

DOI:10.3969/j.issn.1001-4551.2017.11.018

基于投资组合理论的风电电量分配研究^{*}

王婉璐¹, 黄昕颖², 杨 莉^{1*}, 林振智¹

(1. 浙江大学 电气工程学院, 浙江 杭州 310027; 2. 浙江华云电力工程设计咨询有限公司, 浙江 杭州 310006)

摘要:针对固定电价和溢价机制相结合的市场机制下风电发电商在电力市场中的电量分配问题,提出了以投资组合理论处理电价不确定性的不同时间尺度多级市场电量分配模型,同时结合场景分析方法处理了风电出力不确定性的影响。应用该模型,对风电商在合同市场、月度市场、日前市场和实时市场4个市场年度总电量的分配比例进行了计算,同时根据风电商参与电力市场情况对该市场机制进行分析。研究结果表明:所提出的模型能使不同风险偏好的风电商较好地权衡收益和风险,市场机制中的溢价补贴对激励风电商参与电力市场的效果非常明显,将风电商从固定收购机制引导向市场的关键是如何设置合理的补贴比例。

关键词:风电消纳;不确定性;电力市场;电量分配;经典场景;组合理论

中图分类号:TM73;F123.9

文献标志码:A

文章编号:1001-4551(2017)11-1322-05

Investment portfolio based wind power energy allocation model

WANG Wan-lu¹, Huang Xin-ying², YANG Li¹, LIN Zhen-zhi¹

(1. College of Electrical Engineering, Zhejiang University, Hangzhou 310027, China;

2. Zhejiang Huayan Electric Power Engineering Design Consulting Company Limited, Hangzhou 310006, China)

Abstract: Aiming at the problem of wind power energy allocation in electricity market under the market mechanism of combining fixed price and subsidy, a multi-level market power allocation model with different time scales to deal with the uncertainty of electricity price by portfolio theory was proposed. The influence of uncertainty of wind power output was processed by scenario method. The model was used to calculate the proportion of the total electricity supply in the contract market, the monthly market, the day-ahead market and the real time market. The market mechanism was analyzed according to the wind power supplier's participation in the electricity market. The results indicate that the proposed model can make the wind power supplier with different risk preferences better balance the gains and risks. The premium subsidy in the market mechanism is very obvious to the wind power suppliers to participate in the electricity market, and how to set a reasonable proportion of subsidy is the key to guide the wind power supplier to participate the electricity market.

Key words: wind power accommodation; uncertainty; power market; energy allocation; scenario method; portfolio theory

0 引 言

风电发展受到“弃风限电”问题的困扰。2015年我国弃风电量高达339亿千瓦时,平均弃风率达到15%,严重阻碍风电产业发展。欧洲风能协会研究报告指出,在现有的电网技术水平和条件下,电网接纳更多的风电是经济性和政策问题,而不是技术水平和实际运行的问题^[1]。

为了促进风电发展,各国采取了多种风电消纳政策,一般可分为价格手段和数量手段两大类^[2-4]。西班牙采用固定电价和溢价机制相结合的风电电价“双轨制”,有效推动了风电的市场化。但是“双轨制”溢价补贴过高,政府的财政负担过重。

投资组合理论是一种考虑期望收益率和风险权衡的资产配置有效方法,该方法在发电商电量分配决策问题研究中被广泛采用。文献[5]利用投资组合理论

收稿日期:2017-02-06

基金项目:国家重点研发计划项目(2016YFB0900105);国网浙江省电力公司科技资助项目(5211JY15001Q)

作者简介:王婉璐(1992-),女,浙江台州,硕士研究生,主要从事电力系统优化调度、规划方面的研究。E-mail:wanluwang@163.com

通信联系人:杨莉(1974-),女,博士,副教授。E-mail:ceyangli@zju.edu.cn

建立了发电商在现货市场和合同市场的交易策略模型,在考虑每个交易时段的电价特性的基础上,制定电量交易策略。文献[6]将条件风险作为风险衡量指标,建立了基于投资组合理论的收益-风险非线性模型。文献[7]结合多市场的古诺模型分析发电商电量分配策略。文献[8]利用对可再生能源的投资弥补总投入成本的风险,建立投资组合模型,研究不同电价等对发电容量组合的影响。

由于风力发电具有间歇性和随机性,参与电力市场的风电商要同时面对电价和风电出力两者的不确定性。以概率分布描述的多时段变量转换为带概率的场景,从而将难以求解的随机优化问题转换为确定性优化问题求解,已在很多考虑风电不确定性的优化调度中采用^[9-13]。

本研究根据我国风电价格机制现状,提供一种分析市场机制的方法。

1 Markowitz 投资组合理论

Markowitz 投资组合理论最早出现在证券市场^[14]。在投资组合理论中,收益用预期收益率 $E(r)$ 表示,风险用方差 $\sigma^2(r)$ 表示,通过最大化效用函数 U 来确定投资组合策略^[15]:

$$U = E(r) - 0.5A\sigma^2(r) \quad (1)$$

式中: A 与投资者对风险偏好或厌恶程度相关。绝大多数的投资者是风险厌恶型, A 的取值通常为 $2 \sim 4$, $A = 3$ 反映了风险厌恶的平均水平^[16]。

假设投资者的总资产组合中包含 n 种有风险资产与一项无风险资产,则总资产组合收益率期望值和方差为:

$$E(r_c) = yE(r_p) + (1 - y)r_f \quad (2)$$

$$\sigma_c^2 = y^2(\sigma_p^2) \quad (3)$$

式中: $E(r_p)$, σ_p^2 —有风险资产组合的收益和风险; r_f , y —无风险资产收益率及其占总资产比重。

根据 Markowitz 投资组合理论,由无风险资产和有风险资产的有效边界所确定的切线(资产组合线),是投资组合的有效边界,最优投资组合出现在斜率 $k_p = (E(r_p) - r_f)/\sigma_p$ 达到最大的时候。

$$\begin{aligned} \max_{\omega_1, \dots, \omega_n} k_p &= (E(r_p) - r_f)/\sigma_p \\ \text{s. t.} \quad \sum_{i=1}^n \omega_i &= 1 \\ 0 &\leq \omega_i \leq 1 \end{aligned} \quad (4)$$

求解以上优化问题,可得最优投资组合中 n 种风险资产占总风险资产的权重 $w_1^*, w_2^*, \dots, w_n^*$ 。

投资者的目标是实现期望效用最大化,即:

$$\begin{aligned} \max_y U_c &= E(r_c) - 0.5A\sigma_c^2 = \\ r_f + y(E(r_p) - r_f) - 0.5Ay^2(\sigma_p^2) & \\ \text{s. t.} \quad 0 &\leq y \leq 1 \end{aligned} \quad (5)$$

求解优化问题,可得有风险资产 i 的比例 $w_i^* y^*$ 和无风险资产比例 $1 - y^*$ 。

2 基于投资组合的风电电量分配模型

2.1 “双轨制”电价下的风电电量分配问题描述

西班牙的风电电价实行“双轨制”,即固定电价和溢价机制相结合的方式。固定电价方式:风电的上网电价固定为电力平均参考销售电价的 90%;溢价方式:风电企业与其他常规电源一样参与市场竞争竞价上网,政府给予一定补贴(溢价),即风电电价为“溢价 + 电力市场竞价”,其中溢价为平均参考销售电价的 50%。2005 年以来,西班牙已有超过 90% 风电企业选择溢价方式^[17]。但过高的溢价,已经成为西班牙风电电价机制的诟病。

本研究假设风电发电商可以将一部分电量保持固定电价,另一部分电量参与市场,选择溢价制结算是出于以下考虑:

(1) 我国电力行业市场化进程是逐步推进的;

(2) 已有电力市场显示,市场参与主体(包括发电商和用户)通常都是厌恶风险的,为引导发电商从补贴性电价收购到参与市场,应允许其自行选择参与市场的电量比例;

(3) 对含有多个清洁电源的虚拟电厂、发电集团而言,提供不同电价方案供其进行电量分配决策更合理。

2.2 风电电量分配模型

本研究将风电发电商年度总发电量看做一个整体,将分配风电电量的问题转化为权衡收益和风险的投资组合优化问题。

假设发电商可参与 $I + 1$ 个市场:其中 I 个有风险市场,例如月度市场、日前市场、实时市场等,该集合记做 I ;1 个无风险合同市场,即以固定电价被收购。

假设时段 t 风险市场 i 的市场价格 p_{it} 的期望值为 $E(p_{it})$ 、方差为 $\sigma^2(p_{it})$,合同市场的价格为 p_0 没有波动。全时段内风电出力的总成本为 C 。则风电场在市场 $i(i \in I)$ 的收益率为:

$$r_i = \frac{\sum_{t=1}^T \sum_{s=1}^S P_s \cdot p_{it} q_{st} - C}{C} \quad (6)$$

I 个有风险市场的总收益率为:

$$r_p = \sum_{i=1}^I \frac{\sum_{t=1}^T \sum_{s=1}^S P_s \cdot p_{it} q_{st} - C}{C} \omega_i \quad (7)$$

式中: S —场景规模; P_s —场景 s 的概率,场景 s 下时段 t 内单位容量的风电发电量为 q_{st} ; ω_i —风险市场 i 在总风险资产中所占的比重。

风电场在有风险市场电量分配的收益期望值和风险方差分别为:

$$E(r_p) = \sum_{i=1}^I \frac{\sum_{t=1}^T \sum_{s=1}^S P_s \cdot E(p_{it}) q_{st} - C}{C} \omega_i \quad (8)$$

$$\sigma_p^2 = \sum_{i=1}^I \sum_{j=1}^I \sum_{t=1}^T \sum_{t'=1}^T \frac{(\sum_{s=1}^S P_s \cdot q_{st})(\sum_{s=1}^S P_s \cdot q_{st'}) \text{cov}(p_{it}, p_{jt'}) \omega_i \omega_j}{C^2} \quad (9)$$

式中: $\text{cov}(p_{it}, p_{jt'})$ —市场 $i, j(i \in I, j \in I)$ 两时段 t 和 t' 电价之间的协方差, $i = j$ 且 $t = t'$ 时即表示市场 i 时段 t 时价格 p_{it} 的方差。

各个市场间相互影响,不考虑同一市场内时段间电价的相关性,则式(9) 改写为:

$$\sigma_p^2 = \sum_{i=1}^I \sum_{j=1}^I \sum_{t=1}^T \frac{(\sum_{s=1}^S P_s \cdot q_{st})^2 \text{cov}(p_{it}, p_{jt}) \omega_i \omega_j}{C^2} \quad (10)$$

假设其签订固定电价收购协议的电量为 q_{st} ,其收益率为:

$$r_f = \frac{\sum_{t=1}^T \sum_{s=1}^S P_s \cdot p_0 q_{st} - C}{C} \quad (11)$$

发电商的各个市场电量分配决策问题,即是将其总发电量在 I 个有风险市场配置总比例为 y ,其中风险市场 i 配置比例 $y \omega_i$,这里 $\sum_{i=1}^I \omega_i = 1$,固定协议收购电

量比例为 $1 - y$,通过优化 y, ω_i ,取得最大化效用的问题。风电电量分配模型流程如图 1 所示。

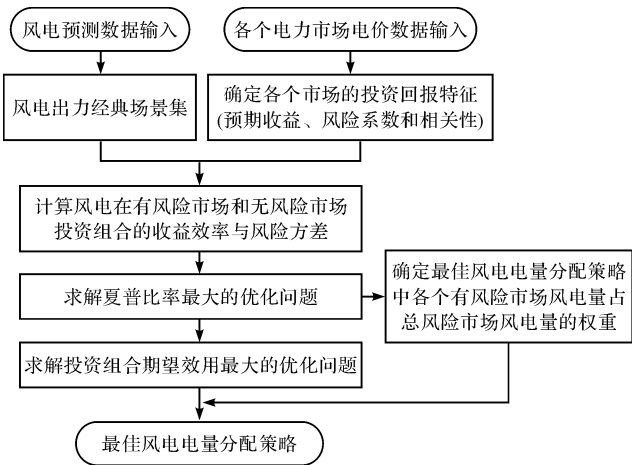


图 1 风电电量分配模型流程图

3 算例分析

3.1 算例介绍

算例考虑发电商在合同市场及月度市场、日前市场、实时市场中进行电量分配的情况。各个市场电价分布数据及市场间电价相关系数如表 1、表 2 所示。合同市场是无风险市场,以固定电价收购;由数据可见,月度市场电价水平相对偏低,但电价波动小;日前市场和实时市场电价水平相对偏高,但电价波动大,风险相对较大。对于中长期的风电出力预测,一般认为误差在 25%~40% 左右^[18]。假设场景数为 100、风电出力波动为 30% 的情况,取不同的风险厌恶程度系数。根据本研究中所建的数学模型进行算例分析,可以得到不同风险偏好的发电商在市场中配置电量的结果,如图 2 所示。

表 1 不同电力市场电价分布数据

单位:美元/(MW·h)

市场类型	电价指标	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
合同市场	—	27.72											
月度市场	期望值	30.27	28.68	30.53	29.32	31.62	32.31	34.89	30.98	28.96	29.02	29.64	30.52
	标准差	5.69	6.23	5.78	4.56	6.15	5.69	8.43	4.69	5.81	3.54	3.76	5.44
日前市场	期望值	35.89	32.74	36.54	35.16	36.00	38.94	47.83	35.53	31.17	35.92	33.35	37.51
	标准差	12.04	7.47	9.33	6.54	9.96	11.05	14.43	7.58	11.45	7.77	5.89	8.57
实时市场	期望值	37.86	36.38	40.34	38.48	38.95	39.77	51.74	36.21	34.86	35.16	35.28	39.63
	标准差	20.27	11.6	14.18	7.91	13.07	13.44	21.27	10.59	14.84	9.455	8.12	12.45

表 2 电力市场间电价相关系数

市场	月度市场	日前市场	实时市场
月度市场	1	0.05	0.05
日前市场	0.05	1	0.52
实时市场	0.05	0.52	1

由图 2 可见,虽然月度市场、日前市场和实时市场电价波动水平高,但是只要有足够的溢价补贴激励,发电商就会将部分风电电量通过市场出售。此外,随着发电商风险厌恶程度的增加,其在无风险合同市场分

配的风电电量比例增加。

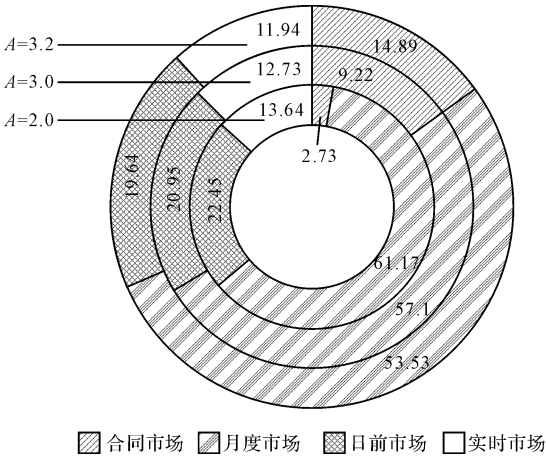


图 2 不同风险偏好的风电商电量分配结果

3.2 影响因素分析

(1)场景规模对分配策略的影响。不同场景数下,发电商的分配方案如图 3 所示。由图 3 可见,场景数 100 和 10 000 时,各个市场电量分配比例的差异均小于 5%。

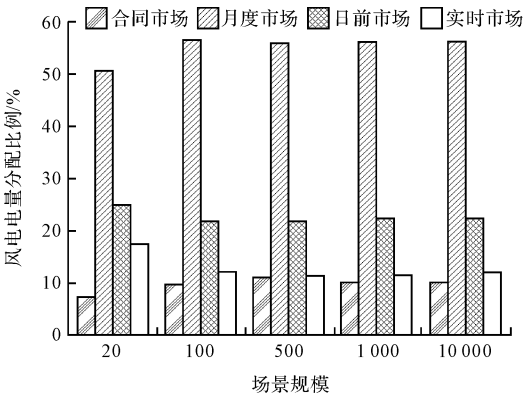


图 3 场景规模对分配策略的影响

(2)相关系数对分配策略的影响。投资组合问题中相关系数表示两种资产间的风险分散化效应,相关系数越大,组合风险越大。

考虑日前市场电价和实时市场电价相关系数变化时的电量分配结果如图 4 所示。

由图 4 可见,随着日前市场和实时市场电价间相关性的增大,在这两个市场分配电量的综合风险增加,发电商会减小在这两个市场所分配电量的比例,转向被固定电价收购的合同市场。

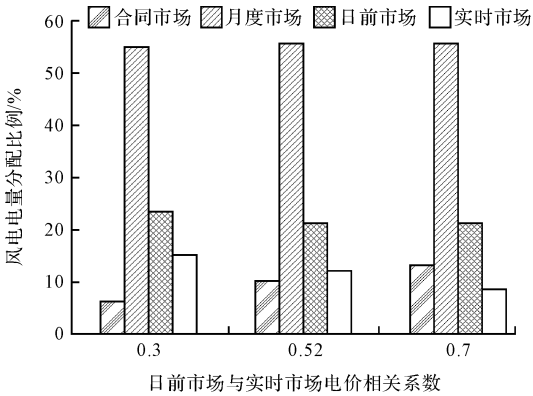


图 4 相关系数对分配策略的影响

(3)溢价补贴比例对分配策略的影响。随着溢价补贴比例的增加,风险市场电价成分中不确定性部分减小,发电商将增加其风险市场中分配电量的比例。

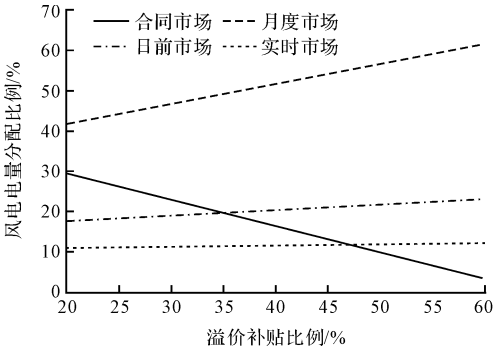


图 5 溢价补贴比例对分配策略的影响

由图 5 可知,溢价补贴对激励发电商参与电力市场的效果非常明显,当溢价补贴比例达到 50% 左右时,发电商会将大部分风力发电量通过市场出售。如何设置溢价机制中合理的补贴值,是将风电从固定收购机制引导向市场的关键。

4 结束语

风电发电商在制定电量分配策略时,同时面临市场价格波动和风电电量不确定性两个风险因素,本研究提出利用场景法处理风电电量的不确定性,利用投资组合理论处理不同时间尺度多市场价格的不确定性,建立了风电电力市场电量分配模型。

(下转第 1337 页)