

考虑用户侧参与的调峰辅助服务费用分摊机制

江岳文^{1,2}, 韦嘉睿¹

(1. 福州大学 电气工程与自动化学院, 福建 福州 350108; 2. 福建省电器智能化工程技术研究中心, 福建 福州 350108)

摘要:现行调峰辅助服务费用的分摊机制仅在电厂侧收支平衡,而电网的峰谷差在一定程度上是由负荷的峰谷特性造成的,不考虑用户分摊的调峰费用分摊机制并不合理,为此,建立考虑用户侧参与的调峰费用分摊机制。在电厂侧,根据负荷率大小对常规机组的分摊电量进行修正,利用波形相似性理论对风电机组的分摊电量进行修正,保证分摊的合理性;在用户侧,通过分析用户负荷曲线并结合电网负荷曲线提取出调峰影响指标,通过调峰影响指标评价用户调峰效果,从而分摊用户侧调峰费用。算例结果表明,所提分摊机制能有效划分电力用户、发电企业调峰责任,促使电力用户合理用电,保证电力市场公平化运行。

关键词:电力用户;调峰辅助服务;分摊机制;补偿机制;波形相似性理论

中图分类号:TM 73

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202112010

0 引言

随着我国经济的不断发展,用电量增长迅猛,全年总用电量从2010年的 4.1934×10^{12} kW·h增长到2019年的 7.2255×10^{12} kW·h。社会总用电量的不断上升使得峰谷差数值不断增大,同时具有反调峰特性的风电机组装机规模不断增大,这对电力系统的调峰能力提出了更高的要求^[1-2]。目前,我国调峰机组主要为火电机组与枯水期的水电机组,公平合理的调峰费用分摊机制将有利于提高发电企业的调峰积极性。

目前对调峰费用分摊问题的研究主要集中于电厂侧辅助服务费用分摊。文献[3]考虑发电机组煤耗、投油、寿命折损成本,引入调峰影响系数对调峰分摊费用进行修正,使得电厂侧调峰分摊更为合理;文献[4]以西北省间调峰服务为背景,建立调峰效用模型对发电企业调峰分摊费用进行修正,有利于调峰资源的跨省调度;文献[5]分别建立关于调峰启停成本的无嫉妒性分摊模型、虚拟价格分摊模型和Shapley值分摊模型,并采用加总机制对3个模型进行求和,能够有效平衡各方利益,促进清洁能源消纳;文献[6]首先建立以卡尔多改进为基础的调峰分摊机制,然后针对卡尔多模型难以求解的问题,建立方便工程实现的调峰费用分摊原则,为电力系统调峰分摊提供了新的思路;文献[7]首先给出各类型机组调峰费用的计算方法,建立合作博弈模型,通过对比Shapley值法与改进Shapley值法对调峰的影响,证明了改进Shapley值法有利于提高系统的生产效率;针对Shapley值分摊法组合数多、求解困难的问题,文献[8]首先采用K-means聚类算法对机组的调峰能力进行分类,然后结合改进Shapley值法对类间分摊费用进行分配,在降低计算难度的同时保证了

分摊模型的有效性与激励性;文献[9]采用调峰里程法分别对水风火电系统的调峰费用进行分摊,并与Shapley值法进行对比,验证所提方法的有效性。然而,上述文献的调峰分摊对象仅为发电企业,实际上电网的峰谷差在一定程度上是由负荷的峰谷特性造成的。文献[10]按照机组引发的调峰服务量比例对调峰费用进行分摊,并以附加电费的形式将调峰费用传递到用户侧,但附加电费比例较低,无法有效反映用户给电网带来的调峰影响;文献[11]以用户平均负荷作为基准划分调峰责任,提出考虑用户参与的调峰费用分摊机制,对公平地分摊调峰费用具有积极意义,但其存在分摊责任划分相对简单的问题。

为解决上述问题,本文首先介绍现行调峰费用分摊机制,然后建立用户侧参与的调峰费用分摊机制,最后通过算例验证了本文所提方法的有效性。电厂侧通过修正后的分摊电量对调峰费用进行分摊,其中火电机组根据负荷率的不同对分摊电量进行分段修正,风电机组根据波形相似度对分摊电量进行修正;用户侧通过调峰影响指标对用户侧调峰费用进行分摊。

1 现行调峰费用分摊机制

目前,我国有偿调峰服务主要为低谷调峰,在用电低谷时期,火电机组等有偿调峰机组通过减出力满足调峰需求。全国各地对发电机组调峰辅助服务费用的分摊计算方式各不相同,以福建省为例,各发电机组按各自调峰计费周期内的上网电费比例进行分摊。机组调峰分摊费用为:

$$W_{i,t}^P = \frac{W_{i,t}^E}{\sum_{i'=1}^n W_{i',t}^E} W_t^P \quad (1)$$

式中: $W_{i,t}^P$ 为机组*i*在*t*时段的调峰分摊费用; $W_{i,t}^E$ 为机

组 i 在 t 时段的上网电费; $\sum_{i=1}^n W_{i,t}^E$ 为所有机组在 t 时段的上网电费, n 为机组总数量; W_t^P 为 t 时段调峰计费周期内系统总调峰补偿费用。

调峰计费周期内系统总调峰补偿费用为:

$$W_t^P = K \sum_{i=1}^{n_1} E_i^P \lambda_i^P \quad (2)$$

式中: K 为调峰服务费总盘子调节系数; n_1 为提供调峰服务的机组数量; E_i^P 为机组 i 在 t 时段的调峰电量; λ_i^P 为机组 i 在该调峰电量下对应的调峰中标价格。

2 考虑用户侧参与的调峰辅助服务市场分摊机制设计

电力用户的用电习惯导致电网负荷具有峰谷特性, 在用电低谷时期, 需要发电企业降出力以保持供给平衡, 这增加了发电企业的成本, 需要对发电企业进行补偿。而目前调峰费用在电厂侧收支平衡, 电力用户无需承担任何费用就可以享受发电企业提供的调峰服务, 不符合公平分配原则。因此, 本文考虑将电力用户引入调峰辅助服务费用分摊方, 使电力用户承担一定的调峰费用或获得一定的调峰收益, 有利于规范电力用户合理用电。

本文所提出的调峰辅助服务费用分摊机制, 通过调峰影响指标对电力用户在各个时段内的调峰影响进行量化, 再按一定比例将调峰费用划分到电厂侧与用户侧。首先, 在各个调峰交易周期内, 根据调峰辅助服务的需求与调峰出清价格, 确定该交易周期内的总调峰费用, 将总调峰费用通过一定比例划分为电厂侧与用户侧两部分; 然后, 根据交易周期内的系统平均负荷与日平均负荷情况, 确定该交易周期的峰谷性, 计算出电力用户在交易周期内的自身负荷曲线与电网放缩后负荷曲线的偏离情况, 并计算调峰影响指标。电厂侧分摊机制在现有政策的基础上进行补充完善, 电厂侧调峰费用按照修正后的电量进行分摊; 电力用户则根据调峰影响指标大小进行分摊。

2.1 电厂侧与用户侧分摊比例

在深度调峰时段(如福建省规定的 00:00—06:00、12:00—14:00), 用户用电量较少, 为保证发电量与用电量一致, 发电机组需要降低自身出力以保持电力供需实时平衡。根据国家统计局数据, 2019 年火电发电量占比为 72%, 当负荷较低时, 火电机组应承担大部分的出力下降。然而, 当火电机组参与调峰服务时, 机组容量利用率较低, 煤耗更高, 机组使用寿命内的效益降低, 从而产生了调峰成本, 因此, 应给予参与调峰的机组一定的补偿。在电网运行过程的每个时段内, 电网的电力供需都必须平衡。未参与深度调峰的发电机组负荷率较高, 发电量较

多, 需要分摊一定的调峰费用。同时, 电网的峰谷差主要由用户各时段的用电量不均匀引起, 应将一定的调峰费用分摊给用户。因此, 调峰费用应由电厂侧、用户侧共同承担, 双方分摊费用分别为:

$$\begin{cases} W_{G,t} = \alpha W_t^P \\ W_{C,t} = (1-\alpha) W_t^P \end{cases} \quad (3)$$

式中: $W_{G,t}$ 为电厂侧在 t 时段承担的调峰金额; α 为分摊费用比例系数; $W_{C,t}$ 为用户侧在 t 时段承担的调峰金额。

α 的取值可以根据实际运行情况确定, 如: 系统中可控机组比例越高, 则 α 应越小, 因为峰谷差主要是由负荷引起的; 如果系统中可再生能源比例较高且具有明显的反调峰特性, 则系统的峰谷差由电源和负荷共同引起, α 应在 0.5 附近。虽然现阶段峰谷差主要是由负荷波动引起的, 但现有的调峰费用平衡主要是在电厂侧, 为了平稳过渡, 建议前期对 α 取较大值, 后期根据电源结构和负荷侧峰谷差程度对其值进行调整。

2.2 电厂侧调峰机制

由于电厂侧仅常规机组能在深度调峰时段获得调峰收益, 为保证分摊机制的公平性, 电厂侧参与调峰的无论是火电还是风电, 其补偿费用和分摊费用仅针对深度调峰时段, 火电与风电均不参与非深度调峰时段的用户侧调峰费用分摊。

1) 电厂侧调峰补偿费用。

式(3)中 W_t^P 为:

$$W_t^P = M_{G,t} + M_{C,t} \quad (4)$$

式中: $M_{G,t}$ 为电厂侧在 t 时段的调峰补偿费用; $M_{C,t}$ 为用户侧在 t 时段的调峰补偿费用。

电厂侧调峰补偿费用参照福建省调峰规则, 以各下调容量比例区间的少发电量与对应价格的乘积结算:

$$M_{G,t} = \sum_{i=1}^{n_1} \sum_{j=1}^m E_{i,j,t}^P \lambda_{i,j,t}^P \quad (5)$$

式中: $E_{i,j,t}^P$ 为机组 i 在 t 时段第 j 档下调容量比例的少发电量; m 为总下调容量比例档位; $\lambda_{i,j,t}^P$ 为机组 i 在 t 时段第 j 档下调容量比例的调峰补偿价格。

2) 电厂侧调峰分摊费用。

参与深度调峰的机组下调自身出力后, 提高了风电、光伏的消纳水平, 在一定程度上减少了弃风、弃光; 同时, 未参与深度调峰的机组仍保持较高的负荷率, 发电成本较低, 利润较高。因此, 电厂侧调峰费用应由风电场、光伏电站以及未参与深度调峰的火电厂分摊, 其分摊费用应根据超出有偿调峰基准负荷率的发电量进行计算, 如图 1 所示(发电机组负荷率以额定功率为基准值)。

则电厂 i 在 t 时段的分摊费用为:

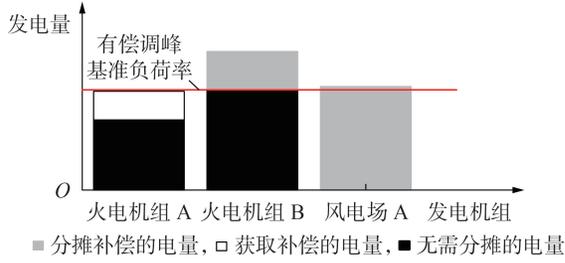


图1 电厂侧调峰费用分摊示意图

Fig.1 Schematic diagram of peak-shaving cost allocation at generator side

$$W_{G,i,t} = W_{G,t} \frac{E'_{i,t}}{\sum_{i'=1}^{n_2} E'_{i',t}} \quad (6)$$

式中: $E'_{i,t}$ 为需分摊调峰费用的机组 i 在 t 时段的修正电量; n_2 为需要分摊调峰费用的机组数量。

(1) 火电机组分摊费用。

对同一火电机组而言,其负荷率越高,超出基准调峰负荷率的发电量越大,该时段内电量收益越大,给电网带来的调峰压力也相应增大。因此,火电机组超出基准调峰负荷率部分的发电量,应根据其负荷率的大小进行修正,参照湖北省调峰规则^[12],将火电机组分摊的修正电量根据负荷率分为3档,则火电机组修正电量为:

$$E'_{i,t} = \sum_{j=1}^3 k_j E_{i,j,t} \quad (7)$$

式中: k_j 为第 j 档负荷率-电量修正系数; $E_{i,j,t}$ 为机组 i 在 t 时段第 j 档的实际发电量。

(2) 风电场分摊费用。

由于风电机组不具备调峰能力,且不存在基准调峰负荷率,因此风电场调峰分摊电量和火电厂的分摊电量计算方法不同。

虽然风电机组不具备调峰能力,但当其出力曲线与负荷曲线相似时,随着负荷增减,风电出力相应随之增减,这种相似的变化趋势将减轻系统调峰压力,因此本文考虑利用风电-负荷波形相似度修正风电分摊调峰电量。本文采用等电量-顺负荷法将风电出力曲线变换为一条与电网负荷波动性相同的风电等效出力曲线,比较风电实际出力曲线和等效出力曲线之间的波形相似度,从而评估风电实际出力对系统调峰的影响,并引入相似度因子修正风电调峰分摊电量。等电量-顺负荷法中的等电量是指在调度周期内等效前后的风电出力曲线的上网电量相等,而顺负荷是指所有发电厂(包括常规电源和风电场)都要承担跟踪负荷波动的任务^[13]。

风电等效出力曲线由等电量-顺负荷法^[14]求得,求解公式为:

$$\begin{cases} \sum_{t=1}^T P_{w,real,t} = \sum_{t=1}^T P'_{w,t} \\ \frac{P'_{w,t} - P'_{w,t-1}}{P'_{w,t-1}} = \frac{P_{grid,t} - P_{grid,t-1}}{P_{grid,t}} \quad t=2, 3, \dots, T \end{cases} \quad (8)$$

式中: $P_{w,real,t}$ 为风电场在 t 时段的实际出力; $P'_{w,t}$ 为 t 时段的风电等效出力; T 为总时段数; $P_{grid,t}$ 为 t 时段的电网负荷。

波形相似度的计算包含两部分:一部分是体现波形整体相似度,采用余弦相似度表示;另一部分是体现曲线具体对应数据大小差异的程度,采用波形幅值差异度表示。

风电实际出力曲线与等效出力曲线变化趋势越接近,余弦相似度越大,表示风电实际出力的变化趋势与电网负荷变化趋势的相似性越强,对系统调峰的压力越小。幅值差异性越大,对应点数据大小差异越大,即使波形变化趋势相同,对系统的调峰贡献也越小,因此波形相似度为余弦相似度与幅值差异度之差:

$$S = S_{zi} - S_{fzcy} \quad (9)$$

式中: S 为风电机组的总体波形相似度; S_{zi} 为风电余弦相似度; S_{fzcy} 为波形幅值差异度。

余弦相似度^[15]的计算公式为:

$$S_{zi} = \frac{\sum_{t=1}^T P_{w,real,t} P'_{w,t}}{\sqrt{\sum_{t=1}^T P_{w,real,t}^2} \sqrt{\sum_{t=1}^T (P'_{w,t})^2}} \quad (10)$$

采用相对熵原理法^[16],利用熵变大小反映波形幅值差异度,当风电场实际出力与等效出力幅值分布差异较大时,幅值差异度越大,其计算公式为:

$$S_{fzcy} = \frac{\sum_{t=1}^T \left| P'_{w,t} \log_2 \frac{P'_{w,t}}{P_{w,real,t}} \right| + \sum_{t=1}^T \left| P_{w,real,t} \log_2 \frac{P_{w,real,t}}{P'_{w,t}} \right|}{2TP_N} \quad (11)$$

式中: P_N 为风电场额定容量。

以修正后的风电场电量 $E'_{wi,t}$ 参与有偿调峰费用分摊,即:

$$E'_{wi,t} = k_w E_{wi,t} \quad (12)$$

式中: k_w 为电量修正系数; $E_{wi,t}$ 为风电场 i 在 t 时段的实际发电量。

$S \in [0, 1]$, S 越大,系统调峰压力越小,则电量修正系数 k_w 为:

$$k_w = 1 - S \quad (13)$$

2.3 用户侧调峰机制

目前的调峰政策中调峰市场是一个在电厂侧收支平衡的市场,对用户侧调峰补偿机制的研究较少。本文将根据电网、用户的负荷曲线设计用户侧调峰影响指标以及用户侧调峰机制,以调峰影响指标作为用户侧调峰责任的划分指标。

当电网处于用电高峰期时,若某用户用电量较少,则可认为该用户在该时段内的用电行为对电网调峰存在积极影响;当电网处于用电低谷期时,可再生能源发电量无法消纳,需要弃风以及购买调峰辅助服务以保持电网供需平衡,这会产生调峰成本,若用户消耗较多电量,则可认为该用户在该时段内的用电行为对电网调峰有积极影响,间接提供了调峰服务。

若电网某时段内的平均负荷大于日平均负荷,则认为该时段内电网处于用电高峰,反之则认为电网处于用电低谷。参照电厂侧调峰规则,以用户日平均负荷除以电网日平均负荷作为放缩比,据此对电网负荷进行放缩并将放缩后的负荷作为基准负荷。当电网处于用电高峰时,若用户负荷小于电网放缩后的基准负荷,则认为该用户提供了调峰服务,若用户负荷大于基准负荷,则认为该用户使电网峰谷差加大;当电网处于用电低谷时,若用户负荷大于电网放缩后的基准负荷,则认为该用户提供了调峰服务,若用户负荷小于电网放缩后的基准负荷,则认为该用户恶化了电网负荷曲线。特别地,若某用户负荷与基准负荷一致或波动较小,则需分2种情况讨论是否应进行调峰费用计算:①当电网负荷曲线较为平缓时,电网峰谷差小,调峰压力不大,此时波动较小的负荷对电网调峰影响较小,无需承担分摊费用,也不可获得调峰收益;②当电网负荷曲线不平稳时,系统调峰压力大,即使该负荷波动很小,也应认为其有改善电网峰谷特性的责任,应按照本文方法实施调峰机制。

考虑到用户与电网双方面的影响,将用户调峰影响指标定义为:

$$A_{i,t} = r_{\text{grid},t} \left(P_{\text{grid},t} \frac{\bar{P}_{\text{load},i}}{\bar{P}_{\text{grid}}} - P_{\text{load},i,t} \right) \quad (14)$$

式中: $r_{\text{grid},t}$ 为 t 时段的电网峰谷指标,当电网处于峰时段时其值为1,当电网处于谷时段时其值为-1; $P_{\text{load},i,t}$ 为用户 i 在 t 时段的负荷,采样周期为1h,此时功率与用电量相等; $\bar{P}_{\text{load},i}$ 、 \bar{P}_{grid} 分别为用户 i 、电网当日平均负荷。

电网峰谷指标 $r_{\text{grid},t}$ 为:

$$r_{\text{grid},t} = \frac{P_{\text{grid},t} - \bar{P}_{\text{grid}}}{P_{\text{grid},t} - \bar{P}_{\text{grid}}} \quad (15)$$

式(14)本质上是放缩后系统负荷曲线与用户负荷曲线之间的偏差电量,由其性质可知:当 $A_{i,t} > 0$ 时,表示用户用电行为对电网有调峰作用;当 $A_{i,t} < 0$ 时,表示用户用电行为对电网调峰有消极作用。由此,可根据调峰影响指标确定用户用电行为对电网调峰的影响,当用户用电行为对电网有积极作用时,可获取调峰收益,而当用户用电行为对电网调峰起

消极作用时,需进行调峰费用的分摊。当 $A_{i,t} > 0$ 时,用户 i 在 t 时段的调峰补偿费用 $M_{C,i,t}$ 为:

$$M_{C,i,t} = \lambda_u A_{i,t} \quad (16)$$

式中: λ_u 为用户侧调峰补偿价格。

用户侧调峰补偿费用为全体用户调峰补偿费用之和:

$$M_{C,t} = \sum_{i \in M_1} M_{C,i,t} \quad (17)$$

式中: M_1 为全体可以获得调峰补偿的用户集合。

当 $A_{i,t} < 0$ 时,用户 i 在 t 时段需分摊的调峰费用 $W_{C,i,t}$ 为:

$$W_{C,i,t} = W_{C,t} \frac{A_{i,t}}{\sum_{i' \in M_2} A_{i',t}} \quad (18)$$

式中: M_2 为所有需要进行调峰费用分摊的用户集合。由于此时 $A_{i,t}$ 均为负数,因此分摊的调峰费用 $W_{C,i,t}$ 为正数。

根据上述构建的调峰费用分摊机制,负荷率大于基准负荷的常规机组、全体风电场、调峰影响消极的电力用户均需承担相应的调峰费用,购买调峰服务。风电场与调峰影响消极的电力用户均根据自身发电/用电曲线与系统负荷曲线的关系计算出需承担的调峰费用,二者的区别在于:风电出力曲线与负荷曲线的波动性越一致,则需分摊的调峰费用越少;电力用户对电网调峰消极的偏差电量越小,则需分摊的调峰费用越少。

当系统处于深度调峰阶段时,电厂侧与用户侧共同分摊深度调峰费用;当系统未处于深度调峰时段时,没有启动深度调峰市场,电厂侧没有产生调峰补偿费用,用户侧产生的调峰费用由用户侧没有调峰效果的消极用户自行分摊,此时式(3)中的分摊比例系数 $\alpha=0$,即调峰费用在用户侧平衡。非有偿调峰阶段同样根据调峰影响指标计算出各用户的调峰影响,根据式(16)~(18)计算各用户可获得的调峰收益与需分摊的费用。每个调峰结算周期的调峰费用相互独立,用户可能在某个时段需分摊调峰费用,而在另外某个时段获得调峰收益。

将本文所提的用户侧参与的调峰费用分摊方式与现行按上网电费比例进行分摊的方式进行对比,二者之间主要区别如下。

1) 现行按上网电费比例进行分摊的方式。调峰费用分摊对象为系统内所有并网发电厂,各发电厂根据计费周期内上网电量与上网电价计算出上网电费,按上网电费比例分摊调峰辅助服务费用,电力用户不分摊调峰费用。

2) 电力用户参与的分摊方式。在火电机组有有偿调峰时段,调峰费用分摊对象为不提供调峰服务的发电企业以及对调峰影响消极的电力用户;在非有偿调峰时段,调峰费用在电力用户内部自行分摊。

通过比例系数将调峰费用划分至电厂方与用户方,电厂方根据是否提供调峰服务并按修正后的发电量进行分摊,电力用户根据调峰影响大小进行分摊。

3 案例分析

基于一个包含5个发电厂商与9个电力用户的区域网络对1 d内的调峰辅助服务分摊费用进行计算。发电厂商出力曲线见附录A图A1,所有电力用户各时段的负荷需求见附录A图A2。

火电机组参与调峰辅助服务的价格以福建省为参考,以60%的负荷率作为有偿调峰基准,以机组5%的额定容量比例作为一个价格区间,价格随着火电机组的调峰深度增加而递增,调峰价格见附录B表B1。本节假设火电机组参与调峰时的补偿价格为各调峰补偿价格区间上限。假设火电厂A、B、C的上网电价分别为393、379、400元/(MW·h),风电场A、B的上网电价分别为350、380元/(MW·h)。火电机组负荷率-电量修正系数 k_j 取值与负荷率区间划分关系为:

$$k_j = \begin{cases} 1 & 60\% < \rho \leq 70\% \\ 3 & 70\% < \rho \leq 80\% \\ 4 & \rho > 80\% \end{cases} \quad (19)$$

假设用户侧调峰补偿价格为250元/(MW·h),由于目前式(3)中比例系数 α 难以定量确定,本文分别对其取值0.4、0.5、0.6,分析各取值对电厂和用户调峰费用的影响,为本文机制的应用提供参考。不同分摊方式的分摊费用对比见表1。其中,分摊方式1为现行按上网电费比例进行分摊的方式,分摊方式2为本文所提分摊方式。

表1 调峰费用分摊方式对比

Table 1 Comparison of allocation modes of peak-shaving cost

市场主体	分摊方式1		分摊方式2			
	分摊费用/万元	调峰补偿/万元	分摊费用/万元			调峰补偿/万元
			$\alpha=0.4$	$\alpha=0.5$	$\alpha=0.6$	
风电场A	0.30	0	0.67	0.84	1.00	0
风电场B	1.37	0	8.48	10.60	12.72	0
火电厂A	6.31	8.29	0.53	0.66	0.79	8.29
火电厂B	6.59	15.28	0.32	0.40	0.48	15.29
火电厂C	9.00	0	7.85	9.81	11.77	0
用户A			1.42	1.29	1.16	2.46
用户B			1.24	1.22	1.19	3.26
用户C			15.26	14.41	13.57	4.50
用户D			18.77	17.24	15.71	5.08
用户E			2.28	2.28	2.28	14.93
用户F			2.45	2.43	2.41	8.20
用户G			4.18	4.05	3.93	18.05
用户H			9.48	9.01	8.54	10.32
用户I			18.21	16.90	15.59	0.76
合计	23.57	23.57	91.14	91.14	91.14	91.14

由表1可得如下结论。

1)当按上网电费比例进行调峰费用分摊,用户不参与分摊时,火电厂作为调峰服务提供者,在获得调峰补偿的同时,也会作为分摊对象承担调峰分摊费用。相较于火电厂,风电场出力较小,分摊费用较低。火电厂作为深度调峰的主力,承担了大部分的调峰任务,却还需承担较高的分摊费用,风电场不具备调峰能力,应向系统购买调峰服务,但因其上网电量较低,分摊费用也相应较低,该种分摊方式不太合理。

2)由于火电厂提供了调峰服务,风电场无法提供调峰服务,在分摊方式2中,火电厂的分摊费用大幅下降,风电场的分摊费用上升,这符合调峰谁提供谁收益的原则。用户作为造成系统峰谷特性的重要因素,将其引入调峰费用分摊方也体现了对电厂的公平原则。调峰影响指标的引入,使用户改变自身用电习惯以获得调峰收益的情况存在可能。若用户为降低自身分摊费用以及提高调峰收益,在负荷低谷时多用电,则可在一定程度上缓解调峰压力,减少向电厂侧购买的调峰服务,促进风电消纳。

3)火电厂A、B在有偿调峰时段提供了较多的调峰服务,其分摊费用下降明显;由于火电厂C始终未提供调峰服务,因此其无调峰补偿且需承担较高的分摊费用。用户C、D、I用电趋势与电网负荷相似,调峰消极评价较多,需要分摊较高的费用;用户E、G总体用电趋势与电网负荷相反,可以获得较高的调峰补偿。在2种分摊方式中,电厂侧可获得的调峰补偿一致,由于分摊方式2考虑用户侧的调峰影响,电力用户可获得一定的调峰补偿,这导致调峰分摊的总费用上升。

4)显然,分摊比例系数越大,电厂侧的分摊责任越大。由于有偿调峰时段相对较短,非有偿调峰时段仅在用户侧收支平衡,该时段 α 取值为0,因此 α 取值对电厂侧有较大影响。 α 取值对用户的影响程度与该用户在有偿调峰时段的调峰评价有关:若用户在有偿调峰时段存在消极的调峰评价,需要在该时段承担调峰分摊费用,则此时 α 取值对该用户有一定影响(如用户A等);若用户在有偿调峰时段为调峰积极型用户,无需在该时段承担调峰分摊费用,则 α 取值对该用户无影响(如用户E)。

下面,对风电场A、B与3个典型用户电力曲线进行分析。

图2为风电场实际出力与等效出力曲线。由图可知:风电场A实际出力曲线与计算出的等效出力曲线相差不大,出力总体趋势大致相同,计算可得其波形相似度为0.84,风电场A出力对电网调峰压力不大;风电场B实际出力曲线与等效出力曲线相差较大,峰谷时段相反,具有较明显的“反调峰”性质,出力总体趋势大致相反,计算可得其波形相似度为

0.50, 风电场B出力对电网调峰影响较大, 需承担较多的调峰费用。

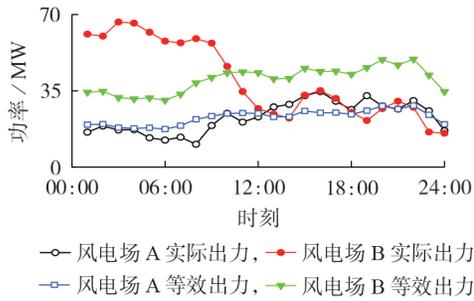


图2 风电场实际出力与等效出力曲线

Fig.2 Curves of actual output and equivalent output of wind farms

图3为典型用户负荷曲线。由图可知:用户I的总体用电趋势与电网负荷趋势大体相同, 电网的峰谷特性很大程度由该类用户造成, 因此其需承担较高的调峰分摊费用; 用户E、G的总体用电趋势与电网负荷相反, 电网处于用电低谷时, 用户E、G处于用电高峰, 电网处于用电高峰时, 用户E、G用电量较少, 具有较好的调峰效果, 因此其可以获得一定调峰补偿。由于在有偿调峰时段, 用户I调峰消极影响较多, α 取值变化对该用户调峰分摊费用有一定影响; 用户G在大部分有偿调峰时段调峰影响积极, 少数时段调峰影响消极, α 取值变化对该用户调峰分摊费用影响较小; 用户E在有偿调峰时段均为调峰积极影响, α 取值变化对该用户调峰分摊费用无影响。

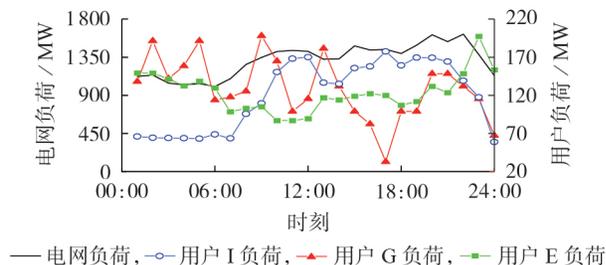


图3 典型用户负荷曲线

Fig.3 Load curves of typical electric power users

4 结论

针对当前调峰费用分摊机制仅在电厂侧收支平衡的问题, 本文提出考虑用户侧参与的调峰辅助服务费用分摊机制。火电机组以负荷率为基准分档对分摊电量进行修正; 风电机组以等电量-顺负荷等效曲线为基准计算相似度对分摊电量进行修正; 电力用户以电网等效负荷为基准, 与自身负荷比较计算出调峰影响。本文所提分摊方式根据各类发电机组特点对其分摊电量进行修正, 同时使对电网调峰有积极影响的用户获得一定调峰补偿, 有利于保证发

电机组分摊电量的公平性, 提高电力用户责任感, 促进电力用户合理用电, 保证电力系统经济运行。

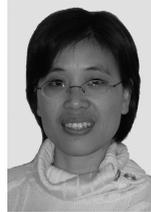
附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] KABOURIS J, KANELLOS F D. Impacts of large-scale wind penetration on designing and operation of electric power systems[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2010, 1(2):107-114.
- [2] 王蓓蓓, 刘小聪, 李扬. 面向大容量风电接入考虑用户侧互动的系统日前调度和运行模拟研究[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(22):35-44.
WANG Beibei, LIU Xiaocong, LI Yang. Day-ahead generation scheduling and operation simulation considering demand response in large-capacity wind power integrated systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(22):35-44.
- [3] 黄秋立. 计及调峰影响系数的费用分摊及随机经济调度[J]. 电网与清洁能源, 2020, 36(10):33-39.
HUANG Qiuli. Stochastic economic dispatch and cost allocation considering peak regulation influence coefficient[J]. Power System and Clean Energy, 2020, 36(10):33-39.
- [4] 马晓伟, 薛晨, 任景, 等. 西北省间调峰辅助服务市场机制设计与实践[J/OL]. 中国电力. [2020-11-18]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.3265.TM.20201013.1347.004.html>.
- [5] 梅天华, 甘德强, 谢俊. 燃煤发电机组调峰成本的公平分摊[J]. 电力自动化设备, 2016, 36(12):69-74.
MEI Tianhua, GAN Deqiang, XIE Jun. Fair allocation of coal-fired unit shutdown cost for peaking in valley time[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(12):69-74.
- [6] 菅学辉, 张利, 杨立滨, 等. 高比例风电并网下基于卡尔多改进的深度调峰机制[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(8):110-118.
JIAN Xuehui, ZHANG Li, YANG Libin, et al. Deep-peak regulation mechanism based on kaldor improvement under high-penetration wind power[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(8):110-118.
- [7] 胡佳, 胡林献. 改进夏普利值法的热电机组调峰补偿费用分摊[J]. 电力系统及其自动化学报, 2015, 27(3):65-70.
HU Jia, HU Linxian. Peaking cost allocation for thermoelectric unit via improved shapley value[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2015, 27(3):65-70.
- [8] 付亦殊, 陈红坤, 姜欣, 等. 促进大规模风电消纳的双层调峰补偿机制研究[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(4):51-57.
FU Yishu, CHEN Hongkun, JIANG Xin, et al. A bi-layer peak-regulation compensation mechanism for large-scale wind power integration[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(4):51-57.
- [9] 谢俊, 李振坤, 章美丹, 等. 机组调峰的价值量化与费用补偿[J]. 电工技术学报, 2013, 28(1):271-276.
XIE Jun, LI Zhenkun, ZHANG Meidan, et al. Peaking value quantification and cost compensation for generators[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2013, 28(1):271-276.
- [10] 王鹏远. 考虑风电并网影响的调峰辅助服务市场机制研究[D]. 北京:华北电力大学, 2018.
WANG Pengyuan. Research on peak-regulation ancillary service market mechanism considering wind power integration [D]. Beijing:North China Electric Power University, 2018.
- [11] 王玉萍, 刘磊, 李小璐, 等. 调峰辅助服务费用分摊机制[J]. 广东电力, 2019, 32(2):1-7.
WANG Yuping, LIU Lei, LI Xiaolu, et al. Allocation mechanism of peak load regulation auxiliary service cost[J]. Guangdong Electric Power, 2019, 32(2):1-7.

- [12] 国家能源局华中监管局. 关于印发《湖北电力调峰辅助服务市场运营规则(试行)》的通知([2020]87号)[EB/OL]. (2020-06-09)[2021-01-10]. <http://hzj.nea.gov.cn/adminContent/initViewContent.do?pk=A79DB333C198B1E6E050A8C0C0C822D3>.
- [13] 陈晓榕,江岳文. 风电波动成本分摊方法[J]. 电力自动化设备,2020,40(11):99-106.
CHEN Xiaorong,JIANG Yuewen. Wind power variability cost allocation method[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020,40(11):99-106.
- [14] 李璐,郑亚先,陈长升,等. 风电的波动成本计算及应用研究[J]. 中国电机工程学报,2016,36(19):5155-5163,5396.
LI Lu,ZHENG Yaxian,CHEN Changsheng,et al. Calculation of wind power variation costs and its application research[J]. Proceedings of the CSEE,2016,36(19):5155-5163,5396.
- [15] 李斌,张纪航,刘海金,等. 基于波形相似度分析的直流输电线路故障测距[J]. 电力自动化设备,2019,39(9):27-32,53.
LI Bin,ZHANG Jihang,LIU Haijin,et al. Fault location of HVDC transmission lines based on waveform similarity analysis[J]. Electric Power Automation Equipment,2019,39(9):27-32,53.
- [16] 何正友,刘志刚,钱清泉. 小波熵理论及其在电力系统中应用的可行性探讨[J]. 电网技术,2004,28(21):17-21.
HE Zhengyou,LIU Zhigang,QIAN Qingquan. Study on wavelet entropy theory and adaptability of its application in power system[J]. Power System Technology,2004,28(21):17-21.

作者简介:



江岳文

江岳文(1977—),女,教授,博士,主要研究方向为风电并网优化运行以及电力系统优化运行等(**E-mail**:jiangyuewen2008@163.com);

韦嘉睿(1996—),男,硕士研究生,主要研究方向为电力系统优化运行与电力市场(**E-mail**:kkpl9374@163.com)。

(编辑 王锦秀)

Allocation mechanism of peak-shaving auxiliary service cost considering consumer side participation

JIANG Yuewen^{1,2},WEI Jiarui¹

(1. College of Electrical Engineering and Automation,Fuzhou University,Fuzhou 350108,China;

2. Fujian Smart Electrical Engineering Technology Research Center,Fuzhou 350108,China)

Abstract:The current allocation mechanism of peak-shaving auxiliary service cost is borne only by the generator side,while the peak-to-valley difference of power grid is caused to a certain extent by the peak-to-valley characteristics of loads,the allocation mechanism of peak-shaving cost that does not consider consumer allocation is unreasonable,for which,an allocation mechanism of peak-shaving cost considering consumer side participation is established. In the generator side,the allocation electricity of conventional units is revised by the load rate,while the allocation electricity of wind farms is revised by the waveform similarity theory to ensure the rationality of allocation. In the customer side,the peak-shaving impact index is extracted by analyzing the load curves of customers combined with the load curve of power grid,which is used to evaluate the peak-shaving effect of customers,thus the peak-shaving cost of consumer side is allocated. The case results show that the proposed allocation mechanism can effectively divide the peak-shaving responsibilities of power customer and power generation enterprises,and promote rational use of electricity by power customers,and ensure fair operation of electricity market.

Key words:power consumer;peak-shaving auxiliary service;allocation mechanism;compensation mechanism; waveform similarity theory

附录 A:

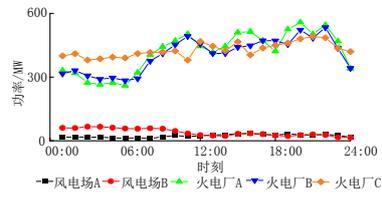


图 A1 发电厂商出力曲线

Fig.A1 Output curves of power generation manufactures

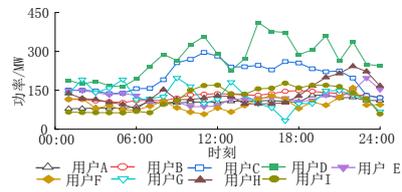


图 A2 电力用户负荷需求

Fig.A2 Load demand of power consumers

附录 B:

表 B1 火电机组调峰容量和补偿价格

Table B1 Peak-shaving capacity and compensation price of thermal power units

下调容量比例	调峰补偿价格/[元 · (MW h) ⁻¹]
(0,5%]	≤100
(5%,10%]	≤200
(10%,15%]	≤400
(15%,20%]	≤500
20%以上	≤600