

能源送出省输配电价定价方法探讨

张宝龙¹, 韩放¹, 王林炎^{2,3}, 陶文斌⁴

(1. 国网蒙东电力公司, 呼和浩特 010020; 2. 华北电力大学, 北京 102206;
3. 国网杭州供电公司, 杭州 310000; 4. 北京华易智尚能源咨询中心, 北京 100000)

Discussion on transmission and distribution pricing method of energy exporting provinces

ZHANG Baolong¹, HAN Fang¹, WANG Linyan^{2,3}, Tao Wenbin⁴

(1. State Grid East Inner Mongolia Electric Power Company, Huhehot 010020, China; 2. North China Electricity Power University, Beijing 102206, China; 3. State Grid Hangzhou Power Supply Company, Hangzhou 310000, China; 4. Beijing Hua Yi Zhi Shang Energy Consulting Center, Beijing 100000, China)

摘要:电力市场化改革的推进,亟需研究适用于电能送端省级电网输配电价定价方法。在总结已有输配电成本分摊和定价方法适用性基础上,分析了电能送出省特征及其对输配电服务定价的影响;然后提出3种输配电服务成本分摊定价方法。分析结果表明,在输电环节采用潮流追踪法可最大限度区分省内/外网络用户对输电网的使用程度,在配电环节采用分电压等级邮票法,兼顾了能源送出省负荷密度低、负荷需求小、经济承受能力差的特点。

关键词:能源送出省;输配电价;定价方法;潮流追踪;分电压等级邮票法

Abstract: With the advancement of electricity market reform, the pricing method for transmission and distribution tariffs suitable for province exporting power needs to be studied. Based on existing transmission-distribution pricing methods, the characteristics of province exporting power are summarized, and its impact on the pricing are pointed out. Three transmission and distribution services cost-sharing pricing methods are proposed. The results show that the power flow tracing method in the transmission can distinguish internal and external network users, and the voltage classification stamp method in the distribution can take the characteristics of low energy density, low load demand, and poor economic affordability into account.

Key words: province exporting power; transmission and distribution price; pricing method; tracing the power flow; voltage classification level stamp method

中图分类号:TK018;F407.61 文献标志码:A

0 引言

新一轮电力体制改革的基本目标为最大限度分离购售电服务和输配电服务,并分开定价。其中,购售电价格由市场竞争决定,输配电服务由监管定价^[1]。近两年来输配电价改革实践成效显著^[2],但也遇到了输配电价结构体系不完善、有效资产核定不准确等问题^[3-4]。

输配电价定价的核心是将输配电服务成本合理传导并按照预置比例分摊到特定类型网络用户。邮票法以用户用电量为分摊依据,简单方便,但不能提供价格的位置信号。合同路径法^[5]以合同约定的线路成本为分摊基础;逐线计算法^[5]通过计算线路业务对网络潮流的影响来确定输配电价水平。上述2种方法对于规模较小的电网较为实用,但忽略了输电潮流对电网其他部分的影响。兆瓦

公里法^[5]认为输配电价是流经线路潮流与线路长度的乘积,该方法基于设备的使用率,难以保证输配电服务成本的回收。潮流追踪法^[6]借助于潮流跟踪手段确定各发电方和用户对于输电线路和设备的使用情况,适用于无环流的网络。峰荷责任法^[7]通过计算典型峰荷场景中用户负荷大小,来确定成本分摊,更适用于阻塞较多的网络。总体而言,上述定价方法仅考虑了单一因素,没有兼顾改革省份实际的“源、网、荷”特征^[8],难以满足我国能源送出省输配电价改革实践的需求。

我国能源资源和负荷需求逆向分布的特征,使多数省份可较为分明地分为能源送出省和受入省。本文首先结合能源送出省自身实际情况,总结能源送出省的一般特征,阐明其对输配电价定价的影响。然后以输配电服务定价原则为导向,结合我国能源送出省实际情况,提出更加适用的输配电价定价方法,兼顾能源送出省的电价承受能力,有效引导网络用户合理使用输配电网络,确保电网企业成本回收,促进电力市场改革有序推进及电网企业健康发展。

收稿日期:2018-04-03;修回日期:2018-04-21

基金项目:国家自然科学基金项目(51277071)

This work is supported by National Natural Science Foundation of China(No. 51277071)

1 能源送出省特征及其对定价的影响

我国能源资源分布不均,电源和负荷逆向分布。76%的煤炭储量分布在北部和西部地区,远离中东部的负荷中心^[9]。这些能源送出省的风能或太阳能储量也较为丰富^[10-11]。在负荷方面,能源送出地区经济发展相对落后,负荷需求较小。总体而言,能源送出地区正在打造“大电源、小负荷、送端型电网”。下面以某地区为例(以下简称“A地区”)为例加以说明。

1.1 能源送出省典型电源结构分析

根据2016年的数据,“A地区”的风电和火电的装机占全区装机规模的95%以上。在当前供过于求的环境下,除了电能外送和供应本地区用户之外,“A地区”的发电能力仍然过剩600万kW。

1.2 区内外负荷情况分析

“A地区”年用电量约为江苏省年用电量的5%。在发电能力富余的情况下,外送电量大于区域内用电量,电能外送的空间和潜力很大。

1.3 能源送出省输配电网特征

“A地区”电网结构存在3大特点:①整个电网中接入资产占比较高。因地域面积大,能源富集点较为分散,基于富集点而建的电源需要较长的接入线路才能接入共用网络;②共用输电网络承担着较重电能外送支持功能,将当地电源生产的电能传送到跨省、跨区专项输电线路(或网络)送端的功能;③因经济发展相对滞后,区域面积大,较大区域面积负荷密度低。同时,能源送出省的输电网络的网架结构多呈现辐射状,环流较少。此外,受制于当地经济发展状况,电力需求增长缓慢,在高峰负荷时段,输电网的阻塞情况较少。

1.4 能源送出特征对定价方法的影响

进行输配电服务定价时要公平分摊输配电服务成本。网络资产的类型决定着输配电价的价格类型。目前能源送出省电网还在逐步建设发展中,因此定价方法要一定程度上体现位置信号,合理引导网络用户选址用电,节约电网投资。

2 能源送出省输配电价定价方法探讨

2.1 输配电价定价原则

输配电成本分摊原则首先要考虑“市场公平性”:按照输、配电网络服务功能对象的不同情况,将输配电网成本和费用在各类服务功能和服务对象之间按照一定比例公平分摊。同时输配电服务作为一种准公共物品,应当最大限度地满足社会成员都有权利并且以能够承受的价格享受输配电服

务,因此要兼顾一定的公共政策目标。

此外,输配电成本分摊原则还应能够为市场提供一定的价格位置信号,促进资源优化配置。

2.2 网络用户受益情况分析

结合图1能源送出省潮流流向,潮流存在2种流向:①电能经过共用输电网络,注入本地配电网电力用户;②电能经由共用输电网络流向跨省网对网输电线路/跨区特高压输电线路的送端,经由外送线路流向省外电力用户。因此发电企业、省内和省外电力用户这3类用户均通过能源送出省网络提供的输配电服务不同程度的受益。

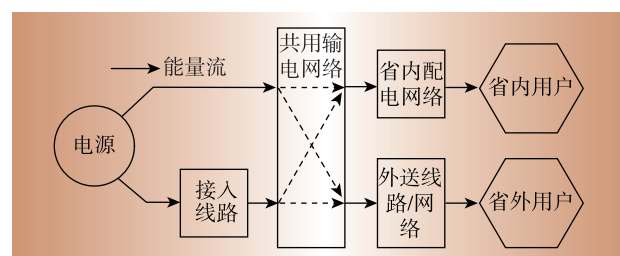


图1 能源送出省潮流流向图

Fig. 1 Power flow direction chart

2.3 输配电服务定价方法比较分析

论文提出3种输配电服务成本分摊定价方法,基本前提条件如下:①网络潮流流向遵循图1。②为了激励电网企业提高运行效率,输配电量为定价电量;发电侧“定价电量”为电源历史年上网电量数据合理预测值,负荷侧“定价电量”等于根据用户历史年用电量数据的合理预测值除以1减综合网损率之差。③外送线路(或网络)的送端等效为虚拟网络用户,与当地网络用户等价。

(1) 方法1

由图1可知,上述3类网络用户均因使用输配电网络而受益,因此理论上均应该分摊输配电服务成本。以年输配电量来衡量不同用户对整个网络资产的使用程度。具体定价公式如下

$$\lambda_t^L = \frac{F_t}{E_{\text{all}}} (1 - \text{aloss}) \alpha \quad (1)$$

$$\lambda_t^G = \frac{F_t}{E_{\text{all}}} (1 - \text{aloss}) (1 - \alpha) \quad (2)$$

式中: F_t 为 t 年核定的全部输配电网络待摊准许收入; aloss 为全网的综合网损率; E_{all} 为考虑各种因素后预测的负荷年用电量; $E_{\text{all}} / (1 - \text{aloss})$ 为年输配电量; α 为负荷侧分摊比例; λ_t^G 为发电侧输配电服务价格水平; λ_t^L 为负荷输配电服务价格水平。

(2) 方法2

根据各部分网络资产服务特定对象的专一程度,将网络资产分为专项接入线路资产、共用输电网络资产和共用配电网络资产,分电压等级讨论用户对输配电网络的使用程度。

待摊的网络资产类型决定了电价类型。依据

接入线路资产提供的专项接网服务,向电源收取的电价存在电量电价、容量电价和月费率3种主要形式。固定月费率的接入价计算公式为

$$\lambda_{jt}^a = \frac{F_{jt}^a}{12} \quad (3)$$

式中: λ_{jt}^a 为第 j 条线路在 t 年核定的接入价; F_{jt}^a 为第 t 年接入线路 j 核定的准许收入。

在共用输配电网环节上,接入高电压等级的用户不使用低电压等级的输配电网网络,而接入低电压等级的用户除了使用本电压等级输配电网外,还使用高电压等级输配电网。为了反映这一影响,对共用输配电网采用“分电压等级邮票法”,如式(4)、式(5)所示

$$\lambda_t^{lv} = \frac{F_t^{v+1} + F_t^v - F_t^{v-1}}{E_t^v} (1 - \text{loss}^v) \alpha \quad (4)$$

$$\lambda_t^{gv} = \frac{F_t^{v+1} + F_t^v - F_t^{v-1}}{E_t^v} (1 - \text{loss}^v) (1 - \alpha) \quad (5)$$

式中:在电压等级为 v 的情况下, λ_t^{lv} 为负荷侧输配电价; λ_t^{gv} 为发电侧输配电价; F_t^{v+1} 为高电压等级按照电能传导比例向本电压等级传导的准许收入; F_t^v 为本电压等级的输配电网资产核定的准许收入; F_t^{v-1} 为本电压等级传导至下一电压等级的准许收入; loss^v 为网损率。

(3) 方法3

本方法在接入线路资产环节和配电网资产定价环节上与方法2一致。在共用输电网络环节,根据实际潮流,采用潮流追踪法确定各节点的网络用户对各网络设备的使用程度,并以此为成本传导的依据。

采用“逆向潮流追踪”寻找输电电路上流过的潮流与电源节点之间的关系,采用“顺向潮流追踪法”寻求输电电路上流过的潮流与负荷节点之间的关系。相邻支路之间的潮流追踪关系如图2所示。

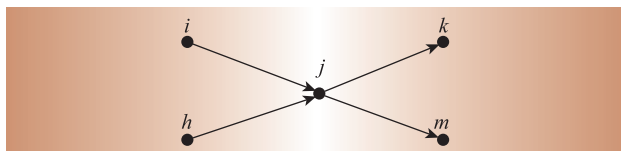


图2 相邻支路潮流追踪关系

Fig. 2 Tracing flow relationship of adjacent branch

$$T_{(i,j,k)}^1 = \frac{P_{jk}}{P_j} \quad (6)$$

$$T_{(i,j,k)}^2 = \frac{P_{ji}}{P_j} \quad (7)$$

$$P_j = P_{jk} + P_{jm} = P_{ij} + P_{hj} \quad (8)$$

式(6)~(8)描述了相邻两条线路的潮流传导关系: P_j 为流经节点 j 的潮流功率; $T_{(i,j,k)}^1$ 、 $T_{(i,j,k)}^2$ 分别为节点 j 的正向潮流追踪系数和逆向潮流追踪系数。

根据节点的潮流追踪系数,建立线路潮流与负荷节点以及电源节点之间的潮流追踪系数

$$T_{(i,j,z)}^d = \sum_{l \in L} \prod_{n \in l} T_{(n-1,n,n+1)}^d \quad (9)$$

式中:在某条有向路径 l 上,节点 n 前向节点为 $n+1$; 后向节点为 $n-1$; d 表示有向路径的朝向, d 取1为正向潮流追踪系数,此时 i 、 j 分别为线路始末两端的节点, z 为负荷节点; d 取2为潮流逆向追踪系数,此时 i 为电源节点, j 、 z 分别为线路始末两端节点; L 为所有有向路径 l 的集合。

利用上述潮流追踪系数,将线路的成本传导至各个电源节点和负荷节点,具体模型如下

$$F_g^T = (1 - \alpha) \sum_{l_y \in L_T} F_{l_y} T_{(i,j,g)}^2 \quad (10)$$

$$F_{f_i}^T = \alpha \sum_{l_y \in L_T} F_{l_y} T_{(i,j,f_i)}^1 \quad (11)$$

$$F_{f_o}^T = \alpha \sum_{l_y \in L_T} F_{l_y} T_{(i,j,f_o)}^1 \quad (12)$$

式中: F_{l_y} 为线路 l_y 核定的准许收入,它既包括线路本身的准许收入,还包括与线路紧密相联的上游变压器按照功率比例传导下来的准许收入; L_T 为输电网络线路所有有向路径集合; F_g^T 、 $F_{f_i}^T$ 、 $F_{f_o}^T$ 分别为电源节点、区内负荷节点、外送节点的待摊准许收入; α 为负荷侧分摊比例。则输电环节每个节点的电价水平为

$$\lambda_j = \frac{F_{jt}^T}{E_{jt}} \quad (13)$$

式中: λ_j 为节点 j 的输电价格; E_{jt} 为节点 j 处第 t 年的定价电量; F_{jt}^T 为节点 j 处第 t 年的待摊准许收入。

3 算例分析

算例对比分析上述3类定价方法,为简化计算,假定输电网电压等级为500 kV、220 kV,配电网电压等级为35 kV、10 kV。输电网络综合网损率为3%,配电网综合网损率7%,全网的综合网损4.92%。以IEEE14节点标准输电系统作为输电网络,因配电网均采用邮票法的原理定价,因此无需知道配电网网络拓扑结构。节点1、2、3、6、8为电源节点,节点5、9、10、11、12、13为省内负荷节点,节点3、6、9、14为外送负荷节点。其中2节点的电量全部注入35 kV配电网电压等级,4、5节点为本级大用户,在10、11、12、13节点,90%的电量注入35 kV,其余电量供给本级用户。线路潮流正方向规定为从小节点流向大节点,负荷和电源的正方向定义为从节点流出。共用配电网35 kV、10 kV待摊准许收入分别为10 000、20 000元。各电压等级之间的电量传导关系见表1,仿真所需的相关数据见图3。

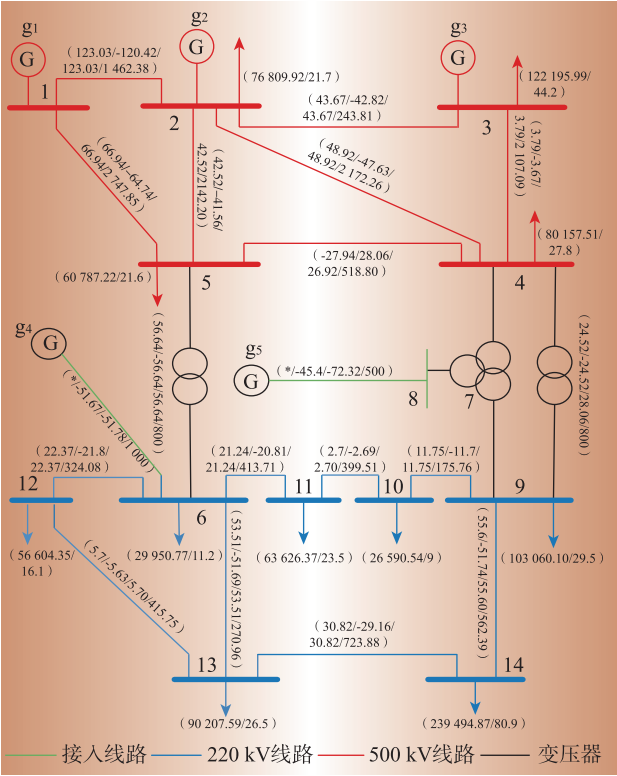


图3 相邻支路潮流追踪关系

Fig. 3 Trend tracking relationship of adjacent branches

根据我国当前输配电价改革实践,取 $\alpha=1$ 。方法1仿真出的全网输配电价为0.049 9元/kWh。方法2、3仿真结果如表2、表3所示。

相较于方法1和2,方法3的价格种类包含接入价、输电价格、配电价格,较为充分反映了不同网络资产服务不同对象的价格差异。相较于方法1,方法2和3因引入不同水平的接入价格,改变了不同电源在市场上的竞争力,一定程度上引入位置信号,从而具有引导发电侧电源在合理位置投资的作用。同时区分接入线路资产,减小共用输配电网资产的待摊成本,降低了负荷侧电价水平,一定程度上兼顾用户的电价承受能力。

在输电网环节上,结合潮流的具体潮流图可知,潮流距离越远的负荷节点,价格水平越高,体现位置信号,相应地引导了用户侧选址。相较于其他方法,方法3根据典型潮流场景进行成本传导,反映

表2 方法2仿真结果
Tab. 2 Simulation results of pricing program 2

价格类型	节点编号/电压等级	价格水平
接入价/(万元·月 ⁻¹)	6	83.33
	8	41.66
输电价格/(元·kWh ⁻¹)	500 kV	0.016 2
	220 kV	0.018 4
配电价格/(元·kWh ⁻¹)	35 kV	0.056 1
	10 kV	0.167 2

表3 方法3仿真结果
Tab. 3 Simulation results of pricing program 3

价格类型	节点编号/电压等级	价格水平
接入价/(万元·月 ⁻¹)	6	83.333 3
	8	41.666 6
输电价格/(元·kWh ⁻¹)	2	0.002 8
	3	0.004 7
	4	0.026 7
	5	0.015 9
	6	0.008 8
	9	0.021 1
	10	0.023 9
	11	0.023 8
	12	0.015 2
	13	0.019 0
配电价格/(元·kWh ⁻¹)	14	0.022 1
	35 kV	0.051 9
	10 kV	0.156 7

各个节点的网络用户对输电网资产的受益程度,区分了省内/外网络用户对网络的使用程度。

在配电网环节,方法1的配电价格水平最低,所有用户均摊网络成本,无法体现网络用户间的差异,不利于市场公平性。方法2和3考虑了成本传导,使得配电价格水平整体有所升高,输电价格水

表1 电量传导关系
Tab. 1 Energy conduction relationship of different voltage level

电压等级/kV	本级发电/万 kWh	本级省内用电量/万 kWh	本级外送/万 kWh	传导 220 kV	传导至 35 kV	传导至 10 kV	本级网损/万 kWh	本级网损率/%
500	704 595.3	164 983.43	127 273.20	337 048.30	61 973.45		13 316.85	1.89
220	295 404.7	23 706.88	358 186.35		213 361.92		16 683.15	2.64
35	0	82 600.61	0			181 446	11 288.75	4.10
10	0	173 461.28	0				7 984.73	4.40

平整体有所降低。方法3的配电价格比方法2低,这是因为输电网络环上,外送节点与电源节点的电气距离较远,潮流经路径长,对电网的使用程度大,进而多承担输电网络成本。方法3相对较低的配电价格水平,也更加适合能源送出省。

对比分析表明,方法3兼顾市场公平性和地方的政策目标,更加适用于能源送出省。

4 结束语

本文以“A地区”为例,概述能源送出省“大电源、小负荷、送端型电网”的特征,这些特征决定着输配电服务价定价环境。基于输配电价基本定价原则,逐步细化各类网络用户对网络资产的使用和受益程度,提出3种定价方法并对其进行探讨分析。

引入接入价可以有效引导发电侧电源的投资选址。在输电环节采用潮流追踪法能够最大限度区分省内、外网络用户对输电网的使用程度,考虑了基于输电网环节的市场公平性;在配电环节采用分电压等级邮票法兼顾了能源送出省内不同地区负荷密度低、需求小、电价承受能力差特点,然而本文较少考虑用户的负荷特性,随着能源送出省经济发展,以及负荷增长,在输配电服务电价定价中考虑负荷特性的影响将成为文章继续研究的重点。D

参考文献:

[1] 宋健京,陈永华,杨冬梅,等.售电侧放开后新型售电市场运营机制研究[J].电力需求侧管理,2018,20(5):20-24.
SONG Jianjing, CHEN Yonghua, YANG Dongmei, et al. Research of new retail electricity market operation mechanism after the opening of retail electricity side[J]. Power Demand Side Management, 2018, 20(5):20-24.

[2] 叶泽.当前我国输配电价改革成效、问题及对策[J].价格理论与实践,2016(2):35-42.
YE Ze. The effectiveness, problems and countermeasures of China's current transmission and distribution price reform[J]. Price: Theory & Practice, 2016(2):35-42.

[3] 孙新春.输配电价改革存在的问题与对策[J].农村电工,2017,4(7):13.
SUN Xinchun. Problems and countermeasures in the reform of transmission and distribution price[J]. Rural electrician, 2017, 4(7):13.

[4] 张刘冬,丁昊,袁晓冬,等.考虑价格需求响应的主动配电网动态经济调度[J].电力工程技术,2017,36(4):31-35,42.

ZHANG Liudong, DING Hao, YUAN Xiaodong, et al. Active and reactive power coordinated economic dispatch of active distribution networks with consideration of price-based demand response[J]. Electric Power Engineering Technology, 2017, 36(4):31-35, 42.

[5] 夏清,孙正运.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):9-15.
XIA Qing, SUN Zhengyun. New transmission pricing method based on optimal supply-demand match and MW-Mile[J]. Automation of Electric Power Systems, 2005, 29(24):9-15.

[6] BIALEK J. Tracing the flow of electricity[J]. IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution, 1996, 143(4):313-321.

[7] 张粒子,叶红豆,陈逍潇.基于峰荷责任的输配电价定价方法[J].电力系统自动化,2017,3(14):92-98.
ZHANG Lizi, YE Hongdou, CHEN Xiaoxiao. Transmission and distribution pricing method based on peak-load pricing[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 3(14):92-98.

[8] 张峰,李新家.源网荷互动终端可中断负荷选择与接入调试方法探讨[J].电力需求侧管理,2017,19(6):33-36.
ZHANG Feng, LI Xinjia. The discussion of the methods about selecting and inputting for testing interruptible load mechanism in power grid interactive terminal facilities[J]. Power Demand Side Management. 2017,19(6):33-36.

[9] 郑海峰,白建华,王楠,等.我国主要煤炭产区燃煤电厂建设规模及送出能力研究[J].中国电力,2008,41(1):9-13.
ZHENG Haifeng, BAI Jianhua, WANG Nan, et al. Research on the construction scale and power transmission capability of coal-fired power plants in main coal bases[J]. China Power, 2008, 41(1):9-13.

[10] 中国情报网.中国风能资源分布概况分析[DB/OL]. [2016-06-17]. <http://www.askci.com/news/201406/17/17173340660.shtml>.
China Information. A survey of the distribution of wind energy resources in China[DB/OL]. [2016-06-17]. <http://www.askci.com/news/201406/17/17173340660.shtml>.

[11] 甘生元,李相俊.格尔木时代新能源50MWp光伏/15MW电池储能联合电站集成技术研究与应用[J].供用电,2017,34(4):40-46.
GAN Shengyuan, LI Xiangjun. Research and application of integration technologies for golmud times new energy 50MWp photovoltaic/15MW battery energy storage combined power station[J]. Distribution & Utilization, 2017, 34(4):40-46.