

应对风电出力不确定性的备用成本分摊: 联盟博弈方法

刘 斌¹, 陈来军^{2†}, 汪雨辰¹, 梅生伟²

(1. 陕西省地方电力(集团)有限公司, 陕西 西安 710061; 2. 清华大学 电机系, 北京 100084)

摘要: 大规模风电并网后, 风电出力的不确定性将导致系统调度需要增加额外的备用及运行成本. 如何公平、合理地风电场间分摊该成本即成为大规模风电接入与消纳需要研究的重要问题之一. 为解决此问题, 本文基于联盟博弈理论提出了一种新的成本分摊方法, 使得应对风电出力不确定性所增加的备用成本能够在各风电场间实现合理分摊. 该方法由两部分组成: 首先应用“联盟博弈”促成风电场在上报其预测信息时的合作, 以降低系统调度总成本及风电场所需分摊的总成本; 进而采用Shapley值保证风电场备用成本分摊的公平性. 论文以IEEE39节点系统为仿真算例, 分析了风电场装机容量、预测精度、预测误差相关性等因素对风电场分摊成本的影响, 验证了所提方法的有效性.

关键词: 风电出力不确定性; 成本分摊; 联盟博弈; Shapley值

中图分类号: TM315

Allocating reserve cost for hedging against wind generation uncertainty: a coalitional-game-theoretic approach

LIU Bin¹, CHEN Lai-jun^{2†}, WANG Yu-chen¹, MEI Sheng-wei²

(1. Shaanxi Local Electric Power Group Co., Ltd., Xi'an Shaanxi 710061, China;

2. Department of Electrical Engineering, Tsinghua University, Beijing 100084, China)

Abstract: With large-scale wind power integrated into power grid, more and more day-ahead reserve capacity and operation cost is required to hedge against the uncertainty of wind power generation in power system operation. However, how to share the cost among wind power plants in a reasonable way become one of the important issues on large-scale wind power integration and consumption. This paper proposes a coalitional-game-theoretic approach to allocate the cost of associated reserve capacity reasonably and fairly. Firstly, the “coalitional game” is applied to encourage the collaboration of wind farms for reducing the total cost. Secondly, the Shapley value is adopted to quantify the contribution of each wind farm to the total cost. Simulations are carried on a modified IEEE-39 bus system to validate the effectiveness of the proposed method. The impacts of wind generation capacity, wind generation prediction accuracy, and prediction correlation of different wind farms on the cost allocation are also analyzed.

Key words: uncertainty of wind generation; cost allocation; coalitional game; Shapley value

1 引言(Introduction)

风电的大规模并网给电力系统调度运行带来了严峻挑战, 这主要源于风电出力的不确定性、预测精度有限性以及低可调度性. 这一方面要求电力系统在日前计划中为风电额外预留一定的备用, 同时要求电力系统在实时运行中通过调节其他电源出力来平衡系统负荷需求. 近年来, 研究人员提出多种先进的优化调度方法, 如考虑风电出力预测误差概率分布的调度, 随机调度和鲁棒调度^[1-4], 以及多级电力系统协调调度等^[5-6], 在提高系统备用水平的同时, 系统备用成本

也因此增加. 由于系统备用成本增加的主要原因源于风电出力的不确定性, 因此由风电场共同承担该成本增量是合理的^[7]. 此种情况下, 如何公平、合理地分摊应对风电出力不确定性产生的系统备用成本增量成为大规模风电并网、消纳研究的难点和热点.

由于风电出力总是存在一定的预测误差, 调度中心在制定次日计划时必须为其额外预留一定的备用, 以应对风电偏离其预测值时导致的系统负荷不平衡. 然而, 受限于技术或市场等因素, 当风电厂各自进行功率预测时, 电力调度中心在确定预留备用时可能无

收稿日期: 2015-07-11; 录用日期: 2015-12-08.

†通信作者. E-mail: chenlaijun@tsinghua.edu.cn; Tel: +86 13581828764.

本文责任编辑: 杨萍.

国家自然科学基金项目(51321005)资助.

National Natural Science Foundation of China (51321005).

法获知风电场之间预测信息的相关性,这在风电场向调度中心提供预测值及预测误差带形式的预测信息时尤为显著.从提高系统运行的安全可靠性及提高可再生能源接纳能力的角度考虑,调度中心可能针对各风电场分别预留一定的备.此时,尽管系统对风电的消纳能力及运行的安全可靠可以得到有效保证,但却因各参与方未能有效沟通而使得调度中心在制定次日运行计划时忽略了风电场间具有的空间集群效应,由此导致所制定的调度运行计划可能会过于保守.

因此,在风电场分摊系统备用成本增量前提下,若能构造一个合理的分摊策略,促使风电场结成联盟,即联合上报其预测信息(包含预测出力及预测精度等),无疑将有助于电力调度中心制定更加合理的调度计划,提高系统运行的经济性,这也是本文所关注及解决的核心问题.

随着智能电网建设的不断深入,促进了新的理论体系—工程博弈论的发展^[8-10].近年来,不少学者应用博弈论研究了如何解决多个参与者间利益或成本分摊的问题.文[11-13]系统介绍了基于博弈论的风、光、储规划决策模型,参与者可采用非联盟或联盟博弈方式,实现各自利益在纳什均衡意义下的最大化.文[7]给出了一种基于Shapley值的风电不平衡成本分摊方法,该方法能够公正地奖励联盟,从而减轻了先天劣势给风电场商带来的不利.该方法中,风电场联盟收益仅依据风电预测、实测数据来确定,是一种事后运行成本的分摊机制.然而,实际风电场造成的系统成本增量还应包括系统增加的备用成本,且该备用成本直接体现在电力系统调度总成本的变化上.文[14]采用区间数方法设计了一套在风电场间分摊成本的机制,并验证了该方法满足相容性原理.文[15]则重点关注风电接入引起的辅助服务费用分摊,并基于合作博弈的理论设计了相关机制、研究了相应的模型.

工程博弈论为解决多参与者利益分配问题提供了一种有效的解决思路.不同于非合作博弈,联盟博弈通过设计合理的特征函数及利益分配策略,能够有效促使多个参与者之间进行有效的合作,从而达到提高联盟及各参与者收益的目的.因此,本文基于联盟博弈理论,从电网日前调度层面提出了一种在风电场间分摊平抑其不确定出力成本的方法.所提方法可以同时考虑风电出力的不确定性及其对电力系统调度的影响考虑在内,具有较强的工程意义和实际应用价值.

本文的结构安排如下:第2节介绍了联盟博弈的基本概念;第3节详细介绍了风电场间成本分摊的联盟博弈建模方法;第4节给出了联盟博弈下风电场间的成本分摊策略;第5节通过修正的IEEE 39节点系统对所提方法进行了算例分析;最后对本文工作进行了总结与展望.

2 联盟博弈概述(Outline of coalition game)

博弈是多个决策者并存地追求各自最大收益的一种决策格局.博弈论正是在这种格局中,研究每个参与者的最优决策、这些最优决策所构成的每个可能结果以及这些结果的相关特性.根据是否具有约束力的协议,博弈可分为非合作博弈与联盟博弈(合作博弈)两大类.与非合作博弈不同,联盟博弈着重研究在可作出具有约束力协议的情况下,联盟与联盟之间的合作和对抗,以及如何分配合作所得.联盟博弈可进一步分为支付可转移联盟博弈和支付不可转移联盟博弈,本文仅涉及支付可转移联盟博弈^[16].

2.1 联盟博弈(Coalition game)

联盟博弈包含两个基本元素,参与者集合 Ω 以及特征函数 U .假定 Ω 为有限参与者构成的集合, $i \in \Omega$ 是其中一个参与者,且 $1 \leq i \leq |\Omega|$ ($|\Omega|$ 表示参与者总数);特征函数 U 对 Ω 中每一个子集 S 均赋予一个代表该子集收益的数值,用 $U(S)$ 表示.联盟博弈则可用 $N(\Omega, U)$ 来表示.

联盟、有结合力、超可加性和有效分配是联盟博弈的重要概念,其简述如下:

联盟(union):它是指集合 Ω 的任意一个非空子集 S .

有结合力(cohesive):参与者 $i \in \Omega$ 构成的支付可转移联盟博弈 $N(\Omega, U)$ 是有结合力的,当且仅当集合 Ω 的每个分隔物 $\{X_1, \dots, X_M\}$,以下不等式均成立:

$$U(\Omega) \geq \sum_{i=1}^M U(X_i). \quad (1)$$

超可加性(super-additive):参与者 $i \in \Omega$ 构成的支付可转移联盟型博弈 $N(\Omega, U)$ 具有超可加性,当且仅当集合 Ω 的任意两个非交子集 S 和 $T(S \cap T = \emptyset)$ 满足如下条件:

$$U(S \cup T) \geq U(S) + U(T). \quad (2)$$

有效分配(valid imputation):对于所有参与者 $i \in \Omega$,若存在一个满足整体理性和个体理性的利益分配向量 $(u_1, u_2, \dots, u_{|\Omega|})$,即

$$\sum_{i \in \Omega} u_i = U(\Omega), \quad (3)$$

$$u_i \geq U(\{i\}), \quad i \in \Omega, \quad (4)$$

则称该分配是一个有效分配.

2.2 Shapley值(Shapley value)

Shapley值是一个在博弈学、经济学和其他社会科学中被广泛使用的概念,它满足个体理性、整体理性和唯一性3个特点.

文献[16]指出,对应于Shapley值的函数

$$\xi_i[U] = \sum_{S \subseteq N} \frac{(|S| - 1)!(n - |S|)!}{n!} [U(S) -$$

$$U(S - \{i\}), \forall i \in N \quad (5)$$

是满足如下3个条件的唯一函数:

- 1) 效率公理: 如果集合 N 为一个载体, 则有 $\sum_{i \in N} \xi_i[U] = U(N)$;
- 2) 对称公理: 如果参与者 i 和 j 可以互换, 则有 $\xi_i[U] = \xi_j[U]$;
- 3) 集成定理: 如果 U, V 分别是两个博弈的特征函数, 则有 $\xi_i(U + V) = \xi_i[U] + \xi_i[V]$.

Shapley值可以理解为每个参与者对参与联盟的平均边际贡献, 贡献越大者所获得的收益越多.

风电场是电力系统的重要参与者, 也是主要的不确定性来源. 若能应用联盟博弈理论促使风电场在平抑其不确定出力上结成联盟, 并公平、合理地分摊其不确定性引起的成本增量, 则可以有效提高系统运行的经济性.

促成风电场联盟意味着构造合理的特征函数 U , 使风电场所结成的联盟博弈有结合力并且满足超可加性; 公平、合理的分摊策略意味着策略能够体现风电场对系统运行成本增量的贡献. 下一节将对此做详细讨论.

3 成本分摊联盟博弈建模(Game-theoretic model of cost allocation)

3.1 联盟博弈调度模型 (Game-theoretic dispatching model)

在平抑风电不确定出力问题上, 所有风电场 $i \in \Omega$ 构成一个联盟博弈 $N(\Omega, U)$. 具体地, 若风电场间共同上报预测信息, 则称它们构成一个联盟 S ; 有结合力意味着所有风电场共同构成一个联盟时, 它们分摊的总成本将小于风电场间存在多个联盟的情形; 超可加性则意味任意两个独立联盟中的风电场若重新构成一个联盟, 则它们所分摊成本的总和将降低; 有效的成本分配策略可以保证所有风电场构成一个联盟时, 各风电场比其单独构成联盟情况下分摊更低的成本.

为从电网调度层面建立风电场间成本分摊的联盟博弈模型, 首先需要明确风电出力不确定性对系统调度的影响, 并构建联盟博弈中的调度模型.

一般而言, 风电出力的不确定性可以用其预测误差期望、标准差 $\sigma_i (i \in \Omega)$ 来表示. 为了便于分析, 本文假定风电场均是无偏预测(预测误差期望为0), 且各时段预测精度, 即预测误差标准差相同. 电力系统则根据风电场的预测精度来增加系统备用(增加的备用称为“风电预留备用”).

风电预留备用通常由给定的置信概率决定, 它正比于风电场出力的预测误差标准差. 例如, 对风电场 i 而言, 一个调度周期内风电预留备用总和为

$$R_{\text{sum},i}^{\text{wind}} = |H| R_i^{\text{wind}} = |H| K \sigma_i, \quad (6)$$

其中: H 为调度时段集合; R_i^{wind} 为单时段风电预留备用(包括上、下调备用); K 为由给定置信概率所确定的比例系数; σ_i 为预测误差标准差; $|*|$ 表示集合的维数.

若风电场构成联盟 Θ 一起向调度中心上报预测信息, 则它们可以充分考虑相互之间的预测误差相关性. 在给定置信概率下, 单时段上、下调风电预留备用可表示为

$$R_{\text{up},h}^{\text{wind}} = R_{\text{dn},h}^{\text{wind}} = \frac{K \sigma_{\Theta}}{2} = \frac{K}{2} \sqrt{\sum_{i \in \Theta} \sum_{j \in \Theta} \rho_{ij} \sigma_i \sigma_j}, \quad (7)$$

其中: $R_{\text{up},h}^{\text{wind}}, R_{\text{dn},h}^{\text{wind}}$ 分别表示系统各时段的上、下调风电预留备用; ρ_{ij} 为联盟中风电场 i 和 j 的预测误差相关系数; $\sigma_{\Theta} = \sqrt{\sum_{i \in \Theta} \sum_{j \in \Theta} \rho_{ij} \sigma_i \sigma_j}$ 表示联盟出力的预测误差标准差.

在联盟博弈调度模型的具体构建上, 本文以文献[2]中的电力系统机组组合的模型(Model 0, 简化的机组组合模型见附录A)为基础, 其目标为最小化系统运行的总成本. 模型约束中包含负荷平衡、最小开停机时间、备用、线路潮流等约束, 并考虑如下形式的备用容量约束:

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^{|G|} (\bar{P}_{i,h}^{\text{th}} - P_{i,h}^{\text{th}}) \geq R_{\text{up},h}^{\text{spin}} + R_{\text{up},h}^{\text{wind}}, \\ \sum_{i=1}^{|G|} (P_{i,h}^{\text{th}} - P_{i,\min}^{\text{th}}) I_{i,h} \geq R_{\text{dn},h}^{\text{spin}} + R_{\text{dn},h}^{\text{wind}}, \\ \forall h \in H, \end{cases} \quad (8)$$

其中: G 表示火电机组集合; $P^{\text{th}}, \bar{P}^{\text{th}}$ 表示火电计划出力及可达最大出力; $R_{\text{up}}^{\text{spin}}, R_{\text{dn}}^{\text{spin}}$ 表示给定的系统上调、下调备用要求; $R_{\text{up}}^{\text{wind}}, R_{\text{dn}}^{\text{wind}}$ 表示因风电出力不确定性而预留的上、下调备用; P_{\min}^{th} 表示火电机组开机状态下的最小出力; I 表示火电机组开停机状态: 0代表停机, 1代表开机.

可见, 风电出力不确定性越强, 电力系统在调度中的预留备用就越大, 相应的调度总成本也就越大. 系统运行成本相比于风电场“精确预测”($R_{\text{up},h}^{\text{wind}} = R_{\text{dn},h}^{\text{wind}} = 0$)情况下的增量即直观反映了联盟不确定性对运行成本的影响.

3.2 特征函数的构建(Constructing characteristic function)

在构建特征函数之前, 本文首先做如下假设:

- 1) 仅研究风电出力不确定性对调度成本的影响, 忽略系统负荷的不确定性.
- 2) 风电场可单独向调度中心上报预测信息, 也可与其他风电场联盟一起上报预测信息; 当多个风电场联盟时, 该联盟的预测出力为风电场预测出力之和,

预测误差标准差为联盟中所有风电场考虑预测误差相关性后的总标准差。

3) 当风电场结成多个子联盟上报其预测信息时,调度中心在制定运行计划时将针对各子联盟分别预留一定的备用。例如,若 n 个子联盟确定的风电预留备用分别为 R_1, \dots, R_n ,则调度中心最终确定的风电预留备用为 $\sum_{i=1}^n R_i$ 。

4) 确定某一子联盟 Θ 引起的成本增量时,由于联盟 Θ 之外的风电场的联盟结构未知,本文采用如下两种方法来确定其应分摊的成本:

方法1 该方法适用的情景为:仅需要确定子联盟 Θ 的分摊成本。假定其他风电场均单独上报其预测信息(即单个风电场自己构成一个联盟),此时调度中心为联盟结构 $\{\Theta, i_{|\Theta|+1}, \dots, i_{|\Omega|}\}$ 中的每个联盟分别预留一定的备用。子联盟 Θ 的分摊成本根据子联盟 Θ 的风电预留备用占所有子联盟风电预留备用之和的比例来确定。

记风电场“精确预测”下的调度成本为 F_{\min} 。这样,子联盟 Θ 所应分摊的成本(相对于 F_{\min})可按下式计算:

$$\begin{aligned} \Delta F_{\Theta} &= \frac{R_{\Theta}}{R_{\Theta} + R_{\bar{\Theta}}} \Delta F(\Theta) = \\ &= \frac{R_{\Theta}}{R_{\Theta} + \sum_{i \in \bar{\Theta}} R_i} [F(\Theta) - F_{\min}], \\ \Theta \cap \bar{\Theta} &= \emptyset; \Theta \cup \bar{\Theta} = \Omega, \end{aligned} \quad (9a)$$

其中: ΔF_{Θ} 代表子联盟 Θ 应分摊的成本增量; $R_{\Theta}, R_{\bar{\Theta}}$ 分别代表子联盟 Θ 、其他风电厂 $i \in \bar{\Theta}$ 分别确定的风电预留备用之和; $F(\Theta)$ 代表联盟结构为 $\{\Theta, i_{|\Theta|+1}, \dots, i_{|\Omega|}\}$ 时,系统总调度成本。

方法2 该方法适用的情景为:需要确定多个子联盟的分摊成本(即联盟 Θ 外的风电场仍有联盟构成)。假定子联盟为 $\Theta_1, \Theta_2, \dots, \Theta_m$,则子联盟 Θ_i 的分摊成本根据子联盟 Θ_i 的风电预留备用占所有子联盟风电预留备用之和的比例来确定,即

$$\begin{aligned} \Delta F_{\Theta_i} &= \frac{R_{\Theta_i}}{R_{\Theta_1} + \dots + R_{\Theta_m}} \Delta F^* = \\ &= \frac{R_{\Theta_i}}{R_{\Theta_1} + \dots + R_{\Theta_m}} [F^* - F_{\min}], \\ \Theta_i \cap \Theta_j &= \emptyset; \Theta_i \cup \dots \cup \Theta_m = \Omega, \end{aligned} \quad (9b)$$

其中: $\Delta F^*, F^*$ 分别代表当前联盟结构下系统运行成本增量及运行总成本。

需要说明的是,当仅关注某一子联盟 Θ 时,子联盟 Θ 之外的风电场有大量的联盟组合形式,上述方法1实质上是对子联盟 Θ 分摊成本的一种近似计算,即仅关注子联盟 Θ 外风电场分别构成一个联盟时的情形,这可避免所提方法在应用中可能面临的不可计算

问题。方法2相对而言是一种更精确的分摊方式,可用于分析某一种风电场联盟结构下各子联盟所分摊的成本,或分析联盟是否具有结合力等。

根据以上分析,各风电场可自由联盟以最大化各自的收益,即最小化各自的分摊成本。

不难看出, $-\Delta F$ 即联盟博弈 $N(\Omega, U)$ 的特征函数 U 。进一步,根据特征函数具体表达式,本文给出如下定理:

定理1 风电场联盟博弈 $N(\Omega, -\Delta F)$ 具有结合力(证明见附B)。

根据上述定理,所有风电场 $i \in \Omega$ 构成一个总联盟分摊的成本将低于它们构成多个子联盟时分摊的成本之和。假定此时风电场 $i \in \Omega$ 所需分摊的成本为 δF_i ,则根据式(3)对分配策略的有效性定义可知, δF_i 应当满足如下等式:

$$\sum_{i \in \Omega} \delta F_i = \Delta F_{\Omega} = F(\Omega) - F_{\min}. \quad (10)$$

至此,问题的关键在于如何在风电场间公平、合理地分摊总成本增量,即确定 $\delta F_i (i \in \Omega)$ 。本文下一节将对此作详细介绍。

4 基于Shapley值的成本分摊策略(Cost allocation strategy based on Shapley value)

4.1 成本分摊策略(Cost allocation strategy)

当风电场构成一个总联盟时,公平、合理地分摊平抑其不确定出力成本应满足如下要求: 1) 各风电场分摊的总成本应等于所有风电场构成一个总联盟时引起的系统运行成本增量; 2) 两个风场如果等价(容量、预测精度、并网点等因素相同),则分摊成本相同; 3) 成本分摊策略能够反映风电场对成本增量的贡献。

对比第2.2节中对联盟博弈Shapley函数的阐述,效率公理、对称公理分别对应于风电场成本分摊要求1)和2)。同时,Shapley函数是基于各博弈者对联盟平均边际贡献来分配总收益的一种方法,能够体现各参与者对联盟总收益贡献的大小。系统因平抑风电出力不确定性所增加的成本是由所有风电场共同引起的,但不确定性大小不同的风电场对系统成本的增量贡献是不同的。考虑到风电场应当分摊的成本可以看作是风电场相对收益的负值,故采用Shapley函数来确定风电场的相对收益,本质上衡量了风电场对系统运行成本增量的平均边际贡献,即满足第3)点要求。

此外,式(9)定义了联盟博弈的特征函数 $-\Delta F$,定理1证明了联盟博弈有结合力,若联盟博弈满足超可加性,则基于Shapley值的成本分摊方法就可以在风电场成本分摊中得到应用,并且能够保证分摊的公平、合理性。本文将在算例中对联盟博弈的超可加性做进一步说明。

4.2 分摊算法(Cost allocation algorithm)

风电场间的成本分摊受风电出力水平影响, 单独一天的计算结果可能不具有代表性. 给定风电场集合 Ω (一共包含 $2^{|\Omega|}$ 个联盟子集) 及 d_{total} 天风电数据, 基于Shapley值的风电场间成本分摊的算法如下:

算法 1

For $d \in \{1, 2, \dots, d_{total}\}$

For $\Omega_k \in \Phi = \{\Omega_1, \dots, \Omega_{2^{|\Omega|}}\} = \{\emptyset, \Omega_2, \dots, \Omega\}$

1) 根据Model 0及式(9)计算联盟 Ω_k 在第 d 天的分摊成本 $\delta F_{\Omega_k}^d$;

End

2) 根据1)的计算结果, 下式计算各联盟分摊成本:

$$\Delta \bar{F}_{\Omega_m} = \frac{1}{d_{total}} \sum_{d=1}^{d_{total}} \Delta F_{\Omega_m}^d, \forall \Omega_m \in \Phi. \quad (11)$$

End

3) 依据式(5)及2)的计算结果, 计算各风电场平均分摊成本:

$$\delta \bar{F}_i = \sum_{\Omega_m \in \Phi} \frac{(|\Omega_m| - 1)! (|\Phi| - |\Omega_m|)!}{|\Phi|!} [\Delta \bar{F}_{\Omega_m} - \Delta \bar{F}_{\Omega_m \setminus i}], \forall i \in \Omega. \quad (12)$$

结束.

5 算例分析(Case study)

5.1 算例描述(Case illustration)

本节在IEEE39节点系统上添加了5个风电机组(每个风电机组代表一个风电场, 如图1所示, 风电场数据源于EIRGRID的公开数据^[17], 具体见表1). 风电装机容量占比为20%. 系统在各时段的备用要求为系统负荷预测值的5%, 并全部由火电机组提供. 线路允许有功功率上限均为300 MW.

算例包含连续5天的风电场出力情形, 如图2所示.

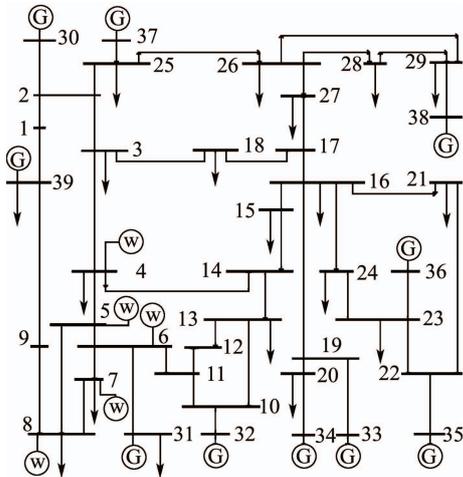


图1 修订后IEEE 39节点系统接线图

Fig. 1 Modified IEEE 39 bus system

表1 风电基本数据

Table 1 Wind power generation data

风电场编号	并网节点	装机容量/MW	预测误差标准差/%	风电预留备用总和/MW
1	4	69.25	8	531.84
2	5	69.25	9	598.32
3	6	69.25	10	664.80
4	7	92.33	10	886.40
5	8	115.42	10	1108.00

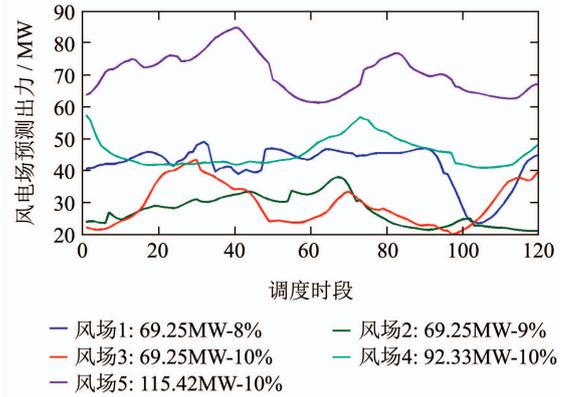


图2 风电场5天预测出力曲线

Fig. 2 Wind power prediction data (5 days)

5.2 风电场间的成本分摊分析 (Analysis of cost allocation among wind power plants)

通常, 风电场间的预测误差存在一定的相关性, 并可由历史数据统计得到的相关系数矩阵表示. 由于该部分非本文关注重点, 为了便于研究, 本节假定任意风电场间的预测误差相关系数均为0.1, 此情形下的仿真分析结果可有效反映出风电场是否结盟情况下所分摊成本的不同, 故所得到的结果具有典型性.

表2给出了风电场单独构成一个联盟(不与其他风电场结盟)情况下各风电场的分摊成本; 其中, 调度总成本参考值是指各风电场实现“精确预测”情况下, 系统的总调度成本 F_{min} . 表3是风电场间存在联盟时, 各联盟分摊的成本. 图3给出了所有可能的风电场子联盟(包括风电场单独构成一个联盟的情形)结合成一个新的联盟后, 新联盟分摊的成本与原来子联盟分摊成本之和的对比图.

图3表明, 对于联盟博弈中, 任意两个子联盟若重新构成一个新的联盟, 新联盟中风电场分摊的成本总和将低于它们构成新联盟之前分摊成本之和, 即联盟博弈满足超可加性. 如此, 则所有风电厂必然会构成一个总联盟, 即表3中的联盟26.

根据算法1, 图4给出了所有风电场构成一个总联盟情况下, 基于Shapley值得到的各风电场分摊成本. 对比图4及表2可知, 风电场在联盟情况下分摊的成本均低于其单独构成联盟, 即不与其他风电厂结盟的情

景,联盟博弈的个体理性得到验证.这说明,所有风电场在联盟的情况下会分摊更低的成本.

此外,联盟博弈整体理性及有结合力均可通过图4及表2-3得到直接验证.

表2 联盟博弈 $N(\Omega, -\Delta F)$ 成本分摊结果:
风电场单独构成联盟

Table 2 Cost allocation results of $N(\Omega, -\Delta F)$:
no coalition amongst wind power plants

风电场序号	分摊成本/\$	调度总成本参考值/\$	风电场分摊成本总和/\$
1	1595.08	445771.66	457136.60
2	1794.46		
3	1993.85		
4	2658.47		
5	3323.08		
总和	11364.94		

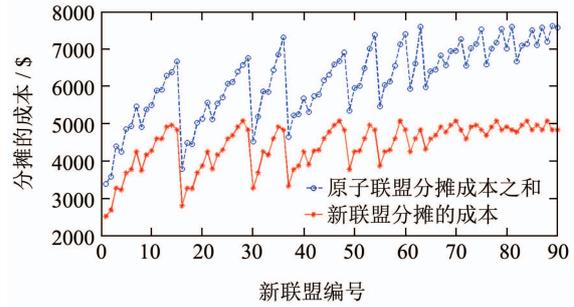


图3 任意两个风电场子联盟形成新联盟后分摊成本变化
Fig. 3 Comparison of cost allocation of any two sub-unions before/after forming a new coalition

表3同时给出了风电场平均分摊其所属联盟引起成本增量的情形.同表2中风电场间不存在联盟情形相比,联盟12中风电场1和联盟13中风电场2分摊的成本均大于其单独构成联盟时应当分摊的成本,即不满足联盟博弈的个体理性,说明该分摊策略存在一定的不合理性.

表3 联盟博弈 $N(\Omega, -\Delta F)$ 成本分摊结果:风电场间存在联盟

Table 3 Cost allocation results of $N(\Omega, -\Delta F)$: coalitions amongst wind power plants

联盟序号	联盟是否包含风电场标志 (0: 不包含; 1: 包含)					调度总成本/\$	风电场分摊的总成本/\$	联盟中风电场分摊的成本/\$	
	1	2	3	4	5			总成本	均值
风电场“精确预测”(参考值)						445771.66	0.00	0.00	0.00
1	1	1	0	0	0	456302.09	10530.44	2526.36	1263.18
2	1	0	1	0	0	456284.03	10512.37	2690.73	1345.37
3	0	1	1	0	0	456127.83	10356.17	2803.70	1401.85
4	1	1	1	0	0	454797.15	9025.49	3280.30	1093.43
5	1	0	0	1	0	456114.05	10342.40	3233.17	1616.59
6	0	1	0	1	0	455765.31	9993.66	3264.27	1632.14
7	1	1	0	1	0	454477.57	8705.91	3683.53	1227.84
8	0	0	1	1	0	455553.20	9781.54	3338.97	1669.49
9	1	0	1	1	0	454356.61	8584.95	3774.99	1258.33
10	0	1	1	1	0	454261.80	8490.15	3871.33	1290.44
11	1	1	1	1	0	453062.11	7290.45	4250.70	1062.68
12	1	0	0	0	1	455835.53	10063.88	3748.92	1874.46
13	0	1	0	0	1	455586.66	9815.00	3790.87	1895.44
14	1	1	0	0	1	454315.14	8543.48	4167.59	1389.20
15	0	0	1	0	1	455522.01	9750.35	3906.34	1953.17
16	1	0	1	0	1	454247.29	8475.64	4277.43	1425.81
17	0	1	1	0	1	454009.40	8237.74	4295.09	1431.70
18	1	1	1	0	1	452756.02	6984.36	4599.40	1149.85
19	0	0	0	1	1	455303.44	9531.79	4317.96	2158.98
20	1	0	0	1	1	453893.00	8121.35	4593.45	1531.15
21	0	1	0	1	1	453810.34	8038.69	4689.17	1563.06
22	1	1	0	1	1	452467.85	6696.19	4914.98	1228.75
23	0	0	1	1	1	453717.25	7945.60	4781.54	1593.85
24	1	0	1	1	1	452326.82	6555.17	4963.73	1240.93
25	0	1	1	1	1	452267.02	6495.37	5072.24	1268.06
26	1	1	1	1	1	450608.09	4836.44	4836.44	967.29

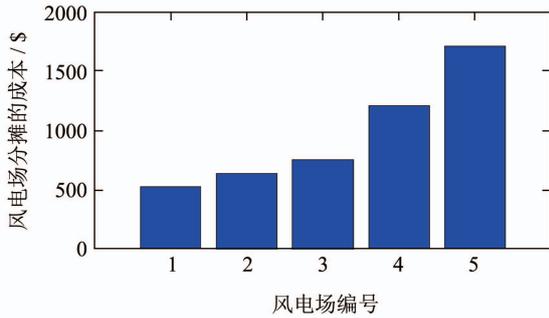


图4 风电场分摊的成本

Fig. 4 Cost allocation of each wind power plant

进一步分析图4可知, 风电场1到3容量相同, 但预测精度依次降低; 风电场3到5预测精度相同, 但装机容量依次增加. 从绝对误差上来看, 风电场1到5引入电力系统的不确定性依次增加, 而它们分摊成本也依次增加, 说明分摊策略在一定程度上能够反映风电场对系统运行成本增量的贡献.

5.3 预测误差相关性对风电场分摊成本影响分析 (Impact of wind forecast error correlation on the cost allocation among wind power plants)

风电场预测误差相关性本质上体现了风电场间出力不确定性的相关程度. 本节将研究该相关性对风电场间成本分摊的影响. 为便于分析, 同样假定风电场间具有相同的预测误差相关性, 且预测误差相关系数 $r \in \{0.1, 0.2, 0.4, 0.6, 0.8, 1.0\}$. 根据算法1, 不同预测误差相关性下, 各风电场分摊成本及分摊成本占比(占风电场总分摊成本的比例)分别如图5-6所示.

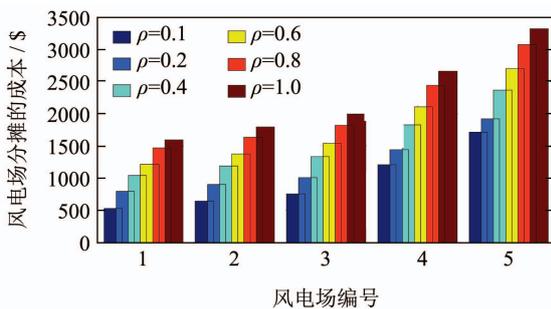


图5 不同预测误差相关系数下风电场成本分摊值

Fig. 5 Wind cost allocation of different correlation coefficients of wind power prediction error

图5表明, 随着风电场之间预测误差相关性的增加, 各风电场所分摊的成本是递增的. 实际电力系统中, 风电场间预测误差相关性高往往意味着它们在地理上相近, 风电场之间的空间集群效应将减弱. 因此, 图5的结果意味着风电场建设点越密集, 电力系统在平抑其出力不确定性的成本上可能会提高.

图6的结果表明, 随着风电场间预测误差相关系数的增加, 出力不确定性较大的风电场4-5的分摊成本占比递减, 而风电场1-3的分摊成本占比递增, 这说明风电场建设点密集对于联盟博弈中风电出力不确定性较低的风电场而言, 其运行的相对经济性可能会有所降低.

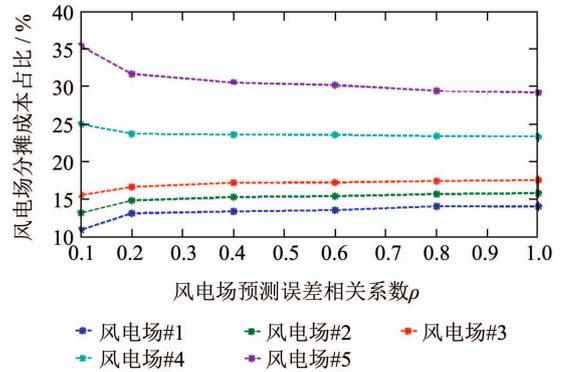


图6 不同预测误差相关系数下风电场分摊成本占比

Fig. 6 Wind cost allocation percentage of different correlation coefficients of wind power prediction error

根据式(7), 系统在日前单个调度时段需为风电预留的备用容量(包括上调、下调)可简单表示为

$$R_{res} = K \sqrt{\sum_{i \in \Theta} \sum_{j \in \Theta} \rho_{ij} \sigma_i \sigma_j}$$

可见, 当置信概率给定、各风电场的预测精度 $\sigma_i (\forall i)$ 固定时, R_{res} 则仅由风电场间预测误差的相关系数 ρ_{ij} 决定. ρ_{ij} 越大, R_{res} 也就越大. 对于日前机组组合而言, 系统预留的备用 R_{res} 越大, 其计划成本会相应增加, 进而导致风电场分摊成本的增加, 这与上述仿真分析结果是一致的.

从物理意义而言, 风电场预测误差相关性越弱, 则所有风电场总出力同其总预测值之间的偏差会因其天然存在的空间集群效应而减小, 这与实际观察到的结果是一致的; 相反地, 若风电场间预测误差相关性越强, 则风电场间的集群效应则弱, 系统此时需为风电预留更多的备用, 进而导致系统运行成本的增加.

6 总结与展望(Conclusions)

本文基于联盟博弈及Shapley函数, 从电网调度层面提出了一种分摊平抑风电出力不确定性成本的方法, 研究并揭示了风电场出力不确定性及预测误差相关性对分摊成本的影响机理. 仿真分析结果表明: 本文所构造的联盟博弈及成本分摊策略可以促使风电场结盟, 提高系统运行经济性, 同时在各风电场间公平、合理地实现成本分摊. 此外, 仿真结果验证了本文所揭示的风电场出力不确定性及预测误

差相关性与其分摊成本的内在关系,即:风电场间预测误差相关性越大,各风电场分摊的成本会越大,但出力不确定性较低的风电场分摊成本占比会提高。

本文所构建联盟博弈调度模型采用的是在传统机组组合基础上附加备用的方式,因而具有广阔的应用前景,该方法也适用于随机调度、鲁棒调度等情形。

参考文献(References):

- [1] WANG Q F, GUAN Y P, WANG J H. A chance-constrained two-stage stochastic program for unit commitment with uncertain wind power output [J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2012, 27(1): 206 – 215.
- [2] WANG J H, SHAHIDEPOUR M, LI Z Y. Security-constrained unit commitment with volatile wind power generation [J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2008, 23(3): 1319 – 1327.
- [3] BERTSIMAS D, LITVINOV E, SUN X A, et al. Adaptive robust optimization for the security constrained unit commitment problem [J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2013, 28(1): 52 – 63.
- [4] JIANG R W, WANG J H, GUAN Y P. Robust unit commitment with wind power and pumped storage hydro [J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2012, 27(2): 800 – 810.
- [5] ZHANG Na, LÜ Quan, ZHANG Xian, et al. A multi-level unit commitment coordinated strategy for power system with wind power [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2013, 37(11): 39 – 45.
(张娜, 吕泉, 张显, 等. 含风电系统的多级机组组合协调制定策略 [J]. 电力系统自动化, 2013, 37(11): 39 – 45.)
- [6] WANG J, BOTTERUD A, BESSA R, et al. Wind power forecasting uncertainty and unit commitment [J]. *Applied Energy*, 2011, 88(11): 4014 – 4023.
- [7] KARANGELOS E, BOUFFARD F. A co-operative game theory approach to wind power generation imbalance cost allocation [EB/OL]. http://www.pssc-central.org/uploads/tx_ethpublications/fp42_01.pdf. 2011/2013.
- [8] MEI Shengwei, ZHU Jianquan. Mathematical and control scientific issues of smart grid and its prospects [J]. *Acta Automatica Sinica*, 2013, 39(2): 119 – 131.
(梅生伟, 朱建全. 智能电网中的若干数学与控制科学问题及其展望 [J]. 自动化学报, 2013, 39(2): 119 – 131.)
- [9] LU Qiang, CHEN Laijun, MEI Shengwei. Typical applications and prospects of game theory in power system [J]. *Proceedings of the CSEE*. 2014, 34(29): 5009 – 5017.
(卢强, 陈来军, 梅生伟. 博弈论在电力系统中典型应用及若干展望 [J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(29): 5009 – 5017.)
- [10] MEI Shengwei, LIU Feng, WEI Wei. *Foundations of Engineering Game Theory and Applications in Power Systems* [M]. Beijing: Science Express, 2015.
(梅生伟, 刘锋, 魏韡. 工程博弈论基础及其电力系统应用 [M]. 北京: 科学出版社, 2015.)
- [11] MEI Shengwei, WANG Yingying, LIU Feng. A game theory based planning model and analysis for hybrid power system with wind generators-photovoltaic panels-storage batteries [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2011, 35(20): 13 – 19.
(梅生伟, 王莹莹, 刘锋. 风-光-储混合电力系统的博弈论规划模型与分析 [J]. 电力系统自动化, 2011, 35(20): 13 – 19.)
- [12] WANG Yingying, MEI Shengwei, LIU Feng. Imputation schemes for the cooperative game in the hybrid power system planning [J]. *Journal of System Science and Mathematical Science*, 2012, 32(4): 418 – 428.
(王莹莹, 梅生伟, 刘锋. 混合电力系统合作博弈规划的分配策略研究 [J]. 系统科学与数学, 2012, 32(4): 418 – 428.)
- [13] MEI S W, WANG Y Y, LIU F, et al. Game approaches for hybrid power system planning [J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2012, 3(3): 506 – 517.
- [14] ZHONG Haiwang, XIA Qing, ZHANG Jian, et al. Mechanism design incentivizing wind farms to improve wind power forecast accuracy [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2014, 39(5): 47 – 53.
(钟海旺, 夏清, 张健, 等. 激励风电场提升功率预测精度的机制设计 [J]. 电力系统自动化, 2014, 39(5): 47 – 53.)
- [15] HU Junfeng. *The model of cost allocation mechanism of ancillary services for wind integration* [D]. Baoding: North China Electric Power University, 2014.
(胡军峰. 风电接入引致电网辅助服务成本分摊机制及模型研究 [D]. 保定: 华北电力大学, 2014.)
- [16] YANG Rongji, PETROSYAN L A, LI Songzhi. *Dynamic Cooperation: A Paradigm on the Cutting-edge of Game Theory* [M]. Beijing: China Market Press, 2007.
(杨荣基, 彼得罗相, 李颂志. 动态合作-尖端博弈论 [M]. 北京: 中国市场出版社, 2007.)
- [17] EIRGRID. EIRGRID Official Website [Z]. WWW.EIRGRID.COM.2013/2013.

附录 A(Appendix A)

对于本文所采用的联盟博弈调度模型, 简洁表达式如下:

$$\begin{aligned} \min F_{\Theta}(x), \\ \text{s.t. } g(x) = 0, h(x) \geq 0, \\ h_{\text{R}}(x) \geq R_0 + R_{\Theta} + R_{\bar{\Theta}}, \end{aligned}$$

其中: $F_{\Theta}(x)$ 为联盟 Θ 下系统调度总成本; x 代表调度模型中的变量; $g(x)$ 及 $h(x)$, $h_{\text{R}}(x)$ 代表调度模型的等式约束, 除备用约束外的不等式约束及备用约束; R_0 表示系统一般的备用要求; R_{Θ} 表示联盟 Θ 所确定的风电预留备用; $R_{\bar{\Theta}}$ 表示集合 $\bar{\Theta} = \Omega \setminus \Theta$ 中风电场单独确定的风电预留备用总和。

附录 B(Appendix B)

定理 1 风电场联盟博弈 $N(\Omega, -\Delta F)$ 具有结合力。

证 根据式(1), 假定风电场联盟 Ω 中包含 $M(1 \leq M \leq |\Omega|)$ 个子联盟(分隔物) X_1, \dots, X_M , 则它们满足 $X_1 \cup X_2 \cup \dots \cup X_M = \Omega$, 且对于任意两个风电场组合 $(i, j) \in \{(i, j) | 1 \leq i, j \leq |\Omega|, i \neq j\}$, 有 $X_i \cap X_j = \emptyset$ 。

根据式(7)可知, 由于风电场间存在一定的预测误差相关性, 各风电场所需预留的备用之和将大于它们联盟时所需预留的总备用, 即 $\sum_{m=1}^M R_{X_m} \geq R_{\Omega}$, 其中 R_{X_m} 为子联盟 X_m 所确定的风电预留备用。

根据附录A调度模型中的约束条件及第3.2节中的假设(4), 对任一个子联盟 X_m , 调度中心所确定的备用总和均为 $\sum_{m=1}^M R_{X_m}$, 据此可得: $F_{X_1} = \dots = F_{X_M} \geq F(\Omega)$, 其中: F_{X_1}, \dots, F_{X_M} 为各子联盟 X_1, \dots, X_M 所对应的电力系统总调度成本, 即各子联盟分别上报其预测信息时电力系统的计划成本。

进一步, 根据确定子联盟 X_m 分摊成本的计算式(9b), 可

以得到如下算式:

$$\Delta F(\Omega) = F(\Omega) - F_{\min} \leq F_{X_m} - F_{\min},$$

$$\forall \text{子联盟 } X_m.$$

考虑到

$$\sum_{m=1}^M \frac{R_{X_m}}{R_{X_1} + \dots + R_{X_M}} = 1,$$

可得

$$\Delta F(\Omega) \leq \sum_{m=1}^M \frac{R_{X_m} F_{X_m}}{R_{X_1} + \dots + R_{X_M}} - F_{\min} =$$

$$\sum_{m=1}^M \frac{R_{X_m}}{R_{X_1} + \dots + R_{X_M}} (F_{X_m} - F_{\min}) =$$

$$\sum_{m=1}^M \Delta F(X_m).$$

至此, 风电场联盟博弈 $N(\Omega, -\Delta F)$ 具有结合力得证.

作者简介:

刘斌 (1963-), 男, 博士, 主要研究方向为金融、企业管理、电力系统自动化, E-mail: liub@spg.com.cn;

陈来军 (1984-), 男, 博士研究生, 主要研究方向为电力系统分析与控制, E-mail: chenlaijun@tsinghua.edu.cn;

汪雨辰 (1987-), 男, 硕士研究生, 主要研究方向为电力系统自动化与智能配电网, E-mail: wangych@spg.com.cn;

梅生伟 (1964-), 男, 博士, 主要研究方向为电力系统分析与控制, E-mail: meishengwei@tsinghua.edu.cn.