

计及广义负荷不确定性和激励型需求响应的 电力现货市场竞价方法

魏聪颖¹,汪 旻¹,徐 浩¹,徐 箭²,孙元章²

(1. 国家电网公司华中分部,湖北 武汉 430077;2. 武汉大学 电气与自动化学院,湖北 武汉 430072)

摘要:以国内目前电力现货市场运营机制为基础,提出一种计及分布式发电单元功率预测不确定性以及激励型需求响应资源功率调节能力的广义负荷参与日前电力现货市场竞价的方法,并构建相应的市场出清模型。统计得到广义负荷净功率预测误差的条件概率分布,推导广义负荷日内购电期望和需求响应补偿的成本函数,揭示价格引导模式下广义负荷激励型需求响应的响应量-申报电价-申报电量之间的关系,使广义负荷原本多元、随机的报价曲线等效转化为符合市场统一规范的一元确定性报价曲线。采用不均匀最优分段技术将连续型报价曲线转化为规范的离散型阶梯曲线,并将其代入动态市场出清模型中进行竞价出清。仿真结果验证了出清电价对分布式新能源发电和负荷用电平衡情况的刻画能力。

关键词:电力现货市场;广义负荷;激励型需求响应;不确定性;市场出清

中图分类号:TM 73

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202205048

0 引言

近年来,用户侧新型市场主体受到了广泛重视^[1-2],新型电力系统的负荷类型正向广义负荷转变。广义负荷涵盖了可调节用电负荷、不可调节用电负荷、分布式电源、分布式储能等多种资源。在传统负荷特性的基础上,广义负荷净功率具有与分布式新能源发电功率相似的不确定性和波动性,此外,广义负荷的用电需求可以在电力现货市场中竞价购电满足,或者通过内部分布式电源供电满足,或者利用激励型需求响应 IBDR (Incentive-Based Demand Response) 等资源自主调整满足,具有多样性。市场主体包括第三方独立市场主体(虚拟电厂等)、电动汽车充电站接入的车联网平台、智能楼宇等通过地调接入的营销服务平台、满足准入条件的大用户等。市场主体既可以作为受价格激励的负荷,以消费者的形式参与电力现货市场,也可以聚合成虚拟电厂,以供应者的形式参与电力现货市场^[3]。随着我国电力现货市场改革的推进^[4],新型电力系统中的广义负荷如何在电力现货市场中合理竞价,广义负荷的灵活特性会对市场出清过程产生怎样的影响,都是亟需研究的问题。

广义负荷包含分布式源、荷、储等多种设备。在源方面:文献[5]聚合微小的分布式发电单元,建立面向分布式新能源消纳的日前现货市场出清多目标优化模型;文献[6]在新能源消纳的基础上进一步考

虑调峰、调频等辅助服务市场,设计主-辅多级市场联合运营机制以及线性化出清算法。在荷方面:文献[7]研究 IBDR 的交易机制和竞价模型;文献[8]提出一种考虑区域级综合需求响应参与的市场出清模型。在储方面:文献[9]综合分布式源、荷、储等微小主体,提出以虚拟电厂为主体的日前现货市场双层竞价模型;文献[10]将广义负荷视为产消者,通过量化效用函数建立基于区块链的电力市场双层博弈模型。上述文献分析了广义负荷的供给/需求报价方法以及相应的市场出清模型,但没有考虑广义负荷内各种分布式资源功率的不确定性对广义负荷市场报价特性和市场竞价过程的影响。

为刻画市场主体发用电功率的不确定性,不同类型概率模型被纳入出清算法中。文献[11]通过场景法刻画风速的不确定性,提出多虚拟电厂随机博弈均衡模型;文献[12]以鲁棒后悔度最小为目标,构建日前和模拟日内现货市场联合优化模型;文献[13]对基于相对鲁棒条件风险价值的竞价模型进行验证;文献[14]利用数据驱动的方法对实时电价进行模糊建模,在日前、日内两阶段电力市场模型的基础上新增鲁棒改进过程,以应对极端场景。上述文献根据不同类型的概率模型针对性地构建了电力现货市场随机出清/优化模型,但不同构成成分的广义负荷所表现出的不确定性各有不同,现实中不可能针对每类概率模型都建立相应的市场机制,且在不同类型的随机报价曲线/模型之间进行比较出清缺乏公平性,更切合实际且更具有普适性的做法是将广义负荷的不确定性刻画到符合当前市场申报标准的供给/需求报价曲线中,以此来反映广义负荷随机响应特性对电力现货市场均衡的影响。

收稿日期:2022-02-25;修回日期:2022-05-06

在线出版日期:2022-05-16

基金项目:国家自然科学基金联合基金资助项目(U2066601)

Project supported by the Joint Funds of the National Natural Science Foundation of China(U2066601)

综上,本文提出计及广义负荷不确定性和IBDR的日前电力现货市场供需报价方法和市场竞价模型,构建考虑日内功率不平衡和IBDR调控代价的广义负荷日前期望购电成本模型,并据此推导IBDR缩减量与申报电力之间的关联关系,将含随机多维变量的广义报价模型等效转化为符合当前现货市场规则的确定性单维报价模型,既保证了源、荷等不同市场主体的对等,也与现有市场出清模型保持一致,可为未来广义负荷等新型市场主体参与我国电力现货市场提供参考。

1 广义负荷报价不确定性建模

1.1 广义负荷净功率建模

由于广义负荷中的分布式新能源出力和负荷用电需求的预测结果存在误差,日内广义负荷实际净负荷与预测值难免存在偏差,如式(1)所示。

$$P_{m,t}^{\text{GL,a}} = P_{m,t}^{\text{GL,f}} - P_{m,t}^{\text{IBDR}} + P_{m,t}^{\text{GL,e}} \quad (1)$$

式中: $P_{m,t}^{\text{GL,a}}$ 为 t 时刻广义负荷 m 的实际净负荷功率; $P_{m,t}^{\text{GL,f}}$ 为最大化利用风电且不开展IBDR时 t 时刻广义负荷 m 的净负荷预测值; $P_{m,t}^{\text{IBDR}}$ 为 t 时刻广义负荷 m 开展IBDR的功率缩减量; $P_{m,t}^{\text{GL,e}}$ 为 t 时刻广义负荷 m 的预测误差,包括分布式新能源最大发电能力的预测误差以及负荷用电需求的预测误差。

考虑广义负荷净负荷较大和较小时的预测误差具有不同的概率分布,广义负荷预测误差的概率分布应是和广义负荷净负荷水平有关的条件概率分布 $f_{m,t}^{\text{GL}}(P_{m,t}^{\text{GL,e}} | P_{m,t}^{\text{GL,f}})$ 。条件概率分布函数可采用分箱进行构建^[15],将 $P_{m,t}^{\text{GL,f}}$ 的取值划分为若干区间 $[P_{m,t}^{\text{GL,f}(b-1)}, P_{m,t}^{\text{GL,f}(b)}]$ ($b=1, 2, \dots, N^{\text{BN}}$),其中 $P_{m,t}^{\text{GL,f}(b)}$ 和 $P_{m,t}^{\text{GL,f}(b-1)}$ 分别为变量 $P_{m,t}^{\text{GL,f}}$ 在第 b 个分箱区间内的取值上限和下限, N^{BN} 为根据样本数量确定的分箱数。在每个区间内,用满足 $P_{m,t}^{\text{GL,f}(b-1)} \leq P_{m,t}^{\text{GL,f}} \leq P_{m,t}^{\text{GL,f}(b)}$ 的历史数据进行概率分布函数拟合即可。

1.2 广义负荷调控成本建模

在现货交易完成后,广义负荷仍可能因新能源发电量小于预期而产生不平衡功率,进而导致供电短缺。设 $\Delta t P_{m,t}^{\text{GL}}(\Delta t$ 为单位时间间隔长度, $P_{m,t}^{\text{GL}}$ 为 t 时刻广义负荷 m 的成交电力)为广义负荷在日前现货市场的成交电量,则广义负荷实际用电需求量与日前购电量的偏差为 $\Delta t(P_{m,t}^{\text{GL,f}} + P_{m,t}^{\text{GL,e}} - P_{m,t}^{\text{GL}})$,对此,广义负荷既可以调动内部的IBDR资源缩减用电需求,也可以在日内现货市场购买更多的电能。 t 时刻广义负荷 m 的日内运行成本期望 $C_{m,t}^{\text{GL}}$ 如式(2)所示, t 时刻广义负荷 m 开展IBDR的补偿费用 $C_{m,t}^{\text{IBDR}}$ 和日内购电成本 $C_{m,t}^{\text{ID}}$ 分别如式(3)和式(4)所示。

$$C_{m,t}^{\text{GL}} = C_{m,t}^{\text{IBDR}} + C_{m,t}^{\text{ID}} \quad (2)$$

$$C_{m,t}^{\text{IBDR}} = \Delta t \rho_{m,t}^{\text{IBDR}} P_{m,t}^{\text{IBDR}} \quad (3)$$

$$C_{m,t}^{\text{ID}} = \Delta t \rho_{m,t}^{\text{ID}} \int_{P_{m,t}^{\text{IBDR}} + P_{m,t}^{\text{GL,e}} - P_{m,t}^{\text{GL,f}}}_{P_{m,t}^{\text{GL,e,max}}} f_{m,t}^{\text{GL}}(P_{m,t}^{\text{GL,e}} | P_{m,t}^{\text{GL,f}}) \times (P_{m,t}^{\text{GL,f}} + P_{m,t}^{\text{GL,e}} - P_{m,t}^{\text{IBDR}} - P_{m,t}^{\text{GL}}) dP_{m,t}^{\text{GL,e}} \quad (4)$$

式中: $\rho_{m,t}^{\text{IBDR}}$ 为需求响应合同中规定的 t 时刻广义负荷 m 开展IBDR的补偿费率,对于现货市场出清模型而言,其为已知的参数; $\rho_{m,t}^{\text{ID}}$ 为 t 时刻广义负荷 m 在日内现货市场的购电意愿价格; $P_{m,t}^{\text{GL,e,max}}$ 为 t 时刻广义负荷 m 的可能最大功率预测误差。

对于内部分布式电源发电量大于预测值的情况,广义负荷用户没有最大化利用内部更加廉价的分布式电源发电量,从而导致机会成本的产生。机会成本是一种隐性的成本,会对市场均衡产生影响。

1.3 IBDR缩减量与申报电力之间的关联关系分析

理论上,将式(2)对 $P_{m,t}^{\text{GL}}$ 求偏导可获得广义负荷的边际成本,再将其作为需求报价曲线上报至现货市场等待统一出清即可。但按现行现货市场运营规则,用户上传的需求报价曲线必须是单一时段内仅含申报电价与申报电量之间的耦合关系,不支持其他变量的申报,而式(2)中还存在除申报电力 $P_{m,t}^{\text{GL}}$ 以外的变量 $P_{m,t}^{\text{IBDR}}$,此外,如何开展IBDR由广义负荷自身决定,交易中心不能干涉广义负荷内部的协调控制行为,因此,在构建广义负荷市场竞价模型前,还需先得到在广义负荷成本最低的目标下IBDR缩减量与广义负荷申报电力间解析的关联关系,然后将其代入式(2)消除 $P_{m,t}^{\text{IBDR}}$,使得 $C_{m,t}^{\text{GL}}$ 中仅含 $P_{m,t}^{\text{GL}}$ 这1个变量。求取 $C_{m,t}^{\text{GL}}$ 关于 $\Delta t P_{m,t}^{\text{IBDR}}$ 的偏导,如式(5)所示。

$$\frac{dC_{m,t}^{\text{GL}}}{d(\Delta t P_{m,t}^{\text{IBDR}})} = \frac{dC_{m,t}^{\text{IBDR}}}{d(\Delta t P_{m,t}^{\text{IBDR}})} + \frac{dC_{m,t}^{\text{ID}}}{d(\Delta t P_{m,t}^{\text{IBDR}})} = \rho_{m,t}^{\text{ID}} \left[F_{m,t}^{\text{GL}}(P_{m,t}^{\text{IBDR}} + P_{m,t}^{\text{GL}} - P_{m,t}^{\text{GL,f}}) - (1 - \rho_{m,t}^{\text{IBDR}} / \rho_{m,t}^{\text{ID}}) \right] \quad (5)$$

式中: $F_{m,t}^{\text{GL}}(\cdot)$ 为概率密度函数 $f_{m,t}^{\text{GL}}(\cdot)$ 对应的累计概率密度函数。

由式(5)可见,广义负荷如何调用内部的IBDR资源与 $\rho_{m,t}^{\text{IBDR}}$ 和 $\rho_{m,t}^{\text{ID}}$ 的相对大小密切相关。对于空调、热水器等温控负荷及电动汽车等储能负荷,其短时间功率缩减对用户的影响较小,对应的调控成本也较小,因此,假设 $\rho_{m,t}^{\text{IBDR}} \leq \rho_{m,t}^{\text{ID}}$ 。事实上,若存在 $\rho_{m,t}^{\text{IBDR}} > \rho_{m,t}^{\text{ID}}$ 的情况,则意味着相较于自身内部调节IBDR,广义负荷在日内现货市场购买更多电能的经济性更优,此时广义负荷将不会调用IBDR资源开展功率缩减。设 $P_{m,t}^{\text{GL,e,min}}$ 为 t 时刻广义负荷 m 可能出现的最小功率预测误差, $P_{m,t}^{\text{GL,min}} = P_{m,t}^{\text{GL,f}} + P_{m,t}^{\text{GL,e,min}}$ 和 $P_{m,t}^{\text{GL,max}} = P_{m,t}^{\text{GL,f}} + P_{m,t}^{\text{GL,e,max}}$ 分别为 t 时刻广义负荷 m 可能出现的最小和最大净负荷。记 $\psi_{m,t}^{\text{GL}} = P_{m,t}^{\text{GL,f}} + H_{m,t}^{\text{GL}}(1 - \rho_{m,t}^{\text{IBDR}} / \rho_{m,t}^{\text{ID}})(H_{m,t}^{\text{GL}}(\cdot)$ 为函数 $F_{m,t}^{\text{GL}}(\cdot)$ 对应的逆函数),则在广义负荷市场成交电力 $P_{m,t}^{\text{GL}}$ 一定的情况下,以广义负荷运行成本

最小为目标的 $P_{m,t}^{\text{IBDR}}$ 的最优取值如下。

对于 $P_{m,t}^{\text{IBDR}, \max} \leq \psi_{m,t}^{\text{GL}} - P_{m,t}^{\text{GL}, \min}$ ($P_{m,t}^{\text{IBDR}, \max}$ 为广义负荷内部 IBDR 资源最大功率缩减能力) 的情况: 当广义负荷市场申报电力满足 $P_{m,t}^{\text{GL}, \min} \leq P_{m,t}^{\text{GL}} < \psi_{m,t}^{\text{GL}} - P_{m,t}^{\text{IBDR}, \max}$ 时, $C_{m,t}^{\text{GL}}$ 关于 $P_{m,t}^{\text{IBDR}}$ 单调递减, 为使控制成本最小, 广义负荷需大力开展 IBDR 进行功率缩减, 此时 $P_{m,t}^{\text{IBDR}} = P_{m,t}^{\text{IBDR}, \max}$; 当广义负荷市场申报电力满足 $\psi_{m,t}^{\text{GL}} - P_{m,t}^{\text{IBDR}, \max} \leq P_{m,t}^{\text{GL}} < \psi_{m,t}^{\text{GL}}$ 时, $C_{m,t}^{\text{GL}}$ 的极小值在 $P_{m,t}^{\text{IBDR}} = \psi_{m,t}^{\text{GL}} - P_{m,t}^{\text{GL}}$ 处取得; 当广义负荷市场申报电力满足 $\psi_{m,t}^{\text{GL}} \leq P_{m,t}^{\text{GL}} \leq P_{m,t}^{\text{GL}, \max}$ 时, $C_{m,t}^{\text{GL}}$ 关于 $P_{m,t}^{\text{IBDR}}$ 单调递增, 为使控制成本最小, 广义负荷不开展 IBDR, 此时 $P_{m,t}^{\text{IBDR}} = 0$ 。可见, $P_{m,t}^{\text{IBDR}}$ 的取值是一个关于 $P_{m,t}^{\text{GL}}$ 的分段线性函数。

对于 $P_{m,t}^{\text{IBDR}, \max} > \psi_{m,t}^{\text{GL}} - P_{m,t}^{\text{GL}, \min}$ 的情况, $P_{m,t}^{\text{IBDR}}$ 的最优取值与 $P_{m,t}^{\text{IBDR}, \max} \leq \psi_{m,t}^{\text{GL}} - P_{m,t}^{\text{GL}, \min}$ 情况下广义负荷市场申报电力处于前 2 种范围时的相同, 由于负荷可缩减范围大, 因此, $P_{m,t}^{\text{IBDR}}$ 不存在 $P_{m,t}^{\text{IBDR}, \max} \leq \psi_{m,t}^{\text{GL}} - P_{m,t}^{\text{GL}, \min}$ 情况下广义负荷市场申报电力处于最后一种范围的取值。

总之, 2 种情况下 $P_{m,t}^{\text{IBDR}}$ 的取值可概括为:

$$P_{m,t}^{\text{IBDR}} = \min \left\{ 0, \max \left\{ P_{m,t}^{\text{IBDR}, \max}, \psi_{m,t}^{\text{GL}} - P_{m,t}^{\text{GL}} \right\} \right\} \quad (6)$$

此外, 对于 IBDR 调节容量是否充裕的问题, 当 $P_{m,t}^{\text{IBDR}, \max} \geq \psi_{m,t}^{\text{GL}} - P_{m,t}^{\text{GL}, \min}$ 时, IBDR 具有充裕的调节容量来解决广义负荷功率的不确定性问题, 且调节容量的充裕程度与 IBDR 的补偿费率 and 用户在日内现货市场的购电意愿价格之比相关。

1.4 广义负荷边际成本建模

将式(6)代入式(2)、(3)并求取 $C_{m,t}^{\text{GL}}$ 对 $\Delta t P_{m,t}^{\text{GL}}$ 的偏导, 可得式(7)。由 1.2 节知, 广义负荷边际成本的物理含义为, 广义负荷在日前现货市场上多购买单位电量时其日内运行成本的减少量, 即当现货市场出清价格 $\rho_t^{\text{MK}} \leq -dC_{m,t}^{\text{GL}}/d(\Delta t P_{m,t}^{\text{GL}})$ 时, 广义负荷成本减少量不小于日前现货市场增加购电的费用(日前现货市场电价), 此时, 广义负荷更倾向于增加日前现货市场的申报量, 而不是在日内现货市场购电或开展 IBDR, 因此可认为 $-dC_{m,t}^{\text{GL}}/d(\Delta t P_{m,t}^{\text{GL}})$ 是广义负荷的需求报价曲线, 同时, $-dC_{m,t}^{\text{GL}}/d(\Delta t P_{m,t}^{\text{GL}})$ 是一个单调非递增函数, 满足需求报价曲线的基本物理特性要求。

$$\frac{dC_{m,t}^{\text{GL}}}{d(\Delta t P_{m,t}^{\text{GL}})} = \begin{cases} \rho_{m,t}^{\text{ID}} \left(F_{m,t}^{\text{GL}} \left(P_{m,t}^{\text{IBDR}, \max} + P_{m,t}^{\text{GL}} - P_{m,t}^{\text{GL}, f} \right) - 1 \right) & P_{m,t}^{\text{GL}, \min} \leq P_{m,t}^{\text{GL}} < \psi_{m,t}^{\text{GL}} - P_{m,t}^{\text{IBDR}, \max} \\ -\rho_{m,t}^{\text{IBDR}} \left(\psi_{m,t}^{\text{GL}} - P_{m,t}^{\text{IBDR}, \max} \leq P_{m,t}^{\text{GL}} < \psi_{m,t}^{\text{GL}} \right) & \psi_{m,t}^{\text{GL}} - P_{m,t}^{\text{IBDR}, \max} \leq P_{m,t}^{\text{GL}} < \psi_{m,t}^{\text{GL}} \\ \rho_{m,t}^{\text{ID}} \left(F_{m,t}^{\text{GL}} \left(P_{m,t}^{\text{GL}} - P_{m,t}^{\text{GL}, f} \right) - 1 \right) & \psi_{m,t}^{\text{GL}} \leq P_{m,t}^{\text{GL}} \leq P_{m,t}^{\text{GL}, \max} \\ \psi_{m,t}^{\text{GL}} \leq P_{m,t}^{\text{GL}} \leq P_{m,t}^{\text{GL}, \max} & \psi_{m,t}^{\text{GL}} \leq P_{m,t}^{\text{GL}} \leq P_{m,t}^{\text{GL}, \max} \end{cases} \quad (7)$$

2 广义负荷参与的现货市场出清模型

如前文所述, 在市场出清模型中对每种主体都进行针对性的建模, 既不满足实际工作量的限制要

求, 也难以保证各种模型之间的评价公平性, 因此, 本文依据我国最新的现货市场运营规则, 从普适性的角度建立市场出清模型。

2.1 备用需求建模

对于 1.2 节中预测误差导致的电能供应短缺的情况, 系统应当留有充足的正备用, 以避免负荷损失, 即:

$$R_{m,t}^{\text{GL}} + P_{m,t}^{\text{GL}} + P_{m,t}^{\text{IBDR}} \geq \phi_{m,t}^{\text{GL}} \quad (8)$$

$$\phi_{m,t}^{\text{GL}} = P_{m,t}^{\text{GL}, f} + H_{m,t}^{\text{GL}} (1 - \alpha) \quad (9)$$

式中: $R_{m,t}^{\text{GL}}$ 为针对 t 时刻广义负荷 m 净功率不确定性而预留的系统备用; α 为备用充裕的置信度。

式(8)中也含有除 $P_{m,t}^{\text{GL}}$ 以外由代理商自行决策的其他变量, 因此, 需要将式(6)代入式(8)中将该变量消除。同时, 由于电力系统对可靠性要求较高, α 取值通常偏小, 不失一般性, 本文假设 $\alpha < \rho_{m,t}^{\text{IBDR}} / \rho_{m,t}^{\text{ID}}$, 对应得到的广义负荷最小备用需求 $R_{m,t}^{\text{GL}, \min}$ 如式(10)、(11)所示。显然, 式(11)为分段线性函数, 进一步引入 0-1 变量替代逻辑判断, 将式(11)整理为式(12)~(15)。可见, 置信度 α 越小, 最小备用需求 $R_{m,t}^{\text{GL}, \min}$ 越大。文献[15]研究如何优化调整 α 以均衡机组的备用与发电能力。目前我国的备用优化核算主要是在备用辅助服务市场中开展, 本文重点关注的是现货市场, 因此, 此处不再赘述。

$$R_{m,t}^{\text{GL}} \geq R_{m,t}^{\text{GL}, \min} \quad (10)$$

$$R_{m,t}^{\text{GL}, \min} = \begin{cases} \phi_{m,t}^{\text{GL}} - P_{m,t}^{\text{GL}} - P_{m,t}^{\text{IBDR}, \max} & P_{m,t}^{\text{GL}, \min} \leq P_{m,t}^{\text{GL}} < \psi_{m,t}^{\text{GL}} - P_{m,t}^{\text{IBDR}, \max} \\ \phi_{m,t}^{\text{GL}} - \psi_{m,t}^{\text{GL}} & \psi_{m,t}^{\text{GL}} - P_{m,t}^{\text{IBDR}, \max} \leq P_{m,t}^{\text{GL}} < \psi_{m,t}^{\text{GL}} \\ \phi_{m,t}^{\text{GL}} - P_{m,t}^{\text{GL}} & \psi_{m,t}^{\text{GL}} \leq P_{m,t}^{\text{GL}} < \phi_{m,t}^{\text{GL}} \\ 0 & \phi_{m,t}^{\text{GL}} \leq P_{m,t}^{\text{GL}} \leq P_{m,t}^{\text{GL}, \max} \end{cases} \quad (11)$$

$$P_{m,t}^{\text{GL}} = P_{m,t}^{\text{GL}, \min} + \sum_{r=1}^4 \delta_{m,r,t}^{\text{RGL}} \quad (12)$$

$$R_{m,t}^{\text{GL}, \min} = R_{m,t}^{\text{GL}(0)} + \sum_{r=1}^4 K_{m,r,t}^{\text{RGL}} \delta_{m,r,t}^{\text{RGL}} \quad (13)$$

$$I_{m,r+1,t}^{\text{RGL}} \delta_{m,r,t}^{\text{RGL}, \max} \leq \delta_{m,r,t}^{\text{RGL}} \leq I_{m,r,t}^{\text{RGL}} \delta_{m,r,t}^{\text{RGL}, \max} \quad (14)$$

$$I_{m,r,t}^{\text{RGL}} - I_{m,r+1,t}^{\text{RGL}} \geq 0 \quad (15)$$

式中: $\delta_{m,r,t}^{\text{RGL}}$ 为 t 时刻广义负荷 m 对 $R_{m,t}^{\text{GL}}$ 分段时在第 r 段内的取值长度, $\delta_{m,r,t}^{\text{RGL}, \max}$ 为第 r 段分段区间的长度; $R_{m,t}^{\text{GL}(0)} = \phi_{m,t}^{\text{GL}} - P_{m,t}^{\text{GL}, \min} - P_{m,t}^{\text{IBDR}, \max}$; $K_{m,r,t}^{\text{RGL}}$ 为 t 时刻广义负荷 m 对 $R_{m,t}^{\text{GL}}$ 分段时在第 r 段的分段斜率, 若 r 为奇数则 $K_{m,r,t}^{\text{RGL}}$ 取值为 -1, 否则为 0; $I_{m,r,t}^{\text{RGL}}$ 为 t 时刻广义负荷 m 对 $R_{m,t}^{\text{GL}}$ 分段时所需的辅助 0-1 变量, 当且仅当 $\delta_{m,r,t}^{\text{RGL}} > 0$ 时, $I_{m,r,t}^{\text{RGL}} = 1$ 。

2.2 不均匀分段的最优报价曲线生成方法

如 1.4 节所述, $-dC_{m,t}^{\text{GL}}/d(\Delta t P_{m,t}^{\text{GL}})$ 可表征广义负荷市场报价 $\rho_{m,t}^{\text{GL}}$ 与申报电力 $P_{m,t}^{\text{GL}}$ 间的耦合关系, 即需求报价曲线。对于多主体参与的电力现货市场, 由于

每种主体的成本函数和功率特性不同,供需报价曲线的函数形式也不同,市场运营商难以将每种函数形式的报价曲线都纳入出清模型中;目前我国电能量市场执行的优先级依次为中长期交易^[16]、日前现货出清、日内现货出清,即广义负荷中长期交易分解后的购电电力 $P_{m,t}^{GL,ML}$ 不大于日前现货市场出清后的用户总购电电力 $P_{m,t}^{GL}$ 。为兼顾上述2点,要求供电商和售电商将自身报价曲线分别简化为横坐标是新增售电量和购电量且分段数不多于规定值 N^{BD} 的阶梯函数。

为满足横坐标为新增购/售电量的要求,将 $-dC_{m,t}^{GL}/d(\Delta t P_{m,t}^{GL})$ 平移为 $-dC_{m,t}^{GL}/d[\Delta t(P_{m,t}^{GL} - P_{m,t}^{GL,ML})]$ 。对于函数形式为分段阶梯函数的要求,可选择2种方法来满足:直接法,用阶梯函数对连续报价曲线进行拟合;间接法,用分段线性函数对效益/成本函数(报价曲线的积分函数)进行拟合,再根据每段内线性函数的斜率推算每段的报价。2种方法如图1所示。

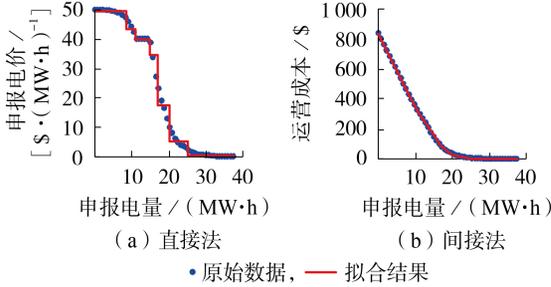


图1 广义负荷报价曲线分段拟合
Fig.1 Piecewise fitting of bidding curve for generalized load

供需报价曲线在现货市场出清模型目标函数中的应用本质上是使需求报价曲线的积分函数与供给报价曲线的积分函数之差最大化。为减小目标函数的拟合误差,本文选择间接法拟合供需报价曲线,将式(7)转化为式(16)~(18)。

$$P_{m,t}^{GL} = P_{m,t}^{GL,ML} + \sum_{s=1}^{N^{BD}} \delta_{m,s,t}^{PGL} \quad (16)$$

$$C_{m,t}^{GL}(P_{m,t}^{GL}) \approx C_{m,t}^{GL}(P_{m,t}^{GL,ML}) + \sum_{s=1}^{N^{BD}} K_{m,s,t}^{PGL} \delta_{m,s,t}^{PGL} \quad (17)$$

$$0 \leq \delta_{m,s,t}^{PGL} \leq \delta_{m,s,t}^{PGL,max} \quad (18)$$

式中: $\delta_{m,s,t}^{PGL}$ 为对 $P_{m,t}^{GL} - P_{m,t}^{GL,ML}$ 进行分段的变量, $\delta_{m,s,t}^{PGL,max}$ 为相应分段线性函数上第 s 段分段区间的长度; $K_{m,s,t}^{PGL}$ 为相应分段线性函数上第 s 段的斜率。

得到的阶梯报价曲线如式(19)所示。

$$\rho_{m,t}^{GL} = -K_{m,s,t}^{PGL} \quad P_{m,t}^{GL(s-1)} \leq P_{m,t}^{GL} \leq P_{m,t}^{GL(s)} \quad (19)$$

式中: $\rho_{m,t}^{GL}$ 为 t 时刻广义负荷 m 的市场报价; $P_{m,t}^{GL(s)}$ 为相应分段线性函数上第 s 段分段区间的断点,满足

$$P_{m,t}^{GL(s)} = P_{m,t}^{GL,ML} + \sum_{v=1}^s \delta_{m,v,t}^{PGL,max}$$

类似地,对常规发电机组的发电成本曲线进行

分段线性拟合,得到的供给报价曲线如式(20)~(23)所示。需要说明的是,由于常规机组启停成本在中长期交易分解等方式制定机组预发电计划 $P_{m,t}^{GL,ML}$ 时已经充分考虑,电力现货市场是进一步深度挖掘供需平衡能力,因此,此处发电成本函数 $C_{n,t}^{GEN}$ 仅包含机组发电运行成本而不包含机组启停成本。

$$P_{n,t}^{GEN} = P_{n,t}^{GEN,ML} + \sum_{s=1}^{N^{BD}} \delta_{n,s,t}^{GEN} \quad (20)$$

$$C_{n,t}^{GEN}(P_{n,t}^{GEN}) \approx C_{n,t}^{GEN}(P_{n,t}^{GEN,ML}) + \sum_{s=1}^{N^{BD}} K_{n,s,t}^{GEN} \delta_{n,s,t}^{GEN} \quad (21)$$

$$0 \leq \delta_{n,s,t}^{GEN} \leq \delta_{n,s,t}^{GEN,max} \quad (22)$$

$$\rho_{n,t}^{GEN} = K_{n,s,t}^{GEN} \quad P_{n,t}^{GEN(s-1)} \leq P_{n,t}^{GEN} \leq P_{n,t}^{GEN(s)} \quad (23)$$

式中: $P_{n,t}^{GEN}$ 为 t 时刻常规发电机组 n 的出力; $P_{n,t}^{GEN,ML}$ 为 t 时刻常规发电机组 n 在中长期交易分解中得到的成交电力; $\delta_{n,s,t}^{GEN}$ 为对 $P_{n,t}^{GEN} - P_{n,t}^{GEN,ML}$ 进行分段的变量, $\delta_{n,s,t}^{GEN,max}$ 为相应分段线性函数上第 s 段分段区间的长度; $\rho_{n,t}^{GEN}$ 为 t 时刻常规发电机组 n 的市场报价; $P_{n,t}^{GEN(s)}$ 为相应分段线性函数上第 s 段分段区间的断点,满足 $P_{n,t}^{GEN(s)} = P_{n,t}^{GEN,ML} + \sum_{v=1}^s \delta_{n,v,t}^{GEN,max}$; $K_{n,s,t}^{GEN}$ 为相应分段线性函数上第 s 段的斜率。

需要说明的是,与式(14)相比,式(18)和式(22)并没有引入辅助0-1变量。式(14)的意义在于保证分段变量 $\delta_{m,r,t}^{RGL}$ 取值的连续性($\delta_{m,r,t}^{RGL}$ 取得最大值后 $\delta_{m,r,t}^{RGL}$ 才能开始取值)。但在市场出清中,需求报价曲线 $\rho_{m,t}^{GL}(P_{m,t}^{GL})$ 的积分最大化,供给报价曲线 $\rho_{n,t}^{GEN}(P_{n,t}^{GEN})$ 的积分最小化,而1.4节中证明 $\rho_{m,t}^{GL}(P_{m,t}^{GL})$ 单调非递增, $\rho_{n,t}^{GEN}(P_{n,t}^{GEN})$ 单调非递减,当市场出清模型取得最优值时,分段变量 $\delta_{m,s,t}^{PGL}$ 和 $\delta_{n,s,t}^{GEN}$ 的取值必定是连续的,因此,式(18)和式(22)不需要引入辅助0-1变量,这将有利于市场出清的快速计算。

2.3 现货市场出清模型及其求解

现行的电力现货市场出清规则是按照排序法,报价高的购买方和报价低的销售方优先成交,直至购买方报价和销售方报价相等时为止。然而,排序法是一种静态方法,无法考虑机组发电功率爬坡等跨时段约束,因此,本文采用更具普适性的优化模型来模拟市场出清。由于第1节已将分布式新能源电源和IBDR资源的影响刻画到广义负荷需求报价曲线中,以便市场出清模型能更加符合当前电力现货市场运营规范,因此,在本节的现货市场出清模型中,不再对分布式新能源电源和IBDR资源进行建模。

2.3.1 目标函数

市场的本质是发现合理价格以及反映供需关系,并最大化利益以及实现供需双赢。通常采用社会福利 W^{MK} 进行定量衡量,如式(24)所示。

$$\max W^{\text{MK}} = \sum_t \sum_m \int_{P_{m,t}^{\text{GL,ML}}}^{P_{m,t}^{\text{GL}}} \rho_{m,t}^{\text{GL}}(P_{m,t}^{\text{GL}}) dP_{m,t}^{\text{GL}} - \sum_t \sum_n \int_{P_{n,t}^{\text{GEN,ML}}}^{P_{n,t}^{\text{GEN}}} \rho_{n,t}^{\text{GEN}}(P_{n,t}^{\text{GEN}}) dP_{n,t}^{\text{GEN}} \quad (24)$$

将式(19)、(23)代入式(24)并写为极小化形式:

$$\min \sum_t \sum_s \left(\sum_m K_{m,s,t}^{\text{PGL}} \delta_{m,s,t}^{\text{PGL}} + \sum_n K_{n,s,t}^{\text{GEN}} \delta_{n,s,t}^{\text{GEN}} \right) \quad (25)$$

2.3.2 约束条件

市场出清须校验电力系统供需平衡及线路负载能力约束,如式(26)~(28)所示。

$$\sum_m P_{m,t}^{\text{GL}} + \sum_i P_{i,t}^{\text{LD}} - \sum_n P_{n,t}^{\text{GEN}} = 0 \quad (26)$$

$$P_{l,t}^{\text{LN}} = \sum_i G_{l,i}^{\text{LN}} \left(\sum_m M_{m,i}^{\text{GL}} P_{m,t}^{\text{GL}} + P_{i,t}^{\text{LD}} - \sum_n M_{n,i}^{\text{GEN}} P_{n,t}^{\text{GEN}} \right) \quad (27)$$

$$P_{l,t}^{\text{LN, min}} \leq P_{l,t}^{\text{LN}} \leq P_{l,t}^{\text{LN, max}} \quad (28)$$

式中: $P_{i,t}^{\text{LD}}$ 为 t 时刻节点 i 上不参与电力现货市场竞价的常规净负荷; $P_{l,t}^{\text{LN}}$ 为 t 时刻线路 l 上传输的有功功率; $P_{l,t}^{\text{LN, max}}$ 和 $P_{l,t}^{\text{LN, min}}$ 分别为 t 时刻线路 l 上传输的有功功率上限和下限; $G_{l,i}^{\text{LN}}$ 为 t 时刻线路 l 的网络功率转移因子; $M_{m,i}^{\text{GL}}$ 和 $M_{n,i}^{\text{GEN}}$ 分别为节点 i 上广义负荷 m 和常规发电机组 n 的网络拓扑关联矩阵元素, 当广义负荷 m 在节点 i 上时, $M_{m,i}^{\text{GL}} = 1$, $M_{n,i}^{\text{GEN}}$ 的取值类似。

在常规发电机组出力特性方面, 除机组出力范围需满足式(20)所示约束外, 还需考虑爬坡特性和预留备用的能力, 分别如式(29)和式(30)所示。

$$\left| P_{n,t}^{\text{GEN}} - P_{n,t-1}^{\text{GEN}} \right| \leq \Delta P_{n,t}^{\text{GEN, max}} \quad (29)$$

$$R_{n,t}^{\text{GEN}} \leq \min \left\{ P_{n,t}^{\text{GEN, max}} - P_{n,t}^{\text{GEN}}, \Delta P_{n,t}^{\text{GEN, max}} \right\} \quad (30)$$

式中: $\Delta P_{n,t}^{\text{GEN, max}}$ 为 t 时刻常规发电机组 n 的最大爬坡能力; $R_{n,t}^{\text{GEN}}$ 为 t 时刻常规发电机组 n 预留的备用容量。

结合式(13), 本文考虑机组应预留充足的备用以应对日内的电力平衡, 见式(31)。备用如何分配、出清、调用、结算等则在备用辅助服务市场中考虑。

$$\sum_m R_{m,t}^{\text{GL, min}} - \sum_n R_{n,t}^{\text{GEN}} \leq 0 \quad (31)$$

2.3.3 模型总结与求解

综上所述, 本文构建的计及广义负荷不确定性和IBDR的电力现货市场出清模型的目标函数为式(25), 约束条件为式(12)~(16)、(18)、(20)、(22)、(26)~(31)。该出清模型为混合整数线性规划问题, 本文选用YALMIP/CPLEX进行求解。

按最新现货市场运营规则, 将广义负荷功率 $P_{m,t}^{\text{GL}}$ 对应的最优解 $P_{m,t}^{\text{GL}(\ast)}$ 和常规机组出力 $P_{n,t}^{\text{GEN}}$ 对应的最优解 $P_{n,t}^{\text{GEN}(\ast)}$ 代入报价曲线中, 从供需双方角度分别计算出清结果对应的报价值 $\rho_{m,t}^{\text{GL}}(P_{m,t}^{\text{GL}(\ast)})$ 和 $\rho_{n,t}^{\text{GEN}}(P_{n,t}^{\text{GEN}(\ast)})$, 两者的平均值为最终的市场出清价格 ρ_t^{MK} , 即:

$$\rho_t^{\text{MK}} = \frac{\min_m \left\{ \rho_{m,t}^{\text{GL}}(P_{m,t}^{\text{GL}(\ast)}) \right\} + \max_n \left\{ \rho_{n,t}^{\text{GEN}}(P_{n,t}^{\text{GEN}(\ast)}) \right\}}{2} \quad (32)$$

3 算例分析

本文以IEEE 30节点系统进行仿真, 该系统包含6台常规发电机组, 总装机容量为510 MW, 机组发电成本函数采用经典的二次函数进行模拟, 网络拓扑参数和机组经济系数参考文献[17]。假设仿真设置的典型日中, 总用电需求日前预测最大值为300 MW, 分布式风电总出力预测最大值为95 MW。风电与负荷的预测、实测数据选自比利时电网近两年的实际运行结果[18], 分别见图2、3。IBDR的最大可缩减量为最大用电需求的5%, 用户在日内现货市场的购电意愿价格 $\rho_{m,t}^{\text{ID}} = 50 \text{ \$/ (MW} \cdot \text{h)}$, IBDR的补偿费率 $\rho_{m,t}^{\text{IBDR}} = 80\% \rho_{m,t}^{\text{ID}}$, 报价曲线最大分段数 $N^{\text{BD}} = 10$, 系统备用充裕的置信度 $\alpha = 0.05$ 。此外, 由于中长期交易的最优分解问题不是本文讨论的重点, 为减少中长期交易对日前现货交易的影响, 以广义负荷和常规发电机组的最小报量为基础, 按机组容量等比例分配的原则进行中长期交易分解, 见图3。

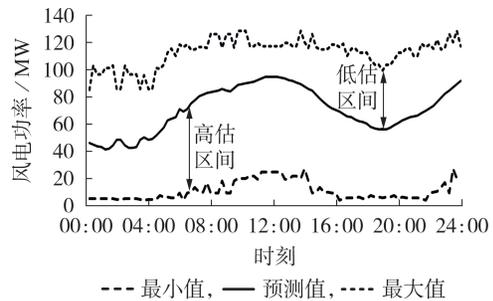
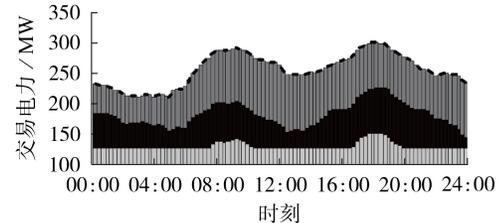
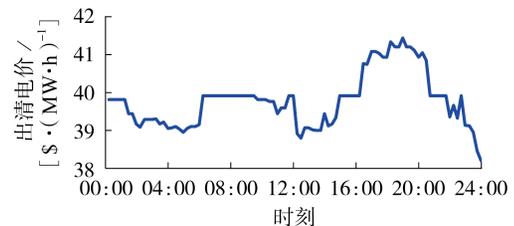


图2 风电功率预测值

Fig.2 Forecasting values of wind power



(a) 出清电力



(b) 出清电价

图3 广义负荷的市场出清结果

Fig.3 Market clearing results of generalized load

3.1 典型日交易情况分析

典型日的日前现货市场出清电力和出清电价如

图3所示。我国建设电力现货市场的重要目的之一是提升新能源的消纳能力,以助力“双碳”目标的实现,因此,本节验证本文所提报价方法能够正确关联新能源出力水平与源、荷平衡情况。

由图2和图3可见,共出现了4个典型场景:在03:00—06:00,负荷处于夜间低谷水平,虽然风电出力也较低,符合调峰的趋势,但负荷水平已达到当日最低值,过低的需求量仍然使得出清电价低于当日平均电价,但就电价下降幅度而言,此时电价下降的幅度低于24:00即将进入次日低谷时下降的幅度;在08:00—12:00,负荷处于早高峰水平,风电出力也开始爬升,源、荷平衡使得出清电价在平均值附近;在12:00—16:00,负荷处于腰荷低谷水平,而风电出力却达到当日最大值,此时系统出现供大于求的情况,出清电价降低,引导常规发电机组减少出力调峰以消纳过剩的风能;在16:00—21:00,负荷处于晚高峰水平,而风电出力却开始下降并达到低谷,此时系统出现供不应求的情况,出清电价提高,激励常规发电机组增加出力顶峰以避免缺电危机。

3.2 经济性与价格灵敏度分析

典型日购电成本和售电收益如表1所示。由1.3节可知,对报价曲线影响最大的是 $\rho_{m,t}^{IBDR} / \rho_{m,t}^{ID}$,为验证IBDR补偿费率对竞价结果的影响,本文分别取 $\rho_{m,t}^{IBDR} / \rho_{m,t}^{ID}$ 为75%、80%、85%和90%进行分析。

表1 典型日购电成本和售电收益

Table 1 Electricity purchasing costs and selling incomes in typical day

对象	参数	参数值 / \$			
		75%	80%	85%	90%
广义负荷	市场购电成本	40882	51145	54754	54958
	不平衡成本期望	29308	19596	16929	16714
	总成本期望	70190	70741	71683	71673
常规发电机组	市场售电收益	40882	51145	54754	54958
	发电成本	38646	48904	51653	51874
	净收益	2236	2240	3101	3084

注:表头中数据为 $\rho_{m,t}^{IBDR} / \rho_{m,t}^{ID}$ 取值。

由表1可知:在 $\rho_{m,t}^{IBDR} / \rho_{m,t}^{ID}$ 由75%增至85%的过程中,市场交易额逐渐增加,这是由于IBDR的补偿费率提高导致广义负荷需求报价曲线上移,从而使均衡点出清电价提高以及市场交易电量增加,因此,市场交易额也增加;当 $\rho_{m,t}^{IBDR} / \rho_{m,t}^{ID}$ 超过85%后,除因分段线性化导致的误差外,日前现货市场交易额无明显变化,这说明此时IBDR的补偿费率在大多数情况下高于常规发电机组边际发电成本,用户更倾向于从更廉价的常规发电机组购电来解决不平衡功率问题。

3.3 不同IBDR能力对比

本节分析IBDR最大负荷缩减量对广义负荷报价曲线和日前现货市场均衡的影响。令 $P_{m,t}^{IBDR,max}$ 在0~10%的最大用电需求区间内取值,得到广义负荷

和常规发电机组的成本、收益变化,如图4所示。

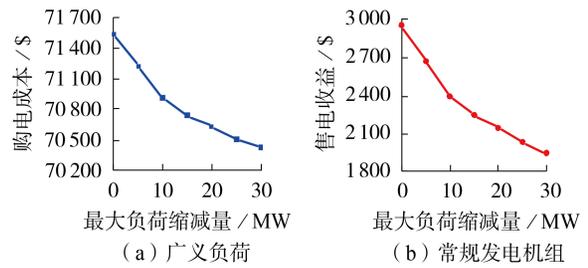


图4 不同IBDR能力下多市场主体的利益变化

Fig.4 Change of interest for multiple market entities under different IBDR abilities

由图4可知,随着IBDR负荷缩减能力的不断增强,广义负荷的购电成本随之降低,但常规发电机组的售电收益也会随之降低,这主要是由于随着IBDR负荷缩减能力的增强,广义负荷需求报价曲线在 $[0, \psi_{m,t}^{GL} - P_{m,t}^{GL,ML}]$ 区间内下移,均衡点也随之下移,出清电价降低,此外,当常规发电机组的边际发电成本超过IBDR的补偿费率时,广义负荷面对供电紧缺的场景更倾向于开展负荷缩减而不是从市场购电,负荷缩减量的增加挤占了常规发电机组的发电空间,这导致市场交易电量减少,出清电价的降低与出清电量的减少使得市场交易额减少。

IBDR能力对市场出清电价的影响见图5。由图5(a)可见,出清电价降低。由图5(b)可见,随着IBDR负荷缩减能力的不断增强,出清后的电价曲线在时间维度上的总体标准差降低,即电价曲线更平稳,波动较小,由此可知,IBDR的应用可以解决因新能源电源参与市场竞价而引发的价格变化剧烈的问题。

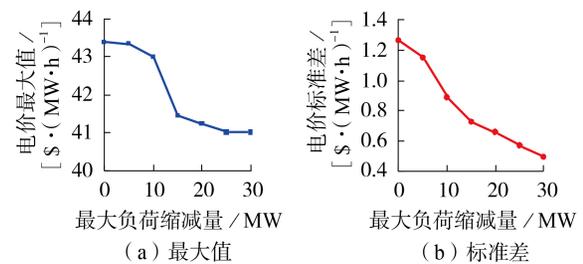


图5 IBDR能力对市场出清电价的影响

Fig.5 Influence of IBDR ability on market clearing price

3.4 报价曲线最大分段数的影响

本节在3.1节典型场景仿真结果的基础上,进一步分析当报价曲线最大分段数变化时出清结果的变化。在2.2节中,分段的阶梯报价曲线实质上对应着原始连续的报价曲线的拟合结果,因此,最大分段数对竞价结果的影响主要体现为报价曲线分段线性化对应的拟合误差。本文假设分段数超过50时,拟合

误差可以忽略不计,在此前提下,分别设置最大分段数为5、10、15和50,得到的广义负荷总成本期望和常规发电机组净售电收益如表2所示。

表2 报价曲线最大分段数的影响

Table 2 Influence of maximum stepwise numbers of bidding curve

对象	参数	参数值			
		5	10	15	50
广义负荷	总成本期望 / \$	70902	70741	70605	70582
	相对误差 / %	0.45	0.23	0.03	—
常规发电机组	净售电收益 / \$	2405	2240	2117	2095
	相对误差 / %	14.80	6.92	1.05	—

注:表中数据为最大分段数的取值。

由表2可知:随着最大分段数的逐渐增加,广义负荷总成本期望和常规发电机组净售电收益的相对误差逐渐减小,且由于常规发电机组净售电收益的基数较小,其相对误差受最大分段数的影响更大;当最大分段数由5增至10时,相对误差明显减小,而当最大分段数达到15时,相对误差几乎可以忽略,因此,从计算精度的角度出发,报价曲线的最大分段数取10~15较为合理,当然,出清算法的精度虽然很重要,但计算的时效性、数据存储的容量等各方面要求也需要兼顾,在实际市场运营中,最大分段数的选取还需要综合考虑市场参与者的数量、出清路径复杂性等多种客观限制因素,因此,最大分段数的选择还需根据实际情况进行动态调整。

4 结论

本文聚焦含IBDR资源的广义负荷参与日前电力现货市场的问题,推导了广义负荷发用电不确定性对其需求报价曲线的影响,并在目前实际电力现货市场运营模式下构建了相应的市场出清模型。通过仿真分析得到如下结论:

1) 广义负荷合理申报其需求报价曲线是用户侧参与电力现货市场的重要前提,本文设计的广义负荷报价曲线申报方法可有效关系统源、荷平衡情况,为通过市场机制深度消纳分布式新能源奠定基础;

2) 在广义负荷净功率概率分布函数确定的情况下,IBDR的负荷缩减量和IBDR的补偿费率与用户在日内现货市场的购电意愿价格之比之间存在分段线性相关关系;

3) 在电力现货市场竞争中考虑广义负荷的IBDR能力,可以平缓出清价格曲线,以解决因分布式新能源电源输出的不确定性和间歇性而导致的价格曲线波动性大的问题。

除了本文关注的广义负荷内部分布式新能源外,集中式新能源也参与电力现货市场,此外,中长期交易也是电能量市场的重要组成部分,笔者后续将研究分布式与集中式新能源在市场中的关联关系

以及广义负荷参与市场模式下电力中长期交易和现货市场之间的最优配合方法。

参考文献:

- [1] 国家能源局华中监管局. 华中能源监管局关于印发《新型市场主体参与华中电力调峰辅助服务市场规则(试行)》的通知[EB/OL]. [2021-12-10]. <http://hzj.nea.gov.cn/adminContent/initViewContent.do?pk=D2CA18E0DD120F55E050A8C0C1C82B5E>.
- [2] 简川黔,刘继春,蒲天骄,等. 共建共享模式下考虑需求响应的多售电主体风光储能容量优化方法[J]. 电力自动化设备,2021,41(9):206-214.
JIAN Chuanqian, LIU Jichun, PU Tianjiao, et al. Wind-photovoltaic-storage capacity optimization method for multiple electricity sell entities considering demand response under co-construction and sharing mode[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(9): 206-214.
- [3] 孙国强,袁智,许晓慧,等. 碳排放约束下虚拟电厂鲁棒优化竞标模型[J]. 电力自动化设备,2017,37(2):97-103.
SUN Guoqiang, YUAN Zhi, XU Xiaohui, et al. Bidding model based on robust optimization for virtual power plant under carbon emission constraint[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(2): 97-103.
- [4] 孙大雁,关立,黄国栋,等. 跨区域省间富余可再生能源电力现货交易的实践和思考[J]. 电力系统自动化,2022,46(5):1-11.
SUN Dayan, GUAN Li, HUANG Guodong, et al. Practice and reflection on trans-regional and cross-provincial electricity spot trading for surplus renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(5): 1-11.
- [5] 陈新和,裴玮,邓卫. 基于代理模型的分布式能源现货市场运营模式[J]. 电力自动化设备,2020,40(10):107-116.
CHEN Xinhe, PEI Wei, DENG Wei. Surrogate model based operation mode of distributed energy spot market[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(10): 107-116.
- [6] 陈青,吴明兴,刘英琪,等. 面向风电市场化消纳的现货电能量-辅助服务联合运营机制[J]. 电力自动化设备,2021,41(3):179-188.
CHEN Qing, WU Mingxing, LIU Yingqi, et al. Joint operation mechanism of spot electric energy and auxiliary service for wind power market-oriented accommodation[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(3): 179-188.
- [7] 段秦刚,陈永椿,王一,等. 电力现货市场下激励型需求响应交易机制及出清模型[J]. 电力建设,2021,42(6):145-156.
DUAN Qingang, CHEN Yongchun, WANG Yi, et al. Trading mechanism and clearing model of incentive demand response in electricity spot market[J]. Electric Power Construction, 2021, 42(6): 145-156.
- [8] 龚超,张轩,赵越,等. 考虑虚拟电厂可调能力的综合需求响应市场出清策略[J]. 南方电网技术,2021,15(12):56-65.
GONG Chao, ZHANG Xuan, ZHAO Yue, et al. Market clearing strategy of integrated demand response considering adjustable capacity of virtual power plant[J]. Southern Power System Technology, 2021, 15(12): 56-65.
- [9] 宋大为,尹硕,何洋,等. 基于虚拟电厂的多元小微主体参与现货市场的竞价策略[J]. 南方电网技术,2021,15(9):75-84.
SONG Dawei, YIN Shuo, HE Yang, et al. Bidding strategy of multiple small and micro entities participating in the spot market based on virtual power plant[J]. Southern Power System Technology, 2021, 15(9): 75-84.
- [10] 周步祥,曹强,臧天磊,等. 基于区块链的微电网双层博弈电力交易优化决策[J/OL]. 电力自动化设备. [2022-01-24]. <https://kns.cnki.net/kcms/detail/detail.aspx?dbcode=CAPJ&>

- dbname=CAPJLAST&filename=DLZS20211215000&uniplatform=NZKPT&v=VaGYngl9_h_Terx1HzfbcMN2bl-Lzv11i62J0e8AG8-UvWTlWwYDoxlyGnH98y1.
- [11] 王珉,张华君,张少华. 风电和电动汽车组成虚拟电厂参与电力市场的博弈模型[J]. 电力系统自动化,2019,43(3):155-162.
WANG Xian,ZHANG Huajun,ZHANG Shaohua. Game model of electricity market involving virtual power plant composed of wind power and electric vehicles[J]. Automation of Electric Power Systems,2019,43(3):155-162.
- [12] 江岳文,陈梅森,温步瀛. 基于鲁棒后悔度的含风电日前和日内市场两阶段出清优化[J]. 电力系统自动化,2019,43(9):59-67.
JIANG Yuewen,CHEN Meisen,WEN Buying. Robust regret based two-stage clearing optimization of day-ahead and intra-day markets with wind power[J]. Automation of Electric Power Systems,2019,43(9):59-67.
- [13] 杨佳澄,翟晓鹤,谭忠富,等. 基于相对鲁棒CVaR的高不确定性机组日前竞价申报优化[J]. 电网技术,2021,45(11):4366-4376.
YANG Jiacheng,ZHAI Xiaohe,TAN Zhongfu,et al. Day-ahead bidding optimization for high-uncertainty units based on relatively robust conditional value at risk[J]. Power System Technology,2021,45(11):4366-4376.
- [14] 江婷,王旭,蒋传文,等. 数据驱动下风电-抽蓄联合参与日前-实时市场随机鲁棒竞价策略[J]. 电网技术,2022,46(2):481-495.
JIANG Ting,WANG Xu,JIANG Chuanwen,et al. Optimal hybrid stochastic robust bidding strategy of wind and hydraulic pumped storage jointly participating in day-ahead and real-time market using data-driven method[J]. Power System Technology,2022,46(2):481-495.
- [15] 唐程辉. 含大规模风电电力系统随机经济调度研究[D]. 武汉:武汉大学,2018.
- TANG Chenghui. Research on stochastic economic dispatch in power system with large-scale wind power integration[D]. Wuhan:Wuhan University,2018.
- [16] 许喆,陈玮,丁军策. 两级交易模式下南方区域省间中长期交易机制优化路径[J]. 电力自动化设备,2022,42(3):175-181.
XU Zhe,CHEN Wei,DING Junce. Optimization path of inter-provincial medium- and long-term transaction mechanism in Southern China under two-level transaction mode[J]. Electric Power Automation Equipment,2022,42(3):175-181.
- [17] 刘继,徐箭,孙元章,等. 考虑风电功率序列时间相关性的电力系统动态经济调度[J]. 电力系统自动化,2019,43(3):43-50,91.
LIU Ji,XU Jian,SUN Yuanzhang,et al. Dynamic economic dispatch of power system considering temporal correlation of wind power sequence[J]. Automation of Electric Power Systems,2019,43(3):43-50,91.
- [18] Elia. Transparency on grid data[EB/OL]. [2022-02-01]. <https://www.elia.be/en/grid-data>.

作者简介:



魏聪颖

魏聪颖(1993—),男,工程师,博士,主要研究方向为电力系统调度运行控制技术(E-mail:weicongying@whu.edu.cn);

汪 旻(1981—),男,高级工程师,博士,主要研究方向为电力系统调度运行控制技术(E-mail:wangy@cc.sgcc.com.cn);

徐 浩(1988—),男,高级工程师,硕士,主要研究方向为电力系统调度运行控制技术(E-mail:xuhao11@cc.sgcc.com.cn)。

(编辑 王锦秀)

Bidding method of electricity spot market considering uncertainty of generalized load and incentive-based demand response

WEI Congying¹,WANG Yang¹,XU Hao¹,XU Jian²,SUN Yuanzhang²

(1. Central China Branch of State Grid Corporation of China,Wuhan 430077,China;

2. School of Electrical Engineering and Automation,Wuhan University,Wuhan 430072,China)

Abstract: Based on the current operation mechanism of electricity spot market in China, a bidding method for the generalized loads participating in the day-ahead electricity spot market is proposed considering the power forecasting uncertainty of distributed power generation and consuming units and the power adjustment ability of incentive-based demand response, and the corresponding market clearing model is constructed. The conditional probability distribution of net power forecasting error of the generalized loads is statistically obtained, the cost functions of intra-day electricity purchasing expectation and demand response compensation of the generalized loads are deduced, the relationship among the response quantity of incentive-based demand response, quoted electricity price, and quoted electricity quantity of the generalized loads is revealed, so that the multivariate and stochastic bidding curve of the generalized loads is equivalently transform to a univariate deterministic bidding curve, which is accord with the market uniform standard. The optimal uneven segmentation technology is adopted to transform the continuous bidding curve to a standard discrete ladder curve, which is added to the dynamic market clearing model for bidding and clearing. The simulative results verify the describing ability of clearing electricity price to the balance condition between the power generation of distributed renewable energy and the power consumption of loads.

Key words: electricity spot market; generalized load; incentive-based demand response; uncertainty; market clearing