

考虑线路边际价值和用户时空信息的 输电定价方法

施磊¹, 单兰晴³, 栗向鑫¹, 许庆宇^{2,3}, 刘学³

(1. 国家电网有限公司华北分部, 北京 100053; 2. 清华大学能源互联网创新研究院, 北京 100084;
3. 清华大学电机系新型电力系统运行与控制全国重点实验室, 北京 100084)

摘要: 输配电价改革是实现“管住中间、放开两头”电力体制改革的重要任务。科学合理的输配电价形成机制, 对营造公平有序的电力市场环境以及促进电力资源的优化配置具有重要意义。为此, 提出考虑线路边际价值和用户时空信息的输电定价方法。首先, 将线路成本拆分为反映线路边际价值的扩容成本和剩余成本两部分进行回收; 其次, 扩容成本不含主观假设而是基于经济学原理客观得到, 通过计算节点边际电价机制下电力现货市场出清阻塞盈余求解; 然后, 剩余成本通过分布因子法和邮票法以各节点对输电线路的使用程度进行分摊; 最后, 基于 3 节点系统和 IEEE 30 节点系统对所提出的输电定价方法进行有效性验证。

关键词: 电力市场; 输电定价方法; 线路边际价值; 节点边际电价

DOI: 10.19781/j.issn.1673-9140.2023.06.001

中图分类号: TM863

文章编号: 1673-9140(2023)06-0001-11

Transmission pricing method considering the marginal values of lines and spatial-temporal information of users

SHI Lei¹, SHAN Lanqing³, LI Xiangxin¹, XU Qingyu^{2,3}, LIU Xue³

(1. North China Branch of State Grid Corporation of China, Beijing 100053, China; 2. Energy Internet Research Institute, Tsinghua University, Beijing 100084, China; 3. State Key Laboratory of Power System Operation and Control, Department of Electrical Engineering, Tsinghua University, Beijing 100084, China)

Abstract: The reform of transmission and distribution (T&D) pricing is a crucial task in achieving the "control the middle, unleash both ends" electricity system reform. A scientifically and reasonably formed transmission and distribution pricing mechanism is of significant importance in creating a fair and orderly electricity market environment and promoting the optimal allocation of electricity resources. In this regard, a transmission pricing method that takes into account the marginal value of lines and spatial-temporal information of users is proposed. Firstly, the cost of the transmission lines is decomposed into two parts: expansion cost reflecting the marginal value of the lines and residual cost, both of which are recovered. Secondly, the expansion cost is devoid of subjective assumptions and is objectively derived based on economic principles. It is determined through the computation of congestion surplus revenue in the electricity spot market clearing under the marginal electricity pricing mechanism at nodes. Next, the residual cost is allocated according to the usage of the transmission lines at each node using the distribution factor method and postage stamp method. Finally, the proposed transmission pricing method is validated for effectiveness using both a 3-node system and the IEEE 30-node system.

Key words: electricity market; transmission pricing method; marginal values of lines; node marginal price

收稿日期: 2023-10-01; 修回日期: 2023-11-02

基金项目: 国家自然科学基金(92047302); 国家电网有限公司科技项目(SGNC0000CWJS2100229)

通信作者: 刘学(1987—), 男, 博士研究生, 副研究员, 主要从事电力市场、电力系统运行研究; E-mail: xueliu@tsinghua.edu.cn

2015年9月,中共中央、国务院印发《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》(中发〔2015〕9号),确立了“管住中间、放开两头”的改革思路,其首要任务就是核定输配电价^[1]。科学合理的输配电价机制,能够在确保电网企业稳定收益的基础上,使电网企业在市场交易中处于中立地位,营造公平有序的市场环境,并实现输配电成本在市场主体间公平合理地分配^[2]。输配电价既是有序推进电价改革、理顺电价形成机制的重要环节,也是作为电网主营监管业务的唯一收入来源,可谓电网企业的“生命线”。

近年来,中国已在省级电网、区域电网、跨省跨区专线输配电定价以及增量配网定价等方面取得了一些初步的成果,基本实现了体系性全覆盖。其中,省级电网和区域电网输电成本分摊最为复杂。一方面,电网地域跨度较广、拓扑结构丰富、归属划分复杂、安全级别多样,部分输电网络的功能定位和服务对象的划分界定尚不明确,可能造成输电费用的收取及分配与实际运行产生一定偏差,导致输电成本回收来源和分摊产生争议。另一方面,由于中国在体制机制上的特殊性,需要充分考虑地区之间、用户之间复杂的交叉补贴等问题。

输电成本的合理分摊对于服务电力市场发展至关重要,然而由于节点注入功率与输电线路潮流可能存在多种映射关系,如何客观地分配输电成本目前仍然存在争议。既有理论研究和实际应用中已经形成了多种输电成本的分摊方法^[3-4]。市场初期为了便于执行,采用较为简单的邮票法或者合同路径法^[5]进行分摊,但是两种方法无法体现实际的潮流情况。为了体现对输电资源的利用程度,进而提出了潮流追踪法^[6]、分布因子法^[7]、兆瓦公里法^[8]等分摊思路。其中,潮流追踪法依照比例分配原则实现了潮流自发电机组至终端用户的追根溯源,规避了反向潮流付费问题。最基本的分布因子法通过灵敏度分析计算节点对于线路的使用程度,需要考虑平衡节点的选择影响以及反向潮流的处理方式,而文献[9]提出了广义发电/负荷分布因子法(GGDFS/GLDFS),消除了平衡节点的选择对于结果的影响。边际兆瓦公里法将输电成本分为位置相关费用以及位置无关费用,通过兆瓦公里的方式以及邮票法分别分摊,并在英国电力市场得到长

期应用^[10]。然而上述诸多方法并未体现输电线路的各种功能属性,输电线路仅有部分容量用于正常运行下实际潮流传输,剩余部分还承担着故障场景下的预留以及为未来负荷增长预留的作用。文献[11]提出了考虑 $N-1$ 场景的输电线路成本分摊方法,通过遍历 $N-1$ 场景计算各个支路最大故障潮流,在某支路最大故障潮流时间断面下,通过广义负荷分布因子法分摊最大故障潮流值所对应的输电成本,未利用的线路容量通过邮票法分摊。文献[12]在文献[11]的基础上进一步完善优化,一方面将基本潮流与故障潮流分别予以考虑,分摊过程更加精细,另一方面提出了无效容量的概念,防止输电运营商过度建设电网,在投资回报率管制模式下产生A-J效应,但其缺点是仅从物理技术指标上进行改进,没有体现输电线路投资成本的经济学含义。

随着电力市场范围的不断扩展、交易数量与交易频次激增、可再生能源跨越式发展、交直流混联电网加速建设,诸多要素对电力系统形态、电力网络功能带来深刻变化,输电价格执行方案在适应性与有效性方面面临着诸多新的挑战。本文结合国外、国内输电价格建设进展,对输电价格执行方案所面临的新形势、新挑战进行分析,并针对区域电网和省级电网应用场景,构建了考虑线路边际价值和用户地理位置信息的输电定价方法,将线路成本分为反映线路边际价值的扩容成本和剩余成本两部分进行回收,扩容成本基于节点边际电价机制的现货市场阻塞盈余计算,剩余成本通过分布因子法和邮票法以各节点对输电线路的使用程度进行分摊。最后以3节点系统和IEEE 30节点系统进行仿真测算,验证所提方案的有效性。

1 国内外输电定价机制概况

欧美等成熟电力市场电价体系建设与其市场发展进程和模式密切相关。美国电力现货市场构建了精细化的数学模型,在提高系统可靠性的同时达到经济性最优的目标,电能量市场应用节点边际电价机制(locational marginal price, LMP)充分反映地理位置信息,而在输电价格机制方面采用相对简便易行的基于峰荷责任的邮票法,按照对线路的使

用程度进行分摊。相较而言,欧洲各国内部输电阻塞并不严重,电能量市场采用分区定价机制,并通常以国家行政边界进行价区分,但这也导致价区面积过大,无法反映区域内的电能空间价值差异,降低了资源优化配置效率^[13-14]。因此以英国为代表的欧洲国家在输电价格机制方面提供了较为充分的地理位置信息,并按一定比例向电源侧和负荷侧分摊,通过电源、负荷不同位置的输电价格引导资源优化配置。

1.1 欧洲输电定价机制概况

欧洲电力市场由于其天然的多国家耦合特点,在输电层面最显著的便是其多层次电网的特性。欧洲输电网络整体可分为二层,分别为上层定价区与下层定价区^[15],如图 1 所示。欧洲输电定价的上层定价区是整个欧洲范围。欧洲电力市场范围内的每个国家都是一个下层定价区,由本国国家电网运营商(transmission system owner, TSO)来运营并设计内部输电定价机制^[16]。

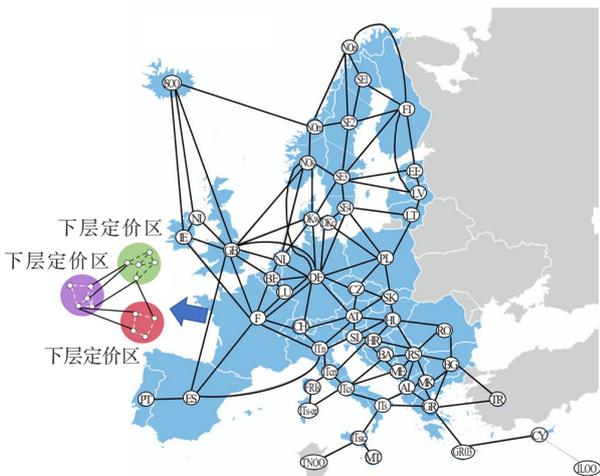


图 1 欧洲输电网络层级

Figure 1 The hierarchical levels of the European transmission network.

欧洲跨国输电网络与中国全国统一电力市场或区域电力市场结构较为类似。欧盟成立欧洲输电运营机构(European network of transmission system operators of electricity, ENTSO-E)设计与管理跨国输电定价方案,提出了跨国输电补偿机制(inter-transmission system operator compensation mechanism, ITC)。ITC 机制下各 TSO 相互支付跨国输电服务的相关电网设备成本与跨国输电网损,

总体范围上达到收取与补偿总金额平衡。这部分费用被 TSO 纳入总准许收入,与内部输电网成本一起分摊给价格区内用户^[17]。

欧洲跨国输电线路运营商先将中长期跨国市场的输电权费用和现货市场阻塞盈余费用回收,剩余成本根据各国对跨国潮流的利用程度进行分摊。相比之下,美国输电定价机制更加精细化地考虑输电线路的使用程度,且并不回收阻塞盈余,而是通过金融输电权(financial transmission rights, FTR)拍卖返还给用户。

1.2 美国输电定价机制概况

美国电力市场由交易调度一体化的独立系统运营商(independent system operator, ISO)组织开展。本节以美国 PJM 为例,分别介绍美国 ISO 之间及 ISO 内部输电线路成本分摊方法。

1) ISO 之间输电线路成本分摊方法。

ISO 间输电线路的建设通常也纳入所相连 ISO 的各自规划之中,以便于进行成本分摊。ISO 间输电线路一般会对 ISO 内部输电线路的建设起到替代作用,ISO 间输电线路分摊至相连两 ISO 的成本份额,默认根据各 ISO 内部被替代的输电升级方案的成本现值比例确定。

当然,在输电资产相关方自愿原则的基础上,可以建议提出其他的 ISO 间输电线路的成本分摊方法,例如按照 ISO 内部输电阻塞缓解程度比例或者可靠性指标提升比例等。

2) ISO 内部输电网络成本分摊方法。

PJM 输电网络项目通常分为发电机接入项目、可靠性项目以及市场效率项目 3 类。其中发电机接入项目综合专用接入线路成本和上级电网的扩容成本后一并分摊至发电机组。可靠性项目和市场效率项目分摊方法如表 1 所示。

值得一提的是,PJM 将 SVC 等无功设备和作为输电资产进行成本回收的储能系统(storage as transmission asset, SATA)通过等效替代(substitute proxy)的方式进行处理,即将 SVC 和 SATA 以等效线路或变压器加以替代,再结合分布因子和负荷比例进行分摊。具体分布因子分摊方法示例参见文献[18]。

表1 PJM输电网络成本分摊方法

Table 1 Cost allocation method for PJM transmission network

类别	级别	分摊方法	类别	级别	分摊方法
可靠性 项目	电压等级 ≥ 500 kV 或者双回 345 kV, 造价 ≥ 500 万美元	50% 线路成本通过分布因子法分摊至各子区域; 50% 线路成本通过负荷比例分摊至各子区域	市场效率 项目	电压等级 ≥ 500 kV 或者双回 345 kV, 造价 ≥ 500 万美元	50% 线路成本通过负荷比例分摊至各子区域; 50% 线路成本由各子区域净负荷购电成本下降比例分摊
	电压等级为单回 345 kV 或 345 kV 以下, 造价 ≥ 500 万美元	100% 线路成本通过分布因子法分摊至各子区域		电压等级为单回 345 kV 或 345 kV 以下, 造价 ≥ 500 万美元	100% 线路成本由各子区域净负荷购电成本下降比例分摊
	电压等级 200 kV 以下, 造价 < 500 万美元	100% 线路成本由所在子区域分摊		造价小于 500 万美元	100% 线路成本由各子区域净负荷购电成本下降比例分摊

1.3 中国输电定价机制概况

中国以“准许成本+合理收益”的方式核定输配电准许收入。其中,省级电网在输电网层面分电压等级核定电价;区域电网输电价格采用“电量电价+容量电价”的形式,其中电量电价通过成本指标计算以反映区域电网的变动成本,容量电费综合考虑跨省跨区送受电量、年最大负荷、省间联络线备用率和供电可靠性等因素确定,反映电网的利用程度;跨省跨区专项输电工程明确了其以送电功能为主的跨区域电网工程属性,输电价格实行单一电量电价制。然而,省级电网未能反映不同地理位置的用户对输电资源的利用程度,成本分摊传递不够精细;区域电网电量电费计算方法无法反映线路真实的变动成本,容量电费部分仅粗略地反映了电网的紧密程度和联络线利用率,并未充分地按电网功能定位和服务对象合理分摊,也未反映地理位置信息;跨省跨区专项输电工程其高额的输电价格,一定程度上影响了省间交易。

2 中国输电定价机制的关键问题

中国输电价格方案已历经3个核价周期的实践与动态修正,实施过程中也暴露出一些问题,面临新型电力系统建设和“双碳”目标的挑战,现有的输电价格机制适应性愈发下降,亟待完善解决方案。

2.1 电量电价回收问题

中国前2个核价周期中,跨省跨区专项工程和区域电网输电价格定价办法均涉及电量电价,但电量电价并未能真实反映传输电量行为实际产生的

单位成本,进而导致市场交易主体和电网公司两方面的困难。

对于市场交易主体而言,省间通道由于电量电费的存在,要求交易双方的价差应大于该“电量电价”方可成交。电量电费较实际产生的边际输电成本较高,一定程度上阻碍了跨省跨区交易的开展,降低了资源大范围优化配置效果。在加快构建适应新能源占比逐渐提高的新型电力系统愿景下,将更加凸显“电量电价”不利于多类型电源跨省交易的余缺互济以及大范围清洁能源消纳的弊端。

对于电网公司而言,电量电价意味着线路成本回收与传输电量挂钩,而新型电力系统潮流多变,传输电量预估难度加大,现有方案可能不适用于新型电力系统下高比例新能源潮流特性。在市场化电量报价博弈、高比例可再生能源接入的情况下,市场主体参与交易将可能导致大范围潮流转移,潮流多变的场景概率也将日益增高,传输电量预估难度加大,导致电量电费测算困难。最终实际回收的电量电费与预设比例可能存在较大差距,无法准确地反映输电成本,偏离了预设比例的初衷,造成执行争议。

2.2 容量电价合理分摊问题

区域电网输电价格定价办法和省级电网定价办法中输电网层面均涉及容量电费的分摊。目前容量电费的分配没有充分考虑电网实际功能,按功能定位和服务对象权责一致原则合理分摊,也没有考虑不同位置的用户对输电资源的利用程度,反映地理位置信息。

以华北区域电网为例,华北电网整体潮流走向为“西电东送、北电南送”,山东电网地处负荷中心最末端。华北电网煤炭、风光资源主要集中在西

部、北部的山西、内蒙古地区;负荷中心为京津冀鲁地区,其中,京津唐、河北南网处于中心地区,山东电网处于负荷中心的东南部末端地区。实际运行中,山东电网从华北主网受入潮流全额穿越京津唐、河北南网联络线,即京津唐、河北南网的联络线,实际承担了传输电力至山东电网的作用,并为京津唐、河北南网、山东电网共同提供了备用支撑能力。然而,现有计算公式不能充分体现山东电网对华北区域电网联络线备用能力的使用程度。京津唐电网、河北南网与各方向均存在联络线,按定价办法测算分摊比例最高;山东电网直接连接的联络线较少,导致分摊比例最低。

3 考虑边际价值和地理位置信息的输电定价方法

3.1 输电线路定价的经济学原理

在分析输电线路定价问题之前,除了熟悉的建设成本、固定运维成本之外,先额外定义输电线路的4个重要概念:短期边际成本或边际成本、扩容成本、长期边际成本和边际价值。

首先是输电线路的短期边际成本或边际成本,即输电线路实际提供潮流通道并搬运能量时产生的成本,如耗材费用等。这一概念可类比发电设备的变动运维成本和燃料成本,因此,如果线路可以动态增容,则短期边际成本还包括动态增容产生的额外成本。第二是扩容成本,即给定输电通道,在原有线路容量的基础上再增加一单位输电容量所需要产生的成本,其包括固定运维成本和输电线路建设成本。第三是输电线路的长期边际成本,即给定输电通道,在原有线路容量的基础上再增加一单位输电容量并用其搬运能量运行所需要产生的成本。在中国当前的输电系统运行过程中,短期边际成本相较于扩容成本比重极小,因此扩容成本和长期边际成本在数值上几乎相同。最后是边际价值,即给定输电通道,在某时刻,如果在原有线路容量的基础上再增加一单位输电容量可为系统运行节约的成本。

1) 不考虑规模经济性的理想情况。

如忽略规模经济效应,输电线路总成本与线路

容量呈简单的线性关系,如图2所示。忽略规模效应是指假设给定输电通道,多条低电压等级(如4条220 kV容量为300 MW线路)和少量高电压等级(如单条550 kV容量为1 200 MW)的总成本近似相同。这条假设可进而引导出连续性,例如给定通道600 MW的容量可以由20条110 kV容量为30 MW的线路组成,也可以由2条220 kV容量的线路组成;图2横轴上的几乎任何一点都可以通过组合不同电压等级线路来获得,并且总成本都相同。此时,可以假设给定通道输电线路成本和容量的关系是线性的并且截距为0,即输电线路成本等于扩容成本与线路容量的乘积,根据上文论述可知,也等于长期边际成本与线路容量的乘积。

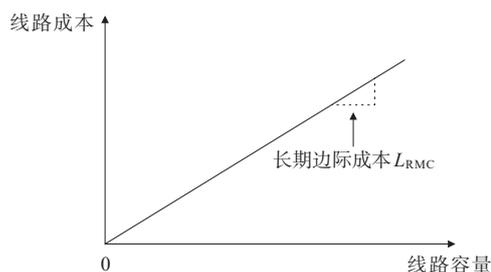


图2 完全竞争条件下输电线路成本结构示意图

Figure 2 Schematic diagram of transmission line cost structure under complete competition condition

节点电价机制下,输电线路的阻塞价格,即线路热稳极限约束的影子价格,反映了输电线路的边际价值。实际运行中各个调度时间断面产生的阻塞盈余不同,因此输电线路的边际价值并不是一个常数。在满足发用电双方无市场力、输电线路除传输能量外无额外价值等条件的市场均衡下,总有线路生命周期阻塞价格等于生命周期边际价值,也等于长期边际成本。这是因为如果生命周期边际价值偏离长期边际成本,则输电线路容量的最优值总会偏离当前假定的均衡状态。

进一步,如果忽略输电线路规模经济,则线路生命周期总阻塞盈余等于生命周期阻塞价格(与长期边际成本相等)与线路容量的乘积,此时线路生命周期总阻塞盈余等于输电线路成本。若电网运营商收取了阻塞盈余,则不再有剩余输电线路成本分摊问题。然而这种不考虑规模经济性的假设,虽然被广泛应用于大规模电力系统规划软件中,但脱离了输电网的现实成本结构。

2) 考虑规模经济性的实际情况。

实际的输电系统成本结构中,最为重要的特征之一是具有规模经济性。在给定通道的输电线路建设中,土地使用费和杆塔等具有固定成本(fixed cost, FC)属性,即费用和输电容量关联性较低;而与输电线路扩容相关的则具有长期边际成本属性。图3统计了中国“十三五”期间各区域的线路容量与工程决算成本关系^[19],以固定成本和长期边际成本相结合的最简单实际示例来说明规模经济的成本结构。

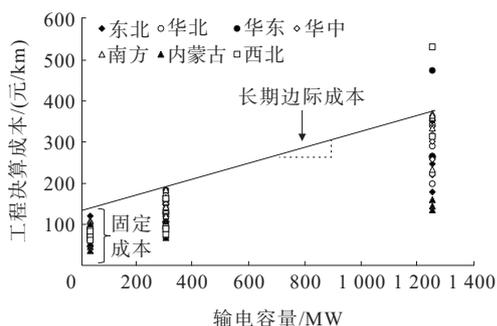


图3 考虑规模经济条件下输电线路成本结构示意图
Figure 3 Diagram of transmission line cost structure considering economies of scale conditions

对于任一输电容量 K ,则有平均成本(average cost, AC), $A_c = L_{RMC} + F_c/K$ 。根据此公式,可以得出输电线路规模经济的2个特征。一是规模经济的直接含义:平均成本随着输电容量的上升而下降,即给定通道,大容量输电线的平均成本小于小容量输电线的平均成本,即 A_c 随着 K 的增大而减小。二是,平均成本总是大于长期边际成本,即 A_c 大于 L_{RMC} 。如果输电线路的回收是基于 L_{RMC} (例如阻塞价格),那么总是会有部分成本无法回收。

因此根据输电线路成本结构,可以将其分为两部分,一部分是反映线路边际价值的扩容成本,数值与阻塞盈余相等,另一部分是反映固定成本属性的剩余成本。

3.2 考虑边际价值和地理位置信息的输电定价模型

由文2.1分析可知,“电量电价”一定程度上阻碍了省间市场交易效率,也为输电价格的合理回收带来不确定性。除此之外,电量电费无法对应输电线路的成本构成,其划分比例难以科学解释。因此本文提出一种不涉及电量电费的输电定价方法,以便更好地适用于区域电网和省级电网应用场景。在“准许成本+合理收益”管制方式不变的情况下,

根据文3.1中输电线路成本的经济学含义将定价结构分解为两部分:一部分是反映线路边际价值的扩容成本费用,即通过计算节点电价机制中的现货市场阻塞盈余进行回收;另一部分是剩余成本应进一步按用户对线路的使用程度进行分摊,反映地理位置信息。然而事实上几乎无法准确计算各节点用户对输电线路资源的使用程度^[20],该问题在大容量高成本输电线路中尤为突出,因为不仅要考虑正常运行场景下线路使用情况的溯源,还需要考虑为 $N-1$,甚至 $N-2$ 故障预留的线路容量以及为未来负荷增长预留的线路容量的溯源,后二者均有一定的不确定性。鉴于此,又考虑到输电线路使用程度与分布因子和节点负荷大小息息相关,本文按照美国PJM方式,50%比例采用分布因子法分摊至各个节点,另外50%比例采用非同时峰值负荷的邮票法进行分摊,具体如图4所示。

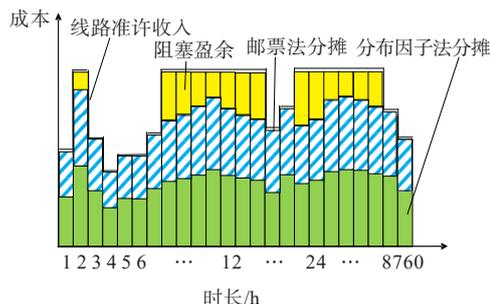


图4 本文输电线路成本分摊方法

Figure 4 Proposed transmission cost allocation method

本文所提方法具有以下优点:首先,输电价格不再涉及电量电价,同时也反映了用户地理位置信息,既避免了主观分配电量电费和容量电费比例问题,又能更好地服务电力市场出清;其次,阻塞盈余充分体现了输电资源的短期边际价值,并根据不同时段下、不同地理位置的节点对阻塞的贡献程度,向节点所在用户收取费用,反映了时间信号和地理位置信号,同时也解决了中国尚未开展金融输电权而带来的阻塞盈余公平分配问题;再次,尽管阻塞盈余归电网运营商所有,但并不会激励电网运营商故意制造阻塞或消极消除阻塞,原因在于电网运营商准许收入受总额刚性管制,而阻塞盈余具有不确定性,随着电网运行方式、负荷和电源的分布情况变化而改变。电网运营商需要通过建设线路减少阻塞,尽可能缩小阻塞盈余占准许收入的比例,减少该部分资金的不确定性,从而降低准许收入不足的风

险;最后,不同节点的用户对于阻塞盈余贡献程度不同,本文方法可以激励用户进行阻塞管理,通过需求侧响应来减少阻塞盈余的缴纳和剩余成本的分摊,降低所在节点对于输电线路使用成本。

1) 阻塞盈余部分。

首先构建电能量市场出清数学模型。

① 目标函数。

$$\min \sum_n \sum_t \sum_k \lambda_{n,k} P_{n,t,k} + \sum_n \sum_t b_{n,t} C_{n,t} \quad (1)$$

式中, $\lambda_{n,k}$ 为发电机组 n 第 k 段能量报价; $C_{n,t}$ 为发电机组 n 在时长 t 的启动成本和空载成本; $P_{n,t,k}$ 为发电机组 n 在时长 t 的第 k 段能量报价中标出力。

② 系统负荷平衡约束。

$$\sum_n P_{n,t} + \sum_k T_{k,t} = D_t, \forall t \quad (2)$$

式中, $P_{n,t}$ 为发电机组 n 在时长 t 的中标出力; $T_{k,t}$ 为联络线 j 在时长 t 的功率; D_t 为时长 t 的系统总负荷。

③ 线路潮流约束。

$$-F_l^{\max} \leq \sum_n A_{l,n,t} P_{n,t} - \sum_i A_{l,i,t} D_{i,t} \leq F_l^{\max}, \forall t \quad (3)$$

式中, F_l^{\max} 为线路 l 的潮流传输极限; $A_{l,n,t}$ 为发电机组 n 所在节点在时长 t 对线路 l 的发电转移分布因子; $A_{l,i,t}$ 为节点 i 对线路 l 在时长 t 的发电转移分布因子; $D_{i,t}$ 为节点 i 在时长 t 的母线负荷值。

④ 发电机组约束。

$$b_{n,t} P_{n,t}^{\min} \leq P_{n,t} \leq b_{n,t} P_{n,t}^{\max} \quad (4)$$

$$P_{n,t} - P_{n,t-1} \leq \Delta P_n^U b_{n,t-1} + P_{n,t}^{\min} (b_{n,t} - b_{n,t-1}) + P_{n,t}^{\max} (1 - b_{n,t}) \quad (5)$$

$$P_{n,t} - P_{n,t-1} \leq \Delta P_n^D b_{n,t} - P_{n,t}^{\min} (b_{n,t} - b_{n,t-1}) + P_{n,t}^{\max} (1 - b_{n,t-1}) \quad (6)$$

$$T_{n,t}^D - (b_{n,t} - b_{n,t-1}) T_D \geq 0 \quad (7)$$

$$T_{n,t}^U - (b_{n,t-1} - b_{n,t}) T_U \geq 0 \quad (8)$$

$$\sum_t \eta_{n,t} \leq \eta_n^{\max} \quad (9)$$

$$\sum_t \gamma_{n,t} \leq \gamma_n^{\max} \quad (10)$$

式中, $P_{n,t}^{\min}$ 、 $P_{n,t}^{\max}$ 分别为发电机组 n 最小、最大出力; $b_{n,t}$ 为机组 n 在时长 t 的启停状态的 0-1 变量, $b_{n,t} = 1$ 为开机状态, $b_{n,t} = 0$ 为停机状态; ΔP_n^U 、 ΔP_n^D 分别为机组 n 最大上爬坡、下爬坡速率; T_U 、 T_D 分别为机组最小连续开机时间和最小连续停机时间; $T_{n,t}^U$ 、 $T_{n,t}^D$ 分别为机组 n 在时长 t 时已经连续开机时间和连续停机

时间; $\eta_{n,t}$ 、 $\gamma_{n,t}$ 分别为启动与停机的切换变量, $\eta_{n,t}$ 为机组 n 在 t 时段是否切换到启动状态, $\gamma_{n,t}$ 为机组 n 在时长 t 是否切换到停机状态; η_n^{\max} 为机组 n 在时长 t 内最大启动次数; γ_n^{\max} 为机组 n 在时长 t 内最大停机次数。式(4)为火电机组出力约束,式(5)、(6)为火电机组爬坡约束,式(7)、(8)为火电机组最小连续开停时间约束,式(9)、(10)为机组最大启停次数约束。

求解上述出清模型,固定了机组组合等整数变量后得到线性模型后,再次运算得到各时段系统负荷平衡约束、线路约束的拉格朗日乘子。则对于某条线路 l 在时长 t 的阻塞盈余为

$$T_{l,t}^{\text{CR}} = (\tau_{l,t}^{\max} - \tau_{l,t}^{\min}) f_{l,t} \quad (11)$$

式中, $T_{l,t}^{\text{CR}}$ 为线路 l 在时长 t 阻塞盈余; $\tau_{l,t}^{\max}$ 、 $\tau_{l,t}^{\min}$ 为线路 l 在时长 t 最大正向、反向潮流约束的拉格朗日乘子。

2) 剩余成本部分。

$$T_{l,t} = T_l \times \frac{|f_{l,t}|}{\sum_l |f_{l,t}|} \quad (12)$$

$$T_{l,t}^{\text{RC}} = T_{l,t} - T_{l,t}^{\text{CR}} \quad (13)$$

式中, T_l 为线路 l 的总准许收入,按照每个时长线潮流占该线路全年总潮流的比例分摊至各个时长; $T_{l,t}$ 为线路 l 在时长 t 的准许收入; $f_{l,t}$ 为线路 l 在时长 t 的实际潮流; $T_{l,t}^{\text{RC}}$ 为线路 l 的剩余成本。

进而将剩余成本按美国 PJM 的方式对半分解为潮流相关成本 $T_{l,t}^{\text{flow}}$ 和可靠性成本 $T_{l,t}^{\text{rel}}$,即

$$0.5 T_{l,t}^{\text{RC}} = T_{l,t}^{\text{rel}} = T_{l,t}^{\text{flow}} \quad (14)$$

潮流相关成本通过负荷分布因子分解到各个节点,负荷分布因子将线路潮流表示为节点负荷的函数,可以用来确定负荷对线路潮流的贡献程度^[9]:

$$G_{i,l,t} = \frac{f_{l,t} + \sum_{n \in N} A_{n,l,t} D_{n,t}}{\sum_{n \in N} D_{n,t}} - A_{i,l,t} \quad (15)$$

考虑到反向潮流对输电线路容量的使用与正向潮流负同等责任,根据负荷分布因子进而求得各个节点支付的潮流相关的输电价格:

$$p_i^{\text{flow}} = \sum_{l \in L} \sum_{t \in T} \frac{T_{l,t}^{\text{flow}}}{\sum_{n \in N} |G_{n,l,t}| D_{n,t}} |G_{i,l,t}| \quad (16)$$

可靠性成本按邮票法分摊到各个节点:

$$p_i^{\text{rel}} = \sum_{l \in L} \sum_{t \in T} T_{l,t}^{\text{rel}} \times \frac{D_{i,t}}{\sum_{n \in N} D_{n,t}} \quad (17)$$

最终,节点*i*用户支付的总输电价格为

$$p_i = p_i^{\text{flow}} + p_i^{\text{rel}} \quad (18)$$

需要指出的是,本文虽然是精细化地考虑了每一个调度时间断面的阻塞情况,计算每个时间断面输电线路的利用程度,但从一定时间范围内来看(本文为1a)体现了市场均衡,最终用户侧按照所在节点全年平均输电价格支付输电费用,不会有价格随时空变化的体感。

4 算例分析

本章采用3节点系统详细展示计算步骤,以IEEE 30节点系统验证所提优化方案的有效性。

4.1 3节点测试系统

3节点测试系统如图5所示,全年负荷曲线如图6所示。图中线路1为110 kV线路,长度为40 km,线路建设成本为75万元/km;线路2、线路3为220 kV线路,长度分别为80、120 km,线路建设成本为130万元/km,在折现率为5%情况下,3条线路年化分摊成本分别为195.15、676.53、1 014.80万元,共计年总分摊成本1 886.48万元。

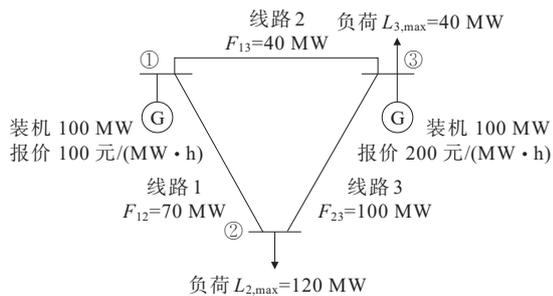


图5 3节点测试系统

Figure 5 The 3-bus test system

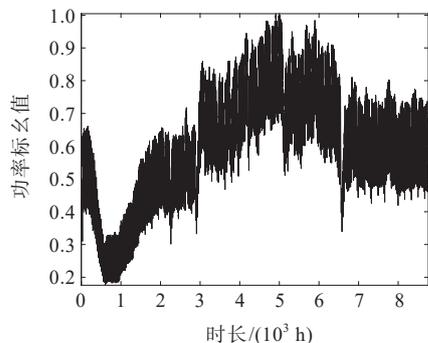


图6 负荷曲线标么值

Figure 6 Normalized load curve

通过市场出清模型的求解,线路潮流如图7所示,线路1、2部分时段发生阻塞,线路3全年均不发生阻塞。对线路1、2进一步分析,各时段所对应的线路影子价格如图8所示,全系统全年阻塞盈余总计446.7万元,占线路总成本的23.68%,对比美国PJM实际系统,年均阻塞盈余金额约为线路总成本的10%~30%,符合输电线路实际成本结构。

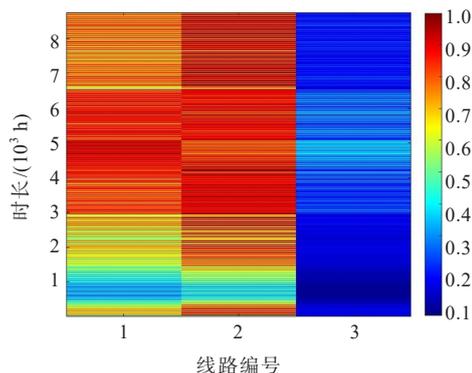


图7 3节点系统线路潮流出清结果

Figure 7 Power flow clearing results of the 3-bus test system

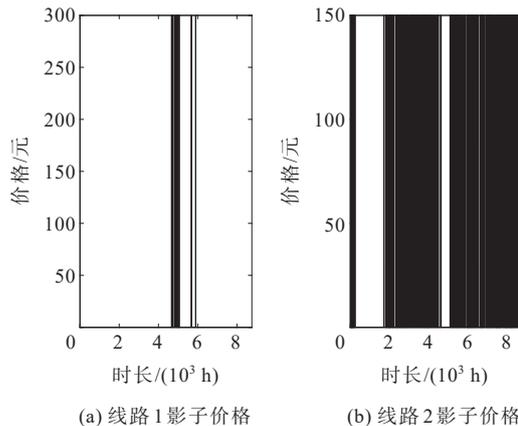


图8 线路各时长影子价格

Figure 8 Shadow price of transmission line at each time period

各线路的输电成本分摊情况和各个节点的支付情况如表2、图9所示。线路1输电阻塞相对较轻,但线路影子价格较高,因此阻塞盈余、负荷分布因子分摊成本、邮票法分摊成本占比分别为31%、34%、35%;线路2阻塞相对较重,但线路影子价格也较低,因此阻塞盈余、负荷分布因子分摊成本、邮票法分摊成本占比分别为57%、22%、21%;线路3全年无阻塞,因此阻塞盈余部分为0,负荷分布因子分摊成本、邮票法分摊成本各占50%。根据线路的功能定位和服务对象向各个节点分摊

表 2 3 节点系统用户输电价格

Table 2 Transmission price for the 3-bus system users

节点 用户	线路 1 剩余成本/万元		线路 2 剩余成本/万元		线路 3 剩余成本/万元		全年用电负 荷/(MW·h)	全年平均输电价 格/(元/(MW·h))
	分布因子部分	邮票法部分	分布因子部分	邮票法部分	分布因子部分	邮票法部分		
2	44.89	50.50	48.39	108.87	253.70	380.55	637 960	13.90
3	22.45	16.83	96.77	36.29	253.70	126.85	212 650	25.99

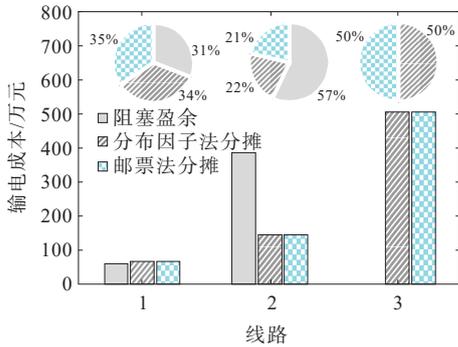


图 9 3 节点系统输电线路成本分摊类别

Figure 9 The types of the cost allocation for transmission lines in the 3-bus system

剩余成本,节点 2、3 用户全年平均输电价格为 13.90、25.99 元/(MW·h),体现了各个节点对于线路的使用程度,反映了地理位置信息。

4.2 IEEE 30 节点系统

以 IEEE 30 节点测试系统进一步说明所提机制在大电网中的有效性,系统包含 30 个节点,41 条支路,设置 6 台发电机组,21 个负荷节点。发电机组按 200~350 元/(MW·h)分段报价。

市场出清显示线路 1、27、29、31 为常态化阻塞线路,线路 30、36 为临时性阻塞线路,其余为无阻塞线路,如图 10、11 所示。全系统共产生阻塞盈余 1 891.6 万元,全年待回输电线路准许收入为 1.823 亿元,占比约 10.38%。

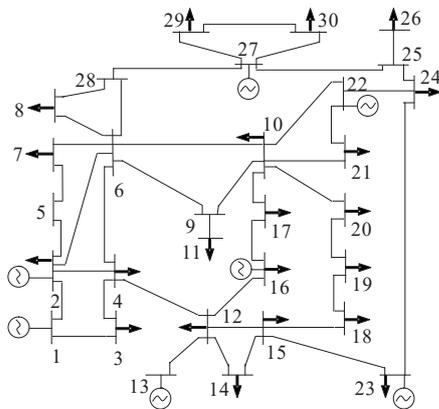


图 10 IEEE 30 节点测试系统及阻塞线路示意

Figure 10 Diagram of the IEEE 30-bus test system and congestion transmission lines.

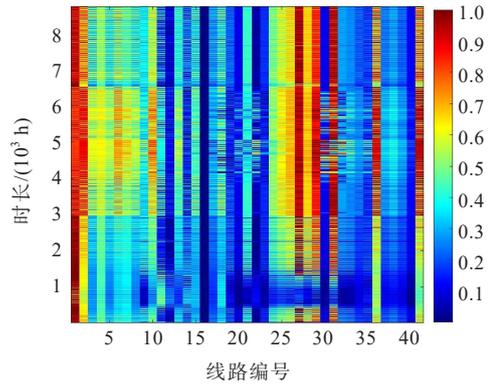


图 11 IEEE 30 节点线路潮流出清结果

Figure 11 Power flow clearing results of the IEEE 30-bus test system

各个输电线路的成本构成如图 12 所示,可以看到每条线路成本分摊结构由于总成本和产生的阻塞盈余不同而有所差异,线路 1、27、29、31 为常态化阻塞线路,且影子价格较高,大部分输电成本都能够通过阻塞盈余回收。其他输电线路阻塞时段较少,成本大部分通过分布因子法和邮票法逐时刻分摊至各个节点,精细化体现了全年每个时间断面的阻塞盈余情况以及剩余线路容量的利用分摊情况。

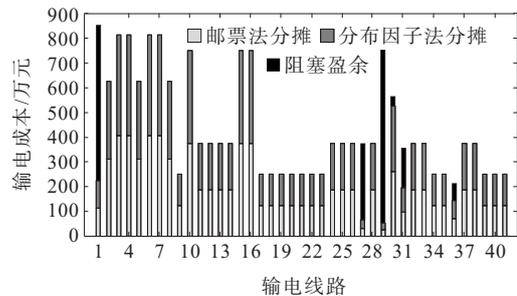


图 12 IEEE 30 节点系统成本分摊类别

Figure 12 The cost allocation types of the IEEE 30-bus system

各个节点用户缴纳平均输电价格情况如图 13 所示,本文所提方法各用户缴纳的年平均输电价格范围为 44.92~223.01 元/(MW·h),所有用户平均支付价格为 77.15 元/(MW·h),低于传统方法的输电均价 86.08 元/(MW·h)。本文方法与兆瓦公里

法相比,各节点输电价格趋势相近,这说明本文方法能够较好地反映不同位置节点对输电资源的使用程度,兆瓦公里法价格相对较高,这是由于本文方法回收系统阻塞盈余所致。各条线路每个时长的阻塞盈余不同,这也意味着不同时长下、不同地理位置的节点对阻塞的贡献程度也不同,将阻塞盈余归入输电成本回收的一部分,既天然地反映了多时空尺度下用户对输电线路的使用程度,又避免了我国尚未开展金融输电权而带来的阻塞盈余公平分配问题。除此之外,剩余成本通过分布因子法和邮票法进行分配,进一步体现了地理位置信息。

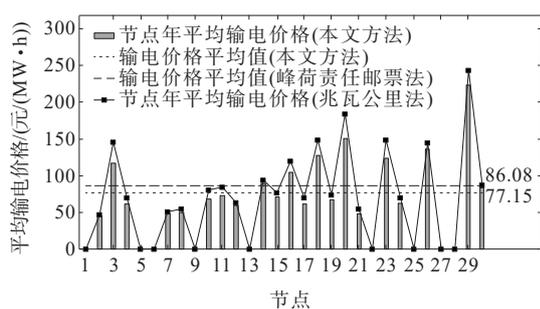


图13 IEEE 30节点系统用户输电价格

Figure 13 Transmission prices for the IEEE 30-bus system users

5 结语

本文从输电线路成本结构的经济学原理出发,提出了考虑线路边际价值和用户时空信息的输电定价方法。通过客观方法将线路成本拆分为反映线路长期边际价值的扩容成本和剩余成本两部分,扩容成本与电力现货市场紧密耦合,精确地考虑了全年各时长的系统运行方式和市场出清结果。剩余成本按照各节点用户对输电线路的使用程度进行分摊。本文所提方法不再涉及电量电价,解决了电量电价在分配比例和影响出清等方面的问题,既反映了不同时空尺度下用户对输电线路的利用程度,又避免了尚未开展金融输电权而带来的阻塞盈余公平分配问题,符合以节点电价体系为主的中国电力市场建设实践现状。希望本文的研究成果,能够为电力市场的建设发展提供有益的借鉴。

参考文献:

- [1] 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].<http://tgs.ndrc.gov.cn/zywj/201601/t20160129.773852.html>,2020-11-14.
- [2] 施磊,喻乐,谢旭,等.输配电价改革的进展与探索[J].财经智库,2020,5(4):114-125.
- [3] SHI Lei, YU Le, XIE Xu, et al. Evolution of transmission and distribution network pricing[J]. Financial Minds, 2015, 35(4):8-16.
- [4] 荆朝霞,段献忠,文福拴,等.输电系统固定成本分摊问题[J].电力系统自动化,2003,27(15): 84-89.
- [5] JING Zhaoxia, DUAN Xianzhong, WEN Fushuan, et al. A Literature survey on allocations of transmission fixed costs [J]. Automation of Electric Power System, 2003, 27(15):84-89.
- [6] 荆朝霞,段献忠,文福拴等.输电系统固定成本分摊问题[J].电力系统自动化,2003,27(16): 94-100.
- [7] JING Zhaoxia, DUAN Xianzhong, WEN Fushuan, et al. A Literature survey on allocations of transmission fixed costs [J]. Automation of Electric Power System, 2003, 27(16): 94-100.
- [8] MARIJA D, YONG T, ASSEF Z, et al. Toward regional transmission provision and its pricing in New England[J]. Utilities Policy, 1997, 6(3):245-256.
- [9] BIALEK J. Topological generation and load distribution factors for supplement charge allocation in transmission open access[J]. IEEE Transactions on Power System, 1997, 12(3):1185-1193.
- [10] RUDNICK H, SOTO M, PALMA R. Use of system approaches for transmission open access pricing[J]. Electrical Power and Energy Systems, 1999, 21(2): 125-135.
- [11] SHIRMOHAMMADI D, GRIBIK P R, LAW E T K, et al. Evaluation of transmission network capacity use for wheeling transactions[J]. IEEE Transactions on Power System, 1989, 4(4): 1405-1413.
- [12] RUDNICK H, PALMA R, FERNANDEZ J E. Marginal pricing and supplement cost allocation in transmission open access[J]. IEEE Transactions on Power System, 1995, 10(2):1125-1132.
- [13] 文安,黄维芳,张皓,等.英国输电过网费定价机制分析[J].南方电网技术,2015,9(8):3-8.
- [14] WEN An, HUANG Weifang, ZHANG Hao, et al. Analysis on transmission use of system charging methodology in UK [J]. Southern Power System Technology, 2015, 9(8):3-8.

- [11] ORFANOS G A, GEORGILAKIS P S, HATZIARGYRIOU N D. A more fair power flow based transmission cost allocation scheme considering maximum line loading for N-1 security[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(3): 3344-3352.
- [12] YANG Z F, ZHONG H W, XIA Q, et al. A structural transmission cost allocation scheme based on capacity usage identification[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(4): 2876-2884.
- [13] 陈启鑫, 房曦晨, 王宣元, 等. 电力现货市场建设进展与关键问题[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(6): 3-15.
CHEN Qixin, FANG Xichen, WANG Xuanyuan, et al. Progress and key issues for construction of electricity spot market[J]. Automation of Electric Power System, 2021, 45(6): 3-15.
- [14] 龙苏岩, 宋瑜辉, 刘宇明, 等. 从分区定价方法看电价机制中的“反直觉”问题: 研究方法及其代理模拟分析[J/OL]. 电力科学与技术学报: 1-14[2023-11-02]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/43.1475.TM.20230329.0906.002.html>.
LONG Suyan, SONG Yuhui, LIU Yuming, et al. "Counter-intuitive" issues in electricity pricing mechanisms from the perspective of zonal pricing methods: research methodology and agent-based simulation studies[J/OL]. Journal of Electric Power Science and Technology: 1-14[2023-11-02]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/43.1475.TM.20230329.0906.002.html>.
- [15] 刘玮, 万燕鸣, 熊亚林, 等. 碳中和目标下电解水制氢关键技术及价格平准化分析[J]. 电工技术学报, 2022, 37(11): 2888-2896.
LIU Wei, WAN Yanming, XIONG Yalin, et al. Key technology of water electrolysis and levelized cost of hydrogen analysis under carbon neutral vision[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2022, 37(11): 2888-2896.
- [16] 丁一, 谢开, 庞博, 等. 中国特色、全国统一的电力市场关键问题研究(1): 国外市场启示、比对与建议[J]. 电网技术, 2020, 7(3): 2401-2410.
DING Yi, XIE Kai, PANG Bo, et al. Key issues of national unified electricity market with Chinese characteristics (1): enlightenment, comparison and suggestions from foreign countries[J]. Power System Technology, 2020, 7(3): 2401-2410.
- [17] 陈启鑫, 张维静, 滕飞, 等. 欧洲跨国电力市场的输电机制与耦合方式[J]. 全球能源互联网, 2020, 3(5): 423-429.
CHEN Qixin, ZHANG Weijing, Teng fei, et al. Transmission mechanisms and coupling approaches in European transnational electricity markets[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2020, 3(5): 423-429.
- [18] PJM. PJM manual 14B: PJM region transmission planning process[EB/OL]. <https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m14b.ashx>, 2023-04-10.
- [19] 刘文霞, 姚齐, 王月汉, 等. 基于阶梯型需求响应机制的供需主从博弈电源规划模型[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(20): 54-63.
LIU Wenxia, YAO Qi, WANG Yuehan, et al. Generation planning model of stackelberg game between supply and demand based on stepped demand response mechanism[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(20): 54-63.
- [20] 杜孟珂, 任燕峰, 刘金涛, 等. 电力市场环境下发输电组合系统可靠性评估[J]. 电力科学与技术学报, 2019, 34(4): 21-28.
DU Mengke, REN Yanfeng, LIU Jintao, et al. Reliability evaluation of generation and transmission composite system in power market environment[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2019, 34(4): 21-28.