

DOI: 10.12158/j.2096-3203.2023.06.026

两种第三方主体参与的现货市场出清模式比较

赵晋泉^{1,2}, 吴天娇¹, 林孙奔³, 周竞⁴, 耿建⁴

(1. 河海大学能源与电气学院, 江苏 南京 210098; 2. 上海电力大学电气工程学院, 上海 201306; 3. 国网浙江省电力有限公司, 浙江 杭州 310007; 4. 中国电力科学研究院有限公司(南京), 江苏 南京 210003)

摘要:随着高比例新能源接入电力系统, 常规机组开机减少, 系统备用容量不足, 需要充分挖掘第三方主体的备用能力。文中提出并比较了第三方主体参与备用辅助服务的2种现货市场出清模式: 电能量和机组备用联合出清+第三方主体备用单独出清模式、电能量和两侧备用联合出清模式。首先结合市场发展阶段、备用资源紧缺程度等方面分析了2种出清模式的优缺点; 然后, 给出了2种市场模式下的出清模型, 并分析了第三方主体参与对市场出清结果的影响及其费用和收益情况; 最后, 采用改进的IEEE 30节点系统进行了仿真, 结果表明电能量和两侧备用联合出清模式可以更加充分调用第三方主体的备用, 降低系统发电和备用总成本。

关键词:电能量市场; 备用辅助服务市场; 第三方主体; 联合出清模式; 顺序出清机制; 出清模型

中图分类号: TM73

文献标志码: A

文章编号: 2096-3203(2023)06-0241-08

0 引言

风电光伏等新能源大规模并网后, 常规机组开机占比减小, 导致源侧提供的备用容量减少, 系统备用容量存在不足风险。需求侧储能、电动汽车、电采暖、虚拟电厂和可调负荷等第三方主体可以为系统提供备用辅助服务, 有效缓解电网备用不足风险^[1-2]。长期以来, 我国采用邀约、合约等方式允许有条件停电的需求侧资源作为紧急备用以应对系统小概率高风险的容量事故^[3]。随着电力市场建设的推进, 第三方主体将通过市场方式提供备用辅助服务。如何设计涵盖源侧常规机组备用与荷侧第三方主体备用的市场出清机制, 靠市场化手段来优化备用资源配置, 成为亟待解决的问题。

目前对第三方主体提供备用服务的研究主要是基于成本效益的备用模型分析^[4-5], 基于资源特性的备用响应能力^[6-8]和聚合模型^[9-11]分析, 第三方主体参与备用的市场机制与出清模型研究较少。我国多数电力现货试点省份明确规定了第三方主体可以参与旋转备用市场, 第三方主体备用辅助服务需求量由调度机构确定, 其提供的备用辅助服务和火电提供的备用分开出清^[12]。第三方主体备用也可与源侧备用进行市场竞价^[13-15], 但火电机组提供电能量和备用存在容量耦合关系, 当市场主体中包括火电机组时, 需要协调备用和电能量市场。

对于仅源侧主体参与的市场, 国内外不同电力市场中电能量与备用辅助服务市场的出清机制各不相同, 主要存在顺序出清和联合出清两种。在市场实践中, 以美国PJM为代表的集中式电力市场多采用联合出清^[16], 以英国为代表的分散式电力市场则多采用顺序出清^[17]。我国现货试点省份对电能量和备用联合出清机制进行了探索^[18], 蒙西的电能量市场出清前进行备用市场的预出清^[19], 其他区域大多尚未建立市场化的备用交易机制, 按照“两个细则”对源侧备用资源进行补偿^[20]。

第三方主体参与备用竞争后, 市场机制的差异将对电能量和备用出清结果以及第三方主体的费用和收益产生较大影响, 因此研究第三方主体参与的现货市场出清模式, 即电能和备用辅助服务市场机制, 进行效益及影响分析具有重要的现实意义。

文中提出和对比了2种第三方主体参与的现货市场出清模式。首先根据第三方主体备用是否单独划分, 给出了电能量和机组备用联合出清+第三方主体备用单独出清、电能量和两侧备用联合出清2种市场机制, 并建立了出清模型。然后分析了第三方主体参与备用对市场出清的影响。最后通过算例分析了2种出清机制的市场经济性、出清价格和第三方主体的费用和收益, 结果表明电能量和两侧备用联合出清模式可以更加充分调用第三方主体的备用, 降低系统发电和备用总成本。

1 电能量和备用市场机制设计

1.1 申报方式和交易标的

文中的电能量与备用市场仅针对日前现货市

收稿日期: 2023-05-25; 修回日期: 2023-08-19

基金项目: 国家电网有限公司科技项目“可调负荷参与电网辅助服务的商品体系、出清模型及算法研究”

场。备用辅助服务仅为正备用^[21],新能源预测偏差通过实时电能量市场出清来考虑。由于不同种类的备用存在复杂耦合关系,为简明起见文中设计的出清模式仅涉及一种备用。文中参与电能量市场竞价火电机组默认参与备用市场且报价为0。第三方主体申报其各时段提供的最大备用容量和价格。此时,火电机组报价为0确保了在同台竞价时火电机组备用优先出清。需要指出的是,在仅火电参与的联合市场中,若火电机组备用报价不为0,则备用出清价格包括备用边际机组的报价与备用边际机组的机会成本^[20]。通常来说,电能量报价较低的火电机组为了中标较多的电能量,将申报较高的备用价格以减少备用的中标,这将进一步提高备用价格。因此,在多主体参与的电能量和备用市场中,为了确保火电备用优先出清,且反映备用的真实成本,火电机组不参与备用报价,缺省报价为0。

1.2 市场出清模式

基于第三方主体备用是否与机组备用同时出清,含第三方主体备用的电能量和备用辅助服务市场出清机制可分为以下2种模式。

(1) 模式1:电能量和机组备用联合出清,然后第三方主体备用出清。该模式分为2个阶段。阶段1,电能量和备用联合出清;阶段2,若机组备用无法满足系统需求,启动第三方主体备用辅助服务市场。

模式1量化了机组备用机会成本^[22],第三方主体参与不会影响机组组合及电量和备用在源侧主体间的出清分布。但阶段1系统中机组备用不充裕时,备用价格会上升,带动电能量价格上升^[23]。

(2) 模式2:电能量和两侧备用联合出清,即该模式只有1个阶段。目前市场中,电能量、机组备用、第三方主体备用辅助服务联合出清。

模式2下,部分低报价第三方主体备用出清将先于部分机会成本较高的机组备用出清,会降低电能量、备用出清价格及其波动程度。但模式2下市场组织复杂,对信息透明度要求高,适合备用资源紧缺度高的成熟电力市场。

不同区域电网的系统运营商应结合市场发展阶段,根据历史出清情况,分析区域内电能量和备用资源的紧缺程度,选择相应的市场出清机制。

1.3 市场结算机制

系统运营商可按照“两个细则”对提供备用的火电机组进行补偿^[24],对于第三方主体提供的备用服务,文中建议采用统一边际出清的方式,系统运营商以边际出清价格向第三方主体采购备用辅助服务,由全部用户按用电比例分摊备用费用。

2 电能量和备用市场出清模型

2.1 模式1对应的出清模型

阶段1:仅火电机组参与的联合市场出清模型。

电能量、备用和启停成本最小目标函数如下:

$$\min F_1^{\text{co}} = \sum_{i=1}^{N_c} \sum_{t=1}^T (F_{i,t}(P_{i,t}) + S_{i,t}) + M \sum_{t=1}^T R_{V,t,D} \quad (1)$$

式中: $F_{i,t}(P_{i,t})$ 、 $S_{i,t}$ 分别为时段 t 火电机组 i 的电能量成本和启停成本; $P_{i,t}$ 为时段 t 火电机组 i 中标出力; N_c 为参与市场的火电机组数量; T 为交易时段数; $R_{V,t,D}$ 为时段 t 备用不足量,也就是需要第三方主体提供的备用容量; M 为价格系数,一般为区域历史电能量成本的 10^n 倍, $n \geq 3$ 。式(1)中第1项为系统电能量成本和启停成本最小,第2项为第三方主体备用成本最小。由于 M 值很大,机组备用将优先出清。

火电机组电能量报价采用单调递增的分段报价曲线,电能量成本为分段线性函数^[25]。

$$F_{i,t}(P_{i,t}) = \sum_{k=1}^K \lambda_{i,k} P_{i,t,k} \quad (2)$$

$$S_{i,t} = y_{i,t}(1 - y_{i,t-1})C_i^U + y_{i,t-1}(1 - y_{i,t})C_i^D \quad (3)$$

式中: K 为火电机组电能量报价分段数; $\lambda_{i,k}$ 为火电机组 i 第 k 段的申报电价; $P_{i,t,k}$ 为时段 t 火电机组 i 第 k 段的中标出力; $y_{i,t}$ 为时段 t 火电机组 i 的启停状态, $y_{i,t} = 1$ 表示开机, $y_{i,t} = 0$ 表示停机; C_i^U 、 C_i^D 分别为火电机组 i 开启和关停单位次数的成本。

约束条件包括:

(1) 功率平衡约束。

$$\sum_{i=1}^{N_c} P_{i,t} + \sum_{w=1}^{N_w} P_{w,t} = P_{D,t} \quad (4)$$

式中: $P_{w,t}$ 为时段 t 风电机组 w 中标出力; $P_{D,t}$ 为系统负荷需求; N_w 为参与市场的风电机组数量。

(2) 新能源出力约束。

$$0 \leq P_{w,t} \leq P_{w,t}^F \quad (5)$$

式中: $P_{w,t}^F$ 为时段 t 风电机组 w 预测出力。

(3) 火电容量约束。

$$y_{i,t}P_i^{\min} \leq P_{i,t} \leq y_{i,t}P_i^{\max} \quad (6)$$

式中: P_i^{\max} 、 P_i^{\min} 分别为火电机组 i 申报的最大和最小出力。

(4) 火电机组有功和备用耦合关系约束。

$$P_{i,t} + R_{i,t} \leq P_i^{\max} \quad (7)$$

式中: $R_{i,t}$ 为时段 t 火电机组 i 中标的备用容量。

(5) 火电爬坡约束。

$$-P_{i,D} \leq P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq P_{i,U} \quad (8)$$

式中: $P_{i,U}$ 、 $P_{i,D}$ 分别为火电机组 i 的向上、向下爬坡速率。

(6) 火电最小连续开停机时间约束。

$$T_{i,t,D} - (y_{i,t} - y_{i,t-1})T_{i,D} \geq 0 \quad (9)$$

$$T_{i,t,U} - (y_{i,t-1} - y_{i,t})T_{i,U} \geq 0 \quad (10)$$

式中: $T_{i,t,D}$ 、 $T_{i,t,U}$ 分别为火电机组 i 时段 t 的开机和停机时长; $T_{i,D}$ 、 $T_{i,U}$ 分别为火电机组 i 的最小开机和停机时长。

(7) 备用需求约束。

$$\sum_{i=1}^{N_C} R_{i,t} + R_{V,t,D} = R_{D,t} \quad (11)$$

$$R_{V,t,D} \geq 0 \quad (12)$$

式中: $R_{D,t}$ 为系统时段 t 的备用需求。

(8) 火电机组备用爬升速率约束^[26]。

$$0 \leq R_{i,t} \leq R_i^{\max} \quad (13)$$

式中: R_i^{\max} 为火电机组 i 的紧急最大向上爬坡量。

(9) 网络安全约束。

$$-P_{l,\max} \leq \sum_{i=1}^{N_C} G_{i,l}P_{i,t} + \sum_{w=1}^{N_W} G_{w,l}P_{w,t} - \sum_{m=1}^{N_{LD}} G_{m,l}P_{m,t} \leq P_{l,\max} \quad (14)$$

式中: $P_{l,\max}$ 为支路 l 的有功限值; $G_{i,l}$ 、 $G_{w,l}$ 、 $G_{m,l}$ 分别为火电机组 i 、风电机组 w 、负荷 m 所在节点对支路 l 的功率转移因子; N_{LD} 为负荷节点数目; $P_{m,t}$ 为负荷节点 m 时段 t 的负荷功率。

上述模型的决策变量是各时段火电机组出力 $P_{i,t}$ 、 $R_{i,t}$ 、各机组启停状态 $y_{i,t}$ 和时段 t 备用不足量 $R_{V,t,D}$ 。求解上述模型,可以得到火电机组的有功和备用出清结果。火电机组仅申报了发电价格,并未申报备用价格,但是基于其机会成本的差异可得到火电机组的备用出清结果。

当阶段 1 的出清结果 $R_{V,t,D}$ 不为 0 时,表明机组备用不能满足系统需求,需要开启阶段 2 的第三方主体备用辅助服务市场。

阶段 2: 第三方主体备用市场出清模型。

第三方主体总备用费用最小目标函数如下:

$$\min F_{\text{res}} = \sum_{j=1}^{N_V} \sum_{t=1}^T C_{V,j,t} R_{V,j,t} \quad (15)$$

式中: $R_{V,j,t}$ 为时段 t 第三方主体 j 中标的备用容量; $C_{V,j,t}$ 为时段 t 第三方主体 j 的备用报价; N_V 为参与市场的第三方主体数量。

约束条件包括:

(1) 备用需求约束。

$$\sum_{j=1}^{N_V} R_{V,j,t} = R_{V,t,D} \quad (16)$$

(2) 第三方主体备用容量约束。

$$0 \leq R_{V,j,t} \leq R_{V,j,t}^{\max} \quad (17)$$

式中: $R_{V,j,t}^{\max}$ 为时段 t 第三方主体 j 中标的备用容量最大值。

上述出清模型的决策变量是第三方主体各时段的 $R_{V,j,t}$ 。

2.2 模式 2 对应的出清模型

电能量、备用和启停成本最小目标函数如下:

$$\min F_2^{\text{co}} = \sum_{i=1}^{N_C} \sum_{t=1}^T (F_{i,t}(P_{i,t}) + S_{i,t}) + \sum_{j=1}^{N_V} \sum_{t=1}^T C_{V,j,t} R_{V,j,t} \quad (18)$$

约束条件包括: 备用需求约束。

$$\sum_{i=1}^{N_C} R_{i,t} + \sum_{j=1}^{N_V} R_{V,j,t} = R_{D,t} \quad (19)$$

其他约束包括式 (4) 一式 (10)、式 (13)、式 (14)、式 (17)。

上述出清模型的决策变量包括各时段火电机组出力 $P_{i,t}$ 、 $R_{i,t}$ 、各机组启停状态 $y_{i,t}$ 和第三方主体各时段的备用 $R_{V,j,t}$ 。求解上述模型,可以直接得到火电和第三方主体的备用出清结果。

3 第三方主体支出及对出清的影响分析

3.1 第三方主体的备用报价

文中主要讨论各市场模式对第三方主体的激励作用,火电机组和新能源发电商的收益情况不做具体讨论。第三方主体在提供备用服务获得收益的同时,向系统运营商购买电能和备用服务,第三方主体 j 时段 t 备用报价为 (以申报的备用容量计算):

$$C_{j,t} = \lambda_t R_{V,j,t}^{\max} - \lambda_{R,t} R_{V,j,t} + \frac{(\lambda_{R,t} R_{V,t,D} + \lambda_{C,t} R_{C,D,t}) R_{V,j,t}^{\max}}{R_{D,t}} \quad (20)$$

式中: λ_t 为时段 t 用户电能量出清价格; $\lambda_{R,t}$ 为时段 t 备用出清价格,模式 1 下为阶段 2 的第三方主体备用出清价格; $\lambda_{C,t}$ 为机组备用的补偿价格; $R_{C,D,t}$ 为发电侧机组中标的备用总量。

3.2 第三方主体参与对出清的影响分析

假设火电机组和第三方主体能够满足系统负荷和备用需求,分析第三方主体对出清的影响。

(1) 模式 1。第三方主体参与不影响联合市场出清结果。阶段 1 备用出清价格 $\mu_{C,R,t}$ 为备用边际火电机组提供备用的机会成本 (不作为结算价格):

$$\mu_{C,R,t} = \lambda_{C,t} - C_{\text{ene},i} \quad (21)$$

式中: $\lambda_{C,t}$ 为电能量出清价格; $C_{\text{ene},i}$ 为备用边际机

组 i 的电能量报价。

阶段 1 为第三方主体参与前的联合市场,以此为基础分析模式 2 第三方主体参与对出清的影响。

(2) 模式 2。第三方主体的参与对出清结果的影响取决于第三方主体备用报价和火电机组提供备用所付出的机会成本。

情况 1:第三方主体备用最低报价大于等于模式 1 备用出清价格($\min C_{j,t} \geq \mu_{C,R,t}$),系统运营商将优先采购机组备用,第三方主体的参与不影响联合市场电能量出清结果。

情况 2:部分第三方主体的备用报价小于模式 1 备用出清价格($C_{j,t} < \mu_{C,R,t}$),系统运营商将采购部分第三方主体备用。

第三方主体参与前,电能量报价较低的火电机组提供备用机会成本较高。第三方主体参与后,该机组中标的备用减少,获得了更多的出力空间,电能量出清价格较第三方主体参与前有所降低。若此部分第三方主体申报的备用总量高于第三方主体参与前备用边际机组的备用中标量,第三方主体参与后备用边际价值降低。

综上,第三方主体备用在联合市场中和机组备用同时出清时,能够有效降低市场电能量和备用出清价格,提升市场经济性,但市场耦合程度高,给市场组织和实施、市场信息披露带来了一定挑战。

4 算例分析

采用改进的 IEEE 30 节点系统,系统含有 6 台火电机组,风电场接在系统的 25 号节点上,节点 2 和 5 的第三方主体提供备用辅助服务,如图 1 所示。

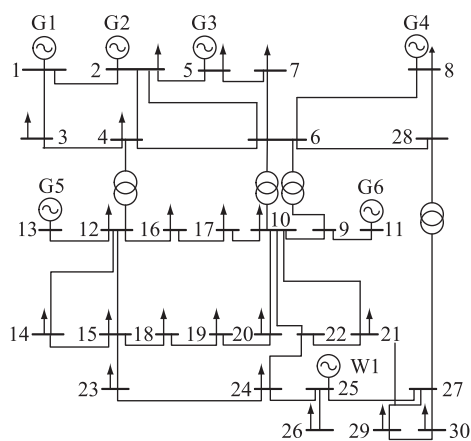


图 1 改进的 IEEE 30 节点系统

Fig.1 Improved IEEE 30-bus system

G1—G6 为 6 个火电机组;W1 为风电机组。风电和负荷预测曲线见图 2。备用补偿价格为 10 元/MW。火电机组的技术参数、电能报价参数、第

三方主体备用报价参数分别如表 1—3 所示。T1、T2 为 2 个第三方主体。

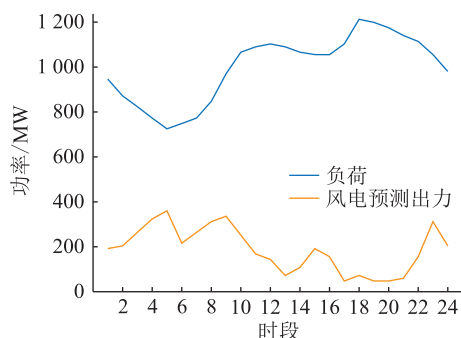


图 2 负荷与风电预测曲线

Fig.2 Load and wind power prediction curves

表 1 火电机组参数信息

Table 1 Parameter information of thermal power units

火电机组	容量/MW	最小出力/MW	爬坡速率/(MW·h ⁻¹)	最小连续开、停机时长/h	初始出力/MW
G1	455	182.0	136.5	6	182.0
G2	455	182.0	136.5	6	182.0
G3	162	64.8	48.6	4	64.8
G4	162	64.8	48.6	4	64.8
G5	130	52.0	39.0	2	52.0
G6	80	32.0	60.0	3	0

表 2 火电机组报价信息

Table 2 Bidding information of thermal power units

火电机组	0~40%	40%~55%	50%~70%	70%~85%	85%~100%	启动费用/万元
	额定电能/量/MW	额定电能/量/MW	额定电能/量/MW	额定电能/量/MW	额定电能/量/MW	
G1	460	499	510	519	525	28.00
G2	470	509	520	528	533	25.20
G3	476	512	521	529	534	5.04
G4	487	530	539	550	556	5.04
G5	535	572	584	596	605	3.80
G6	634	678	691	704	713	0.96

火电机组能够提供的备用容量为其爬坡速率的 1/6。备用需求为该时段净负荷的 8%。基于第 2 章的市场出清模型,对 2 种市场模式的出清结果进行对比分析。在 MATLAB 中用 Yalmip 编写程序,并调用 Cplex 求解器求解。

4.1 机组启停情况和市场成本分析

根据 2.1 节和 2.2 节的市场出清模型,求解得到 2 种模式下机组启停情况,具体见表 4,从左至右、从上到下为各个机组时段 1—24 的机组开停机状态。“0”和“1”分别代表停机和开启状态;2 种模式下的市场电能量、备用和启停成本如表 5 所示。

通过对比可知,模式 2 保证了电能量和总成本最小。通过表 4 可知,模式 2 下 5 号和 6 号机组全

表3 第三方主体备用报价信息

Table 3 Bidding information of third-party entity reserves

时段	T1		T2	
	容量/ MW	价格/ (元·MW ⁻¹)	容量/ MW	价格/ (元·MW ⁻¹)
1	16.32	15.50	25.76	17.00
2	16.11	15.50	25.43	17.00
3	15.90	15.50	25.10	17.00
4	15.69	15.50	24.76	17.00
5	15.27	15.50	24.10	17.00
6	15.16	15.50	23.93	17.00
7	15.79	17.50	24.93	18.00
8	18.85	18.50	29.75	18.00
9	19.90	18.50	31.41	18.00
10	21.16	18.50	33.41	21.00
11	22.00	18.50	34.74	21.00
12	22.43	18.50	35.40	21.00
13	22.85	18.50	36.06	21.00
14	23.27	18.50	36.73	21.00
15	23.48	18.50	37.06	20.00
16	23.48	17.50	37.06	20.00
17	23.27	17.50	36.73	20.00
18	22.00	17.50	34.74	18.00
19	21.58	17.50	34.07	18.00
20	20.74	16.50	32.74	18.00
21	21.16	16.50	33.41	17.00
22	21.37	15.50	33.74	17.00
23	19.90	14.50	31.41	17.00
24	18.85	14.50	29.75	17.00

表4 2种模式下的机组启停结果

Table 4 Unit startup and shutdown in 2 modes

火电机组	模式1	模式2
G1	111111 111111 111111 111111	111111 111111 111111 111111
G2	111111 111111 111111 111111	111111 111111 111111 111111
G3	111111 111111 111111 111111	111111 111111 111111 111111
G4	111000 011111 111111 111111	111000 011111 111111 111111
G5	000000 000111 111111 111111	000000 000000 000000 000000
G6	000000 000011 111111 111100	000000 000000 000000 000000

表5 2种模式下的市场成本

Table 5 Market costs in 2 modes 元

模式	电能量 成本	备用成本		启停 成本	总成本
		第三方	火电		
1	9 567 621	973	15 012	98 000	9 681 606
2	9 519 411	4 571	12 959	50 400	9 597 341

天未开启,模式1开启了电能量报价较高的5号和6号机组,电能量成本上升明显,总成本较高。部分时段火电机组备用容量不足,购入第三方主体备用。

4.2 出清价格分析

图3和图4分别为不同模式下的备用中标情况和第三方主体备用出清价格。模式1下,时段13和时段17—21出现了机组备用不足的情况,开启了第三方主体备用市场并购入了部分第三方主体备用,备用出清价格升高。模式2下,机组备用与第三方主体备用同台竞价,时段9—22和时段24皆有第三方主体备用中标且备用出清价格较高。

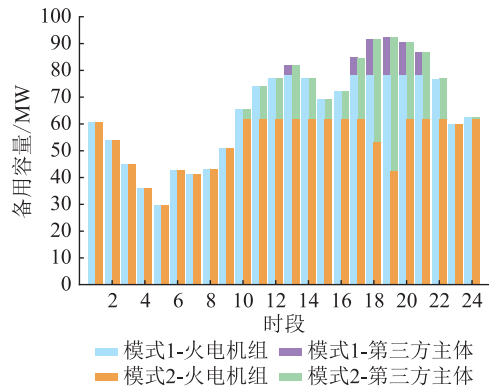


图3 2种模式下备用中标结果

Fig.3 Bidding winning results of reserves in 2 modes

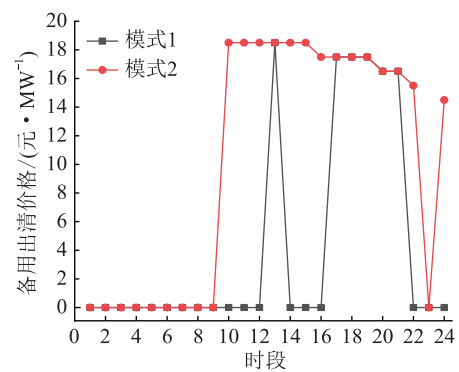


图4 2种模式下第三方主体备用出清价格

Fig.4 Clearing prices of third-party entity reserves in 2 modes

图5为电能量出清价格。模式1下,时段11—23备用需求较高,全部火电机组开机,带动了电能量出清价格飙升。模式2下,由于第三方主体备用与电能量以及火电机组备用联合出清,全时段电能量出清价格波动较为平缓。

图6对比了模式2相较于模式1各时段,中标电能量差异,图例按照电能量报价从小到大进行排序,G13代表1号机组第3段出力,以此类推。

结合表5和图2—图6可知,时段1—9下模式1和2的电能量出清价格相等,这些时段系统负荷

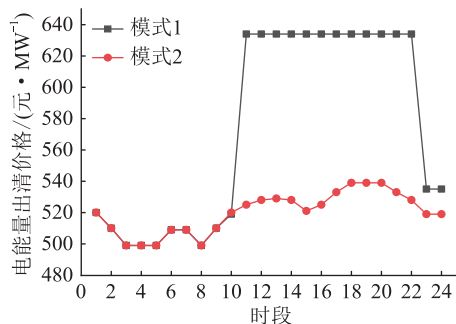


图5 2种模式下电能量出清价格

Fig.5 Energy clearing prices in 2 modes

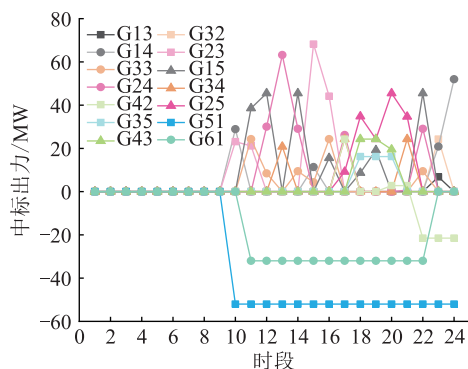


图6 机组出力计划曲线

Fig.6 Unit output scheduling curves

和备用需求较低,1—4号机组电能量和备用容量充裕,出清方式和第三方主体的参与不影响出清结果。

结合表4和图3可知,时段10—22、24部分第三方主体备用报价低于模式1机组提供备用的机会成本,因此模式2机组需要提供的备用减少,低报价机组提供备用的机会成本更高,第三方主体将优先替代这部分备用,释放低报价机组的出力空间,无需开启5号和6号机组。其中,时段13、17—21系统净负荷较大,备用需求较大,模式1已经开启了所有火电,但机组备用仍不能满足系统需求,开启了第三方主体备用市场。且由于5号和6号机组电能量报价较高,导致电能量价格飙升。模式2这部分备用由第三方主体中标,无需开启高报价机组,电能量出清价格大幅降低且波动减缓。

4.3 第三方主体费用收益分析

按第3章内容计算不同模式下第三方主体费用和收益结果见表6。

表6 2种模式下的第三方主体费用和收益
Table 6 Costs of third-party entity in 2 modes 元

模式	电能量费用	备用费用	备用收益	净费用
1	1 369 392	1 970	973	1 370 389
2	1 279 996	2 432	4 571	1 277 857

图7为不同模式下的火电机组备用和第三方主

体备用占比。结合表6和图7可知,模式1下第三方主体备用占比较高,但由于开启了高电能量报价机组提供备用,导致第三方主体电能量成本大幅增高,获得的备用收益减少。相较于模式1,模式2第三方主体获得的最大收益来源于购电成本的下降,能够更好地激励其积极提供备用辅助服务。

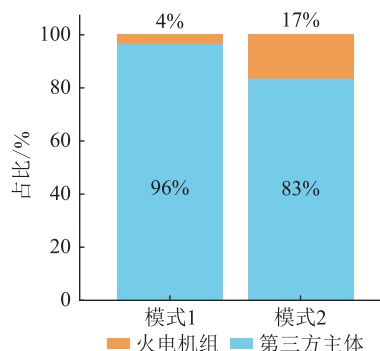


图7 2种模式下市场主体提供的备用占比

Fig.7 Reserve proportion of market entity in 2 modes

5 结语

随着高比例新能源新型电力系统的构建,充分利用和挖掘需求侧、第三方主体的灵活性资源来满足电网安全稳定经济运行的需要是一条必由之路。设计科学合理的现货市场机制是实现这一目标的关键核心。文中针对2种第三方主体参与的现货市场机制和模型开展了研究,通过算例分析表明电能量和两侧备用联合出清模式可以更好地调用第三方主体的备用,降低系统发电和备用总成本。文中认为,尽管在电力现货市场建设初期,采用电能量和机组备用联合出清,继而第三方主体备用单独出清的顺序模式更易于组织和实现,但是市场模式发展应走向联合出清模式。

参考文献:

[1] 国家能源局华北监管局. 第三方独立主体参与华北电力调峰辅助服务市场试点方案[EB/OL]. (2019-11-15)[2023-02-16]. <http://hbj.nea.gov.cn/adminContent/initViewContent.do?pk=00000006e69cbf9016e6e4b59700059>.
North China Regulatory Bureau of the National Energy Administration. Pilot scheme for the participation of third party independent entities in the north china power peak regulation ancillary service market[EB/OL]. (2019-11-15)[2023-02-16]. <http://hbj.nea.gov.cn/adminContent/initViewContent.do?pk=00000006e69cbf9016e6e4b59700059>.

[2] PATERAKIS N G, ERDINC O, BAKIRTZIS AG, et al. Load-following reserves procurement considering flexible demand-side resources under high wind power penetration[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 30(3): 1337-1350.

[3] 王蓓蓓, 李义荣, 李扬, 等. 考虑响应不确定性的可中断负荷

- 参与系统备用配置的协调优化[J]. 电力自动化设备, 2015, 35(11): 82-89.
- WANG Beibei, LI Yirong, LI Yang, et al. Optimal coordination between system reserve and interruptible loads with response uncertainty[J]. Electric Power Automation Equipment, 2015, 35(11): 82-89.
- [4] 张静页, 王磊, 刘顺桂. 负荷聚合商参与可中断负荷项目的成本效益分析[J]. 南方电网技术, 2016, 10(8): 74-81.
- ZHANG Jingye, WANG Lei, LIU Shungui. Cost-benefit analysis of load aggregator participating in interruptible load program[J]. Southern Power System Technology, 2016, 10(8): 74-81.
- [5] 顾伟, 任佳依, 高君, 等. 含分布式电源和可调负荷的售电公司优化调度模型[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(14): 37-44.
- GU Wei, REN Jiayi, GAO Jun, et al. Optimal dispatching model of electricity retailers considering distributed generator and adjustable load[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(14): 37-44.
- [6] 王彩霞, 时智勇, 梁志峰, 等. 新能源为主体电力系统的需求侧资源利用关键技术及展望[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(16): 37-48.
- WANG Caixia, SHI Zhiyong, LIANG Zhifeng, et al. Key technologies and prospects of demand-side resource utilization for power systems dominated by renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(16): 37-48.
- [7] 蒋正威, 张锋明, 胡凤桐, 等. 虚拟电厂分布式资源的聚合响应能力评估方法[J]. 电力工程技术, 2022, 41(6): 39-49.
- JIANG Zhengwei, ZHANG Fengming, HU Fengtong, et al. Evaluation method of aggregated responsiveness of distributed resources in virtual power plant[J]. Electric Power Engineering Technology, 2022, 41(6): 39-49.
- [8] 张潼, 于鹤洋, 田江, 等. 基于非侵入式负荷辨识的聚合负荷需求响应能力在线评估[J]. 电力工程技术, 2020, 39(6): 19-25, 65.
- ZHANG Tong, YU Heyang, TIAN Jiang, et al. Online aggregation monitoring of low-voltage power load demand response capability based on non-intrusive load identification[J]. Electric Power Engineering Technology, 2020, 39(6): 19-25, 65.
- [9] YI Z K, XU Y L, GU W, et al. A multi-time-scale economic scheduling strategy for virtual power plant based on deferrable loads aggregation and disaggregation[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2020, 11(3): 1332-1346.
- [10] 姜婷玉, 李亚平, 江叶峰, 等. 温控负荷提供电力系统辅助服务的关键技术综述[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(11): 191-207.
- JIANG Tingyu, LI Yaping, JIANG Yefeng, et al. Review on key technologies for providing auxiliary services to power system by thermostatically controlled loads[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(11): 191-207.
- [11] 杨济如, 高赐威, 苏卫华. 考虑变频空调负荷聚合调节的电网规划问题研究[J]. 电力工程技术, 2018, 37(5): 38-44.
- YANG Jiru, GAO Ciwei, SU Weihua. Power grid planning considering the aggregated inverter air conditioning load[J]. Electric Power Engineering Technology, 2018, 37(5): 38-44.
- [12] 浙江省能源局. 浙江省第三方独立主体参与电力辅助服务市场交易规则(试行)[EB/OL]. (2021-05-20)[2023-02-16]. <https://zjb.nea.gov.cn/bxgg/6478.jhtml>.
- Zhejiang Provincial Energy Bureau. Trading rules for the participation of third party independent entities in the electricity ancillary service market in Zhejiang province (Trial)[EB/OL]. (2021-05-20)[2023-02-16]. <https://zjb.nea.gov.cn/bxgg/6478.jhtml>.
- [13] 孙辉, 范轩轩, 胡姝博, 等. 虚拟电厂参与日前电力市场的内外协调竞标策略[J]. 电网技术, 2022, 46(4): 1248-1262.
- SUN Hui, FAN Xuanxuan, HU Shubo, et al. Internal and external coordination bidding strategy of virtual power plant participating in day-ahead power market[J]. Power System Technology, 2022, 46(4): 1248-1262.
- [14] 刘佳楠, 李鹏, 杨德昌. 基于风光荷储联合优化的虚拟电厂竞价策略[J]. 电力工程技术, 2017, 36(6): 32-37.
- LIU Jianan, LI Peng, YANG Dechang. Bidding strategy analysis of virtual power plant based on joint operation of wind-solar-load-storage system[J]. Electric Power Engineering Technology, 2017, 36(6): 32-37.
- [15] 李嘉媚, 艾芊, 殷爽睿. 虚拟电厂参与调峰调频服务的市场机制与国外经验借鉴[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(1): 37-56.
- LI Jiamei, AI Qian, YIN Shuangrui. Market mechanism and foreign experience of virtual power plant participating in peak-regulation and frequency-regulation[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(1): 37-56.
- [16] 张子泳. PJM 备用体系及其对广东电力市场的启示[J]. 云南电力技术, 2019, 47(1): 47-50.
- ZHANG Ziyong. System of power reserve in PJM and its inspiration to Guangdong power market[J]. Yunnan Electric Power, 2019, 47(1): 47-50.
- [17] 朱继忠, 叶秋子, 邹金, 等. 英国电力辅助服务市场短期运行备用服务机制及启示[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(17): 1-8, 86.
- ZHU Jizhong, YE Qiuzi, ZOU Jin, et al. Short-term operation service mechanism of ancillary service in the UK electricity market and its enlightenment[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(17): 1-8, 86.
- [18] 浙江省人民政府办公厅. 浙江省人民政府关于印发浙江省电力体制改革综合试点方案的通知[EB/OL]. (2017-10-10)[2023-02-16]. https://www.zj.gov.cn/art/2017/10/10/art_1229019364_55275.html.
- General Office of the People's Government of Zhejiang Province. Notice of the people's government of Zhejiang province on issuing the comprehensive pilot plan for the reform of the electric power system in Zhejiang province[EB/OL]. (2017-10-10)[2023-02-16]. https://www.zj.gov.cn/art/2017/10/10/art_1229019364_55275.html.
- [19] 国家能源局华北监管局. 蒙西备用辅助服务交易实施细则[EB/OL]. (2020-06-08)[2023-02-16]. <http://hbj.nea.gov>.

- cn/adminContent/initViewContent.do?pk=000000072a3340-90172c6aba497002c.
- North China Regulatory Bureau of the National Energy Administration. Implementation rules for Mengxi backup ancillary service transaction [EB/OL]. (2020-06-08) [2023-02-16]. <http://hbj.nea.gov.cn/adminContent/initViewContent.do?pk=000000072a334090172c6aba497002c>.
- [20] 石剑涛,郭焯,孙宏斌,等. 备用市场机制研究与实践综述 [J]. 中国电机工程学报,2021,41(1):123-134,403.
SHI Jiantao, GUO Ye, SUN Hongbin, et al. Review of research and practice on reserve market [J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(1): 123-134, 403.
- [21] 周华锋,胡亚平,聂涌泉,等. 区域互联电网电能量与备用辅助服务联合优化模型研究 [J]. 电网技术,2020,44(3):991-1001.
ZHOU Huafeng, HU Yaping, NIE Yongquan, et al. Co-optimization model of energy and reserve auxiliary service for regional interconnected power grid [J]. Power System Technology, 2020, 44(3): 991-1001.
- [22] GONZÁLEZ P, VILLAR J, DÍAZ C A, et al. Joint energy and reserve markets: current implementations and modeling trends [J]. Electric Power Systems Research, 2014, 109: 101-111.
- [23] 陈启鑫,房曦晨,郭鸿业,等. 电力现货市场建设进展与关键问题 [J]. 电力系统自动化,2021,45(6):3-15.
CHEN Qixin, FANG Xichen, GUO Hongye, et al. Progress and key issues for construction of electricity spot market [J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(6): 3-15.
- [24] 国家能源局. 电力辅助服务管理办法 [EB/OL]. (2021-12-21) [2023-02-16]. http://zfxgk.nea.gov.cn/2021-12/21/c_1310391161.htm.
- National Energy Administration. Management measures for electric power ancillary services [EB/OL]. (2021-12-21) [2023-02-16]. http://zfxgk.nea.gov.cn/2021-12/21/c_1310391161.htm.
- [25] 肖云鹏,张兰,张轩,等. 包含独立储能的现货电能量与调频辅助服务市场出清协调机制 [J]. 中国电机工程学报,2020,40(S1):167-180.
XIAO Yunpeng, ZHANG Lan, ZHANG Xuan, et al. The coordinated market clearing mechanism for spot electric energy and regulating ancillary service incorporating independent energy storage resources [J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(S1): 167-180.
- [26] 张乔榆,张兰,肖云鹏,等. 南方(以广东起步)电力备用市场设计 [J]. 中国电力,2020,53(9):28-37.
ZHANG Qiaoyu, ZHANG Lan, XIAO Yunpeng, et al. Design of south China (starting from Guangdong province) power reserve market [J]. Electric Power, 2020, 53(9): 28-37.

作者简介:



赵晋泉

赵晋泉(1972),男,博士,教授,研究方向为电力系统优化运行、电压稳定分析与控制、电力市场(E-mail:zhaojqian@shiep.edu.cn);
吴天娇(1993),女,硕士,从事电力市场工作;
林孙奔(1985),男,硕士,工程师,从事电力调度计划及电力现货市场设计、分析与运营工作。

Comparison of two market clearing modes for day-ahead power market incorporating third-party entity

ZHAO Jinqian^{1,2}, WU Tianjiao¹, LIN Sunben³, ZHOU Jing⁴, GENG Jian⁴

(1. College of Energy and Electrical Engineering, Hohai University, Nanjing 210098, China;

2. Department of Electric Power and Automation Engineering, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 201306, China; 3. State Grid Zhejiang Electric Power Co., Ltd., Hangzhou 310007, China;

4. China Electric Power Research Institute (Nanjing), Nanjing 210003, China)

Abstract: With more and more renewable generation integrated into power system, the number of thermal units decreased and their reserves are not enough, so it is necessary to utilize the reserve capacity from third-party entities. Two kinds of day-ahead power market clearing mechanism incorporating reserve ancillary service of third-party entities are proposed and compared in this paper. In the first clearing mechanism, energy and reserves provided by the thermal units are jointly clearing at first and then the reserves provided by third-party entities are cleared. In second clearing mechanism, joint market clearing mode for electric energy and reserve on both sides. At first, based on the aspects of market development stage and shortage of reserve, the advantages and disadvantages of 2 clearing modes are analyzed. Then the clearing models are presented and the impacts of third-party entity on bidding results in 2 modes is analyzed. Furthermore, the costs and benefits of different market members are analyzed. Finally, the numerical results of the modified IEEE 30-bus system are given to show that the reserves of third-party entities can be purchased fully to decrease total costs of generation and reserves under the second clearing mechanism.

Keywords: energy market; reserve ancillary service market; third-party entity; joint clearing mechanism; sequential clearing mechanism; clearing model

(编辑 吴昊)