

DOI: 10.7667/PSPC161924

市场环境下区域电网调峰的直调机组 网际出力优化配置研究

徐熙林, 宋依群

(电力传输与功率变换控制教育部重点实验室(上海交通大学), 上海 200240)

摘要: 在中国特高压建设、西电东送的大背景下, 低谷调峰已经成为诸多区域电网内多个省(市)电网运行的困难之一。为有效缓解区域电网内多个省级电网的调峰难题, 引入竞争的电力市场环境, 对网内优质的调峰资源进行优化调用。以区域电网为背景, 构建分省低谷调峰交易市场, 对市场框架进行设计。在此市场环境中提出了以电网负荷过程平稳性和区域直调机组收益最大化为优化目标的网际出力优化配置模型, 探索了价格迭代分层优化方案。并针对多种耦合多电网调峰需求方案及统调比例设置方案进行了分析与研究。通过华东直调系统简化算例模拟, 可见提出的网际出力优化模型均能够切实高效地解决市场环境下区域电网调峰问题。

关键词: 调峰; 区域电网; 网际出力配置; 市场环境; 优化模型

Study on power generation allocation of regional plants for peak operation in partly deregulated electricity market environment

XU Xilin, SONG Yiqun

(Key Laboratory of Control of Power Transmission and Transformation (Shanghai Jiao Tong University),
Ministry of Education, Shanghai 200240, China)

Abstract: Under the background of China's ultra-high voltage power grid construction and west-to-east power transmission project, peak operation during valley-load period has become one of the power grid operation difficulties. In order to effectively solve the problem of peak operation in regional power grid, the partly deregulated market environment is introduced, which helps allocate peak operation resources among provincial grids in the region. A regional down-regulation market and its framework are designed based on regional grid. A power generation allocation model is proposed aiming at the stability of the load distributing process and the maximization of the profits of regional plants and a price-iterative hierarchical optimization scheme is explored. Meanwhile, different goal weight setting methods and power transmission ratio setting methods are analyzed. The model is implemented to the peak operation of regional plants in East China Power Grid. The numerical results show that the peak operation problem in partly deregulated environment is effectively solved, meeting the demands for peak loads of multiple provincial grids.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 51377103) and Science and Technology Project of State Grid Corporation of China (No. 520800150014).

Key words: peak operation; regional power grid; power generation allocation; electricity market environment; optimization model

0 引言

随着中国特高压电网的建设以及西电东送工程的推进, 华东、东北等区域大电网作为受端电网,

深受直流馈入功率大、调节性差等特性影响^[1]。2014年, 华东电网累计消纳跨区直流电量 1277.57 亿 kWh, 同比增加 49.95%, 七回直流满送最大电力 2977 万 kWh, 同比增长 46.79%。水电、风电等可再生清洁能源的跨区馈入使区域大电网内各省市电网的等效负荷曲线愈加复杂多变而难以预测^[2-4]。在可再生能源的高比例馈入影响下, 光伏或风力发电出力最

基金项目: 国家自然科学基金项目(51377103); 国家电网公司科技项目(520800150014)

大时可能出现“发电容量过剩”现象，各级电网在不同程度上出现低谷调峰能力不足的问题^[5]，对电力系统调度计划的制定提出了更高的技术要求。高比例区外来电背景下，区域电网的调峰困境日渐突出，对其电网平台下各级电力系统安全稳定的影响不容小视^[6-9]。

为缓解区域电网内各省市电网的调峰压力，需要合理分配网内优质的调峰资源^[10-11]。华东、东北等诸多区域大电网平台内都拥有丰富的直调机组调峰资源。区域直调电站通常包含常规火电以及抽水蓄能等类型机组，因其容量较大、调节性较佳等特性，势必在调峰过程中发挥重要作用。但目前直调机组调峰资源配置过程中采用的按同等比例分配各时段电力的方法未考虑到各省级电网负荷曲线的差异性，无法充分发挥电站的调峰作用，甚至可能会恶化高比例区外来电影响下的各省级电网等效负荷曲线^[12]。针对直调机组调峰资源配置方法的研究目前成果寥寥。文献[13]针对华东多电网调峰问题构建了优化模型，但模型中没有考虑可再生能源馈入的影响，且对日分配比例的限制也使电力调度丧失了足够的灵活性。文献[14]关注局部时段内负荷频繁波动的问题，提出了邻域搜索算法进行负荷局部平滑，但仍未对调度模式做出突破与改进。文献[15]提出了启发式算法来进行低谷调峰资源配置，但由于只构建了抽水蓄能电站群模型，不适用于多种能源形势，具有一定的局限性。上述研究对直调机组调峰资源的配置仍然基于垄断计划的调度机制，对直调机组网际出力的分配缺乏活力，降低了经济效率，也很难保障供电的可靠性。

因此，为缓解负荷低谷时段的调峰压力，实现资源的最优配置，本文引入有竞争的电力市场环境。将竞争引入调峰出力的网际配置可以充分发挥市场对资源配置的指导促进作用^[16]，改变区域电网既有的计划调度模式为市场化的灵活调度模式。在区域分省低谷调峰市场环境下，以电网负荷过程平稳性和区域直调机组收益最大化为优化目标构建网际出力价格迭代双层优化配置模型，并针对多种耦合多电网调峰需求方案及统调比例设置方案进行了分析与研究。所提模型通过华东电网直调机组的日计划制作实例进行了验证，结果表明，模型能有效解决市场环境下的网际出力分配问题，满足区域内多个省级电网的调峰要求。

1 市场环境下网际出力配置问题分析

现行的区域直调机组调度为完全计划性的等比例分配方式，本文希望在竞争市场环境下进行更为

灵活的半开放网际出力调度。在直调机组出力过程已知的情况下，为将区域直调机组分时段出力更加经济合理地分配到各大省级电网，需构建网际出力调度优化模型，并对其中的诸多问题作出研究。图1以一个包含4个省级电网的区域电网为例展示了直调机组网际出力配置过程中的两类技术问题。

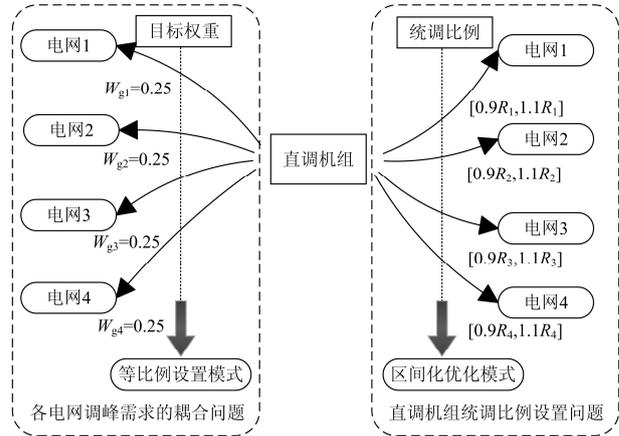


图1 直调机组向各大电网日送电技术问题

Fig. 1 Problems of energy transmission to provincial grids

1.1 各省级电网调峰需求的耦合问题

由于网际出力模型涉及到区域电网内多个省级电网，优化目标不唯一。如何根据不同省级电网的负荷曲线来耦合各省级电网的调峰需求成为一大问题。在构建优化模型的目标函数时，针对不同电网设置差异性的目标权重成为解决该问题的一种手段。该手段对多电网的调峰目标进行耦合，进而实现多目标到单目标的转换。为分析不同的电网目标权重设置方案对调峰效果的影响，拟设计三种目标权重设置模式：1) 等比例设置；2) 按各电网负荷水平设置，各电网目标权重与其负荷水平成正比，且各目标权重总和为1；3) 按各电网调峰压力设置，各电网目标权重与其调峰压力系数成正比，且各目标权重总和为1。图1展示了等比例设置方式。

电网的调峰压力可由电网发电水平响应负荷周期性变化的特性来决定。第三种方案中，可以用电网的调峰压力系数来定量表示电网的调峰压力。调峰压力系数可以由电网调峰需求与电网实际装机对应的可调节能力的比值来表示。

$$\delta = \frac{[(L_{eq,max} + R_u) - (L_{eq,min} - R_d)] / (L_{eq,max} + R_u)}{\sum_{i=1}^{N_G} (P_{i,max} - P_{i,min}) / \sum_{i=1}^{N_G} P_{i,max}} \quad (1)$$

式中： $L_{eq,max}$ 和 $L_{eq,min}$ 表示研究周期内电网等效的最大负荷和最小负荷； R_u 和 R_d 分别为电网的正备用需求和负备用需求； $P_{i,max}$ 和 $P_{i,min}$ 为机组 i 的最高技

术出力和最低技术出力; N_G 为系统当前的开机方式对应的实际装机机组数目。

1.2 统调比例设置问题

以统调比例表示运行日内直调机组群中某一机组送至某一电网的全天总体电量占该机组全天总发电量的比例。结合目前区域电网的运行特性及市场环境, 可以设计两种统调比例优化模式: 1) 统调比例开放优化模式。不针对统调比例设置限制, 对其进行 $[0, 1]$ 的开放无约束优化; 2) 统调比例区间优化模式。首先根据以往的出力分配经验, 参考区域电网的实际运行数据和调度统配比例确定各电网日受电固定比例。以该固定比例 $\pm 10\%$ 为范围形成约束区间, 将统调比例限制在这一约束区间内进行优化。若某统调比例对应的日受电固定比例为 R , 那么对该统调比例形成的约束区间为 $[0.9R, 1.1R]$ 。图 1 展示了这种统调比例设置方案, 其中各电网的固定统调比例为 R_1 、 R_2 、 R_3 、 R_4 。

2 区域分省低谷调峰市场结构及组织流程

区域分省低谷调峰市场设计基于现行东北调峰市场。以日前市场为基础, 在优化模型中以 24 h 为一个调度周期, 其市场交易基本流程图如图 2 所示。

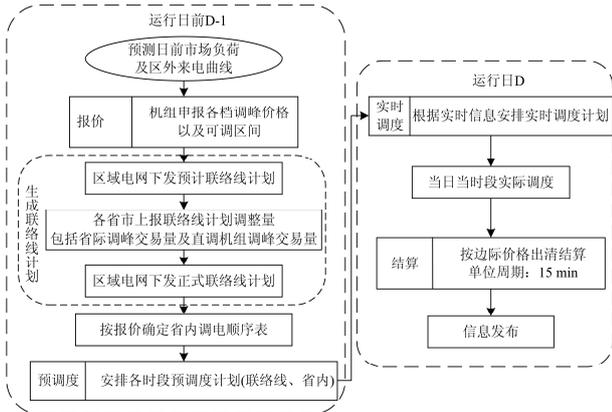


图 2 区域分省低谷调峰市场交易流程图

Fig. 2 Market rule of provincial down-regulation market

区域分省低谷调峰市场的基本流程如下所述。

1) 运行日前 D-1

由各省级电网中的燃煤火电厂进行可调区间申报及报价形成各电网集结后的综合报价曲线。可以根据参与调峰市场机组的调峰率来将每台机组的报价分为三档, 调峰率的定义可以表示为

$$PR_{Gi}(P_{act, Gi}) = \frac{P_{max, Gi} - P_{act, Gi}}{P_{max, Gi}} \quad (2)$$

式中: $P_{max, Gi}$ 与 $P_{act, Gi}$ 分别表示机组 Gi 的最大出力值与实际出力值。

并对每档的价格设置上下限约束, 如表 1 所示。

表 1 典型火电机组的分档报价曲线

Table 1 Piecewise bidding curve of typical thermal plants

	无需支付	第 I 档	第 II 档	第 III 档
调峰率	0%~48%	48%~55%	55%~60%	60%~100%
报价/ (元/kWh)	0	0~0.4	0.4~0.6	0.6~0.8

之后, 区域电网调度机构结合预计联络线计划与跨省调峰交易量生成正式省间联络线计划。然后由省级电力调度交易中心结合本省调峰需求根据报价确定本省调电序列, 按序安排机组预调用计划。

2) 运行日 D

根据预测负荷更新顺序安排实际调用, 根据调用结果按边际机组价格出清。之后进行补偿及分摊结算, 提供下调调峰容量的火电机组或提供等效下调容量的抽水蓄能机组得到补偿, 其他没有提供调峰服务的机组参与分摊。最终进行信息发布。

3 市场环境下的网际出力配置建模与求解

3.1 约束条件

市场环境下的网际出力配置问题是在区域直调机组出力过程已知时对其进行日受电出力过程的合理分配, 并寻求到最优的机组向各电网送电的比例。需满足以下的约束条件。

1) 单一时段内的机组出力总和平衡约束

需保证在单一时间段内 m 号直调机组送至各个电网的出力和等于该机组的单一时段出力值。

$$\sum_{g=1}^G P'_{m, g} = P'_m \quad (3)$$

式中: $P'_{m, g}$ 为 m 号直调机组在 t 时段至 g 号电网的出力; P'_m 为 m 号直调机组在 t 时段内的出力; $1 \leq m \leq M$, M 为出力机组的总数; $1 \leq g \leq G$, G 为参与调峰的电网总数; $1 \leq t \leq T$, T 为时段总数。

2) 调度日内电网受电量平衡约束

需要保证调度日内 g 号电网的受电总和为 m 号机组至该电网的出力总和。

$$\sum_{t=1}^T P'_{m, g} = P_m R_{m, g} \quad (4)$$

式中: P_m 为 m 号直调机组的日发电量, 即 $P_m = \sum_{t=1}^T P'_m$; $R_{m, g}$ 为一日内 m 号直调机组至 g 号电网出力占其总体出力的比例, 即统调比例, 有两种设置方案, $0 \leq R_{m, g} \leq 1$, $\sum_{g=1}^G R_{m, g} = 1$ 。

3) 机组发电情况下的出力非负约束

机组的发电情况包括各种能源形式的发电机组的发电工况。可表示为

$$P_{m,g}^t \geq 0 \quad (5)$$

4) 机组抽水工况下的出力非正约束

机组的抽水工况只适用于抽水蓄能电站。

$$P_{m,g}^t \leq 0 \quad (6)$$

5) 各省级电网发电资源配置均衡性约束

以 t_g 、 t_0 分别表示 g 号电网以及直调机组发电系统的日平均发电机组利用小时数。希望 g 号电网本地机组利用率不要因区外来电和网际出力分配受到过多限制, 应满足约束

$$t_g S_g / \Delta t \geq \sum_{t=1}^T R_g^t + t_0 S_g / \Delta t \quad (7)$$

式中: $t_g S_g / \Delta t = \sum_{t=1}^T C_g^t - \sum_{t=1}^T P_{\text{receive},g}^t - \sum_{t=1}^T P_{m,g}^t$; C_g^t 为分配 m 号直调机组出力时 g 号电网在 t 时段内面临的负荷需求, $P_{\text{receive},g}^t$ 为 g 号电网在 t 时段内接受的区外来电功率; R_g^t 为 t 时段的 g 号电网系统运行备用; S_g 为 g 号电网所在地区的总装机容量; Δt 为单一时段的时长。

3.2 双层优化目标函数

区域电网内各省级电网调峰通过网际出力配置对各电网负荷曲线的高峰和低谷段进行调节。通过建模将市场环境下的网际出力配置问题转换为双层迭代规划进行最优化求解。双层优化目标如下所述。

1) 第一层优化目标

第一层优化目标拟定为网际出力配置过程中, 电网剩余负荷平稳性和区域直调机组收益最大化。

(1) 各电网剩余负荷平稳性目标

调峰的目标在于通过分配调峰资源来对电网负荷特性进行改善, 最大程度减小负荷峰谷差, 使预留给调节性较弱机组的负荷需求尽可能平稳。在直调机组出力过程已知的条件下, 为保证峰谷分时段内电网剩余负荷的平稳性, 可采用剩余负荷方差或均方差最小构建调峰目标函数^[17]。

对于任意的 g 号电网, m 号直调机组对其进行调峰网际出力配置的目标函数可以表示为

$$\min D_g = w_{g1} \sum_{t=\lambda_{g1}} (X_g^t - \sum_{i=\lambda_{g1}} X_g^i / T_{g1})^2 + w_{g2} \sum_{t=\lambda_{g2}} (X_g^t - \sum_{i=\lambda_{g2}} X_g^i / T_{g2})^2 \quad (8)$$

式中: X_g^t 为 g 号电网在 t 时段内的剩余负荷值, 即

$X_g^t = C_g^t - P_{\text{receive},g}^t - P_{m,g}^t$; T_{g1} 、 T_{g2} 分别为 g 号电网低谷时段与高峰时段的总体时长; w_{g1} 、 w_{g2} 分别为低谷与高峰时段的目标权重, 可按等比例设置, 或根据实际要求设置; λ_{g1} 、 λ_{g2} 分别为 g 号电网低谷时段与高峰时段的集合。

以上为单一的 g 号电网情况下的优化目标函数, 显然在进行 G 个电网的网际出力分配时, 所涉及到的是一个多目标优化函数, 难以直接进行优化求解。因此考虑引入目标权重对这一模型进行转化, 将多目标问题转化为单目标问题。同时对各个电网的负荷进行归一化, 以免负荷水平差异造成结果误差。并将式(3)与 $X_g^t = C_g^t - P_{\text{receive},g}^t - P_{m,g}^t$ 代入式(8)。此时, 对于 m 号机组, 其调峰目标函数可以表示为

$$\min D = \sum_{g=1}^G \frac{w_g}{(C_g^{\max})^2} \left\{ \frac{w_{g1}}{T_{g1}^2} \sum_{t=\lambda_{g1}} [T_{g1} (C_g^t - P_{\text{receive},g}^t - P_{m,g}^t) - C_{g1}^{\text{sum}} + \sum_{t=\lambda_{g1}} P_{m,g}^t]^2 + \frac{w_{g2}}{T_{g2}^2} \sum_{t=\lambda_{g2}} [T_{g2} (C_g^t - P_{\text{receive},g}^t - P_{m,g}^t) - C_{g2}^{\text{sum}} + P_m R_{m,g} - \sum_{t=\lambda_{g1}} P_{m,g}^t]^2 \right\} \quad (9)$$

式中: w_g 即耦合各电网调峰需求时 g 号电网的目标权重, 本文提出三种设置方案; T_{g1} 、 T_{g2} 分别为 g 号电网低谷时段与高峰时段的总体时长; C_{g1}^{sum} 、 C_{g2}^{sum} 分别为 g 号电网考虑区外来电影响后的等效低谷时段与高峰时段的负荷需求之和; C_g^{\max} 为 g 号电网负荷的最大值。

(2) 区域直调机组收益最大化目标

高峰时段, 由于提供调峰出力可以在主能量市场中获得相应的收益, 对各省级电网负荷曲线提供“削峰”服务, 无需在调峰市场中再次获得支付与补偿; 而在低谷时段, 由于抽水蓄能站等提供等效下调调峰容量的机组无法获得正常的能量市场结算, 因此需要在调峰市场中对这部分机组给予补偿, 没有提供下调调峰服务的火电直调机组参与分摊。可在此基础上建立目标函数。

$$\max F = \sum_{g=1}^G \left(- \sum_{t=\lambda_1} \rho_{\text{bid},g}^t P_{m,g}^t \right) \Delta t - C_{m,cb} \quad (10)$$

式中: $\rho_{\text{bid},g}^t$ 表示 t 时刻 g 号电网最终成交的调峰服务价格, 第一层优化时该值仍不确定, 需要与第二层优化目标进行联合迭代优化以确定其值; $C_{m,cb}$ 表示直调机组中 m 号机组参与调峰市场交易的成本, 由于直属各机组的日出力均已按照计划值安排, 可以将成本作为常量考虑在目标函数中。

在建立两个第一层优化目标的基础上, 引入对

应的目标权重 w_F 、 w_D ，将区域直调机组收益最大化和电网余荷平稳性这两个优化目标耦合，同时考虑两个优化目标的归一化，建立第一层优化目标函数。

$$\min Y = \min(w_D \frac{D - D_{\min}}{D_{\max} - D_{\min}} - w_F \frac{F - F_{\min}}{F_{\max} - F_{\min}}) \quad (11)$$

式中： D_{\max} 、 D_{\min} 分别表示目标 D 的最大可能取值与最小可能取值； F_{\max} 、 F_{\min} 分别表示目标 F 的最大可能取值与最小可能取值。

2) 第二层优化目标

第二层优化目标拟定为以一定的市场出清规则保证区域内各大省级电网全天时段购买调峰辅助服务的总成本最小。可以表示为

$$\min C = \sum_{g=1}^G \sum_{t=\lambda_{g1}}^G \rho_{\text{bid},g}^t(P_g^t) |P_g^t| \Delta t \quad (12)$$

式中： $\rho_{\text{bid},g}^t(P_g^t)$ 为 t 时刻各省级电网根据本地机组的调峰申报容量和价格确定的报价曲线，是关于调峰容量 P_g^t 的函数； $|P_g^t|$ 为 t 时刻 g 号电网的出力分配总和，即 g 号电网面临的直调机组提供的调峰需求。

第二层优化为一种为直调机组设计的特殊出清方式。不同之处在于市场出清过程仅针对 t 时刻完成，而第二层优化相当于在低谷时段完成多次出清。

直调机组参与的分省出清需要遵循一定的规则。可以将各省级电网的实际总体调峰需求分为区域直调机组提供部分和非区域直调机组提供部分。首先针对 g 号电网总体的调峰需求按照“低价优于高价”的顺序进行排队出清。然后从原始出清点以内的成交部分末端切取总调峰需求中区域直调机组提供部分，得到新的最终出清点，出清点的价格即为 g 号电网最终的区域直调机组调峰服务出清价格。该过程如图 3 所示。

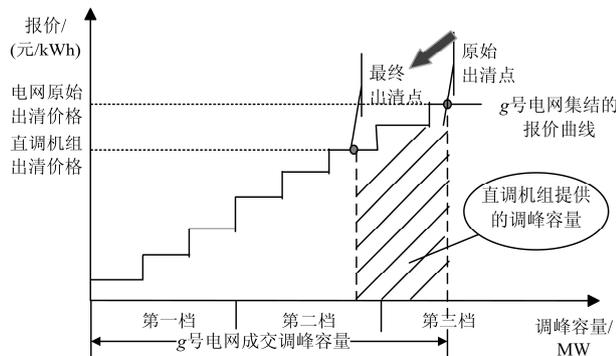


图 3 区域分省低谷调峰市场出清示意图

Fig. 3 Provincial down-regulation market clearing method

3.3 双层价格迭代优化流程

双层优化采用各电网调峰服务价格作为双层目标间的传递变量进行多次迭代，最终得到的最优解包含网际出力配置方案的 $T \times G + G$ 个决策变量 $\{P_{m,1}^1, P_{m,1}^2, \dots, P_{m,1}^T, P_{m,2}^1, P_{m,2}^2, \dots, P_{m,2}^T, \dots, P_{m,G}^1, P_{m,G}^2, \dots, P_{m,G}^T, R_{m,1}, R_{m,2}, \dots, R_{m,G}\}$ 以及低谷时段各电网分时的调峰服务出清价格。具体的优化流程如图 4 所示。

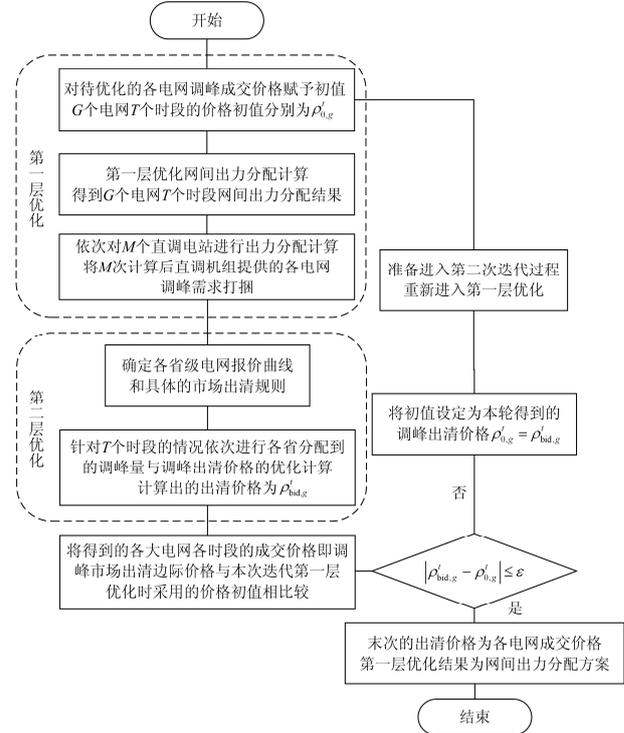


图 4 双层价格迭代优化流程图

Fig. 4 Flow chart of price iterative stratified optimization

4 算例分析

4.1 算例背景

以华东电网为例研究区域电网调峰问题，应用华东直调系统对本文提出的优化模型进行仿真计算。该简化仿真系统包含火电、水电、抽水蓄能站、核电等 13 座电站及上海、江苏、浙江、安徽 4 大电网。

系统负荷曲线参考 2014 年 8 月 6 日华东电网各省级电网实际负荷以及区外来电功率。固定统调比例设置方案参考当日的实际统调比例。表 2 给出了按照华东电网当日运行方式计算得出的各电网调峰压力系数与对应目标权重值。各电网目标权重与其调峰压力系数成正比关系，总和为 1。根据 g 号电网内本地各机组的各时段独立报价曲线可以得到集结后的 g 号电网综合集结报价曲线。各电网的集成分时报价曲线按照当日的运行特性测算得到。

表 2 各电网调峰压力系数与目标权重

	上海	江苏	浙江	安徽
调峰压力系数	1.194	0.679	0.834	0.686
目标权重	0.352	0.200	0.246	0.202

4.2 算例结果与分析

采用MatlabR2015b编制了程序进行优化计算。首先将统调比例选择为系数开放模型，将目标权重选择为按调峰压力设置模式，再探究网际出力配置的两类技术问题。设置第一层目标中双目标权重为 $w_D = 0.5$ 、 $w_F = 0.5$ 。设置 $\rho'_{0,g} = 0.4$ 、 $\varepsilon = 0.01$ 。表3给出了市场环境下的各省级电网调峰效果。表4给出了三种目标权重设置方案的调峰统计指标。表5给出了两种统调比例设置方案的调峰统计指标。图5给出了华东直调机组网际出力分配对各电网的负荷平衡结果。图6给出了分省分时低谷调峰服务出清价格。

表 3 市场环境下的调峰结果

		MW			
名称	属性	上海	江苏	浙江	安徽
原始负荷	高峰	7792	45 383	34 710	16 214
	低谷	3828	39 336	25 104	12 967
	均方差	1374	1309	2569	810
剩余负荷	高峰	6414	42 875	29 400	15 239
	低谷	4069	36 695	23 642	12 691
	均方差	759	1624	1459	456

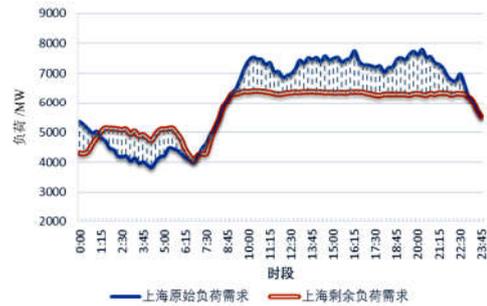
表 4 不同目标权重设置方案的调峰结果

		MW			
方法	属性	上海	江苏	浙江	安徽
按调峰压力系数设置	高峰	6414	42 875	29 399	15 239
	低谷	4069	36 695	23 641	12 690
	均方差	759	1624	1459	456
按等比例设置	高峰	6459	42 858	29 609	15 012
	低谷	4069	37 019	23 964	12 792
	均方差	758	1462	1363	470
按电网负荷水平设置	高峰	7477	41 406	30 908	14 800
	低谷	4069	36 436	25 104	12 376
	均方差	999	1418	1275	529

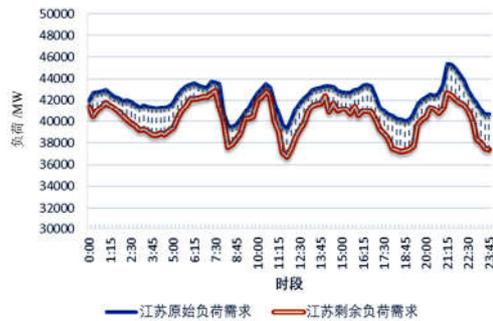
表 5 不同统调比例设置方案的调峰结果

		MW				
方法	均方差	上海	江苏	浙江	安徽	综合
系数开放	低谷段	346	1302	752	255	621
优化方法	高峰段	231	1728	1670	358	916
系数区间	低谷段	592	955	1041	288	717
优化方法	高峰段	271	1789	1683	434	961

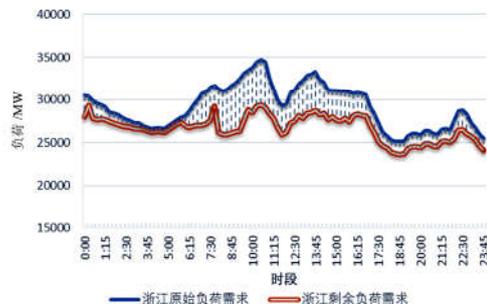
从调峰效果看，本文提出的模型对各电网的负荷曲线进行了“削峰填谷”的调节。由表3可知，上海和浙江电网的总体调峰效果最为显著，而上海电网有效利用了优质的抽水蓄能调峰资源。上海及浙江电网的调峰深度分别达到了 1619 MW 和 3847 MW，上海电网的低谷负荷从 3828 MW 增长到 4069 MW。相对而言，江苏和安徽电网的调峰效果不显著，分析原因：首先，虽然首轮迭代中各电网的初始出清价格相同，但上海和浙江电网在增加剩余负荷平稳性的目标支持下获得了更多调峰出力。进入第二层优化后，上海和浙江电网在出清环节的直调机组出清价格较高。在第二轮迭代后，上海和浙江电网将在第一层优化获得更多的调峰出力以实现直调机组收益最大化的目标。其次，各电网根据本地机组报价集结的报价曲线存在差异。上海和浙江电网调峰困难，本地机组调峰报价更高，造成两大电网的最终出清价格高于其他。



(a) 上海电网负荷平衡结果



(b) 江苏电网负荷平衡结果



(c) 浙江电网负荷平衡结果

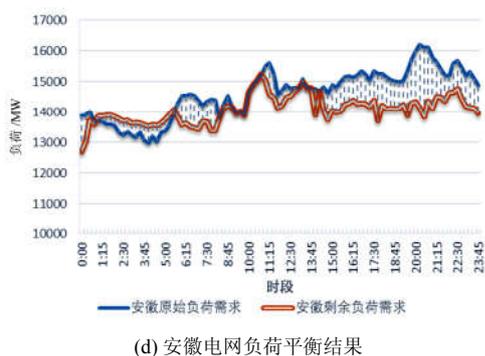


图 5 市场环境下的负荷平衡结果

Fig. 5 Load balance results in market environment

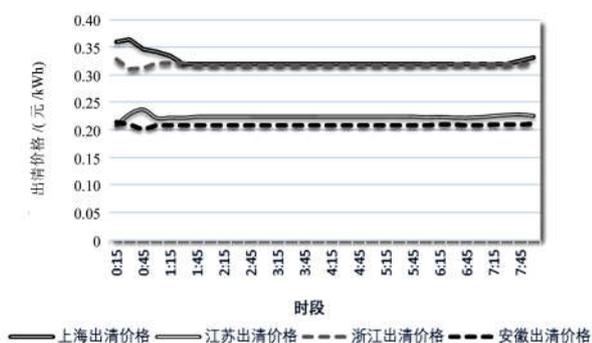


图 6 区域分省低谷出清价格结果

Fig. 6 Provincial down-regulation market clearing results

由图5可以直观清晰地看出第一层的分高峰低谷时段调峰目标,可在一定程度上改善负荷高峰、低谷段的相对平稳性,这在上海电网表现的尤为明显。表明该方法具有较强的分段调节能力。

为研究不同目标权重设置方案对模型的影响,改变目标权重设置方案,表3给出了三种方案的仿真计算结果。可见按调峰压力系数设置方案能根据调峰压力协同各电网差异性的调峰需求,其中上海和浙江电网由于调峰困难获得最佳的调峰效果。而等比例设置目标权重的方案能够将直调机组的调峰出力较为均匀地分配到各大电网。按电网负荷水平设置目标权重的方法则明显地加大了江苏电网的调峰深度,使江苏电网的日峰谷差减小到4970 MW,这主要得益于江苏电网较高的平均负荷水平。

为研究不同统调比例设置方案对模型的影响,比较两种设置方案,表4给出了仿真计算结果。可发现系数区间优化方案中浙江电网的剩余负荷均方差得到了相对较好的改善。分析原因:在系数区间优化方案中,浙江电网按照运行经验得到了更优的受电比例系数,受电比例达到50%以上,有助于全天各时段的剩余负荷平稳。但综合比较各电网的调峰

效果,系数开放优化方法对剩余负荷的平稳性有更好的改善,使高峰与低谷段剩余负荷标准差分别从961 MW、717 MW减小到916 MW、621 MW。

为研究市场竞争对网际出力配置的指导作用,改变市场开放程度进行仿真。设置第一层目标函数中的双目标权重时,除等权重设置方案外,可选择 $w_D = 1, w_F = 0$ (无市场环境); $w_D = 0.75, w_F = 0.25$; $w_D = 0.25, w_F = 0.75$; $w_D = 0, w_F = 1$ (全开放市场环境)等几种典型的目标权重设置方案。求解上述几种方案下的网际出力配置问题,计算结果见图7。可发现,随着市场竞争引入比例增大,各大电网剩余负荷的均方差以及直调机组收益均在逐渐增大。本文既希望华东直调机组收益增加,也不希望因此造成各电网调峰效果下滑。因此,等比例权重设置模式,即半开放市场环境最适于区域电网调峰。

综上分析,市场竞争的引入对缓解华东电网调峰困境有显著的指导作用。

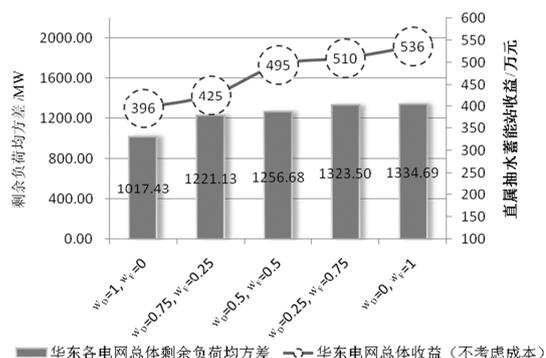


图 7 不同市场开放环境下的仿真结果

Fig. 7 Simulation results in different market environment

5 结论

1) 本文模型能有效解决区域电网内多省级电网综合调峰需求下的直调机组网际出力配置问题,获得优于目前调度模式下的调峰结果。

2) 半开放市场环境的引入在保证电网可靠运行的基础上,提高了电网运行收益。对网际出力配置起到理想的指导作用。

3) 模型适用于多种能源形式机组,具推广价值;同时作为区域电网调峰调度的核心技术之一,将为解决我国区域电网调峰困境提供可行途径。

参考文献

- [1] 陈兆庆, 祝瑞金. 对大受端电网规划若干技术问题的思考[J]. 华东电力, 2009, 37(5): 695-698.
CHEN Zhaoqing, ZHU Ruijin. Technical issues on planning for large receiving-end grids[J]. East China Electric Power, 2009, 37(5): 695-698.
- [2] 胡朝阳, 王亮, 郭强. 华东电网大规模风电调度运行

- 的研究[J]. 华东电力, 2010, 38(6): 785-788.
- HU Chaoyang, WANG Liang, GUO Qiang. Study on dispatching operation of large-scale wind power of East China Grid[J]. East China Electric Power, 2010, 38(6): 785-788.
- [3] 李红叶, 陈森林. 中国可再生能源发电发展战略探讨[J]. 中国农村水利水电, 2011(3): 131-135.
- LI Hongye, CHEN Senlin. Strategy on China's renewable energy development[J]. China Rural Water and Hydropower, 2011(3): 131-135.
- [4] 马斌, 张丽艳. 一种基于径向基神经网络的短期风电功率直接预测方法[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(19): 78-82.
- MA Bin, ZHANG Liyan. Short-term wind power direct forecasting based on RBF neural network[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(19): 78-82.
- [5] 杨冬锋, 周苏荃, 鲍锋. 风电并网系统低谷时段的调峰能力分析[J]. 电网技术, 2014, 38(6): 1446-1451.
- YANG Dongfeng, ZHOU Suquan, BAO Feng. Analysis on peak load regulation capacity of power grid integrated with wind farms in valley load period[J]. Power System Technology, 2014, 38(6): 1446-1451.
- [6] 何光宇, 王祺, 裴哲义, 等. 三峡电力系统调峰问题的研究[J]. 电网技术, 2003, 27(10): 12-16.
- HE Guangyu, WANG Zhen, PEI Zheyi, et al. Peak-load dispatching of Three-Gorges power system[J]. Power System Technology, 2003, 27(10): 12-16.
- [7] 郭小璇, 龚仁喜, 鲍海波, 等. 含新能源电力系统机会约束经济调度的二阶锥规划方法[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(22): 85-91.
- GUO Xiaoxuan, GONG Renxi, BAO Haibo, et al. Second-order cone programming method of chance constrained economic dispatch considering renewable energy sources[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(22): 85-91.
- [8] 韩冬, 蔡兴国. 综合环境保护及峰谷电价的水火电短期优化调度[J]. 电网技术, 2009, 33(14): 78-83.
- HAN Dong, CAI Xingguo. Short-term scheduling of hydrothermal power system considering environmental protection and time-of-use price[J]. Power System Technology, 2009, 33(14): 78-83.
- [9] 李淑鑫, 刘文颖, 李亚龙, 等. 荷源联合调峰运行方案的电力节能评估研究[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(12): 7-14.
- LI Shuxin, LIU Wenyong, LI Yalong, et al. Evaluation of energy-saving on peak load regulation scheme based on source-load coordination[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(12): 7-14.
- [10] LIANG R H, KE M H, CHEN Y T. Coevolutionary algorithm based on Lagrangian method for hydrothermal generation scheduling[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2009, 24(2): 499-507.
- [11] NI E, GUAN X, LI R. Scheduling hydrothermal power systems with cascaded and head-dependent reservoirs[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1999, 14(3): 1127-1132.
- [12] 温鹏, 万永华. 联合电力系统中直调电厂子系统电力的经济分配研究[J]. 电力系统自动化, 1999, 23(23): 41-44.
- WEN Peng, WAN Yonghua. Research on economic distribution of directly dispatched power systems in interconnected power system[J]. Automation of Electric Power Systems, 1999, 23(23): 41-44.
- [13] 申建建, 程春田, 李卫东, 等. 多电网调峰的水火核电力系统网间出力分配方法[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(7): 1041-1051.
- SHEN Jianjian, CHENG Chuntian, LI Weidong, et al. Solutions to power generation allocation among multiple power grids in peak operation of hydro, thermal and nuclear plants[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(7): 1041-1051.
- [14] 孟庆喜, 申建建, 程春田, 等. 多电网调峰负荷分配问题的目标函数选取与求解[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(22): 3683-3690.
- MENG Qingxi, SHEN Jianjian, CHENG Chuntian, et al. The objective function and solution method for load distribution of peak shaving operation among multiple power grids[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(22): 3683-3690.
- [15] 程雄, 申建建, 程春田, 等. 大电网平台下抽水蓄能电站群短期多电网启发式调峰方法[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(9): 53-60.
- CHENG Xiong, SHEN Jianjian, CHENG Chuntian, et al. A short-term heuristic method for peak operation of pumped hydro-energy storage plants between multiple power grids on bulk power grid platform[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(9): 53-60.
- [16] 梅坚, 杨立兵, 李晓刚, 等. 调峰市场效用分析与低谷调峰市场设计[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(21): 134-138.
- MEI Jian, YANG Libing, LI Xiaogang, et al. Utility analysis for peak regulation market and trading market design for peak operation capacity in valley time[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(21): 134-138.
- [17] CHENG Chuntian, SHEN Jianjian, WU Xinyu. Short term scheduling for large-scale cascaded hydropower system with multi-vibration zones of high head[J]. Journal of Water Resources Planning and Management-ASCE, 2012, 138(3): 257-267.

收稿日期: 2016-11-19; 修回日期: 2017-02-15

作者简介:

徐熙林(1994—), 男, 通信作者, 硕士研究生, 研究方向为电力市场与电力系统分析; E-mail: xuxilin@yeah.net

宋依群(1970—), 女, 博士, 副教授, 研究方向为电力市场与电力系统优化运行。E-mail: yqsong@sjtu.edu.cn

(编辑 姜新丽)