

考虑过网费及可再生能源不确定性的最优局域电力交易策略

张雅君, 顾承红*, 李芙蓉

(巴斯大学电子与电气工程学院, 英国 巴斯 BA2 7AY)

Optimal Strategy for Local Energy Trading Considering Network Charges and Renewable Uncertainties

ZHANG Yajun, GU Chenghong*, LI Furong

(Department of Electronic & Electrical Engineering, University of Bath, Bath BA2 7AY, UK)

Abstract: With increasing penetration of distributed renewable resources, local energy trading has emerged to encourage citizens to use energy from local renewable sources, such as small-scale photovoltaics and wind turbines. Although renewable energy is clean and inexpensive, its uncertainty issue brings about a potential risk to trading, which can eventually affect trading strategies. This paper proposes a novel approach to determine the optimal local energy trading strategy for customers using the Hotelling game. Specifically, the risk cost is used to quantify the uncertainty of renewables in energy transactions. In addition, the network cost is established based on the MW-Mile method to reflect the network usage in energy trading and to recover the true cost of system investment. Considering the network cost, risk cost of renewable uncertainties, and the energy cost of generation, optimal trading strategies can be established for a user in order to minimize their energy bill. A case study is presented to demonstrate the proposed energy trading method on a representative system, and the simulation results illustrate the significance of network cost on the selection of local trading strategies.

Keywords: local energy trading; Hotelling game; network charge; renewable energy

摘要: 随着分布式发电渗透率不断增加, 大量本地生产的电能通过配电网供应本地负荷, 促成了配电网层面的局域电力交易。在英国局域电力市场框架下, 提出了一种基于博弈论霍特林模型的用户交易策略优化方法, 帮助大用户降低购电成本。该方法用风险成本量化可再生能源出力的不确定性, 用MW-Mile输电定价法计算的输电成本反映电力交易使用电网的情况, 求解用户支出最小的交易策略。验证算例结果表明, 提出的数学模型可有效模拟包含多个发电商的交易

竞争, 输电成本可能会影响交易策略的优化结果。

关键词: 局域电力交易; 霍特林模型; 输电成本; 可再生能源

0 引言

从20世纪90年代开始, 为提升用电保障、优化电力系统, 大多数国家陆续启动电力市场改革, 结合本国国情逐步推进。1989年开始, 英国打破电力市场垄断运营, 采用电力库(pool)模式实行厂网分开、竞价上网, 将电力工业私有化, 使之自由竞争, 将电价降低了6%~11%, 并将供电可靠性提高到99.98%^[1]。然而, 由于电力库模式缺乏需求侧参与、供应侧市场容易操纵, 英国在2000年开始引入以双边交易为基础的NETA模式^[2], 削减了英国国家电网公司的中央调度职能, 使之只负责平衡市场。建立3级批发市场和1个结算中心, 以最大限度开放市场, 扩大用户参与度。2005年, 为解决苏格兰地区3家垄断、改革滞后的问题, 英国在NETA的基础上推行BETTA模式^[3], 建立起全国统一的电力交易、平衡和结算系统, 进一步消除垄断, 降低市场运行成本。

近年来, 低碳化成为电力发展方向, 可再生能源在全球能源中的比重也逐渐增加。2018年, 全球可再生能源产能达2378 GW, 同年发电量占世界总发电量的33%以上^[4], 同年新增装机高达180 GW, 其中光伏、风电、水电占比分别为55%、28%、11%^[5]。配电网侧的大量分布式发电, 使得很多电力供应可以在配网层面完成, 因电力传输距离短, 可简化电力系统结构、减少输电损耗、提高电力供给效率、优化供电可靠性。因此, 局域电力交易在电能供应和电力市场

中逐步推广应用。目前,欧美地区开展了一系列P2P和区块链模式的电力交易项目,探索局域电力交易发展。早在2015年1月,欧盟就将其纳入了欧盟科研框架计划,在第8个科研框架——“地平线2020”下提出了EMPOWER项目,旨在创建局域交易市场以促进可再生能源在智能电网中的应用^[6]。2016年,美国的区块链创业公司LO3 Energy设立了TransActive Grid项目,在纽约布鲁克林区建立了涵盖5个社区的局域电力网,运用区块链技术进行电力交易,平衡供需、相互补足^[7]。中国自2015年深化电力体制改革以来,售电侧市场逐渐开放^[8],各地电力交易中心的建立也给局域电力交易提供了发展机遇。

近年来,局域交易成为电力市场领域的新兴课题,诸多学者对局域电力市场和交易机制开展了大量研究。通过建立“微网”式的小型社区电力网,可集中各户的发电与负荷,在各微网间进行电力交易,实现互利共惠^[9]。除了一般的周期式电力交易,还可以采用激励措施随时响应负荷需求^[10]。当前的局域电力交易市场不仅局限于风机、光伏等发电设备,储能装置也逐步加入进来。电动汽车相当于移动式储能设备,可通过合适的调度方案完成电能和负荷的双向调度^[11]。终端大用户,如商业机构、大学、供电商等,可以通过参与局域电力交易,向本地发电商购电,减少对上级电网的依赖,降低购电成本,提高利润率。例如英国能源公司EDF energy就采用区块链技术在伦敦南部的布里克斯顿建立了P2P模式电力交易的试点项目^[12]。该区配备了大量的太阳能板和储能装置,在智能电网的支持下住户可灵活开展电力交易,实现资源的本地配置。然而,目前对局域性电力交易的研究多着眼于电价本身,忽略了电力传输成本和可再生能源出力不确定性的影响,这2点直接关系到是否能在系统层面上实际执行交易结果。

在英国,用户购电成本主要包括批发市场采购价、输电成本、运营成本、环境和社会责任成本、税收、发电商税前边际成本等,其所占比重依次递减。以2019年为例,批发市场采购价在电费中的占比最高,达到32.32%,其次为输电成本,占比达23.15%^[13]。从用户角度出发,在电力交易中,虽然发电成本在电费中的比重最大,但是输电成本也是重要的考量因素。

输电成本定价的核心思想是根据用户对电网的使用情况,将电网的初始投资和运营成本分摊给每个用户。最基本的方法是:①邮票法(post-stage

stamp method),将投资费用根据潮流平均分配^[14];②合约路径法(contract path method),将电能的传输限制在指定线路上,按固定费用收取输电费^[15]。但是,实际使用的线路可能与指定的线路不符,所以这2种方法都存在不能完全反映电网实际使用情况的缺点。长期增量成本定价法(long-run incremental cost pricing method)根据用户在高峰时段对电网的使用情况来分配电网投资费用,可以如实反映电网的使用状况,但由于潮流会实时变化,该方法不适用于计算单笔电力交易收费^[16]。MW-Mile法通过计算潮流大小、传输线路造价和传输距离来收取输电费用^[17],可以核定单笔交易中电网的使用情况。本文在MW-Mile法的基础上,综合考量电网投资和日常运营来计算输电成本。

本文提出一种考虑输电成本、风险成本和发电成本的综合局域电力交易方案,帮助大用户参与局域售电市场购电,降低成本。设计用户交易策略需要综合考量多方面因素。采用霍特林模型模拟用户与发电商之间的交易行为。在输电成本定价方面,考虑电网初期投资和长期运营的相关费用,使用MW-Mile法将成本分摊到具体每笔电力交易中。最终,通过对比所有可能的交易方案,为大用户优化出经济性最佳方案。

1 局域电力市场霍特林模型架构

1.1 局域电力市场在电力系统的发展

在低碳经济的大环境下,分布式能源在配电网侧渗透率越来越高,促进了局域电力交易的发展。如图1所示,局域电力市场的发电商不再局限于传统的集中式发电厂,许多小型新能源发电商也开始参与电力交易,例如屋顶太阳能光伏板、微型风力发电机组和各式储能装置等。

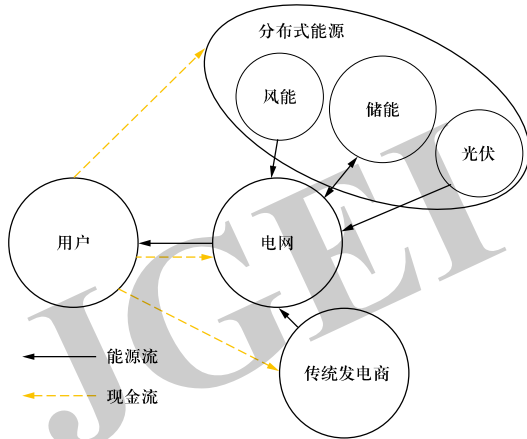
不同于传统批发市场中的电力市场所采用的电力池模式,局域电力交易市场具有一些特殊优势:

1) 在比较完备的电力市场架构和智能电网技术的支持下,局域电力交易主要集中于配电网侧,交易量相对较小,机动性强,交易更灵活^[19]。

2) 这种电力交易的达成使得供给在一定区域内完成,避免了长距离输电产生的电能损耗。当电力系统发生故障时,也可以更快捷地诊断、维修,可大幅提高供电可靠性^[20]。

3) P2P交易模式广泛应用于局域电力市场,即用户和发电商可以在本地市场平台上相互选择,直接完

成电力交易。电网公司负责运营和监管，匹配电力潮流。与批发市场中由零售商负责电力采购不同，P2P模式中交易双方处于平等地位^[21]，电能的传输、电网保障等物理层面由交易平台保障执行，可以极大降低交易门槛，促进新兴分布式能源和新技术的发展。

图1 局域电力市场示意图^[18]Fig. 1 Structure of local electricity market^[18]

1.2 霍特林模型

在局域市场中，考虑到实际输电成本，发电商与大用户之间的电力交易可以采用博弈论中的霍特林模型进行建模和分析，其基本概念如图2所示^[22]。

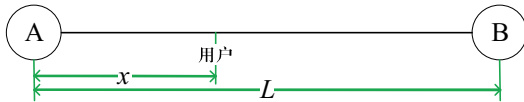


图2 霍特林博弈模型示意图

Fig. 2 Hotelling game model

假设2个发电商A和B位于长度为 L 的“线性市场”的2端，用户均匀分布在“线性市场”上，单位距离的输电成本为 k 。假设某用户距发电商A的距离为 x ，采购量设为1个单位。如果从A采购，则总输电成本为 kx ；如果从B采购，则总输电成本为 $k(L-x)$ 。从采购策略分析，该用户的效用函数 U 可表示为

$$U = w_c - c_e - dk \quad (1)$$

式中： w_c 表示该用户愿意为采购支付的最大成本； c_e 代表购电成本； d 表示该用户与发电商之间的距离。

假设存在一点 x^* ，如图3所示，该处的用户从发电商A或B处的购买成本相同，则该处为霍特林模型的均衡点。根据 $U(A) = U(B)$ ，可以得到平衡点 x^* 的值为

$$x^* = \frac{c_{e2} - c_{e1} + kL}{2k} \quad (2)$$

式中： c_{e1} 和 c_{e2} 分别代表从发电商A和B购买1个单位电的成本。

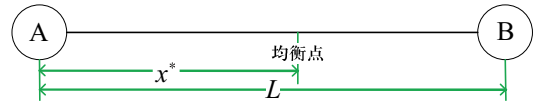


图3 霍特林博弈模型的均衡点

Fig. 3 Balance point of Hotelling game model

从用户侧，可得出用户对发电商A和B的需求函数 D ，表示为

$$D_A(c_{e1}, c_{e2}) = \frac{c_{e2} - c_{e1}}{2k} + \frac{L}{2} \quad (3)$$

$$D_B(c_{e1}, c_{e2}) = \frac{c_{e1} - c_{e2}}{2k} + \frac{L}{2} \quad (4)$$

在分析局域电力市场中的交易策略时，为了综合考虑电能购买价格、出力不确定性的风险和交易带来的输电成本，本文引入了霍特林模型作为局域电力交易模型的基础。考虑到实际电力系统的复杂性，输电成本和风险成本将在第2节中具体建模、分析。

2 局域电力交易要素分析

本节从购电成本的角度分步建模，阐述计算输电成本、量化发电成本和量化可再生能源出力不确定性的方法。因模型包含的发电成本、输电成本和风险成本都受用户购电策略直接影响，且三者之间无相互影响，所以采用综合计算优化的方法。

2.1 输电成本

计算输电成本主要分为2步：①计算该电网的年度输电成本；②基于MW-Mile输电定价法将年度输电成本合理分配到每笔交易中。

2.1.1 年度输电成本

年度输电成本主要由每年需要回收的投资成本和运营成本构成。

1) 电网对于投资成本的年度回收。

年度投资回收费用主要取决于电网初始建设的投资和预计回收周期。假定电网初始投资为 C_{IS} ，预期 n 年回收成本，则：

$$C_{IS} = I_R \cdot I_C \quad (5)$$

式中： C_{IS} 为电网年度投资回收成本； I_R 为按预计回收周期计算的年收益率； I_C 为初始投资金额。

2) 年度运营费用。

$$C_{IO} = O_R \cdot I_C \quad (6)$$

式中： C_{IO} 为电网投资的年回报成本； O_R 为电网运营费用对初始投资的比率。

综合考虑这2部分，如果线路*i*在该电网的潮流占比为*R*，则每年从线路*i*上需要收回的电网投资费用可表示为

$$C_{ai} = R \cdot (C_{IS} + C_{IO}) \quad (7)$$

2.1.2 基于MW-Mile输电定价法的成本分摊

MW-Mile法可以相对简单、有效评估交易方对电网资源的利用程度，其中心思想是将每条线路上需要回收的费用按该线路上的潮流使用情况成比例地分配。在电网中，假设线路*i*前一年里运载潮流的概率密度函数为 $f_i(P)$ ，根据历史数据其每年的潮流增长率为 R_{ai} ，则可估算出该线路当年的潮流：

$$P_{ai} = \int f_i(P) dP \cdot (1 + R_{ai}) \quad (8)$$

如果该线路全长为 L_i ，每km每MW潮流的单位输电成本为：

$$C_{li} = \frac{C_{ai} / L_i}{P_{ai}} \quad (9)$$

单笔电力交易的总输电成本由该电能传输时使用的所有线路的输电成本求和得到：

$$C_T(v) = \sum_{i=1}^m C_{li} \cdot L_i \cdot P_i \quad (10)$$

$$\text{s.t. } v = \{P_1, P_2, \dots, P_m\}$$

式中： m 为该交易电能传输所使用的所有线路的数目； P_i 为线路*i*上因该交易产生的潮流增量（无功不收取输电费用，此处的潮流仅包含有功功率），集合为*v*。

2.2 发电成本

发电商不同发电方式对应相应的发电成本函数。实际市场中发电成本多采用传统报价，基于发电成本外可能还包含售电方对利润的预期和自身售卖策略的考量。本文选择发电成本指示报价，可以更清楚地表明不同发电商的成本情况，及其对最后交易结果的影响。

2.2.1 光伏发电成本

光伏发电成本主要取决于太阳能板的受热面积、光照角度、热能的利用率、增量成本等因素，其成本函数可表示为^[23]：

$$C_G(P_{PV}) = \frac{O_{PV} + M_{PV}}{E_a} P_{PV} \quad (11)$$

式中： P_{PV} 为光伏发电功率； O_{PV} 和 M_{PV} 分别为年度运营费用和年度维修成本； E_a 为年度总发电量。

2.2.2 风电成本

风力发电成本主要集中在风电场建设的初始投资和处理发电间歇性产生的额外支出上。风电的成本函数^[24]可以表示为

$$C_G(P_w) = \int_0^P W_{PUIC}(w) dw + C_{onst} \quad (12)$$

式中： w 为随机风功率； W_{PUIC} 为风电的增量成本； C_{onst} 为平衡弥补风电偏差的增量成本； P_w 为风电场的发电功率。

根据风电场的具体特性，式（12）可以简化为如下形式：

$$C_G(P_w) = \alpha P_w^2 + \beta P_w + \gamma \quad (13)$$

式中： α 、 β 和 γ 均为可调节的控制参数。

2.3 风险成本

可再生能源出力的不确定性给电力交易的实际执行带来了一定的风险，在交易过程中可通过风险成本将其出力不确定性进行价格上的量化。当可再生能源实际出力无法满足交易需求，就需在实时市场采购以补足短缺的部分，保证供需平衡。缺电部分可以采用基于其发电量的概率密度函数，通过期望量化。风险成本为市场单价和电量短缺部分期望的乘积^[25]：

$$C_R(P) = C_n \int_0^P f(P')(P - P') dP' \quad (14)$$

式中： C_n 是实时市场的单位电价，相对较高； P' 是可再生能源的实际出力； $f(P')$ 是实际出力的概率密度函数。

3 局域电力市场最优交易策略

局域电力市场有多个发电商供终端大用户选择，用户需优化判别适合自己的交易策略，以有效降低电费。

3.1 最优交易策略的数学模型

假设该用户在电网中的位置决定了有*n*个可以选择的发电商，集合为 $b = \{1, 2, \dots, n\}$ ，其可能的交易策略可以表示为

$$s = \{E_1, E_2, \dots, E_n\} \quad (15)$$

$$\text{s.t. } E_u = \sum_{j \in b} E_j$$

式中： E_u 为该用户所需的电量； E_n 表示用户在发电商集合中对应的第*n*家的电能采购量。

总发电成本是各采购发电量对应的发电成本之和，可表示为：

$$C_G(s) = \sum_{j \in b} C_{Gj}(E_j) \quad (16)$$

式中： $C_{Gj}(E_j)$ 为发电商 j 的发电成本函数，取决于 j 的发电类型； E_j 是该用户在发电商 j 处所购买的电量。

在确定了用户在各发电商的采购量后，电网各个节点的电能输入和输出也可以随之确定。根据电网潮流，可计算出该笔交易对应的输电成本 C_T 。对该用户而言，最终的电费由发电成本、输电成本和风险成本共同构成：

$$C(s) = C_G(s) + C_T(v) + C_R(s) \quad (17)$$

即为：

$$C(s) = \sum_{j \in b} C_{Gj}(E_j) + \sum_{i=1}^m C_{li} \cdot L_i \cdot P_i + \sum_{z \in b} C_{tz} \int_0^{P_z} f(P_z') (P_z - P_z') dP_z' \quad (18)$$

式中： v 是 s 采购策略对应的电网传输方案； z 代表发电商集合中使用可再生能源的发电商。

通过调节优化交易策略 s ，帮助用户实现最低电费，其目标函数可以列为

$$\begin{aligned} \{E_1^*, E_2^*, \dots, E_n^*\} &= \arg \min C(s) \\ \text{s.t. } E_u &= \sum_{j \in b} E_j^* \end{aligned} \quad (19)$$

式中： E_j^* 为最优策略中从发电商 j 的采购量。

通过对用户所有的可行方案进行仿真，可筛选出最低电费对应的最优方案 s^* 。

3.2 交易策略优化流程

如图4所示，在交易开始前，先确定用户的负荷需求及其在电网中的具体位置，根据位置确定潜在可选择发电商，推导出可能的交易策略。为了筛选出经济最佳方案，需要分别模拟每种策略的发电成本、风险成本和输电成本。发电成本通过综合所选发电商的发电成本和相应采购量计算。风险成本需要确定所选发电商是否存在可再生能源，并根据其相应的采购量计算。输电成本需先仿真电路潮流，在相应线路潮流的基础上综合整合而得。

4 算例及分析

本章采用1个典型英国配电网系统以分析交易策略的有效性，如图5所示。在该算例中，单个大用户可向多个本地发电商购电。实际交易中，单个用户向多个发电商购电的同时，也存在发电商直接与其他用户交易的可能。假设在P2P交易模式中单笔交易之间

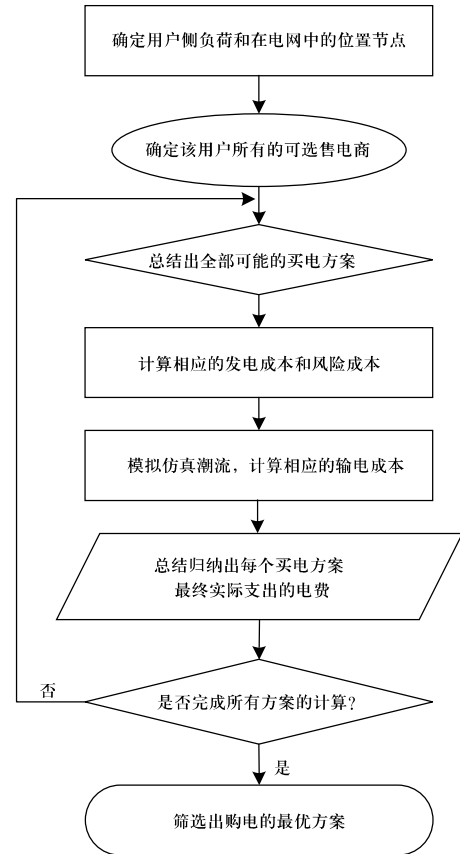


图4 交易策略优化流程图

Fig. 4 Flowchart of trading strategy optimization

相互独立，单个用户与所选发电商进行交易不影响其他交易。一般主网电价高于局域市场价格，直接从主网购电成本偏高，因此假设不予考虑。

该算例电网包含11个节点，3个电压等级（11 kV、22 kV、66 kV），15条线路（具体参数如表1所示）。节点1与主网相连，设为平衡节点。该电网覆盖面积约24 km²、人口约10万，拥有2个新能源发电厂。假定

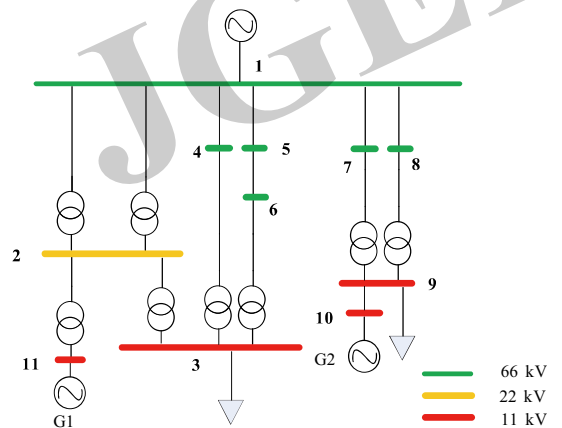


图5 11节点电力系统

Fig. 5 11-node power system

交易售电时段为1 h，1个大用户位于节点3，每h的电力需求为500 kWh。G1是光伏售电商，位于节点11；G2是风电售电商，位于节点10。

光伏和风力发电成本参数如表2所示，实际出力概率密度函数分布分别设为正态分布（2，0.1）MW和柯西分布（2，0.5）MW。为有效降低购电成本，该用户需要考虑发电成本、风险成本和发电商在配电网中的位置，找到最优的交易策略。

表 1 11节点系统的网络参数
Table 1 Parameters of the 11-node network

线路编号	始末节点	长度/km	单位线路成本/(元·kW ⁻¹ ·km ⁻¹)
001	1-2	4	0.03
002	1-2	3	0.04
003	2-3	3	0.03
004	1-4	1.2	0.03
005	1-5	1.8	0.02
006	4-3	2.4	0.04
007	5-6	0.3	0.08
008	6-3	1.8	0.02
009	1-7	1.2	0.02
010	1-8	0.8	0.03
011	7-9	1.8	0.04
012	8-9	1.2	0.06
013	9-10	0.3	0.02
014	2-11	0.6	0.02

表 2 发电机成本函数的参数设定
Table 2 Parameters of the generator cost function

可选售电商	发电成本参数		
G1	$M_{PV}=48\ 000$ 元	$O_{PV}=80\ 000$ 元	$E_a=200$ MWh
G2	$\alpha=0.26$	$\beta=500$	$\gamma=1260$

考虑发电成本，G2相较于G1的初始成本较高，但增长率较低，尤其在购买较多电量时更具有经济性。如果用户在G1的购电量为 E_1 ，在G2的购电量为 E_2 ，交易方案表示为 (E_1, E_2) 。在此算例中该用户只有2家售电商可选，存在约束：

$$E_1 + E_2 = 500\text{ kWh} \tag{19}$$

将售电商的成本参数代入式（16），可拟合出发电成本和 E_1 存在如下关系（式中 E_1 的单位为MWh）：

$$C_G(E_1) = 0.74E_1^2 + 139.74E_1 + 1\ 410.065 \tag{20}$$

由此可知，随着该用户在G1处的购电量增加，交易的发电成本也在逐渐增加。所以仅考虑发电成本

时，最优的采购方案是全部从G2购电，即（0，500）kWh。

输电成本除受交易双方的自由买卖经济行为影响外，还受配电网潮流制约。潮流仿真数据如表3所示。随着G1采购量的增加，从节点11处输入的电能逐渐增加，反之节点10处的输入逐渐降低。在这个过程中，线路003上的潮流稳步增加，线路004、005、006、007、008上略有减少，线路001、002、009、010、011、012的潮流均逐渐下降至0后反向增加。总体看来，在采用方案（300，200）时，线路009至013潮流均为0。

电网中各条线路的运营成本取决于实际潮流。在线路潮流数据的基础上结合表1的网络参数计算输电成本，结果如图6所示。在总输电成本中，线路003的使用费用在22元左右，所占比例最大，在25%到60%之间。其次，线路001、002、011、012也对输电成本有明显贡献，随着G1处输电量的增加，其费用均呈现先降低后升高的趋势。总体看来，全部从G1或G2单方购电会导致较高的输电成本，分别高达84.2元和88.5元。另一方面，交易策略（300，200）对应的整体输电成本较低，共37.8元。

在霍特林模型下综合考虑发电成本、风险成本和输电成本，交易方案产生的实际电费如图7所示，其中标志性点的参数列在表4中。随着用户在G1处所购电量增加，风险成本逐步降低，总电费呈现先降低后升高的趋势。在b点处电费最低，仅347元，其中输电成本、发电成本和风险成本分别为36元、305元和6元。c方案与b方案的输电成本相近，但对应的发电成本为312.2元，相对较高。a点发电成本最低，仅271元，但因其输电成本明显较高，导致用户的实际支付电费偏

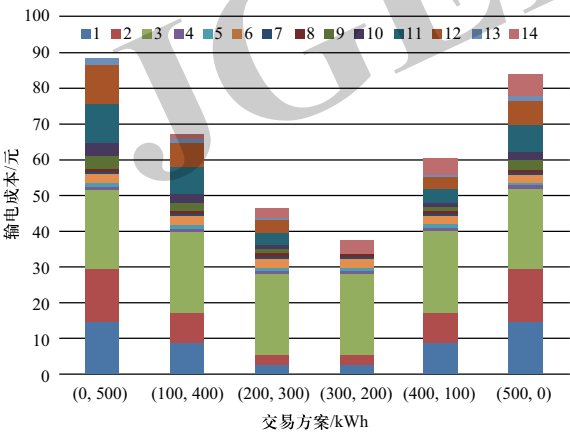


图 6 不同交易方案下的输电成本
Fig. 6 Transmission costs under different trading scenarios

表 3 11节点系统的潮流数据
Table 3 Powerflow data of the 11-node network

线路编号 \ 交易方案	kW					
	(0 , 500)	(100 , 400)	(200 , 300)	(300 , 200)	(400 , 100)	(500 , 0)
001	-124.3	-74.6	-24.9	24.9	74.6	124.4
002	122.6	73.5	24.5	-24.5	-73.6	-122.6
003	246.9	248.1	249.3	250.6	251.8	253.0
004	26.7	26.1	25.4	24.8	24.2	23.6
005	26.4	25.8	25.2	24.6	24.0	23.4
006	26.7	26.1	25.4	24.8	24.2	23.6
007	26.4	25.8	25.2	24.6	24.0	23.4
008	26.4	25.8	25.2	24.6	24.0	23.4
009	150.1	100.1	50.0	0.0	-50.0	-100.1
010	149.9	99.9	50.0	0.0	-50.0	-99.9
011	-150.1	-100.1	-50.0	0.0	50.0	100.1
012	-149.9	-99.9	-50.0	0.0	50.0	99.9
013	300.0	200.0	100.0	0.0	-100.0	-200.0
014	0.0	-100.0	-200.0	-300.0	-400.0	-500.0

高。d方案是最差购买预案，当用户全部从G1购电时，不仅发电成本最高，同时还要面临最高的输电费用。综上，b方案（250，250）kWh是最优的购买策略。

表 4 4个标志性点的参数

Table 4 Parameters of the 4 typical scenarios

交易方案	G1采购量/kWh	G2采购量/kWh	电费/元
a	0	500	388
b	250	250	347
c	300	200	354
d	500	0	431

该算例也反映出输电成本的重要性。相较于发电成本，输电成本占比小，且不仅取决于交易双方，也受实际电网线路的制约，仿真难度相对较大，所以在电力交易中经常被简化忽略。但若只考虑发电成本，会从G2购买全部电力，虽然发电成本最低，但电能传输引起的输电成本较高，增加了总费用。相比之下，虽然方案b的发电成本略高，但其极大节约了输电成本，最终降低了总费用。因此，电力交易中对输电成本的考量是很有必要的。

5 结论

基于英国电力市场框架，本文在高渗透率分布式发电的背景下提出了终端大用户在局域电力市场的最优购电方案算法，可帮助其最大限度降低电费。通过算例分析，得出以下主要结论。

- 1) 通过霍特林模型构建局域电力交易的数学模型，并在电力交易中考虑了输电成本和风险量化成本，该方法可以有效、准确地模拟区域交易。
- 2) MW-Mile可有效量化输电成本，虽然输电成本占比较低，但仍会影响交易策略最优化结果，是交易过程中必需考量的因素。
- 3) 采用风险成本量化可再生能源出力的不确定性，可再生能源发电成本较低，但其风险成本较高，

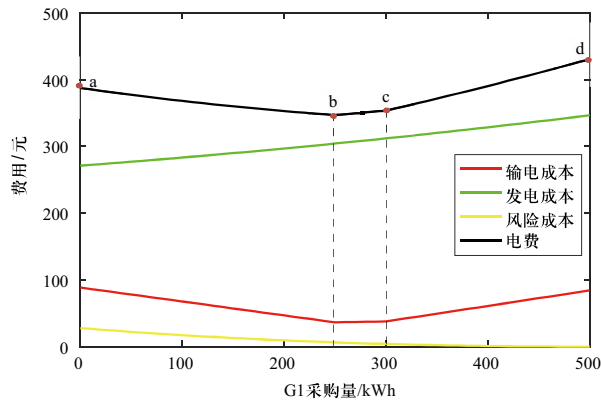


图 7 实际电费变化趋势

Fig. 7 Changing trend of actual electricity costs

用户在购电时需要合理规划才能有效降低电费。

参考文献

- [1] 李帆, 朱敏. 英国电力市场及输电系统简介[J]. 电力系统自动化, 1999, 23(2): 33-40.
- [2] 文安, 黄维芳, 刘年. 英国电力市场的电量交易平衡机制[J]. 南方电网技术, 2014, 8(5): 1-5.
WEN An, HUANG Weifang, LIU Nian. The balancing mechanism of the UK electricity trading market[J]. Southern Power System Technology, 2014, 8(5): 1-5(in Chinese).
- [3] 马莉, 范孟华, 郭磊, 等. 国外电力市场最新发展动向及其启示[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(13): 1-9.
MA Li, FAN Menghua, GUO Lei, et al. Latest development trends of international electricity markets and their enlightenment[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(13): 1-9(in Chinese).
- [4] International Energy Agency. Renewables 2019[R]. Paris: IEA, 2019.
- [5] British Petroleum plc. Renewable energy[R]. BP Magazine, 2018.
- [6] BREMDAL Bernt A., POL Olivella, JAYAPRAKASH Rajasekharan. EMPOWER: A network market approach for local energy trade [C]//2017 IEEE Manchester PowerTech. IEEE, 2017.
- [7] PECK M E, WAGMAN D. Energy trading for fun and profit buy your neighbor's rooftop solar power or sell your own-it'll all be on a blockchain[J]. IEEE Spectrum, 2017, 54(10): 56-61.
- [8] 中共中央国务院. 关于进一步深化电力体制改革的若干意见(中发[2015]9号)[EB/OL]. (2015-03-31)[2015-06-07]. <http://www.china-nengyuan.com/news/91900.html>.
- [9] SHAMSI P, XIE H, LONGE A, et al. Economic dispatch for an agent-based community microgrid[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2016, 7(5): 2317-2324.
- [10] PARK S, LEE J, HWANG G U, et al. Event-driven energy trading system in microgrids: aperiodic market model analysis with a game theoretic approach[J]. IEEE Access, 2017, 5: 26291-26302.
- [11] KIM B, REN S, VAN DER SCHAAR M, et al. Bidirectional energy trading and residential load scheduling with electric vehicles in the smart grid[J]. IEEE Journal on Selected Areas in Communications, 2013, 31(7): 1219-1234.
- [12] Nathalie Thomas. UK trials peer-to-peer energy trading[EB/OL]. Financial Times, 2020. <https://www.ft.com/content/6d62b494-209a-11e9-b126-46fc3ad87c65>.
- [13] Office of Gas and Electricity Markets. Breakdown of an electricity bill [EB/OL]. UK: Electricity, 2019. <https://www.ofgem.gov.uk/data-portal/breakdown-electricity-bill>.
- [14] ILIC M, YOON Y T, ZOBAN A, et al. Toward regional transmission provision and its pricing in New England[J]. Utilities Policy, 1997, 6(3): 245-256.
- [15] PAN J, TEKLU Y, RAHMAN S, et al. Review of usage-based transmission cost allocation methods under open access[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2000, 15(4): 1218-1224.
- [16] LI F, TOLLEY D. Long-Run incremental cost pricing based on unused capacity[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2007, 22(4): 1683-1689.
- [17] LIMA J. Allocation of transmission fixed charges: an overview[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1996, 11(3): 1409-1418.
- [18] Baringa. The future role of network operators: The emerging active DSO model [R]. Baringa Media, 2016.
- [19] DA SILVA P G, ILIC D, KARNOUSKOS S. The impact of smart grid prosumer grouping on forecasting accuracy and its benefits for local electricity market trading[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2014, 5(1): 402-410.
- [20] MENGELKAMP E, STAUDT P, GARTTNER J, et al. Trading on local energy markets: A comparison of market designs and bidding strategies[C]//14th International Conference on the European Energy Market (EEM), IEEE 2017.
- [21] PARK C, YONG T. Comparative review and discussion on P2P electricity trading[J]. Energy Procedia, 2017, 128: 3-9.
- [22] 肖光恩, 金田. 霍特林模型与空间区位竞争理论的拓展[J]. 理论月刊, 2007(3): 148-152.
XIAO Guang'en, JIN Tian. The hotelling model and widening of located spatial competition theory[J]. Theory Monthly, 2007(3): 148-152(in Chinese).
- [23] ZHANG Y, GU C, YAN J, et al. Cournot game based multi-supplier local energy trading [J]. Energy Procedia, 2019(158): 3528-3533.
- [24] YAN J, LI F R, LIU Y Q, et al. Novel cost model for balancing wind power forecasting uncertainty[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2017, 32(1): 318-329.
- [25] GU Chenghong, ZHANG Yajun, YAN Xiaohe, et al. Cournot oligopoly game based local energy trading considering renewable energy uncertainty costs[J]. Renewable Energy, 2020(159): 1117-1127.

收稿日期: 2020-05-26; 修回日期: 2020-07-14。

作者简介:



张雅君

张雅君(1995), 女, 博士生, 研究方向为局域能源市场和电力交易, E-mail: y.zhang4@bath.ac.uk。

顾承红(1981), 男, 博士生导师, 研究方向为综合能源系统及电力市场。通信作者, E-mail: c.gu@bath.ac.uk。

李芙蓉(1968), 女, 教授, 研究方向为电力系统规划分析及电力系统经济, E-mail: f.li@bath.ac.uk。

(责任编辑 张宇)