

# 计及网损成本的发电权交易模式

黄大为<sup>1</sup>, 刘志向<sup>2</sup>, 杨春雨<sup>1</sup>, 孙文胜<sup>2</sup>, 蔡国伟<sup>1</sup>, 王建元<sup>1</sup>

(1. 东北电力大学电气工程学院, 吉林省吉林市 132012; 2. 吉林省电力公司, 吉林省长春市 131001)

**摘要:**如何在发电权交易中计及网损成本是保证交易合理、高效的重要问题之一。针对这一问题, 分析比较了现有发电权交易模型的优缺点, 提出了适合中长期交易的改进集中撮合交易模式。首先, 运用最小二乘 B 系数法确定网损成本与交易电量之间的量化关系; 然后, 构建计及网损成本的社会效益最大化模型, 通过求解该模型, 确定发电权交易双方买入和卖出的总电量; 最后, 以此交易电量为约束, 建立撮合交易的数学模型。以 IEEE 30 节点系统为例, 对所提出的交易模式的特点进行了分析, 分析结果验证了该模型的合理性和有效性。

**关键词:**发电权交易; 网损; B 系数; 电力市场

## 0 引言

近年来, 能耗问题受到了世界各国的普遍关注, 节能降耗已成为各国的基本能源政策。电力工业作为一个高能耗的基础产业, 其节能降耗的任务更为艰巨, 发电权交易的提出为解决这一问题提供了有效的思路和手段<sup>[1-4]</sup>。

国内外专家学者对发电权交易模型进行了许多有价值的研究和探讨。文献[5]提出了基于水火电置换的发电权调节市场, 设计了 3 种不同时间跨度的发电权交易, 并建立了相应的优化分配模型, 应用线性规划法进行求解。文献[6]提出一种基于期权理论的发电权交易模型, 运用期权模型降低发电公司的市场营运风险。文献[7]借鉴委托代理理论, 建立了无交易中心参与和交易中心承包形式参与的 2 种发电权委托代理模型, 论证了将委托代理模式作为发电权交易方式的合理性。文献[8]以发电权交易的阻塞调度为基础, 提出了最大化社会效用、最大化成交量和能耗约束 3 种调度模型。文献[9]建立以电量为交易对象、直接考虑阻塞管理的发电权交易模型, 并提出基于网络流技术的求解算法。就目前所提及的发电权交易模式而言, 主要包括以下 4 种: 集中撮合模式、双边交易模式、期权交易模式、委托代理模式。各类模式有各自的理论基础和适用条件, 在理论研究或实践中均体现出各自的优缺点<sup>[1,6-7]</sup>。目前在中国各省级或区域电力市场中实施的发电权交易, 主要以集中撮合模式为主<sup>[1,10]</sup>, 采用按交易双方报价排序规则, 进行“高低匹配”的撮合交易。发电权交易将引起电力系统潮流和网损的变

化, 因此, 在交易模型中合理考虑网损成本成为研究重点之一。文献[1]应用极端潮流和典型潮流的方法确定地域成本(简化的网损成本)。文献[10]根据不进行发电权交易时的系统潮流, 采用边际网损系数法来计算发电权交易的网损成本。

在实际的发电权交易中, 随着成交电量的增加, 由发电权交易引起网络各节点潮流注入功率的变化逐渐增大, 导致以某一潮流状态所计算的发电权交易网损成本往往不能提供正确的经济信号。本文主要针对这一问题展开研究, 提出一种适合中长期交易的改进发电权交易模式。该交易模型既考虑了交易中网损成本带来的影响, 又确保交易的公平性。通过算例分析, 验证了所提出的交易模式的有效性。

## 1 典型发电权撮合交易分析

一般来说, 集中撮合式发电权交易包括申报、报价排序和撮合 3 个步骤。设发电权交易中有  $n$  个买家,  $m$  个卖家; 第  $i$  个买家所申报的购买电量上限和报价分别为  $Q_{Bi}^{\max}$  和  $\rho_{Bi}$ , 第  $j$  个卖家申报的出售电量上限和报价分别为  $Q_{Sj}^{\max}$  和  $\rho_{Sj}$ 。这一交易模式可以用如下数学模型来描述:

$$\max J = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m (\rho_{Sj} - \rho_{Bi}) Q_{ij} \quad (1)$$

$$\text{s. t. } \sum_{i=1}^n Q_{ij} \leq Q_{Sj}^{\max} \quad j = 1, 2, \dots, m \quad (2)$$

$$\sum_{j=1}^m Q_{ij} \leq Q_{Bi}^{\max} \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (3)$$

式中:  $Q_{ij}$  为第  $i$  个买家购买第  $j$  个卖家的电量, 即撮合交易量。

上述线性规划模型的最优解就是按“高低匹配”原则进行撮合交易的结果<sup>[1]</sup>。其目标函数表示参与

发电权交易市场成员总体的社会效益。若考虑网损成本,则现有的方法是在目标函数(式(1))中加入一个网损成本系数  $c_{ij}$ ,即

$$\max J = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m (\rho_{Sj} - \rho_{Bi} - c_{ij}) Q_{ij} \quad (4)$$

文献[1]和文献[10]提出的交易模型均以式(4)为目标函数,网损成本按照每对撮合交易分别给出,即每对撮合交易产生的网损成本是撮合交易量  $Q_{ij}$  的线性函数。其计算发电权交易网损成本的基本思路为:在发电权交易前,在负荷预测的基础上假设一个潮流状态,计算每对撮合交易在该潮流基础上引起的网损变化,依次确定各节点之间进行发电权交易的网损成本。

这种确定网损成本的方法,形式上使得每对交易具有明确的网损成本,提高交易的透明度,形式上体现了电力市场运营公平、公开的基本原则。但从电力系统运行物理规律的角度分析,上述确定网损成本方法存在以下2点不足:①直接将各交易分配在各节点上的功率作为交易量来进行撮合,虽然使得交易量与网损变化之间的关系变得更为直观,但交易量的变化不等同于节点注入功率的变化;②以某一种潮流状态(无论是典型潮流、极端潮流<sup>[1]</sup>或是未进行发电权交易的潮流状态<sup>[10]</sup>)为基础,进行网损变化的分析计算都具有一定的局限性,其结果不能较好地反映实际网损变化规律。

## 2 网损成本的计算

发电权交易往往发生在未来某一时段,按交易周期的不同可以分为日发电权交易、月发电权交易和年发电权交易,计算不同交易周期的发电权交易网损成本,应采用不同的负荷模型。对于以月或以年为周期的中长期交易,不宜采取复杂的日负荷模型,主要原因是:增加计算网损成本的复杂性,使得发电权交易的数学模型规模增大,不便求解;交易周期内负荷变化存在较多不确定性,采用复杂负荷模型实际意义不大。由于本文研究的是中长期交易,借鉴电力系统中期经济调度采用的日负荷模型<sup>[11-12]</sup>,采用日平均负荷模型计算网损成本。

以月发电权交易为例,假设系统在某月内的节点  $k$  负荷电量为  $Q_{d,k}$  ( $k=1,2,\dots,N$ ;  $N$  为系统节点总数)。设该月内有  $H$  天要安排发电权交易,可以在交易期间划分  $H$  个负荷模式,则系统中第  $h$  个负荷模式下节点  $k$  的负荷有功功率与负荷电量之间的关系为:

$$Q_{d,k} = \sum_{h=1}^H P_{d,kh} \Delta t_h \quad (5)$$

式中:  $P_{d,kh}$  为第  $h$  个负荷模式下节点  $k$  的有功负荷;  $\Delta t_h$  为发电权交易期间负荷模式  $h$  的持续时间。

忽略无功功率对网损的影响,网损功率可以看做节点注入有功功率的函数。本文采用最小二乘 B 系数法计算网损功率。最小二乘 B 系数的基本出发点是:在不同的运行方式下找到一个 B 系数,使各种运行方式总的网损误差最小<sup>[13]</sup>。应用该方法计算发电权交易的网损成本,可以考虑多种潮流状态,更好地反映发电权交易引起网损变化的规律。

具体计算过程如下:首先,在负荷预测的基础上,计算未来典型负荷模式下未进行发电权交易时的潮流状态,根据发电权交易双方的申报数据,按照“高低匹配”原则确定各负荷模式下每组交易的潮流分布状态;然后,以上述潮流分布状态为样本数据,计算各种负荷模式下的最小二乘 B 系数;最后,用相应各负荷模式下的最小二乘 B 系数计算发电权交易的网损成本。

在第  $h$  种负荷模式下,应用最小二乘 B 系数法,其网损可以表示如下:

$$P_{Lh} = \mathbf{P}_{Gh}^T \mathbf{B}_{Lh} \mathbf{P}_{Gh} + \mathbf{B}_{Lh0}^T \mathbf{P}_{Gh} + \mathbf{B}_{h0} \quad (6)$$

式中:  $P_{Lh}$  为负荷模式  $h$  下的网损;  $\mathbf{P}_{Gh}$  为发电机节点有功向量;  $\mathbf{B}_{Lh}$ ,  $\mathbf{B}_{Lh0}$ ,  $\mathbf{B}_{h0}$  分别为最小二乘 B 系数的二次项矩阵、一次项向量及常数项。

在第  $h$  个负荷模式下,由发电权交易引起的网损功率成本表示为:

$$c_h = \rho_h (P_{Lh} - P_{Lh0}) \quad (7)$$

$$P_{Lh0} = \mathbf{P}_{Gh0}^T \mathbf{B}_{Lh} \mathbf{P}_{Gh0} + \mathbf{B}_{Lh0}^T \mathbf{P}_{Gh0} + \mathbf{B}_{h0} \quad (8)$$

式中:  $P_{Lh0}$  为未进行发电权交易时在负荷模式  $h$  下的网损功率;  $\mathbf{P}_{Gh0}$  为未进行发电权交易时,在负荷模式  $h$  下发电机节点有功向量;  $\rho_h$  为在负荷模式  $h$  下系统的单位网损价格(由电力公司根据该负荷模式下的平均售电价格水平制定的价格)。

在发电权交易期间的总网损成本  $C_{\text{loss}}$  表示为:

$$C_{\text{loss}} = \sum_{h=1}^H c_h \Delta t_h \quad (9)$$

## 3 改进发电权交易的数学模型

与文献[1]或文献[10]提出的交易模型相比,改进的发电权交易需要求解2个优化模型:确定交易双方买入和卖出总电量的优化模型 M1 和确定最终撮合交易结果的优化模型 M2。

### 3.1 优化模型 M1

1) 目标函数

$$\max \left( \sum_{j=1}^m \rho_{Sj} Q_{Sj} - \sum_{i=1}^n \rho_{Bi} Q_{Bi} - C_{\text{loss}} \right) \quad (10)$$

式中:  $Q_{Bi} = \sum_{h=1}^H \Delta P_{Bhi} \Delta t_h$ ;  $Q_{Sj} = \sum_{h=1}^H \Delta P_{Shj} \Delta t_h$ ;  $\Delta P_{Bhi}$  和  $\Delta P_{Shj}$  分别为在负荷模式  $h$  下第  $i$  个买方和第  $j$  个卖方有功功率的调整量。

### 2) 发电权交易的相关约束

$$\sum_{i=1}^n P_{Bhi} = \sum_{j=1}^m P_{Shj} \quad h = 1, 2, \dots, H \quad (11)$$

$$\sum_{h=1}^H \Delta P_{Bhi} \Delta t_h \leq Q_{Bi}^{\max} \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (12)$$

$$\sum_{h=1}^H \Delta P_{Shj} \Delta t_h \leq Q_{Sj}^{\max} \quad j = 1, 2, \dots, m \quad (13)$$

式(11)表示各负荷模式下发电权交易双方有功功率的平衡约束;式(12)和(13)分别表示交易双方各自的成交总量应满足它们申报交易量的范围。

### 3) 直流潮流约束

$$\mathbf{B}_x \boldsymbol{\theta}_h = \mathbf{P}_h \quad h = 1, 2, \dots, H \quad (14)$$

$$|f_{lh}| \leq f_l^{\max} \quad l = 1, 2, \dots, L \quad (15)$$

式中:  $\mathbf{B}_x$  为节点导纳矩阵的虚部;  $\mathbf{P}_h$  和  $\boldsymbol{\theta}_h$  分别为负荷模式  $h$  下节点注入有功功率列向量和节点电压相角列向量;  $L$  为系统的支路总数;  $f_{lh}$  为负荷模式  $h$  下支路  $l$  的有功潮流;  $f_l^{\max}$  为支路  $l$  的有功潮流限值。

列向量  $\mathbf{P}_h$  的第  $k$  个元素为  $P_{hk}$ , 其含义为负荷模式  $h$  下节点  $k$  的注入有功, 具体表达为:

$$P_{hk} = \sum_{i \in k} (\Delta P_{Bhi} - \Delta P_{Shi}) + \sum_{j \in k} P_{Gh0,j} - P_{d,hk} \quad (16)$$

式中:  $i \in k$  表示在节点  $k$  的买方或卖方;  $j \in k$  表示在节点  $k$  的发电机组;  $P_{Gh0,j}$  为未进行发电权交易时, 在负荷模式  $h$  下发电机组  $j$  按原发电计划输出的有功功率。

### 4) 发电机组约束

$$P_{Gh0,i} - \Delta P_{Shi} \leq P_{Gi}^{\min} \quad (17)$$

$$P_{Gh0,i} + \Delta P_{Bhi} \leq P_{Gi}^{\max} \quad (18)$$

式中:  $P_{Gi}^{\min}$  和  $P_{Gi}^{\max}$  分别为发电机组  $i$  的最小有功输出和最大有功输出。

优化模型 M1 是以  $\Delta P_{Bhi}$  和  $\Delta P_{Shj}$  为优化变量的二次规划模型, 其优化目标为计及发电权交易网损成本的社会效益最大化; 约束条件既考虑了发电权交易约束, 也考虑了系统潮流约束。发电权交易引起的网损成本, 与各负荷模式下发电机节点有功功率的变化直接相关。通过求解优化模型 M1, 可以得到最优解  $\Delta P_{Bhi}^*$  和  $\Delta P_{Shj}^*$ , 进而可以确定发电权交易双方的总交易电量  $Q_{Bi}^*$  和  $Q_{Sj}^*$ , 其结果使得计及网损成本的社会效益达到最大。

## 3.2 优化模型 M2

优化模型 M2 表示为:

$$\max \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m (\rho_{Sj} - \rho_{Bi}) Q_{ij} \quad (19)$$

$$\text{s. t. } \sum_{i=1}^n Q_{ij} = Q_{Sj}^* \quad j = 1, 2, \dots, m \quad (20)$$

$$\sum_{j=1}^m Q_{ij} = Q_{Bi}^* \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (21)$$

优化模型 M2 与典型撮合交易模型的区别在于撮合交易量的不等式约束(式(2)和式(3))变为等式约束(式(20)和式(21))。在优化模型 M2 中, 目标函数形式上并不包含网损成本, 网损成本对撮合交易结果的影响是通过等式约束中的交易总量  $Q_{Bi}^*$  和  $Q_{Sj}^*$  的限制得以体现的。

## 4 交易的计算流程

改进的发电权交易具体计算流程为:

1) 交易双方申报交易数据, 即交易量上限和报价。

2) 分别计算不同负荷模式下未进行发电权交易和各组交易下的系统潮流, 以此为样本计算各负荷模式下的最小二乘 B 系数。

3) 通过求解计及网损成本的社会效益最大化模型, 确定交易双方买入和卖出的总交易量  $Q_{Bi}^*$  和  $Q_{Sj}^*$  ( $i=1, 2, \dots, n; j=1, 2, \dots, m$ )。

4) 以  $Q_{Bi}^*$  和  $Q_{Sj}^*$  为约束条件, 按照“高低匹配”原则进行撮合交易, 确定每对撮合交易量和相应的交易价格。

## 5 算例分析

以 IEEE 30 节点系统为例, 计算月发电权交易。为便于说明比较, 取负荷模式数  $H=1$ , 负荷数据参照 IEEE 30 节点系统数据, 以 1 号机为平衡机计算的潮流状态作为未进行发电权交易时的潮流状态, 取  $\rho_h = 350$  元/(MW·h)。表 1 给出发电权交易双方的基础数据。

表 1 交易双方的申报数据  
Table 1 Bidding data of each participants

交易方	所在节点	$P_G^{\max}/$ MW	报价/ (元·(MW·h) <sup>-1</sup> )	电量/ (GW·h)
B1	2	80	318.5	5
B2	23	50	320.6	5
B3	22	50	323.3	5
S1	13	30	328.4	5
S2	27	40	330.7	5

注: B1, B2, B3 为买方编号; S1 和 S2 为卖方编号。

为了比较不同网损成本计算方法对发电权交易结果的影响, 暂不考虑网络约束, 依据表 1 的申报数

据,分别采用文献[1]提出的不计及网损的典型撮合交易模型、文献[10]提出的发电权交易模型(用边际网损系数法计算网损成本),以及本文提出的计及网损成本的交易模型进行计算分析,网损通过潮流计算求得。比较分析的结果如表2所示。由表2可以看出,本文模型确定的发电权交易所产生的社会效益最大。

表2 不同交易模式的交易结果  
Table 2 Trading results of different modes

交易组合	交易电量/(GW·h)		
	文献[1]模型	文献[10]模型	本文模型
B1,S1	0	0	0
B1,S2	5	0	3.04
B2,S1	5	0	0
B2,S2	0	5	1.96
B3,S1	0	5	5.00
B3,S2	0	0	0

注:文献[1]、文献[10]和本文模型得到的社会效益分别为10.40万元,10.45万元,11.63万元。

图1给出文献[1]、文献[10]和本文这3种模型在市场各参与方申报电量由0.5 GW·h变化为5 GW·h时,发电权交易计及网损成本的社会效益变化趋势。由图1可以看出:随着交易电量的增加,网损对社会效益的影响越来越显著;当发电权交易电量较小时,文献[10]和本文的结果相近;当交易电量增大时,本文模型明显优于文献[10]。究其原因,主要是本文网损成本计算采用最小二乘B系数方法,考虑了多种潮流状态,从而能更好地反映网损变化趋势。

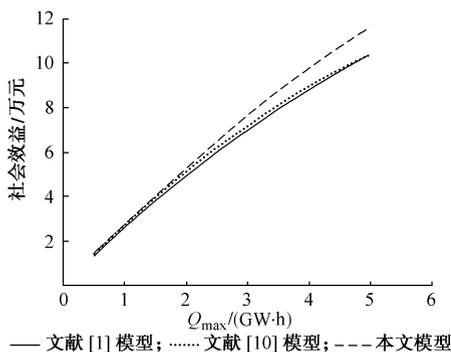


图1 不同交易电量下3种交易模式的社会收益比较  
Fig.1 Social effectiveness contrast among the three trading modes at different trading volumes

在本算例中,为便于分析网络约束对发电权交易的影响,将系统中各支路有功传输限值,相对于算例中初始潮流状态支路潮流等比例增加,即令  $f_l^{\max} = (1+s)f_{l0}$ 。用本文模型分别考虑网络约束和忽略网络约束情况下的交易结果,通过调整  $s$  的大

小,比较网络约束对交易结果的影响。比较结果如表3所示。

表3 不同网络约束的交易结果  
Table 3 Trading results of different grid's constraints

交易组合	交易电量/(GW·h)		
	无约束	有约束	
		s=0.3	s=0.7
B1,S1	0	0	0
B1,S2	3.04	0	1.44
B2,S1	0	1.90	0
B2,S2	1.96	1.17	1.08
B3,S1	5.00	1.89	5.00
B3,S2	0	0	0

注:无约束时的社会效益为11.63万元;有约束时  $s=0.3$  和  $s=0.7$  时的社会效益分别为4.10万元和7.08万元。

由表3可以看出:当不考虑网络约束时,发电权交易卖方将卖出所有申报电量;当计及网络约束时,卖出电量将受到限制;比较取不同  $s$  值的交易结果,  $s$  值增加,则发电权交易总量增多,其中 B1, B3 获得的发电权增加, B2 获得的发电权却减少了,这说明网络约束不仅能影响发电权的交易量,而且也影响着发电权交易的对象。

为了进一步说明本文方法的有效性,以某省实际系统2008年5月的交易数据为例,对文献[1]、文献[10]和本文模型进行比较分析。交易数据和比较结果见附录A表A1和表A2。

## 6 结语

本文提出一种计及网损成本的发电权交易模型。基于发电权交易引起网损变化的机理,对典型的集中撮合交易模式进行改进,采用最小二乘B系数法计算发电权交易的网损成本,明确了网损成本与发电权买卖双方交易总量的量化关系。算例分析表明,本文提出的模型能更好地反映发电权交易的网损成本和社会效益最大化的目标,体现交易的公平和公正,实现资源优化配置;由于模型中考虑了直流潮流约束,可以保证发电权交易在满足安全约束的条件下进行。

附录见本刊网络版(<http://www.aeps-info.com/aeps/ch/index.aspx>)。

## 参考文献

[1] 黎灿兵,康重庆,夏清,等.发电权交易及其机理分析.电力系统自动化,2003,27(6):13-18.  
LI Canbing, KANG Chongqing, XIA Qing, et al. Generation rights trade and its mechanism. Automation of Electric Power Systems, 2003, 27(6): 13-18.

- [2] 尚金成. 兼顾市场机制与政府宏观调控的节能发电调度模式及运作机制. 电网技术, 2007, 31(24): 55-62.  
SHANG Jincheng. Research on energy-saving generation dispatching mode and operational mechanism considering market mechanism and government macro-control. Power System Technology, 2007, 31(24): 55-62.
- [3] 尚金成. 兼顾市场机制的主要节能发电调度模式比较研究. 电网技术, 2008, 32(4): 78-85.  
SHANG Jincheng. Comparative research on main energy-saving generation dispatching model considering market mechanism. Power System Technology, 2008, 32(4): 78-85.
- [4] 尚金成, 张立庆. 电力节能减排与资源优化配置技术的研究与应用. 电网技术, 2007, 31(22): 58-63.  
SHANG Jincheng, ZHANG Liqing. Research and application of technologies in energy-saving, emission-reducing and optimal resource allocation of electric power system. Power System Technology, 2007, 31(22): 58-63.
- [5] 王雁凌, 张粒子, 杨以涵. 基于水火置换的发电权调节市场. 中国电机工程学报, 2006, 26(5): 131-136.  
WANG Yanling, ZHANG Lizi, YANG Yihan. Adjusting market of generation rights based on hydro-thermal exchange. Proceedings of the CSEE, 2006, 26(5): 131-136.
- [6] 姚建刚, 周启亮, 张佳启, 等. 基于期权理论的发电权交易模型. 中国电机工程学报, 2005, 25(21): 76-81.  
YAO Jiangan, ZHOU Qiliang, ZHANG Jiaqi, et al. Generation rights trade mode based on option theory. Proceedings of the CSEE, 2005, 25(21): 76-81.
- [7] 莫莉, 周建中, 李清清, 等. 基于委托代理模型的发电权交易模式. 电力系统自动化, 2008, 32(2): 30-34.  
MO Li, ZHOU Jianzhong, LI Qingqing, et al. Mechanism of generation rights trades based on principle-agent model. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(2): 30-34.
- [8] 肖健, 文福拴. 发电权交易的阻塞调度. 电力系统自动化, 2008, 32(18): 24-29.  
XIAO Jian, WEN Fushuan. Congestion dispatch for generation rights trade. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(18): 24-29.
- [9] 陈启鑫, 康重庆, 程旭东, 等. 考虑阻塞管理的发电权交易模型及其网络流算法. 中国电机工程学报, 2008, 28(34): 106-111.  
CHEN Qixin, KANG Chongqing, CHENG Xudong, et al. Generation rights trade model and its network flow algorithm considering congestion management. Proceedings of the CSEE, 2008, 28(34): 106-111.
- [10] 郑欣, 赵岩, 李磊, 等. 网损系数法在发电权交易成本计算中的运用. 华东电力, 2009, 37(1): 150-153.  
ZHENG Xin, ZHAO Yan, LI Lei, et al. Generation right transaction cost computation using marginal loss coefficients method. East China Electric Power, 2009, 37(1): 150-153.
- [11] 左长春, 陈雪青, 相年德, 等. 水火联合电力系统中期优化调度的模型及算法. 中国电机工程学报, 1991, 11(6): 58-64.  
ZUO Changchun, CHEN Xueqing, XIANG Niande, et al. Model and optimization of multi-reservoir hydro-thermal power system for medium-term scheduling. Proceedings of the CSEE, 1991, 11(6): 58-64.
- [12] 陈雪青, 陈刚, 张炜, 等. 电力系统长中短期能源调度管理系统的研究. 中国电机工程学报, 1994, 14(6): 41-48.  
CHEN Xueqing, CHEN Gang, ZHANG Wei, et al. Long, medium and short-term energy management systems of large power systems. Proceedings of the CSEE, 1994, 14(6): 41-48.
- [13] 李文沅. 电力系统安全经济运行: 模型与方法. 重庆: 重庆大学出版社, 1989.

黄大为(1976—), 男, 通信作者, 博士, 副教授, 主要研究方向: 电力系统运行与控制、电力系统经济和发电企业决策。  
E-mail: hdw76@163.com

刘志向(1975—), 男, 硕士, 工程师, 主要研究方向: 电力市场运营。

杨春雨(1984—), 男, 硕士研究生, 主要研究方向: 电力经济运行、电力市场。

### Generation Right Trading Model Considering Transmission Losses Cost

HUANG Darwei<sup>1</sup>, LIU Zhixiang<sup>2</sup>, YANG Chunyu<sup>1</sup>, SUN Wensheng<sup>2</sup>, CAI Guorwei<sup>1</sup>, WANG Jianyuan<sup>1</sup>

(1. Northeast Dianli University, Jilin 132012, China; 2. Jilin Electric Power Co. Ltd., Changchun 131001, China)

**Abstract:** How to consider transmission loss cost in generation right transaction is an important issue in ensuring transaction reasonability and effectiveness. To solve this problem, the advantages and disadvantages of the existing generation right transaction model are analyzed, and an improved centralized matchmaking transaction model is proposed to adapt to middle-and long-term transaction. First, the least squares B coefficient method is used to determine the quantitative relationship between transmission losses and transaction quantity. Then the social benefit maximization model considering transmission losses cost is developed, and by solving this model, the total generation of each seller and buyer is obtained. Finally, with the generation volume agreed on by each seller and buyer as constraints, a mathematical model for the matchmaking transaction is developed. An IEEE 30-node system is used as an example to analyze the characteristics of the proposed transaction model. The analysis results prove the rationality and efficiency of this model.

**Key words:** generation right transaction; transmission loss; B coefficient; electricity market

## 附录 A

**表 A1 交易双方的申报数据**  
**Table A1 Bidding data of each participants**

买卖双方及所在区域编号	报价/(元 · (MW · h) <sup>-1</sup> )	电量/(GW · h)
B1(1)	320.4	96.7
B2(3)	322.3	31.0
B3(4)	321.6	31.0
S1(2)	327.7	30.0
S2(3)	326.6	31.0
S3(4)	328.4	28.0
S4(5)	326.8	28.0
S5(7)	327	28.0

**表 A2 不同交易模式的交易结果**  
**Table A2 Trading result of different modes**

交易组合	(GW · h)		
	文献[1]模型	文献[10]模型	本文模型
B1,S1	300	300	300
B1,S2	0	0	0
B1,S3	280	0	0
B1,S4	87	395	367
B1,S5	300	272	300
B2,S1	0	0	0
B2,S2	308	0	28
B2,S3	0	0	0
B2,S4	0	0	0
B2,S5	0	0	0
B3,S1	0	0	0
B3,S2	2	0	282
B3,S3	0	0	0
B3,S4	313	315	33
B3,S5	0	0	0
社会效益/万元	97.44	97.57	112.92