

DOI: 10.7667/PSPC201878

计及输电网络时空风险的动态电价模型

余鹏飞¹, 朱继忠²

(1. 重庆大学电气工程学院, 重庆 400044; 2. 南方电网科研院, 广东 广州 510000)

摘要: 开展大用户直购电能够激发电力市场的潜力, 是中国电力市场化改革的突破口, 其中的输电定价方法是影响电力市场发展的关键因素。已有的输配电价年度成本核算方法不能灵活反映用户选择不同购电对象、不同用电方式对输电成本的影响。为此提出基于输电网络时空风险因素的大用户直购电动态电价模型, 用以反映用户从不同电源点购电以及不同时间段用电带来的输电成本的变化。将输电成本分解为反映输电网络受气象环境时空变化特征的故障风险成本和不随时空关系变化的固定成本两类, 由此确定按月计算的动态电价核定方法。通过构建动态电价模型可以引导用户根据自身特点选择低风险月份多用电、高风险月份少用电的用电模式, 降低电网高风险时间段的输电压力, 提高电网可靠性。算例给出了大用户从不同空间位置的电厂以及在不同月份购电的风险成本及价格差异, 验证了所提模型的有效性和实用性, 可为政府核定输配电电价提供借鉴。

关键词: 电力市场; 输配电价; 风险成本; 动态电价

Dynamic electricity pricing model considering space-time risk factor in transmission networks

YU Pengfei¹, ZHU Jizhong²

(1. School of Electrical Engineering, Chongqing University, Chongqing 400044, China;

2. China Southern Electric Power Research Institute, Guangzhou 510000, China)

Abstract: Carrying out the direct power purchase for large users can stimulate the power market potential, which is the breakthrough of China's power market-oriented reform. The electricity pricing method is a key factor affecting the development of power market. The existing annual cost accounting method of the power transmission and distribution cannot reflect the influence on transmission cost when users choose different power stations to purchase electricity and use it in different time periods. This paper proposes dynamic electricity price model based on time-space risk factors for the direct power purchase of large users to reflect the situation of different risk because of the atmosphere and environment in which power grid encountered. The power transmission and distribution costs will be decomposed into two categories, thus to determine the monthly calculation of dynamic electricity price method. By constructing a dynamic electricity price model, users can select the low-risk month of multi-power consumption according to their own characteristics and reduce the transmission pressure of the high-risk period of the power grid to improve grid reliability. The calculation results show that the model is effective and practical, and it can be used to provide reference for estimating the price of power transmission and distribution for government.

This work is supported by Major Basic Foresight Science and Technology of State Grid Corporation of China (No. SG20141187).

Key words: power market; power transmission and distribution pricing; risk cost; dynamic electricity price

0 引言

自从《电力用户向发电企业直接购电试点暂行办法》出台以来, 大用户直购电成为现阶段中国电

力体制改革的一个热点问题, 全国各地都在积极制定大用户直购电试点的方案。然而, 当前中国仍没有一个合理的大用户直购电输电价测算机制, 除了个别跨网联络线制定了单独的输电价外, 整体上是捆绑在供电企业执行的销售电价之中。电价改革必须与电力体制改革相适应, 只有输电价机制设置合理的情况下, 才能逐步进行较高电压等级的大用户

基金项目: 国家电网公司重大基础前瞻科技项目资助 (SG20141187)

直购电的试点工作,进而最终实现零售环节的竞争。因此建立科学合理的输电价测算机制,有利于推进大用户直购电工作的实施,对中国电力市场改革至关重要。

目前,国内外对于输电价的研究方法较多,输电价定价模式主要包括参与定价模式、微增定价模式等。参与定价模式首先确定总体输电成本,然后将输电成本分摊。典型参与定价模式的方法有:(1) 邮票法^[1-2]:不考虑输电距离,按功率大小分摊输电总成本。(2) 合同路径法^[3]:输电成本只与功率流通过路径的设备成本相关,只适用于网络结构简单的情况。(3) MW 公里法^[4-5]:输电价格是流经线路的潮流与有关线路长度的乘积。

微增定价^[6]模式是将部分或所有的由于输电业务引起的微增成本分摊,如输电服务运行成本、边际运行和扩建成本等。典型的微增定价模式的方法有:(1) 短期微增成本定价法;(2) 长期微增成本定价法^[7];(3) 短期边际成本定价法;(4) 长期边际成本定价法等^[8-9]。

其他输电定价方法还有潮流跟踪法^[10-11]、分电压等级定价法^[12-13]、博弈论原理法^[14-15]、峰谷分时定价法^[16-17]等。文献[18]提出了分配配电网成本和损耗的潮流跟踪算法。文献[19]建立了基于长期边际成本的能合理分摊电压等级费用的计算模型。根据高峰增量负荷及各电压等级所承担的最终平均增量成本,计算得出了分电压等级输电价。文献[20]针对峰谷电价与负荷率电价的配合问题,构建了适合于大、中工商业及其他用户的考虑负荷率的峰谷分时电价模型。

从上面的分析可以看出,虽然目前研究输电价的方法很多,但从风险成本的角度考虑的方法很少,且大部分没有充分考虑输电线路的空间地理位置和环境的差别。输电线路的各类成本可分为随故障率变化的可变成本和不随故障率变化的固定成本两类,受故障率影响较大的可变成本即为风险成本。电网多年运行经验表明,输电线路大部分失效事件与季节交替的气象冲击因素有关,具有典型的时空分布特征。故不同月份,不同地区,输电线路的故障率不同,电网公司输电需要付出的风险成本也不同。例如夏季时,沿海地区台风频发,输电线路故障率明显上升,风险成本也随之大幅增加。而非沿海地区,故障率则相对少很多,风险成本也随之减少。

中国目前的电力交易无论采用双方协商还是集中竞价方式,基本都为中长期合约。大用户需支付电源方的购电费用以及电网的输电费用。在上述

费用构成中,并未反映出电源点与用户之间的距离远近关系,也未反映出不同月份用电多少的差异。事实上,电网将电能从电厂输送到用户承受着各种风险。这些输电风险中主要因素是气象风险,与电网的时间及空间位置有关,文献[21-38]对影响电网可靠性的因素进行了统计分析,并指出了气象是影响输电线路可靠性的主要因素。为了应对这些气象风险,保障输电系统的可靠性,必然要付出相应的成本,且这些成本会因不同季节以及不同区域的输电线路而不同。在电价中合理计及这些成本将更加体现电力市场的客观公平性。

前述的“邮票法”、“合同路径法”与“MW 公里法”在复杂输电网络结构模式下路径并不能清晰描述电网在不同区段和不同时间段的风险差异,因此不能准确反映输电成本的构成。

针对上述问题,本文从风险成本的角度出发,考虑时空因素对输电成本的影响。结合不同地区输电线路故障率逐月分布函数,提出月度风险成本计算模型。同时,利用月基准风险成本和月基准风险电价,将月风险成本转化为月风险电价,最终推出计及时空风险因素的大用户直购电动态电价模型。利用电价杠杆来引导消费,大用户既可以在不同电厂之间进行横向选择,也可以在用电时间上进行纵向选择,即不仅通过控制用电量,还通过控制用电方式来控制自身用电成本。同时,对于电网公司来说,这一定价模式将引导缓解故障高发月份的输电压力,有利于提高故障高发月份的供电可靠性,降低供电成本。

1 用户从不同电源购电的时空风险表征及风险成本差异分析

1.1 用户从不同电源点购电及不同时间段用电的时空风险差异表征

如图1所示,在电力市场交易中,用户可选择从发电厂1购电也可选择从发电厂2购电,当确定年度购电量以后,还需安排每个月的用电量。但用户从不同电厂购电时,电能从电厂传输到用户所经过的电网络径不同,电网所处的地理环境也不相同,一年之中不同的气象环境也不相同。其差异表现在电网在气象冲击作用下的故障次数和故障发生的时间不相同。

大用户的用电成本主要包括两部分,一部分是支付给发电厂的购电成本,另一部分则是支付给电网公司的输电成本。由于发电厂1和发电厂2处于不同的空间位置,与用户之间的电气距离不同,因

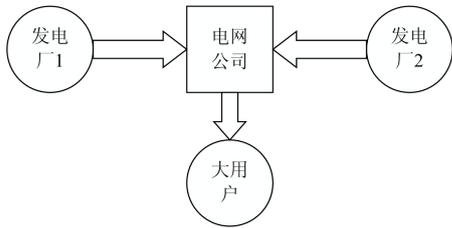


图1 大用户直购电模式

Fig. 1 Direct power purchase method for large users

此电网公司的输电成本不同; 每个月的用电量不同, 电网的输电负担不同, 其运行成本也不相同。建立反映这一因素的合理电价核算模型将是促进电力市场健康发展的重要保障。

合理的输电价格应按照输电成本来制定。在输电成本构成中, 故障的防范和处置成本是其中的重要因素。引发输电设备故障的原因既包括设备质量和运维因素, 也包括了外部大气环境冲击的不可控因素。设备和运维费用可计入年度不变费用, 而外部冲击故障费用则可列入风险费用。

表征影响故障风险成本的参量可以用输电元件的故障率来表示, 因此输电成本可分为随故障率变化的可变成本和不随故障率变化的固定成本两类。由于故障率与供电时间以及购电厂的空间位置紧密相关, 故风险成本也与这两者息息相关。

电网多年运行经验表明, 自然灾害、气候因素是造成架空线路非计划停运的主要原因^[21-22], 输电线路故障率是随时间变化的。在不同季节不同月份, 自然灾害的类型不同, 气候因素对输电线路造成的影响也不同。例如, 夏季有雷雨、飏线风等强对流天气, 冬季有覆冰、舞动、污闪等, 春季有少数地区存在大风天气, 秋季存在一些山火灾害, 但总的来说是冬夏故障率、风险成本相对较高, 春秋相对较低。因此, 电网公司在不同月份为大用户供电所需要付出的风险成本是不同的。

令风险成本影响的那部分输电价为风险电价, 用 P_R 表示, 则第 k 月的风险电价为 P_{Rk} , 从不同电厂购电的月风险电价不同。令 C_{PR} 为全年购电所付出的总风险费用, W_{Σ} 为大用户向电厂直购的年总电量, W_k 为第 k 月的计划用电量, $W_{\Sigma} = \sum_{k=1}^{12} W_k$, 则大用户购电的目标函数为

$$\min C_{PR} = \sum_{k=1}^{12} W_k P_{Rk} \quad (1)$$

大用户可根据不同电厂每月的风险输电价, 选择合适的电厂购电并合理规划各月用电量, 使自身承担的总风险费用最低, 并最终达到降低输电总费

用的目的。

因此有必要根据故障率逐月分布情况, 按月制定风险成本计算模型和风险电价计算模型, 用以指导大用户购电、用电, 同时降低电网公司风险损失。

1.2 故障率逐月分布规律

尽管年度间气象灾害年际爆发略有差异, 但多年中历史同期的月份气象灾害导致的线路故障分布却基本不变^[23]。

按下式求取某地区历史同期各月故障率。

$$\lambda(t) = \frac{1}{T_t} \sum_{i=1}^N N_{ti} \quad t=1, 2, \dots, 12 \quad (2)$$

式中: $\lambda(t)$ 为历史同期第 t 月的故障率(次/月); N_{ti} 为第 i 年第 t 月中的故障次数; T_t 为第 t 个月的时间; N 为统计年数。

使用规范化的故障率函数来反映故障率的逐月时间分布特征, 故障率规范化值计算公式为

$$f(t) = \frac{\lambda(t)(\text{次/月})}{\lambda_{\text{ave}}(\text{次/年})} = \frac{\lambda(t)(\text{次/月})}{12\lambda'_{\text{ave}}(\text{次/月})} \quad (3)$$

式中: $\lambda(t)$ 为某地区历史同期第 t 月的故障率, 次/月; λ_{ave} 为全网多年平均值故障率, 次/年; λ'_{ave} 为归算到月的多年平均值故障率, 次/月; $f(t)$ 为历史同期各月故障率规范化值分布函数; 其中 $t=1, 2, \dots, 12$ 。

据统计, 某些地区具有春夏秋冬四季分明的气候特点, 输电线故障逐月时间分布通常具有“峰-谷-峰-谷”特性。而另一些地区可能具有长夏短冬的气候特点, 输电线故障具有明显的平缓单峰月分布特征。因此处于不同地区的电源点的电力输出将具有不同的月度风险特征。

文献[23]假设其输电线的故障时间分布为一次基波傅立叶函数。一次基波傅立叶函数的表达式为

$$f(t) = a + b\cos(\omega t) + c\sin(\omega t) \quad (4)$$

式中: a 、 b 、 c 、 ω 为拟合待定系数; t 为月份。

采用傅里叶函数对 A、B 两个不同地区输电线路故障率按月分布的特性进行拟合, 拟合曲线如图 2、图 3 所示。

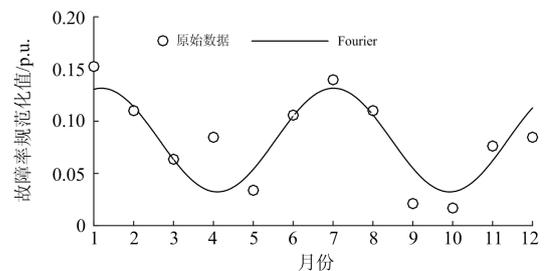


图2 A 地区 220 kV 线路故障率逐月分布拟合曲线

Fig. 2 Fourier fitting curve of 220 kV transmission lines failure rate monthly distribution in A region

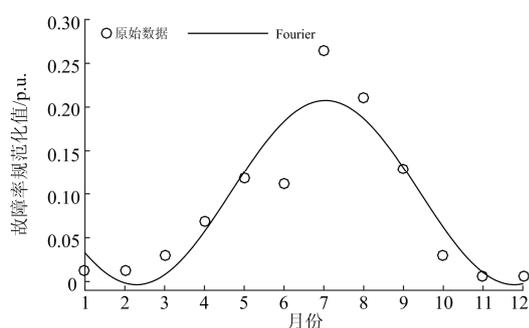


图3 B地区220 kV线路故障率逐月分布拟合曲线

Fig. 3 Fourier fitting curve of 220 kV transmission lines failure rate monthly distribution in B region

根据上述故障率随空间和时间不同的变化规律, 可定量地计算在不同电源点购电以及在不同时间段用电的风险水平及风险成本。

2 计及输电网络时空风险的输电定价模型

2.1 大用户直购电输电价结构

如图4所示, 直购输电成本包括基本服务成本和辅助服务成本。基本服务成本包括成本费用、规定的税金及准许收益^[24]。

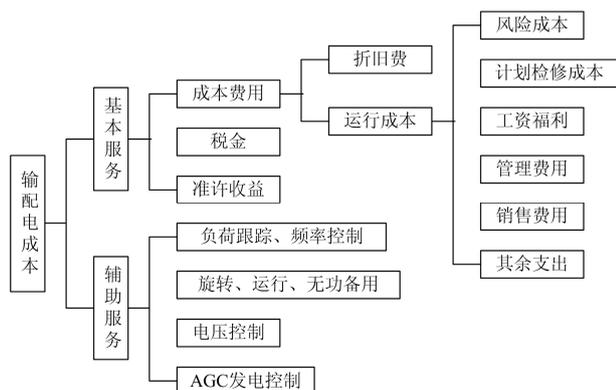


图4 输电成本结构

Fig. 4 Power transmission and distribution cost structure

成本费用由折旧费和运行成本构成。其中, 运行成本包括风险成本、计划检修成本、工资及福利、管理费用、销售费用和营业外支出等费用。风险成本主要指发生故障后部件更换费用、人工维修费用以及故障造成的综合损失。计划检修成本是按计划对输电线路进行检修产生的费用, 与非计划停运无关, 不属于风险成本的范围。折旧费以政府价格主管部门核准的固定资产原值和国务院价格主管部门制定的计价折旧率为基础核定。准许收益等于有效资产乘以加权平均资金成本。

辅助服务费是指在输电服务中, 电网为保证电

能质量和系统安全所采取的辅助措施的收费。辅助服务主要有: 负荷跟踪和频率控制; 旋转备用; 运行备用; 无功备用和电压控制; AGC发电控制等。

将上述风险成本中输电网络自身设备故障、网络阻塞处置的费用计入计划检修成本和辅助服务成本, 剩余的由于外部气象环境影响的不可控故障风险成本与其他成本分离, 简化为不变成本与可变成本两部分。

$$C = C_U + C_R \quad (5)$$

式中: C_U 为不变成本, 可按所有参与用电的客户进行分摊; C_R 为不可控风险成本, 则应按时间和空间位置进行分摊。在此基础上, 令不变成本对应的部分输电价为不变输电价, 风险成本对应的部分输电价为可变的风险电价, 则总输电价 P 表示为

$$P = P_U + P_R \quad (6)$$

式中: P_U 为不变输电价; P_R 为风险电价。

2.2 大用户直购电输电价定价模型

从电源 G 到用户 L 可能有多条输电路径, $\{l_1, l_2, \dots, l_k\}$ 是电源 G 从某一条路径到用户 L 所经过的所有线路的集合, 取电气距离最短的线路集合 $\{l_1, l_2, \dots, l_k\}_{\min}$ 作为计算用的最短输电路径, 并令线路 l_i 对应的故障逐月分布函数为 $f(t)_i$ 。则可以得到输电线路月风险成本 $C_R(t)$ 的计算公式如下。

$$C_R(t) = M \lambda_{km} \sum_{i=1}^k f(t)_i l_i \quad (t=1, 2, \dots, 12) \quad (7)$$

$$M = \frac{C_{RY}}{N_R} \quad (8)$$

式中: M 为输电线路平均故障损失, 万元/次; C_{RY} 为全网多年统计的年均风险成本, 万元/年; N_R 为全网多年统计的年均风险故障次数; λ_{km} 为多年统计的全网单位长度年均故障率, 次/年·km; l_i 为第 i 条输电线路长度, km; $f(t)_i$ 为第 i 条输电线路第 t 月的规范化故障率逐月分布函数。

在得到月风险成本后, 为了将月风险成本的变化转化到月输电价的变化中, 拟以全网单位长度输电线路的月均风险成本作为月基准风险成本 C_{R0} , 按电力系统风险分析惯例, 单位长度取 100 km, 则 C_{R0} 单位为: 万/月·100 km。令月基准风险成本 C_{R0} 对应月基准风险电价, 用 P_{R0} 表示, 单位: 元/kWh。 C_{R0} 、 P_{R0} 用式(9)确定。

$$C_{R0} = 100M \frac{\lambda_{km}}{12} \quad (9)$$

$$P_{R0} = \frac{C_{RY}}{C_Z} P_Z \quad (10)$$

$$P_Z = \frac{C_Z}{W_Z} \quad (11)$$

式中： C_Z 为全网全年输电准许收入，万/年； P_Z 为全网平均输电价，元/kWh； W_Z 为全网全年输电总容量，万度/年。

则月风险电价 $P_R(t)$ (元/kWh)的计算公式为

$$P_R(t) = \frac{C_R(t)}{C_{R0}} P_{R0} \quad (t=1,2,\dots,12) \quad (12)$$

则最终的计及时空风险因素的月输电价 $P(t)$ 可以表示为

$$P(t) = P_U + P_R(t) = P_U + \frac{P_{R0}}{C_{R0}} M \lambda_{ave} \sum_{i=1}^k f(t)_i l_i \quad (13)$$

$(t=1,2,\dots,12)$

式中， P_U 为不变输电价。

从上式看，用户可根据每月的输电价灵活选择不同月份的用电量，结合用户自身的生产计划实现最小购电成本。

该输电价计算模型计及了风险成本对输电成本的影响，充分考虑了输电线路长度和逐月故障分布率等时空风险因素，将不同月份从不同电厂购电的风险成本的差异反映在了动态输电价中，有利于指导大用户合理购电、用电，同时降低电网公司风险损失。

3 算例分析

采用图5所示算例，某大用户PL1拟从G1、G2两个发电厂分别购电，各条输电线路数据如表1所示。

从G1电厂到用户PL1有两条路径，分别为集合 $\{L_1, L_2\}$ 和集合 $\{L_3, L_4, L_5\}$ ，按照最短输电路径的选择原则，应选择 $\{L_1, L_2\}$ 作为G1到用户PL1的输电路径。同理，选择L5作为G2到用户PL1的输电路径。参照文献[22-23]标准和当地电力企业的相关历史数

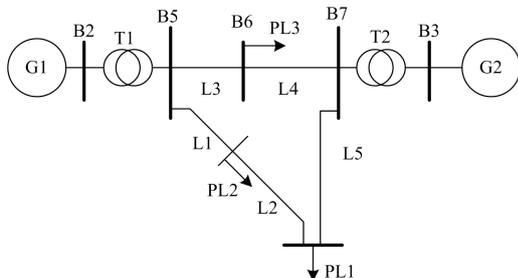


图5 大用户 PL1 的直购电输电线路

Fig. 5 Transmission and distribution lines of the direct power-purchase for the large user PL1

表1 各输电线路长度及故障率分布函数

Table 1 Length and failure rate distribution function of each transmission and distribution line

线路	长度/km	故障率逐月分布函数 ($t=1,2,\dots,12$)
L1	70	$f_1(t)=0.082+0.0142\cos(1.079t)+0.0476\sin(1.079t)$
L2	80	$f_1(t)=0.091+0.01\cos(0.954t)+0.0676\sin(0.954t)$
L3	80	$f_1(t)=0.0742+0.0235\cos(1.015t)+0.0556\sin(1.015t)$
L4	60	$f_1(t)=0.0950-0.01\cos(0.843t)-0.0589\sin(0.843t)$
L5	100	$f_3(t)=0.102-0.0057\cos(0.662t)-0.0954\sin(0.662t)$

据，计算可得发生单次故障时平均风险成本 M 为40万元/次。2009年全国大用户平均输电价约为0.145元/kWh，全网线路单位长度年均故障率 λ_{km} 取0.003次/年·km，由式(9)和式(10)计算可得月基准风险成本 C_{R0} 为1万元，月基准风险电价为0.0145元/kWh。则月不变输配电价为0.1305元/kWh。本算例中的数据均来自220 kV架空输电线路。

则根据式(7)和式(12)分别计算从G1、G2发电厂购电的月风险成本、月风险电价，结果如表2。

表2 从G1、G2电厂购电的月风险成本、月风险电价

Table 2 Monthly risk cost and price when purchase power from G1 and G2

月份	G1电厂		G2电厂			
	风险成本/万	风险电价/(元/kWh)	月输配电价/(元/kWh)	风险成本/万	风险电价/(元/kWh)	月输配电价/(元/kWh)
1	2.5561	0.0371	0.1676	0.4664	0.0068	0.1373
2	2.4098	0.0349	0.1654	0.0972	0.0014	0.1319
3	1.4924	0.0216	0.1521	0.2039	0.0030	0.1335
4	0.6673	0.0097	0.1402	0.7414	0.0108	0.1413
5	0.6850	0.0099	0.1404	1.4828	0.0215	0.1520
6	1.4925	0.0216	0.1521	2.1148	0.0307	0.1612
7	2.3179	0.0336	0.1641	2.3707	0.0344	0.1649
8	2.4177	0.0351	0.1656	2.1422	0.0311	0.1616
9	1.7536	0.0254	0.1559	1.5259	0.0221	0.1526
10	0.9767	0.0142	0.1447	0.7822	0.0113	0.1418
11	0.7819	0.0113	0.1418	0.2250	0.0033	0.1338
12	1.2803	0.0186	0.1491	0.0900	0.0013	0.1318
月均	1.5693	0.0228	0.1533	1.0202	0.0148	0.1453

从图6、图7可以看出，月风险成本曲线与月风险电价曲线的变化情况是完全一样的，即月风险电价与月风险成本成正比。G1电厂的风险输电价曲线具有双峰特性，G2电厂的风险输电价曲线具有单峰特性。大用户可尽量选择在风险输电价曲线的波谷月份用电，以降低自身承担的输电费用。

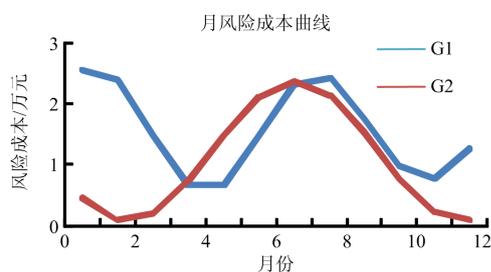


图6 月风险成本曲线

Fig. 6 Monthly risk cost curve

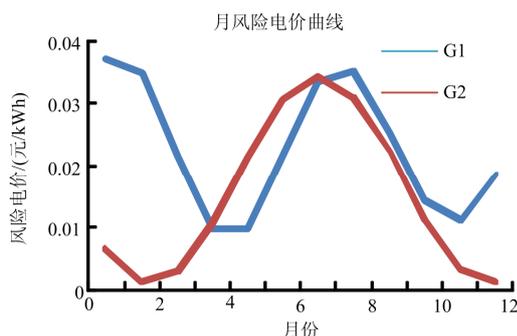


图7 月风险电价曲线

Fig. 7 Monthly risk price curve

同时, 对比分析从两个电厂购电的数据和图像可知, 每月从两厂购电的输电价几乎都不相同, G1电厂的风险电价曲线大部分月份都在 G1 电厂的风险电价曲线之上, 夏季风险电价相对接近, 而冬季风险电价的差异尤其显著, 冬季从 G2 电厂购电的风险电价要远远低于从 G1 电厂购电的风险电价, 相应的总输电价也要更低。因此, 若用户需要在冬季大量用电, 则选择从 G2 电厂购电将有效降低输电费用。

其次, 从表格中的月均风险电价来看, G1 约为 0.0228 元/kWh, G2 约为 0.0148 元/kWh, 从 G2 电厂购电的月均风险电价明显比从 G1 电厂购电时更小。月均风险电价可以反映购电的全年整体风险电价水平, 故从 G1 电厂购电的全年整体风险电价水平也比从 G2 电厂购电时更低。

综合以上分析, 用户 PL1 从 G1 电厂购电的整体风险电价更低, 可优先选择从 G1 电厂购电。同时, 该用户可尽量将生产计划安排在冬季, 即增大冬季的用电量, 减少夏季用电量, 以最大程度上降低输电费用。

4 结论

本文对大用户直购电输电价的计量方法进行了分析, 将输电成本分解为反映输电线路故障时空变化特征的风险成本和不随时空关系变化的固定成

本两类。根据输电网络多年输电风险统计规律, 客户从不同电源购电的输电风险表现为不同地区输电线路故障率逐月分布函数的差异, 由此带来的输电损失可计入月度风险成本中, 进一步可表征为月度风险电价。通过一个算例计算和比较了从两个不同电厂购电的月风险电价, 验证了该方法的有效性。

计及电网输电风险的定价模型可用于指导大用户的购电、用电决策, 通过综合考虑月风险电价并合理安排各月用电计划, 既降低了自身用电成本, 同时, 由于电价杠杆的引导作用, 又可缓解故障频发时期电网公司的供电压力, 有利于降低电网公司的风险损失, 提高客户供电可靠性。

参考文献

- [1] HAPP H H. Cost of wheeling methodologies[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1994, 9(1): 147-156.
- [2] 傅书邈, 张锐, 王海宁. 输电费的计算与分摊[J]. 电力系统自动化, 2004, 28(3): 5-9.
FU Shutu, ZHANG Rui, WANG Haining. Computation and allocation of transmission charges[J]. Automation of Electric Power Systems, 2004, 28(3): 5-9.
- [3] 于尔铿, 韩放, 谢开, 等. 电力市场[M]. 北京: 中国电力出版社, 1998.
- [4] 夏清, 孙正远. 基于最佳供需匹配及“MW-Mile”的输电定价方法[J]. 电力系统自动化, 2005, 29(24): 9-14.
XIA Qing, SUN Zhengyuan. New transmission pricing method based on optimal supply-demand match and MW-Mile[J]. Automation of Electric Power Systems, 2005, 29(24): 9-14.
- [5] SHIRMOHAMMADID, GRIBIK P R, LAW E T K, et al. Evaluation of transmission network capacity use for wheeling transactions[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1989, 4(4): 1405-1413.
- [6] 华栋, 王玮, 张平. 输电服务的定价模式及方法[J]. 武汉水利电力大学学报, 2000, 20(3): 43-46.
HUA Dong, WANG Wei, ZHANG Ping. Pricing model and method of transmission service[J]. Journal of Wuhan University of Hydraulic and Electric Engineering, 2000, 20(3): 43-46.
- [7] 刘林. 基于长期微增成本方法的输电定价研究[D]. 广州: 华南理工大学, 2012.
LIU Lin. Research on transmission pricing based on long-run incremental cost method[D]. Guangzhou: South China University of Technology, 2012.
- [8] 张瑞友, 韩水, 张近朱, 等. 英国输电定价模型中的关键环节分析[J]. 电网技术, 2007, 31(15): 8-11.
ZHANG Ruiyou, HAN Shui, ZHANG Jinzhu, et al. Analysis of vital step sin the transmission pricing model

- in UK[J]. Power System Technology, 2007, 31(15): 8-11.
- [9] 蔡兴国, 刘玉军. 边际成本法在输电定价中的应用[J]. 电力系统自动化, 2000, 24(6): 21-24.
CAI Xingguo, LIU Yujun. Application of marginal cost method to transmission pricing[J]. Automation of Electric Power Systems, 2000, 24(6): 21-24.
- [10] BIALEK J. Tracing the flow of electricity[J]. IEEE Proceedings on Generation Transmission and Distribution, 1996, 143(4): 313-320.
- [11] KIRSCHEN D, ALLAN R, STRBAC G. Contributions of individual generators to load sand flows[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1997, 12(1): 52-60.
- [12] 王绵斌, 谭忠富, 乞建勋, 等. 中国电力市场环境下两部制输电价传递模型[J]. 电网技术, 2008, 32(15): 77-79.
WANG Mianbin, TAN Zhongfu, QI Jianxun, et al. A transfer model of two-part transmission and distribution price under electricity market in China[J]. Power System Technology, 2008, 32(15): 77-79.
- [13] 杨盛骅. 分电压等级输电定价的机理与方法[D]. 杭州: 浙江大学, 2016.
YANG Shenghua. The mechanism and method of power transmission and distribution pricing based on sub-voltage[D]. Hangzhou: Zhejiang University, 2016.
- [14] TSUKAMOTO Y, IYODA I. Allocation of fixed transmission cost to wheeling transactions by cooperative game theory[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1996, 11(2): 620-627.
- [15] LI Y Z, DAVID A K. Wheeling rates of reactive flow under marginal cost theory[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1995, 10(3): 1263-1269.
- [16] 朱文昊, 谢品杰. 基于CVaR的峰谷分时电价对供电公司购电组合策略影响分析[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(14): 16-21.
ZHU Wenhao, XIE Pinjie. Influence analysis of CvaR model based TOU electricity price on portfolio strategy[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(14): 16-21.
- [17] 黄海涛, 吴洁晶, 顾丹珍, 等. 计及负荷率分档的峰谷分时电价定价模型[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(14): 122-129.
HUANG Haitao, WU Jiejing, GU Danzhen, et al. Pricing model of time-of-use electricity tariff considering customers classified by load factor[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(14): 122-129.
- [18] CATTUMAN P A, BIALEK J W, ABI-SAMRA M. Electricity tracing and co-operative game theory[C] // 13th PSCC in Trondheim, 1999: 238-243.
- [19] 韩勇, 田闻旭, 谭忠富. 基于长期边际成本的不同电压等级输电定价模型及其应用[J]. 电网技术, 2011, 35(7): 175-180.
HAN Yong, TIAN Wenxu, TAN Zhongfu. A long-term marginal cost based transmission and distribution pricing model for power transmission and distribution in various voltage classes and its application[J]. Power System Technology, 2011, 35(7): 175-180.
- [20] 徐永丰, 吴洁晶, 黄海涛, 等. 考虑负荷率的峰谷分时电价模型[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(23): 96-103.
XU Yongfeng, WU Jiejing, HUANG Haitao, et al. Time-of-use tariff model considering load factor[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(23): 96-103.
- [21] 陈丽娟, 李霞. 2011年全国输变电设施可靠性分析[J]. 中国电力, 2012, 45(7): 89-93.
CHEN Lijuan, LI Xia. Statistic analysis on reliability of power transmission and transformation facilities in China in 2011[J]. Electric Power, 2012, 45(7): 89-93.
- [22] 陈丽娟, 胡小正. 2010年全国输变电设施可靠性分析[J]. 中国电力, 2011, 44(6): 71-77.
CHEN Lijuan, HU Xiaozheng. Statistic analysis on reliability of power transmission and transformation facilities in China in 2010[J]. Electric Power, 2011, 44(6): 71-77.
- [23] 王建, 熊小伏, 李哲, 等. 气象环境相关的输电线路故障时间分布特征及模拟[J]. 电力自动化设备, 2016, 36(3): 109-114.
WANG Jian, XIONG Xiaofu, LI Zhe, et al. Time distribution of weather-related transmission line failure and its fitting[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(3): 109-114.
- [24] 郑厚清. 大用户直购电输电价初探[J]. 中国电力企业管理, 2004(8): 31-32.
ZHENG Houqing. A study on the transmission and distribution price of direct power purchase for Largeusers[J]. China Power Enterprise Management, 2004(8): 31-32.
- [25] 国家电网公司. 国家电网公司安全事故调查规程[S]. 北京: 中国电力出版社, 2012.
State Grid Corporation of China. Safety accident investigation procedures of State Grid Corporation of China[S]. Beijing: China Electric Power Press, 2012.
- [26] 国家电网公司. 国家电网公司电网检修运维和运营管理成本标准[S]. 北京: 中国电力出版社, 2009.
State Grid Corporation of China. Maintenance and operation and maintenance management cost standard of State Grid Corporation of China[S]. Beijing: China Electric Power Press, 2009.
- [27] 熊小伏, 王建, 袁峻, 等. 时空环境相依的电网故障模

- 型及在电网可靠性评估中的应用[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(15): 28-35.
- XIONG Xiaofu, WANG Jian, YUAN Jun, et al. Temporal sand spatial environments dependent power grid failure method and its application in power grid reliability assessment[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(15): 28-35.
- [28] 方丽华, 熊小伏, 方嵩, 等. 基于电网故障与气象因果关联分析的系统风险控制决策[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(17): 113-119.
- FANG Lihua, XIONG Xiaofu, FANG Song, et al. Power system risk control decision based on cause and effect correlation analysis of fault and meteorology[J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(17): 113-119.
- [29] 段涛, 罗毅, 施琳, 等. 计及气象因素的输电线路故障概率的实时评估模型[J]. 电力系统保护与控制, 2013, 41(15): 59-67.
- DUAN Tao, LUO Yi, SHI Lin, et al. A real-time fault probability evaluation model of transmission line considering meteorological factors[J]. Power System Protection and Control, 2013, 41(15): 59-67.
- [30] 刘明军, 邵周策, 上官帖, 等. 输电线路山火故障风险评估模型及评估方法研究[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(6): 82-89.
- LIU Mingjun, SHAO Zhouce, SHANGGUAN Tie, et al. Study on models and methods of risk assessment of transmission line fault caused by fire[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(6): 82-89.
- [31] 尹超雄, 唐武勤, 温灵锋, 等. 台风天气下配电网可靠性的新型评估算法[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(4): 138-143.
- YIN Chaoxiong, TANG Wuqin, WEN Lingfeng, et al. A new method for reliability evaluation of distribution network considering the influence of typhoon[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(4): 138-143.
- [32] 黄伟, 黄廷城, 王立勇, 等. 基于态势感知的电网台风预警防御框架研究综述[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(11): 162-169.
- HUANG Wei, HUANG Tingcheng, WANG Liyong, et al. Research on typhoon early warning and defense framework of power grid based on situation awareness[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(11): 162-169.
- [33] 李晖, 马瑞, 罗阳. 基于Stackelberg博弈的微网价格型需求响应及供电定价优化[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(5): 88-95.
- LI Xuan, MA Rui, LUO Yang. Price-based demand response of micro-grid and optimal pricing strategy based on Stackelberg game[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(5): 88-95.
- [34] 徐伟, 路永玲, 唐梦颖, 等. 江苏电网近年雷电活动及输电线路雷击跳闸分析[J]. 电力工程技术, 2017, 36(6): 106-110.
- XU Wei, LU Yongling, TANG Mengying, et al. Analysis of lightning activities and transmission line lightning strike tripping in jiangsu power grid in recent years[J]. Electric Power Engineering Technology, 2017, 36(6): 106-110.
- [35] 刘佳楠, 李鹏, 杨德昌. 基于风光荷储联合优化的虚拟电厂竞价策略[J]. 电力工程技术, 2017, 36(6): 32-37.
- LIU Jianan, LI Peng, YANG Dechang. Bidding strategy analysis of virtual power plant based on joint operation of wind-solar-load-storage system[J]. Electric Power Engineering Technology, 2017, 36(6): 32-37.
- [36] 黎鹏, 阮江军, 黄道春, 等. 模拟山火条件下导线-板间击穿特性影响因素分析[J]. 电工技术学报, 2018, 33(1): 195-201.
- LI Peng, RUAN Jiangjun, HUANG Daochun, et al. Influence factors analysis of the conductor-plane gap breakdown characteristic under simulation forest fire condition[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2018, 33(1): 195-201.
- [37] 李滨, 黄佳, 吴茵, 等. 基于气象信息粒还原的台风分时段短期负荷预测[J]. 电工技术学报, 2018, 33(9): 2068-2076.
- LI Bin, HUANG Jia, WU Yin, et al. Typhoon-period short term load forecasting based on particle reduction of weather information[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2018, 33(9): 2068-2076.
- [38] 蒋兴良, 郭思华, 胡建林, 等. 不同覆雪形态对悬式绝缘子直流负极性闪络特性的影响[J]. 电工技术学报, 2018, 33(2): 451-458.
- JIANG Xingliang, GUO Sihua, HU Jianlin, et al. Influence of snow accretion with different shape on negative DC flashover characteristics of suspension insulators[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2018, 33(2): 451-458.

收稿日期: 2018-05-26; 修回日期: 2018-12-16

作者简介:

余鹏飞(1988—), 男, 通信作者, 硕士研究生, 研究方向为电力系统调度与电力市场; E-mail: ptgl2013@hotmail.com

朱继忠(1966—), 男, 博士, 研究方向为电力系统经济运行、电力市场。E-mail: zhujz@hotmail.com

(编辑 葛艳娜)