

多类型电源参与的调峰辅助服务市场模型

李聪,何勇琪,宋丽珠,吴清玉,余加喜,付艳兰

(海南电网电力调度控制中心,海南 海口 570203)

摘要:为保证风电等清洁能源全额消纳,必须依靠市场手段提升多类型电源深度调峰积极性,深挖电网调峰潜力。基于调峰成本最小目标,提出了多类型电源参与的调峰辅助服务市场模型。该模型根据机组调峰报价高低依次调用,首先以调峰成本最小保证电网运行经济性,然后考虑核电机组调峰深度和调峰速率运行约束条件建立调峰辅助服务市场模型,对煤电和核电机组进行发电功率分配。多类型电源参与调峰不仅增加电网调峰能力,而且缓解煤电机组单一调峰压力和降低电网调峰成本。

关键词:多类型电源;调峰;辅助服务市场;模型

中图分类号:TM73 **文献标识码:**A **DOI:**10.19457/j.1001-2095.dqed22302

Peak Shaving Auxiliary Service Market Model with Multi-type Power Participation

LI Cong, HE Yongqi, SONG Lizhu, WU Qingyu, YU Jiayi, FU Yanlan

(Hainan Power Grid Corporation Dispatch and Control Centre, Haikou 570203, Hainan, China)

Abstract: To ensure the full consumption of clean energy such as wind power, the enthusiasm of multi-type power for deep peak regulation is enhanced depend on market means, and the peak shaving potential of power grid is deeply tapped. A peak shaving auxiliary service market model was proposed with multi-type power participation based on the minimum peak regulation cost goal. Firstly the model dispatched units according to the peak regulation price level, the economical operation of the power grid was guaranteed with the minimum peak regulation cost, then a peak shaving auxiliary service market model was established considering the constraint conditions of nuclear power units peaking depth and rate, finally the generator power of units was assigned. The participation of multi-type power in peak shaving not only increases the peak shaving capacity of the power grid, but also eases the single peak shaving pressure of coal-fired generating units and reduces the peak shaving costs of the power grid.

Key words: multi-type power; peak shaving; auxiliary service market; model

《关于进一步深化电力体制改革的若干意见(中发[2015]9号)》印发以来,标志着新一轮的电力体制改革工作拉开帷幕^[1]。各省积极探索和实践电力市场化改革,初步建立了涵盖年、季、月交易周期,包括双边协商、集中竞价、合同转让等交易品种的中长期电力交易市场,形成了一套电力市场工作体系,具备一定的市场基础。但目前市场交易体系尚不完整,中长期电力市场仅开展电量交易,缺少弥补发用电偏差的市场手段和反映电力价值、市场供需变化的实时市场^[2-3]。

近年来,国内外已有一些文献致力于电力市场建设及交易机制研究。文献[4]提出电力市场环境下短期发电计划模型研究,日前发电计划结果经过日内计划和实时计划两个周期的修正后执

行,最终依靠自动发电控制(automatic generation control, AGC)机组负责平衡;文献[5-6]采用“中短期结合+机组组合”的决策模式,决策目标为购电费用最小化。

上述文献主要通过利用AGC、考虑机组组合优化、中短期计划优化等措施促使日前电能市场中电量大致完全平衡,减小实时平衡市场的交易次数及交易量。但在实际调度过程中,大规模风电接入造成负荷峰谷差增大,电网调峰形势依然严峻,电网调峰问题等亟需借助实时市场手段解决^[7]。目前,在现有文献中也提出了许多电力市场环境下通过滚动修正日内发电计划解决电网调峰问题的方法。文献[8-9]提出电力市场条件下,以月售电合同为基础、电量偏差最小目标和

基金项目:海南电网公司科技项目(HNKJXM20180104)

作者简介:李聪(1989—),男,硕士,工程师,Email:546804807@qq.com

参考机组报价曲线等方式编制日发电计划滚动修正日内发电计划解决电网调峰问题;文献[10]提出节能发电调度模式下依据两个细则补偿电厂调峰机制;文献[11]提出了一种考虑常规机组日内电量目标的调峰市场模型。以上文献在电力市场环境通过优化日内发电计划方法解决电网调峰问题,但随着电网调峰压力的不断增加,部分煤电机组继续挖掘深调潜力,甚至以启停调峰形式参与电网日调峰,存在调峰容量较少且造成调峰成本大幅增加的问题。

当前核电机组具备最大调峰深度为70%的负荷跟踪能力参与电网调峰^[12-13],调峰性能和运行方式已有充分的论证和系统深入的分析^[14-15],但考虑到核电机组运行特性及风险,核电机组参与调峰运行必须满足一定的安全约束条件^[16-17]。本文对核电机组参与调峰辅助服务市场进行分析,建立多类型电源参与的调峰辅助服务市场模型。

1 调峰辅助服务市场

1.1 调峰辅助服务市场定义

调峰辅助服务是指并网发电机组能够根据电网的调峰需求而有计划地、按照一定调节速度调节发电出力、改变机组运行状态所提供的调节服务^[18]。机组平均负荷率不小于有偿调峰基准的调峰服务属于机组承担的基本义务,由调度机构根据系统运行需要无偿调用;平均负荷率小于有偿调峰基准时获得辅助服务补偿。一般情况下,煤电、核电有偿调峰基准^[18]分别为平均负荷率50%和75%,其中,平均负荷率是指煤电、核电机组在交易统计周期内单位时刻负荷率的平均值。平均负荷率=统计周期内的单位时刻发电功率之和/(时刻数量×机组容量)×100%。

1.2 核电参与调峰运行方式

考虑核电机组性能和安全性,调峰深度、功率调节速度和调峰时间均有一定限制,其基本原则为:核电有偿调峰基准为75%,考虑核电安全性调峰深度为50%,最大有偿调峰容量为机组额定功率的25%;线性升降速率为机组额定功率的0.25%~5%,时间为1~3 h,为了降低核电机组损耗每天允许升降次数各为1次;满功率及低功率状态下的持续稳定运行时间不低于2 h。

核电机组日前进行调峰报价进入市场,提前降出力至有偿调峰基准75%负荷率,并采用“H-S-L-S”方式进行电网负荷跟踪,其中“H小

时”和“L小时”分别为满功率(即75%负荷率)、低功率运行状态下的持续时间,需满足核电满功率及低功率状态下的持续稳定运行时间不低于2 h条件,“S小时”为升降负荷时间,需满足线性升降时间为1~3 h条件。例如核电总出力 P_1 采用“12-1-10-1”方式进行电网日负荷 S_1 跟踪,如图1所示。

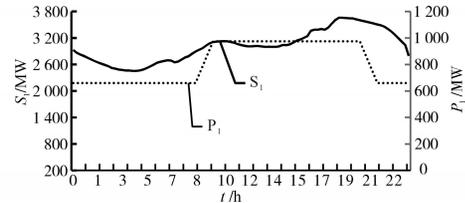


图1 核电参与电网日负荷跟踪的方式

Fig.1 Mode of nuclear power participating in daily load tracking of power grid

2 调峰辅助服务市场模型

2.1 调峰辅助服务市场目标函数

根据调峰辅助服务市场特点,优先满足系统的负荷平衡条件,在各发电机组的出力允许范围内按调峰辅助服务市场报价进行负荷分配,使电网调峰成本最低,建立目标函数为

$$\min \left\{ \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N (f_{i,t}) + \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^M (f_{j,t}) \right\} \quad (1)$$

式中: $f_{i,t}$ 为煤电机组 i 在时段 t 的调峰服务费用; $f_{j,t}$ 为核电机组 j 在时段 t 的调峰服务费用; N 为煤电机组数量; M 为核电机组数量; T 为调峰时段。

系统功率平衡约束为

$$P_{o,t} = \sum_{i=1}^N P_{i,t} + \sum_{j=1}^M P_{j,t} \quad (2)$$

式中: $P_{o,t}$ 为系统在时段 t 的负荷; $P_{i,t}$, $P_{j,t}$ 分别为煤电机组 i 和核电机组 j 在时段 t 的实际出力。

机组出力上、下限约束为

$$\begin{cases} P_{i\min} \leq P_{i,t} \leq P_{i\max} \\ P_{j\min} \leq P_{j,t} \leq P_{j\max} \end{cases} \quad (3)$$

式中: $P_{i\min}$, $P_{j\min}$ 分别为煤电机组 i 和核电机组 j 的最小出力; $P_{i\max}$, $P_{j\max}$ 分别为煤电机组 i 和核电机组 j 的最大出力。

机组爬坡约束为

$$\begin{cases} r_{i\min} \leq P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq r_{i\max} \\ r_{j\min} \leq P_{j,t} - P_{j,t-1} \leq r_{j\max} \end{cases} \quad (4)$$

式中: $r_{i\max}$, $r_{i\min}$ 分别为煤电机组 i 的爬坡上、下界; $r_{j\max}$, $r_{j\min}$ 分别为核电机组 j 的爬坡上、下界。

针对煤电和核电两类机组调峰辅助服务的分段报价调峰服务约束为

$$\begin{cases} \sum_{k=1}^{K_i} P_{i,t,k} \leq P_{i,G} \times 50\% - P_{\min} \\ \sum_{k=1}^{K_j} P_{j,t,k} \leq P_{j,G} \times 75\% - P_{\min} \\ 0 \leq P_{i,t,k} \leq A_{i,k} - A_{i,k-1} \\ 0 \leq P_{j,t,k} \leq A_{j,k} - A_{j,k-1} \end{cases} \quad (5)$$

式中: K_i 为煤电机组 i 调峰服务报价的总段数; $P_{i,t,k}$ 为煤电机组 i 在时段 t 的第 k 段深度调峰功率; $\sum_{k=1}^{K_i} P_{i,t,k}$ 为煤电机组 i 在时段 t 的深度调峰总功率; $P_{i,G}$ 为煤电机组 i 的额定功率; $A_{i,k}$ 为煤电机组 i 对应第 k 段调峰的功率边界, $A_{i,0} = P_{\min}$ 。

同理, $K_j, P_{j,t,k}, P_{j,G}, \sum_{k=1}^{K_j} P_{j,t,k}, A_{j,k}$ 为核电机组相应的变量, $A_{j,0} = P_{\min}$, 考虑核电参与调峰特性 $K_j=1$ 。

同时,式(1)中的调峰服务费用 $f_{i,t}, f_{j,t}$ 为

$$\begin{cases} f_{i,t} = \frac{1}{4} \sum_{k=1}^{K_i} c_{i,k} P_{i,t,k} \\ f_{j,t} = \frac{1}{4} \sum_{k=1}^{K_j} c_{j,k} P_{j,t,k} \end{cases} \quad (6)$$

式中: $c_{i,k}, c_{j,k}$ 分别为煤电机组 i 和核电机组 j 第 k 段深度调峰所对应的报价。

考虑乘以 $1/4$ 是因为日内滚动考虑 15 min 一个时段。保证优先调用第 1 段调峰资源, 第 1 段调峰资源用尽后再调用第 2 段调峰资源, 以此类推, 保证了调度深度和调峰资源逻辑上的合理性。

2.2 核电机组运行约束及调峰能力

核电机组采用“H-S-L-S”的方式和“75%-(50%~75%)-75%”的幅度参与电网调峰运行。第 j 台核电机组时段 t 的功率可表达为

$$P_{j,t} = h_{j,t} P_{j,G} \times 75\% + l_{j,t} P_{j,G} \times (50\% \sim 75\%) + s_{j,t} P_{j,s} \quad (7)$$

任一时段核电机组有且只有一个功率水平:

$$h_{j,t} + l_{j,t} + s_{j,t} = 1 \quad (8)$$

式中: $h_{j,t}, l_{j,t}, s_{j,t}$ 为机组时段 t 的运行状态标志, 分别为核电机组满负荷率运行状态、低功率运行状态和升降功率运行状态, 为 $\{0, 1\}$ 变量; $P_{j,s}$ 为升降功率运行状态 s 对应的升降功率水平。

核电机组经线性升/降功率至满/低功率工况后, 需持续稳定运行一定时间以上, 其满功率、低功率持续运行时间约束可表达为

$$h_{j,x} \geq h_{j,t} - h_{j,t-1} \quad x = t, t+1, \dots, t+T_h - 1 \quad (9)$$

$$l_{j,x} \geq l_{j,t} - l_{j,t-1} \quad x = t, t+1, \dots, t+T_l - 1 \quad (10)$$

式中: T_h 为满功率最小持续运行时间, 一般为 2 h ;

T_l 为低功率最小持续运行时间, 一般为 2 h 。

2.3 基于市场条件的调峰策略

在电网负荷下降过程, 计算时段 t 的调峰需求 S , 比较煤电机组与核电机组调用费用, 其中 $c_{i,\max}$ 为煤电机组最高报价, $c_{j,\min}$ 为核电机组最低报价, 可分以下情况:

$$1) c_{i,\max} < c_{j,\min} \text{ 且 } \sum_{i=1}^N \sum_{k=1}^{K_i} P_{i,t,k} > S$$

其中, $\sum_{i=1}^N \sum_{k=1}^{K_i} P_{i,t,k}$ 为时段 t 煤电机组具备调峰量。按煤电机组报价序位, 优先降低报价低的机组出力, 相同报价的按照机组的最大承担能力进行分配。在负荷爬坡时段, 优先加大报价高的煤电机组出力。

$$2) c_{i,\max} < c_{j,\min} \text{ 且 } \sum_{i=1}^N \sum_{k=1}^{K_i} P_{i,t,k} < S$$

优先调用煤电机组, 当其全部调峰资源调用完, 再按核电机组报价序位调用其调峰资源。在负荷爬坡时段, 核电机组低功率工况时间满足式(10)时加大核电机组出力, 再加大报价低的煤电机组出力, 否则优先加大煤电机组出力。

$$3) c_{i,\max} > c_{j,\min} \text{ 且 } \sum_{i=1}^N \sum_{k=1}^{K_i} P_{i,t,k} + \sum_{j=1}^M \sum_{k=1}^{K_j} P_{j,t,k} > S$$

其中, $\sum_{j=1}^M \sum_{k=1}^{K_j} P_{j,t,k}$ 为时段 t 核电机组具备调峰量。按机组报价序位, 优先降低报价低的机组出力, 相同报价的按照机组最大承担能力进行分配。在负荷爬坡时段, 核电机组低功率工况时间满足式(10)时优先加大报价高的机组出力, 否则优先加大煤电机组出力。

2.4 基于市场条件的调峰策略流程图

基于市场条件的调峰策略流程图如图 2 所示。

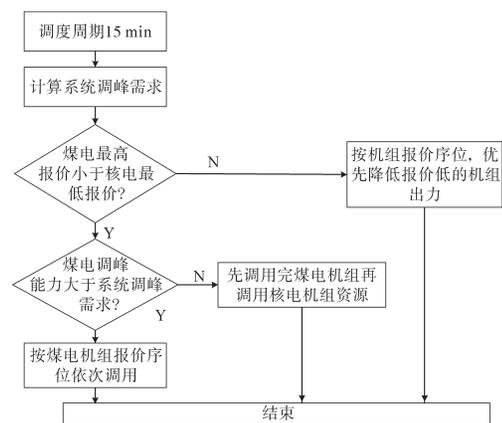


图2 基于市场条件的调峰策略流程图

Fig.2 Flow chart of peak shaving strategy based on market conditions

3 算例分析

南方某省区电网有10台煤电机组、2台核电机组,煤电、核电机组运行数据以及调峰辅助服务分段报价^[18]范围如表1~表3所示。本文提出的调峰模型应用于某天电网负荷低谷时段(一般为01:30~06:30,总共20个时段,每个时段15 min)进行调峰,当天机组分档报价如表4所示。

表1 电网煤电、核电机组运行数据

Tab.1 Operating datas of power grid coal power and nuclear power units

机组编号	机组类型	最大出力/ MW	最小出力/ MW	爬坡效率/ (MW·min ⁻¹)
G1,G2	煤电	350	122	5.25
G3,G4	煤电	350	122	5.25
G5,G6	煤电	138	48	2
G7,G8	煤电	330	116	4.95
G9,G10	煤电	350	122	5.25
H11,H12	核电	660	330	33

表2 煤电分档报价范围^[18]

Tab.2 The graded quotation range for coal units

火电厂负荷率	分档	报价下限/ [元·(MW·h) ⁻¹]	报价上限/ [元·(MW·h) ⁻¹]
0.45~0.5	1	0	50
0.4~0.45	2	50	100
0.35~0.4	3	100	150
<0.35	4	150	250

表3 核电机组分档报价范围^[18]

Tab.3 The graded quotation range for nuclear power units

核电厂负荷率	分档	报价下限/ [元·(MW·h) ⁻¹]	报价上限/ [元·(MW·h) ⁻¹]
0.5~0.75	1	0	150
<0.5	2	150	300

表4 煤电、核电机组分档模拟报价

Tab.4 The simulation of graded quotation for coal and nuclear power units

机组编号	报价档位			
	1	2	3	4
G1	49.8	99.7	149.8	249.8
G2	49.7	99.6	149.6	249.6
G3	49.6	99.5	149.4	249.4
G4	49.5	99.4	149.2	249.2
G5	49.9	99.2	149.0	249.1
G6	49.8	99.1	148.8	249
G7	49.8	99.0	149.0	249.3
G8	49.7	98.8	149.2	249.5
G9	49.4	98.5	148.5	248.9
G10	49.3	98.3	148.3	248.8
H11	80.0	200.0		
H12	70.0	190.0		

电网低谷调峰时段1~20:在时段1~6,核电12机组出力 P_{12} 以负荷率75%稳定运行,在时段7~9降至负荷率66.6%(50%~75%),并在时段10~17稳定运行满足2 h约束,随后在时段18~19依据电网负荷逐步升至75%,升降速率均在1 h内,整个过程采用“75%-(50%~75%)-75%”方式满足核电机组调峰速率、调峰深度和调峰时间约束等运行条件,如表5、图3所示(每时段15 min)。核电机组以75%负荷率带基核运行,在电网低谷时段不参与调峰,煤电机组调峰情况如表6所示。

表5 考虑核电调峰的机组各时段发电功率

Tab.5 Power generation of units in each period considering nuclear power peak shaving

机组 编号	调峰时段																			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
G1	175	175	175	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	161	173
G2	175	175	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158
G3	175	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158
G4	175	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158
G5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
G6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
G7	165	165	165	149	149	149	149	149	149	149	149	149	149	149	149	149	149	149	152	164
G8	165	165	149	149	149	149	149	149	149	149	149	149	149	149	149	149	149	149	149	149
G9	166	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158
G10	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158
H11	495	495	495	495	495	495	495	495	495	495	495	495	495	495	495	495	495	495	495	495
H12	495	495	495	489	487	491	485	484	485	459	433	436	432	437	441	443	455	478	495	495
合计	2 344	2 302	2 269	2 230	2 228	2 232	2 226	2 225	2 226	2 200	2 174	2 177	2 173	2 178	2 182	2 184	2 196	2 219	2 242	2 266

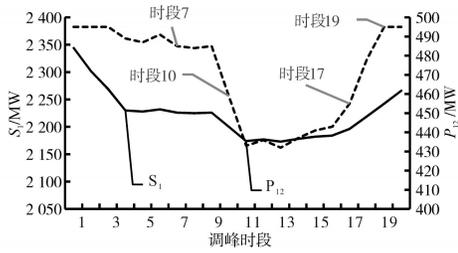


图3 核电参与调峰的运行方式

Fig.3 Operation mode of nuclear power participating in peak shaving

表6 不考虑核电参与调峰的机组各时段发电功率

Tab.6 Power generation of units in each period without considering nuclear power peak shaving

机组编号	调峰时段							
	10	11	12	13	14	15	16	17
G1	158	158	158	158	158	158	158	158
G2	158	158	158	158	158	158	158	158
G3	158	158	158	158	158	158	158	158
G4	158	158	158	158	158	158	158	158
G5	0	0	0	0	0	0	0	0
G6	0	0	0	0	0	0	0	0
G7	149	139	142	138	143	147	149	149
G8	149	133	133	133	133	133	133	145
G9	140	140	140	140	140	140	140	140
G10	140	140	140	140	140	140	140	140
H11	495	495	495	495	495	495	495	495
H12	495	495	495	495	495	495	495	495
合计	2 200	2 174	2 177	2 173	2 178	2 182	2 184	2 196

2台核电机组进入调峰市场,调峰容量增加330 MW,且核电机组第1档报价比各煤电机组第2档价格低,煤电机组7,8,9,10只需深度调节第1档即可满足调峰需求,调峰电源的多样化和调峰容量的增加,一定程度上缓解了煤电机组调峰压力,电网调峰时段煤电机组总出力如图4所示。图4中,在时段3~13核电参与调峰后煤电总出力即增加60 MW左右。2台核电机组参与调峰,电网调峰容量可增加330 MW,更好地解决了夜间风电逆调峰问题,在时段10~17核电调峰量 P_3 和风力发电出力 S_2 趋势基本符合,如图5所示。

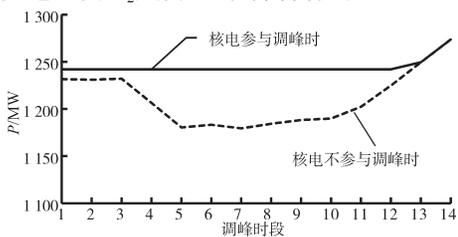


图4 电网调峰时段煤电机组总出力

Fig.4 Total power output of coal power unit during peak shaving time

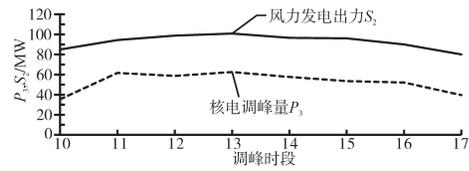


图5 核电调峰量与风电发电关系

Fig.5 The relationship between nuclear power peak regulation and wind power generation

不考虑核电参与调峰的机组调峰量如表7所示:核电机组以75%负荷率带基核运行,仅调用煤电机组进行调峰,煤电机组7~10调用第2档调峰资源才满足时段10~17的深度调峰需求。按照表4的机组报价,产生的调峰成本为28 982元。核电机组参与电网调峰如表8所示,核电11,12机组第1档报价低于煤电机组第2档报价,煤电机组只调用第1档的深调容量,剩下由核电12机组调峰。按照表4报价,产生的调峰成本为21 110元,调峰成本相比前者降低7 872元。核电机组参与调峰,不仅增加电网调峰容量330 MW,而且增加调峰市场竞争,有效降低了电网调峰运行成本。两种调峰策略指标对比如表9所示。

表7 不考虑核电参与调峰的机组调峰量

Tab.7 The peak shaving amount of units without considering nuclear power cipate

机组编号	调峰时段							
	10	11	12	13	14	15	16	17
G1	17	17	17	17	17	17	17	17
G2	17	17	17	17	17	17	17	17
G3	17	17	17	17	17	17	17	17
G4	17	17	17	17	17	17	17	17
G5	0	0	0	0	0	0	0	0
G6	0	0	0	0	0	0	0	0
G7	16	26	23	27	22	18	16	16
G8	16	32	32	32	32	32	32	20
G9	35	35	35	35	35	35	35	35
G10	35	35	35	35	35	35	35	35
H11	0	0	0	0	0	0	0	0
H12	0	0	0	0	0	0	0	0
合计	170	196	193	197	192	188	186	174