ij}^l 和 z_{ij}^u 是二进制辅助变量。

4.2 MILP 变换

均衡约束规划问题(mathematical programming with equilibrium constraints, MPEC)通常是一个非线性双凸函数，需要特定方法将问题线性化，从而转换为单层混合整数线性问题，直接使用对应求解器直接求解。当 d_i 不变时，下层问题的目标函数等价于凸函数，且满足强对偶原理适用范围，因此下层原问题的目标函数和其对应的对偶问题的目标函数最优解是一样的。故将双层优化问题的下层原目标函数转换为其对偶函数表示：

$$\sum (b_i - d_i H_i) P_{ij} = \mu_j D_j + \sum_i (\eta_{ij}^l P_i^l - \eta_{ij}^u P_i^u) \quad (25)$$

即

$$\sum d_i H_i P_{ij} = \sum_i (b_i P_{ij} + \eta_{ij}^u P_i^u - \eta_{ij}^l P_i^l) - \mu_j D_j \quad (26)$$

由此 MPEC 的目标函数可以表示为

$$\min \sum_j \Delta T_j \left[\sum_i (b_i P_{ij} + \eta_{ij}^u P_i^u - \eta_{ij}^l P_i^l) - \mu_j D_j \right] \quad (27)$$

通过上述分析，混合整数线性规划问题成功转换为一个单层混合整数线性规划问题。

$$\left\{ \begin{array}{l} \min \sum_j \Delta T_j \left[\sum_i (b_i P_{ij} + \eta_{ij}^u P_i^u - \eta_{ij}^l P_i^l) - \mu_j D_j \right] \\ \text{s.t.} \quad \sum_j \sum_i \Delta T_j H_i P_{ij} \leq E_p \\ d_i \geq 0, \forall i \\ \sum_i P_{ij} = D_j, \forall j \\ b_i - d_i H_i - \eta_{ij}^l + \eta_{ij}^u - \mu_j = 0, \forall i, \forall j \\ 0 \leq P_{ij} - P_i^l \leq M z_{ij}^l \\ 0 \leq \eta_{ij}^l \leq M(1 - z_{ij}^l) \\ z_{ij}^l \in \{0, 1\}, \forall i, \forall j \\ 0 \leq P_i^u - P_{ij} \leq M z_{ij}^u \\ 0 \leq \eta_{ij}^u \leq M(1 - z_{ij}^u) \\ z_{ij}^u \in \{0, 1\}, \forall i, \forall j \end{array} \right. \quad (28)$$

5 案例分析

本文采用 Matlab 软件进行测试程序的编写，首先构建一个包含 10 个发电机组的系统进行数值分析，验证求解惯量补偿系数博弈模型的有效性，并依次探究最优补偿系数对系统惯量需求的敏感性与补偿系数所适配补偿机制的效果；最后用改良的 IEEE 118 节点系统进行适应性分析。结合所提出的

转动惯量补偿机制，采取 YALMIP 建立对应的 MILP 模型，并最终使用 Cplex12.10.0.0 求解验证。

5.1 模型设置

本节设置的 10 机系统的负荷单元和发电机基本参数如附录 A 中表 A1 和表 A2 所示。其中机组参数取自文献[29-30]，并做了适当的修改。

表 A1 是通过分段阶跃近似的方式展示，将年度负荷曲线按降序排列，并将相邻接近值合并为负荷单元后所生成的算例数据。表 A2 中机组 i 的综合发电成本 b_i 包括发电成本、维护成本以及还贷费用等。通常来讲，大容量机组由于规模效应具备更低的发电成本，但其他费用往往高于小容量机组，尤其是新建大型机组的还贷费用。因此表 A2 中大容量机组的参数 b_i 反而高于小容量机组。随着小机组的不断淘汰及更新、新型机组的不断投运，这种状况未来数十年内还将继续。

5.2 转动惯量补偿系数对电力系统惯量需求的灵敏度分析

为了分析机组发电量、机组最优补偿系数、生产成本和补偿金额对系统惯量需求量的敏感性，首先需要求解最高惯量需求 E_{pmax} 与最低惯量需求 E_{pmin} 并确定其变化区间，具体过程详见附录 B。

参数 E_p 可取 E_{pmax} 与 E_{pmin} 的加权平均值，即

$$E_p = \alpha E_{pmin} + (1 - \alpha) E_{pmax} \quad (29)$$

式中， α 为电力系统惯量需求影响因子， α 越大 E_p 越小。通过改变 α 值，主从博弈式(8)一式(13)的求解结果如下。

由图 5 可见随着 α 的增加 (E_p 降低)，低惯量低成本的小功率机组的发电量升高，且主要靠这些机组满足功率平衡，这是导致系统惯量需求降低的直接原因。

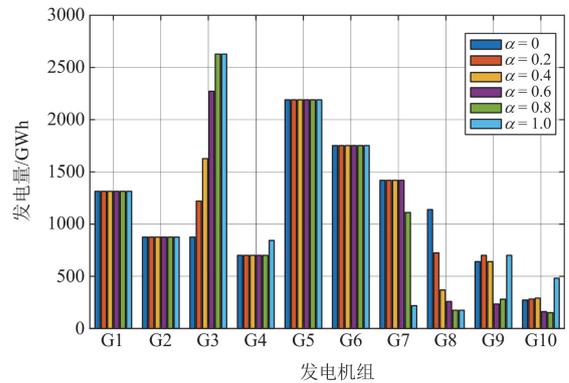


图 5 不同发电机组在不同 α 下的发电量

Fig. 5 Generation output of different generating units with different α

分析图 6 发现, 传统发电机组的惯量补偿系数最优解大部分是不变的, 但机组总发电量越大, 系统惯量实际需求越大, 意味着更需要同步机组维持发电提供惯量支撑, 惯量作用价值相对更高, 补偿可以更多, 故其补偿系数越高。也侧面说明系统惯量缺额问题越严重, 惯量价值越不能忽视, 政府

越要正视惯量的作用, 通过经济补偿提高机组提供惯量支撑的积极性。进一步分析图 5 和图 6 发现, 惯量大的机组也并不一定被优先补偿, 这是因为高惯量机组的发电量所占比例不一定大, 对系统惯量支撑作用并不大。

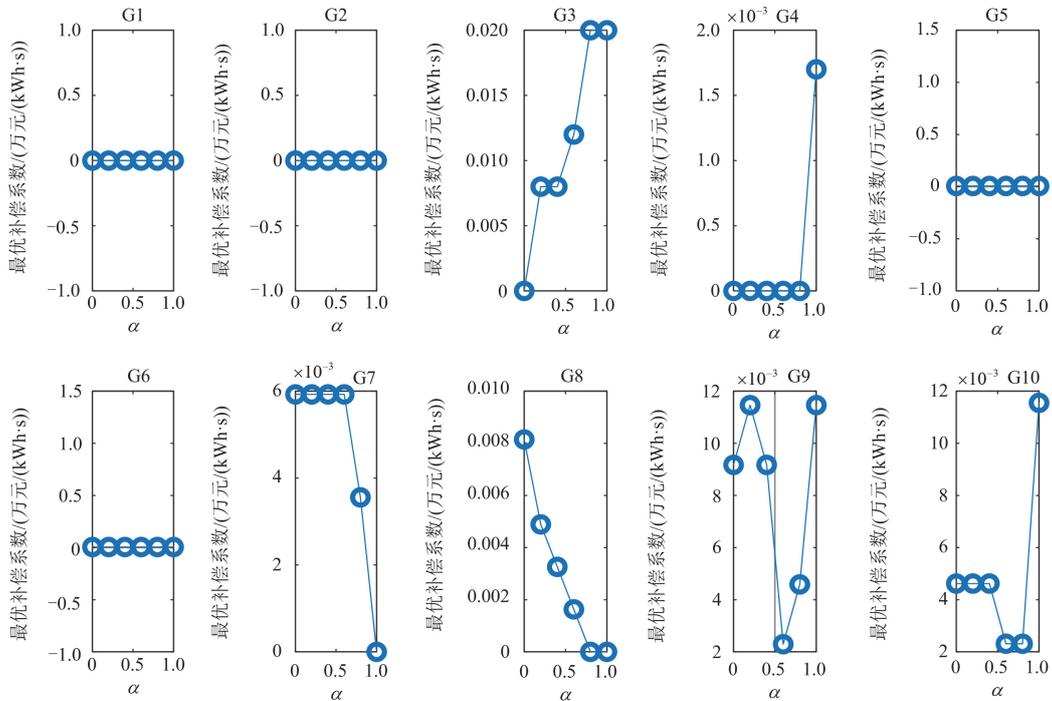


图 6 每个机组在不同 α 下的最优补偿系数

Fig. 6 Optimal compensation coefficient for each unit with different α values

5.3 转动惯量补偿系数的效果分析

设置模型参数时, b_i 同样可以理解为系统的综合购电成本, 故系统综合购电成本与惯量补偿金额共同构成总运行成本。由图 7 可以看出, 转动惯量补偿金额并非固定值, 系统运行总成本随着补偿系数的改变而随之波动取最优。这说明所提的补偿系数能够根据生产需求动态优化, 其制定方法相较于不考虑机组性能和电网实际需求而均等化补偿的方法更优异。若采用固定补偿系数, 经济性较差的传统机组将通过提高惯量补偿金额来弥补生产成本, 最终导致系统整体运行成本上升。

由图 7 和图 8 可见, 补偿金额相当可观且实际惯量需求量总是低于预期。这表明所述的主从博弈模型赋予了惯量补偿机制对系统惯量总需求量的有效调控能力。由于线性规划的最优解总是位于可行域极点, 因此所对应的最优实际需求关于 α 是不连续的, 电网实际惯量需求接近于预期值, 而这个预

期值在实际电力系统中往往是政府相关部门直接给出的。

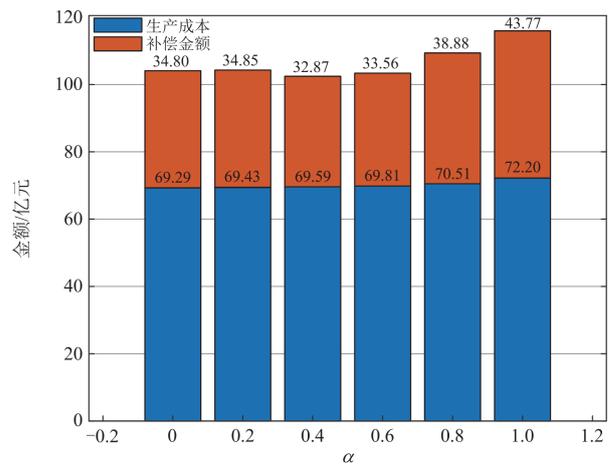


图 7 生产成本和补偿金额随 α 的变化

Fig. 7 Variation of production cost and compensation amount with α

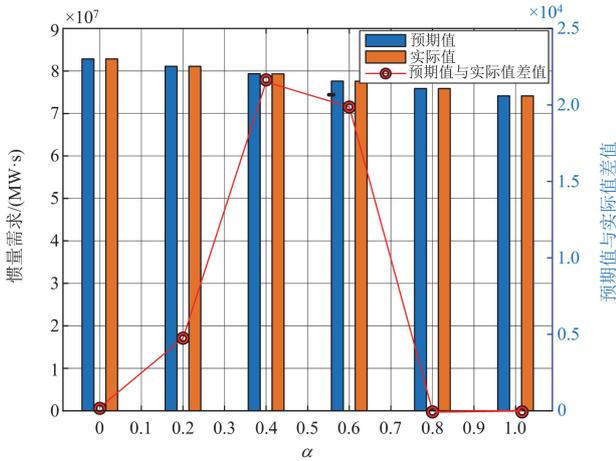


图 8 惯量需求实际值与预期值随 α 的变化

Fig. 8 Actual and expected values of unit inertia demand change with α

5.4 转动惯量补偿系数求解模型的适应性分析

将本文所提模型进一步用改进 IEEE 118 节点系统进行适应性分析。该系统由 54 台同步机组构成，装机容量为 7220 MW。发电机组参数和年负荷单元数据来自文献[31]，并进行了合理修改。该系统的一个特点是发电机具有相同的参数。为简化双层模型并减少 MILP 中的二元变量，具有相同综合发电成本 b_i 和惯量时间常数 H_i 的发电机被聚集成单个等效发电机，其中最小输出功率 P_i^l 和最大输出功率 P_i^u 是所有要聚集发电机对应参数的线性叠加总和，而 b_i 和 H_i 保持不变。聚合处理方法描述详见附录 C。由附录 D 中图 D1 和图 D2 可见，为了提高系统的惯量，高惯量时间常数的机组通常补偿系数更高，导致在经济调度中，这些机组的发电量增加，低惯量时间常数的机组发电量减少，同时发电成本也相应升高。预期惯量需求量与实际惯量需求量的对比见表 3。

表 3 IEEE 118 节点系统惯量需求实际值与预期值

Table 3 Actual and expected values of inertia requirements for IEEE 118 node system

惯量需求影响因子	惯量需求/(MW·s)	
	预期值	实际值
$\alpha = 0$	402 960 800	402 711 920
$\alpha = 0.2$	401 188 640	400 705 920
$\alpha = 0.4$	399 416 480	398 169 600
$\alpha = 0.6$	397 644 320	397 644 320
$\alpha = 0.8$	395 872 160	395 872 160
$\alpha = 1.0$	394 100 000	394 100 000

表 3 中数据表明，实际的惯量需求值不会超过预期值。换言之，只要发电企业以发电成本最低为目标，预期值是实际惯量需求值的一个上界，也可以称之为惯量经济安全域的上界。

6 结论

为实现“双碳”目标，高比例新能源接入的电力系统呈现低惯量特性。为应对惯量缺额导致的频率稳定问题，同时通过利润回报机制引导传统机组向灵活调节资源转型，本文提出了一种计及政府激励与发电商决策相协调的转动惯量补偿机制。基于年时间尺度构建主从博弈模型以求解最优补偿系数，并通过算例分析验证了模型的有效性、灵敏度和适应性。主要结论如下：

1) 本文所提惯量补偿机制通过政府-发电商双向激励相容设计，为长期电源规划与市场政策制定提供量化决策依据。

2) 本文运用 KKT 条件和强对偶定理将博弈模型转化为商用求解器可直接求解的混合整数线性规划问题，提高了计算效率与精度并实现了快速求解。

3) 算例分析验证了所提补偿机制的有效性。结果表明，政府设定的补偿系数能够在最小化补偿成本的同时，实现发电商成本最低的运营目标，并显著激励传统机组提供优质的惯量支撑服务。灵敏度与大系统适应性分析进一步表明，所提惯量补偿机制对于系统惯量总需求量具有一定的调控能力，且在大规模系统中展现出良好的适应性。

4) 针对发电机组发电能力与惯量时间常数的差异性，本文所提惯量补偿机制初步解决了辅助服务机组均等补偿的问题，推动并网主体从“被动考核”向“主动提供优质服务”转型，其科学性与可扩展性为惯量市场化交易机制设计奠定了关键技术基础。

本文的转动惯量补偿机制研究侧重于政府如何设定科学合理的补偿标准，后续研究拟在此基础上，探讨系统调节成本的合理分摊模式，将相关成本有效疏导至新能源机组与用户侧，进一步推动电力系统的公平性与可持续发展。

附录 A

表 A1 负荷单元参数

Table A1 Load unit parameters

单元	负荷/MW	持续时间/h
1	2000	1000
2	1500	3000
3	1100	3000
4	1000	1000
5	500	760

表 A2 机组参数

Table A2 Generator parameters

机组	P_i^u /MW	P_i^l /MW	b_i /(元/MWh)	H_i /s
G1	455	150	1000	9.3
G2	350	100	970	9
G3	300	100	700	3.5
G4	300	80	680	8
G5	250	50	450	7.2
G6	200	50	370	7
G7	162	25	480	8.1
G8	130	20	660	8.1
G9	80	20	665	5.8
G10	55	15	670	5.8

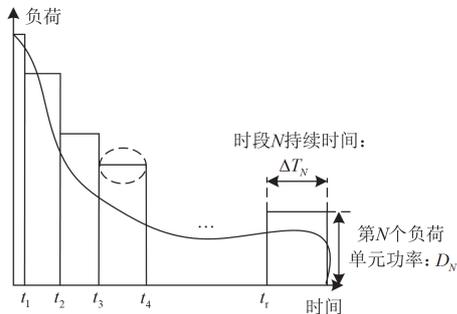


图 A1 年负荷模型示意图

Fig. A1 Schematic diagram of annual load model

附录 B

式(B1)和式(B2)是两个新建立的单层优化问题。

$$\begin{cases} \min \sum_j \sum_i \Delta T_j b_i P_{ij} \\ \text{s.t. } P_i^l \leq P_{ij} \leq P_i^u, \forall i, j \\ \sum_i P_{ij} = D_j, \forall j \end{cases} \quad (B1)$$

$$\begin{cases} \min \sum_j \sum_i \Delta T_j H_i P_{ij} \\ \text{s.t. } P_i^l \leq P_{ij} \leq P_i^u, \forall i, j \\ \sum_i P_{ij} = D_j, \forall j \end{cases} \quad (B2)$$

首先根据式(B1)求解不考虑补偿激励的情况下完成电能生产任务所需的最低成本 C_{\min} , C_{\min} 所对应的最高惯量需求为 $E_{p_{\max}} = 8.2825 \times 10^7 \text{ MW} \cdot \text{s}$; 然后根据式(B2)求解在不考虑生产成本的情况下完成电能生产任务所需的最低惯量需求为 $E_{p_{\min}} = 7.4132 \times 10^7 \text{ MW} \cdot \text{s}$ 。

附录 C

例如有 3 台机组具有相同的发电成本系数和惯

量时间常数, 即

$$b_i = 680 \text{ 元/MWh}, H_i = 8 \text{ s}$$

出力参数为:

$$P_1^u = P_2^u = 300 \text{ MW}, P_1^l = P_2^l = 80 \text{ MW},$$

$$P_3^u = 350 \text{ MW}, P_3^l = 100 \text{ MW}$$

则等值聚合机组参数为:

$$b_i = 680 \text{ 元/MWh}, H_i = 8 \text{ s}$$

$$P^u = 950 \text{ MW}, P^l = 260 \text{ MW}$$

进行聚合处理后, 根据惯量时间常数将系统中 54 台机组分为 10 台等效发电机组, 类似 10 机组系统。

附录 D

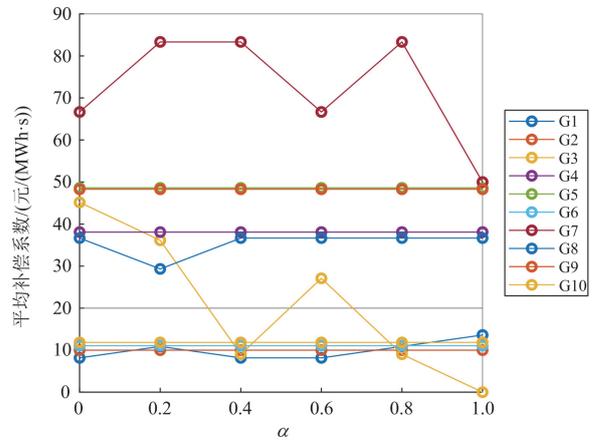


图 D1 平均补偿系数随 α 的变化

Fig. D1 Average compensation coefficient changes with α

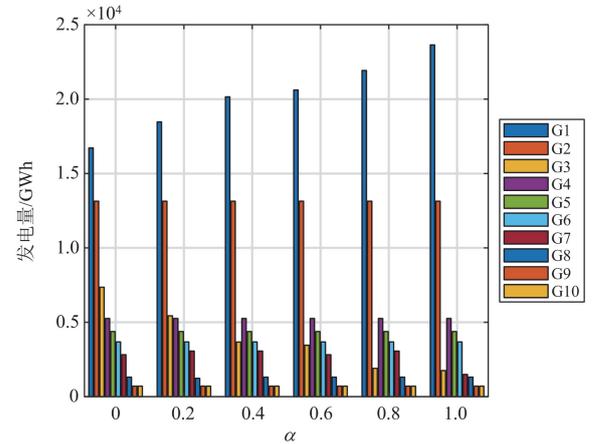


图 D2 等效机组随 α 变化的发电量

Fig. D2 Equivalent generator's output changes with α

参考文献

[1] 林顺富, 张琪, 沈运帷, 等. 面向灵活爬坡服务的高比例新能源电力系统可调节资源优化调度模型[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(2): 90-100.

- LIN Shunfu, ZHANG Qi, SHEN Yunwei, et al. Optimal dispatch model of adjustable resources in a power system with high proportion of renewable energy for flexible ramping product[J]. *Power System Protection and Control*, 2024, 52(2): 90-100.
- [2] 樊陈, 姚建国, 张琦兵, 等. 英国“8·9”大停电事故振荡事件分析及思考[J]. *电力工程技术*, 2020, 39(4): 34-41.
FAN Chen, YAO Jianguo, ZHANG Qibing, et al. Reflection and analysis for oscillation of the blackout event of 9 August 2019 in UK[J]. *Electric Power Engineering Technology*, 2020, 39(4): 34-41.
- [3] 曾辉, 孙峰, 李铁, 等. 澳大利亚“9·28”大停电事故分析及对中国启示[J]. *电力系统自动化*, 2017, 41(13): 1-6.
ZENG Hui, SUN Feng, LI Tie, et al. Analysis of “9·28” blackout in south Australia and its enlightenment to China[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2017, 41(13): 1-6.
- [4] 张玥, 谢光龙, 张全, 等. 美国得州 2·15 大停电事故分析及对中国电力发展的启示[J]. *中国电力*, 2021, 54(4): 192-198, 206.
ZHANG Yue, XIE Guanglong, ZHANG Quan, et al. Analysis of 2·15 power outage in Texas and its implications for the power sector of China[J]. *Electric Power*, 2021, 54(4): 192-198, 206.
- [5] 张嘉琪, 胥国毅, 王程, 等. 考虑同步机调差系数灵敏度与频率约束的机组组合[J]. *电力系统保护与控制*, 2023, 51(13): 102-110.
ZHANG Jiaqi, XU Guoyi, WANG Cheng, et al. Unit commitment considering the sensitivity of the synchronous generator adjustment coefficient and frequency constraint[J]. *Power System Protection and Control*, 2023, 51(13): 102-110.
- [6] 江涵, 岳程燕, 严兴煜, 等. 高比例可再生能源系统惯量约束对灵活性分析的影响研究[J]. *电力系统保护与控制*, 2021, 49(18): 44-51.
JIANG Han, YUE Chengyan, YAN Xingyu, et al. Influence of system inertia on flexibility resource analysis for an interconnection system with a high proportion of intermittent renewable energy[J]. *Power System Protection and Control*, 2021, 49(18): 44-51.
- [7] SHARMA S, HUANG S H, SARMA N. System inertial frequency response estimation and impact of renewable resources in ERCOT interconnection[C]// 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting, July 24-28, 2011, Detroit, MI, USA: 1-6.
- [8] AHMADI H, GHASEMI H. Security-constrained unit commitment with linearized system frequency limit constraints[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2014, 29(4): 1536-1545.
- [9] 叶婧, 林涛, 张磊, 等. 考虑动态频率约束的含高渗透率光伏电源的孤立电网机组组合[J]. *电工技术学报*, 2017, 32(13): 194-202.
YE Jing, LIN Tao, ZHANG Lei, et al. Isolated grid unit commitment with dynamic frequency constraint considering photovoltaic power plants participating in frequency regulation[J]. *Transactions of China Electromechanical Society*, 2017, 32(13): 194-202.
- [10] WU Y, LI Y, HSU W H, et al. Review of security-constrained unit commitment in a large power system[C]// 2018 IEEE International Conference on Applied System Invention (ICASI), April 13-17, 2018, Chiba, Japan: 1310-1313.
- [11] 王博, 杨德友, 蔡国伟. 高比例新能源接入下电力系统惯量相关问题研究综述[J]. *电网技术*, 2020, 44(8): 2998-3007.
WANG Bo, YANG Deyou, CAI Guowei. Review of research on power system inertia related issues in the context of high penetration of renewable power generation[J]. *Power System Technology*, 2020, 44(8): 2998-3007.
- [12] DOHERTY R, LALOR G, O'MALLEY M. Frequency control in competitive electricity market dispatch[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2005, 20(3): 1588-1596.
- [13] DALY P, FLYNN D, CUNNIFFE N. Inertia considerations within unit commitment and economic dispatch for systems with high non-synchronous penetrations[C]// 2015 IEEE Eindhoven Power Tech Conference, June 29-July 2, 2015, Eindhoven, Netherlands: 1-6.
- [14] DALY P, QAZI H W, FLYNN D. RoCoF-constrained scheduling incorporating non-synchronous residential demand response[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2019, 34(5): 3372-3383.
- [15] DAVARINEJAD E, HESAMZADEH M R, CHAVEZ H. Incorporating inertia constraints into the power market[R]. Stockholm, Sweden, 2017.
- [16] TENG F, TROVATO V, STRBAC G. Stochastic scheduling with inertia-dependent fast frequency response requirements[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2015, 31(2): 1557-1566.
- [17] National Grid ESO. The enhanced frequency control capability project closing down report[EB/OL]. (2019-02-13)[2020-05-20]. <https://www.nationalgrideso.com/document/144441/download>.
- [18] KONTIS E O, DEL NOZAL Á R, MAURICIO J M, et al. Provision of primary frequency response as ancillary service from active distribution networks to the transmission

- system[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2021, 12(6): 4971-4982.
- [19] AEMC. National electricity amendment (inertia ancillary service market) rule 2018[EB/OL]. [2021-11-20]. <https://www.aemc.gov.au/rule-changes/inertia-ancillary-service-market>.
- [20] EirGrid and SONI. Operational constraints update[EB/OL]. Dublin, Ireland: EirGrid, 2019. https://cms.eirgrid.ie/sites/default/files/publications/Operational-Constraints-Update-Mar_2019.pdf.
- [21] XU T, JANG W, OVERBYE T. An economic evaluation tool of inertia services for systems with integrated wind power and fast-acting storage resources[C] // 2016 49th Hawaii International Conference on System Sciences (HICSS), January 5-8, 2016, Koloa, HI, USA: 2456-2465.
- [22] BADESA L, TENG F, STRBAC G. Economic value of inertia in low-carbon power systems[C] // 2017 IEEE PES innovative smart grid technologies conference Europe (ISGT-Europe), September 26-29, 2017, Turin, Italy: 1-6.
- [23] HU J, YAN Z, XU X, et al. Inertia market: mechanism design and its impact on generation mix[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2023: 744-756.
- [24] GREVE T, TENG F, POLLITT M G, et al. A system operator's utility function for the frequency response market[J]. Applied Energy, 2018, 231: 562-569.
- [25] 叶婧, 杨莉, 张磊, 等. 计及暂态频率稳定约束的同步惯量经济价值评估[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(8): 50-62.
- YE Jing, YANG Li, ZHANG Lei, et al. Economic value evaluation of synchronous inertia considering frequency transient stability constraints[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(8): 50-62.
- [26] 吴珊, 边晓燕, 张菁娴, 等. 面向新型电力系统灵活性提升的国内外辅助服务市场研究综述[J]. 电工技术学报, 2023, 38(6): 1662-1677.
- WU Shan, BIAN Xiaoyan, ZHANG Jingxian, et al. A review of domestic and foreign ancillary services market for improving flexibility of new power system[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2023, 38(6): 1662-1677.
- [27] 张子扬, 张宁, 杜尔顺, 等. 双高电力系统频率安全问题评述及其应对措施[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(1): 1-24.
- ZHANG Ziyang, ZHANG Ning, DU Ershun, et al. Review and countermeasures on frequency security issues of power systems with high shares of renewables and power electronics[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(1): 1-24.
- [28] 林晓焯, 文云峰, 杨伟峰. 惯量安全域: 概念、特点及评估方法[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(9): 3065-3078.
- LIN Xiaohuang, WEN Yunfeng, YANG Weifeng. Inertia security region: concept, characteristics, and assessment method [J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(9): 3065-3078.
- [29] 葛晓琳, 刘亚, 符杨, 等. 考虑惯量支撑及频率调节全过程的分布鲁棒机组组合[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(12): 4043-4058.
- GE Xiaolin, LIU Ya, FU Yang, et al. Distributed robust unit commitment considering the whole process of inertia support and frequency regulations[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(12): 4043-4058.
- [30] 李世春, 田冰杰, 李惠子, 等. 基于频率安全约束与临界惯量计算的分时段限制风电出力方法[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(15): 60-71.
- LI Shichun, TIAN Bingjie, LI Huizi, et al. Method for limiting wind power output in time periods based on frequency safety constraints and critical inertia calculation[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(15): 60-71.
- [31] JIA J, YANG N, XING C, et al. An improved constrained order optimization algorithm for uncertain SCUC problem solving[J]. Energies, 2019, 12.

收稿日期: 2024-06-09; 修回日期: 2025-01-04

作者简介:

史黎阳(1996—), 男, 硕士研究生, 研究方向为电力市场, 电力系统规划与可靠性; E-mail: 1131312571@qq.com

王海云(1973—), 女, 通信作者, 博士生导师, 研究方向为可再生能源发电与并网技术。E-mail: 327028229@qq.com

(编辑 周金梅)