

三峡电力市场的输电定价与阻塞管理

魏 萍¹, 文福拴¹, 倪以信¹, 吴复立¹, 祁达才², 焦连伟², 陈寿孙²
舒乃秋³, 程卫生³, 陈允平³

(1. 香港大学电机电子工程学系, 香港; 2. 清华大学电机系, 北京市 100084)

(3. 武汉大学电气信息学院, 湖北省武汉市 430072)

摘要:在以促进发电和零售竞争为主要特征的电力市场中,输电系统由于其固有的特征仍然保持垄断运行。但作为实现竞争的场所,输电系统必须对市场参与者开放并提供无歧视的服务。这样,如何对输电服务定价就成为一个十分重要的问题。文中首先简要论述了现有的输电定价机制以及国际上几个有代表性的电力市场所采用的方法,在此基础上结合三峡电力系统的特点,提出了三峡电力市场输电定价的框架及其实现方法。然后,对输电系统运行中的另一个重要问题即输电阻塞的管理和定价做了简要论述,并介绍了目前运行的电力市场所采用的一些方法。最后,对三峡电力市场中的阻塞管理与阻塞电价做了初步研究,提出了建议。

关键词:电力市场; 三峡电力市场; 输电定价; 阻塞管理; 阻塞电价

中图分类号: TM73; F123.9

0 引言

放松管制、引入竞争、实现电力工业市场化是不可逆转的历史趋势,国际上已有数十个电力市场处于运行之中。国内的部分省级电力系统(浙江省、山东省和上海市等)已开始实施厂网分开、竞价上网的市场化运行,并取得了一定的成效。随着三峡水电站的建成及华中、华东、川渝和将来广东地区的网络互联,覆盖这些地区的三峡电力市场的建设势在必行。

到目前为止,电力市场中的竞争主要局限于发电侧,也有少数电力市场开放了零售侧竞争,而输电系统由于地理、经济和技术上的原因而继续保持其垄断状态。但为了实现竞争,输电系统必须开放,即允许发电公司和用户在满足系统运行约束的前提下自由、公平地使用。这就带来了如何适当确定输电费用或价格的问题。输电费用主要用于回收投资(包括一定的利润)和支付运行、管理与人工费用,以维持输电系统的良性运行和发展。考虑到输电系统垄断运行的特征,输电定价必须被监管,以确保合理、公平与公开。在过去的 15 年时间内,输电定价方面的研究非常活跃,取得了不少有价值的成果^[1~5]。

电力市场环境下游输电系统运行中的另一个重要

问题是在出现网络过负荷,即拥挤或阻塞时,如何对发电机进行再调度或削减负荷,这就是所谓的拥挤或阻塞管理问题。直觉地,应该对引起阻塞的交易收取附加的费用,但如何设计技术上可行、经济上合理且公平的阻塞电价来缓和阻塞并提供适当的经济信号,以实现合理的资源配置和促进输电系统的发展,是一个十分重要的问题。近几年来,国内外在阻塞管理方面做了不少研究工作^[6,7],也提出了一些比较实用的方法,但这个问题仍没有得到很好的解决。

以我们对三峡电力市场已有的研究工作^[8~10]为基础,借鉴国际上运行的电力市场所采用的方法,并考虑了三峡电力市场的特征,本文研究了三峡电力市场在市场运行环境下的输电定价以及阻塞管理与定价的方法。

1 输电定价方法简述

从大体上讲,输电定价方法可分为两大类,即基于微观经济学的边际成本方法和基于会计学的综合成本(embedded cost,又称嵌入成本)方法。

1.1 边际成本方法

边际成本方法主要包括长期边际成本方法和短期边际成本方法。

长期边际成本方法中输电费用由两部分组成,即长期边际容量成本(主要用于回收输电线路投资)和长期边际运行成本(主要用于回收运行成本)。计算方法又可分为标准长期边际成本方法和长期全边际成本方法。前一种方法可采用传统的输电规划程序

计算,确定为实现输电交易需要的网络扩展所引入的附加成本,包括容量成本和运行成本。如果有多个输电交易,则针对每个交易,分别确定其应承担的长期边际容量成本和长期边际运行成本的份额。后一种方法则认为输电交易不能使用电网中现有的剩余容量,要实现输电交易必须增加输电容量,输电交易应承担如此引起的扩展成本。当有多个输电交易时,需对每项交易分别计算所需扩展费用。总的来讲,长期边际成本方法的计算复杂,且与对长期成本和负荷的估计密切相关。由于估计这些数据时会带有一些主观因素,用这些方法得到的输电价格会引起较大的争议。

短期边际成本方法计算的输电价格包括边际运行费和收支平衡协调费两部分。通常采用最优潮流(OPF)方法求取。按照经济学理论,用短期边际成本方法确定输电价格,可使社会效益最大化,并给予用户正确的经济信号。但这种方法在实际应用时有一些缺点,包括:

a. 由于没有计及输电投资与建设成本以及运行维修费用等,不能保证收支平衡。因而,在应用时必须另外加“平衡项”予以修正^[3]。但如何合理地确定“平衡项”尚是一个没有很好解决的问题。

b. 这种方法基于实时电价理论^[1],需要实时进行最优潮流计算,因而对算法的收敛性及计算速度要求较高。

c. 用这种方法求得的输电价格波动很大,对系统运行参数比较敏感,因而对数据的准确性要求较高。

d. 存在收敛问题,无法保证求得全局最优解,因而不能保证得到的结果是公平的。

1.2 基于会计学的综合成本方法

综合成本方法的实质是:首先计算分配给每年回收的输电系统建造成本和年运行成本,进而求得每年的总输电成本,然后按某种约定规则在各项输电交易中分摊。输电电价为平均容量成本与平均运行成本之和。采用这种方法的关键是如何分摊总成本。根据采用的分摊方法的不同,形成了多种输电定价方法,如邮票法、合同路径法、兆瓦-公里法、逐线计算法等,这些方法都比较实用。

综合成本方法具有计算简单、数据采集比较容易、价格稳定、能保证收支平衡和合理的利润等优点。但这种方法是以事后分析为基础的,因而不能反映资源的未来价值。从经济学的角度看,这种方法不能对未来的电网扩建提供适当的经济信号。但这种方法便于实现,相当实用,也容易被市场参与者所接受,因而目前运行的电力市场大多采用这种方法。

前已述及,在实际应用时,输电价格一般是用年输电成本为基础来计算的。其中,设备的年投资成本由年投资回报和年折旧费两部分组成,而设备的维护、运行管理和损耗成本采用年账面成本。由于辅助服务(包括负荷频率控制、联络线功率控制、AGC和系统备用容量、无功与电压控制等)的计量尚不成熟,因此通常将这些成本包括在输电运行成本中,而不细分立项。对于阻塞成本则单独计算(将在本文第4节叙述)。

需要指出,最近有人提出了采用集成的方法进行输电定价^[4],即按照一定的规则将长期边际成本方法、短期边际成本法和综合成本方法联合使用,对不同的成本分量采用不同的方法来处理,以充分利用各自方法的优点,得到互补的效果。这类方法值得引起重视。

2 国外典型的电力市场采用的输电定价方法

2.1 美国 PJM 电力市场

PJM 电力市场是目前美国最大的电力市场,覆盖 5 个州和哥伦比亚特区的电力系统。该市场采用邮票法分摊所有输电成本。各地区输电组织(RTO)将所有需回收的输电固定成本加上一定的利润,按双边交易电量与通过电力交易中心交易的电量的比例分摊这些成本,而系统运行部门(ISO)将其总的成本分为本地输送成本和送受点不在 PJM 控制地区的边境输送成本,按月向不同类型的负荷收取这些费用。此外,用户还需每月缴纳各种辅助服务费用,其中包括 RTO 调度、控制、无功与电压控制、调频、电量平衡、旋转备用等服务费用。这些服务除 RTO 调度和控制外,其他都以合同形式由 ISO 向当地的发电机买入。因此,同一种辅助服务的费用可因不同的地区而异。

2.2 北欧电力市场

由挪威、瑞典、芬兰和丹麦组成的北欧电力市场是目前惟一运行的国际电力市场^[11]。有关国家可以在该市场进行国与国之间的电力交易。这些国家内部均采用节点电价^[1],两点之间的输电价格由这两点的电价之差决定。但由于节点电价对实时计算要求太高,所以目前实际上采用长期边际成本方法进行近似计算。对于跨国交易,通常各方只需缴纳各国内部的输电费用,但也有一些双边交易需缴纳一定的跨国输电费用,不过市场管理机构正在考虑取消这些收费。输电费用由负荷和发电机承担的比率因国家不同而异,但这些国家已意识到应逐步过渡到采用同样的比率。

2.3 英国电力市场

在旧的电力联营体管理模式中,采用邮票法将输电费用和阻塞费用分摊给用户。在1998年4月发布的新规则中对输电收费进行了改革,用户需缴纳入网费和使用费两项费用。入网费主要用于回收变电站等连接设备的固定成本,采用邮票法分摊给连接在该设备上的用户。使用费包括3项:①网络使用费,主要按长期边际成本方法计算出12个不同地区的用户需要支付的用电费,以及16个不同地区的发电公司需要支付的发电费。为简便起见,该网络使用费以峰值负荷为基础计算,采用线性运输模型计算出每个节点的边际成本^[5],加权平均后得到各个地区的边际成本,一般每季度校核一次价格。②与地点无关的附加费,用于回收固定成本和保证合理的利润。③服务费,包括发电与负荷平衡调节费、阻塞引起的费用和优化运行奖金,以日为单位结算。新的收费标准于2001年4月开始实施。

2.4 欧盟电力市场

欧盟国家目前正在研究跨国电力输送的输电定价问题。由于这些国家的互联在结构上类似于我国的大区联网,因此其输电定价方法对三峡电力市场有参考价值。在该电力市场中,每个国家内部都有一套独立的输电定价体系,因此整个欧共体的输电系统计费中只要求对跨国交易的电力做附加的补偿。目前采用邮票法。每个国家自己计算跨国交易占用的年平均固定成本和引起的损耗,申报给欧共体的系统操作部门(ETSO),累计后除以总的年交易电量,得到跨国交易应支付的输电费用,由有关的市场参与者承担^[12]。同时,这些跨国交易还需缴纳本国电网的使用费和入网费。但由于各个国家的收费标准差别较大,如有的国家输电费用大部分由发电方承担,而有的国家则完全由负荷方支付,这样就造成对有的参与者重复收费,而对有的参与者的收费偏低等问题,很不公平。欧共体目前正在加紧研究统一的收费政策。

总的说来,基于边际成本的输电定价方法能够提供经济信号,但计算方法复杂。采用长期边际成本方法时一般收入大于支出,而由短期边际成本方法得到的价格波动很大,且一般不足以回收成本。综合成本方法计算简单,价格稳定,虽不能反映资源的未来价值,但能保证实现收支平衡。从目前国际上运行的电力市场所采用的输电定价机制来看,我们认为综合成本方法比较实用,且易于为各方所接受。其中邮票法以其计算简单实用等优点而得到广泛应用,不过由于其不考虑输电路径及输电距离,原理上不太公平。但在电力市场运行的初期,采用这种方法可

以得到各方面的支持,有利于实现平稳过渡。

3 三峡电力市场的输电定价方法

三峡电力系统包括三峡水电站和华中、华东、川渝电网以及它们之间的联络线,在不久的将来,广东省电网也将与三峡电力系统联网。在三峡电力市场的输电定价中,主要考虑对跨区的电力交易收费,而各个区域电网内部的电力交易原则上由各区负责管理,各区可依据不同的方法确定输电价格,但应互相协调,在输电收费政策上最好能够对区内及跨区电能交易一视同仁。

建议三峡电力市场的输电电价由以下3个部分组成:

- a. 入网费:参与者每年缴纳一次,以元/MW为单位。
- b. 联络线使用费:按照每个参与者对联络线的使用份额收费,每月结算一次,以元/(MW·h)为单位。
- c. 区域网络使用费:由区域电力公司核算并申报给主管部门批准,用于分担跨区电能交易对区域电网的使用份额。这项收费应与区域电力市场内的输电收费相同,每月结算一次,以元/(MW·h)为单位。

3.1 入网费

入网费用于回收三峡输电系统中的联络线的年运行管理总费用 O 、分摊到每年的联络线的部分折旧成本。假设年入网费中包括比率为 α 的折旧费,其余的折旧费(比率为 $1-\alpha$)从后述的联络线使用费中回收。

三峡电力市场的参与者 i 应在指定时间内向三峡电力市场管理部门提出今后一年内所需的年峰值进口功率或出口功率(两者中取大者) $P_{\max,i}$ 。设有 N 个市场参与者(包括三峡电站、华东、华中及川渝电网), M 条联络线,第 j 条联络线的折旧成本为 C_j ,则该参与者的入网费单价 a (单位为元/MW)定义为:

$$a = \frac{O + \alpha \sum_{j=1}^M C_j}{\sum_{i=1}^N P_{\max,i}} \quad (1)$$

而参与者 i 的入网费为 $aP_{\max,i}$ 。 α 值由市场运营机构、参与者和市场监管或调节机构协商确定。

为便于理解,上面介绍的 $P_{\max,i}$ 为今后一年内参与者 i 所需的年峰值进口或出口功率。实际应用时,为使该项收费更为公平、合理,可采用更合理的方法确定 $P_{\max,i}$,如要求参与者 i 针对三峡电力系统几种

典型的运行状况(例如丰水年、平水年及枯水年的峰荷和谷荷)分别报出峰值进、出口功率,然后加权平均得到等效的 $P_{\max,i}$,再进行入网费的计算。其中各典型运行状况相应的权重可由市场运营机构、参与者和市场监管或调节机构协商确定。

3.2 联络线使用费

假设联络线使用费由交易的买电方承担(当然也可以通过协商由卖电方承担或由买卖双方分担)。对于某条区域间联络线 j ,其输电价格 b_j (单位为元/(MW·h))可用邮票法确定:

$$b_j = \frac{(1 - \alpha)C_j}{E_j} \quad (2)$$

式中, b_j 为在联络线 j 上输送 1 MW·h 电能所要支付的费用; C_j 和 α 的含义同上述; E_j 为该联络线上一年总输电量(单位为 MW·h)。联络线的长度对输电价格的影响已包含在 C_j 中。

可以对联络线损耗做近似处理。由于该损耗一般不超过输送功率的 3%,可以由系统调度员按典型的系统运行工况分别计算该联络线相应的损耗百分比,然后加权平均,得到近似的损耗百分比 $L\%$ 。可近似认为:

$$Q_s = (1 + L\%)Q_b \quad (3)$$

式中, Q_s 为卖方电量; Q_b 为买方电量。

类似地,买方应按 $L\%$ 向卖方做损耗补偿。对于期货交易,采用期货交易电价做损耗补偿;而对于现货交易,则用现货市场的清除价进行。

3.3 区域电网使用费

当买方向卖方购电时,除了需要支付联络线使用费外,还需要支付买方区域、卖方区域和中间穿越的所有区域的电网使用费,这里统称为过网费。

过网费应由各区域电网按约定的方法计算后申报,并需经有关部门批准后方可执行。根据对输电网开放的基本要求,无论是本区域内部的交易还是跨区的交易,在输电网络的使用与收费上必须给予平等的对待。

基于邮票法的原理,这里提出一种简单易行的过网费近似计算方法。由于区域电网在今后一段时间会快速发展,为此这里不再对省网及省网间联络线的使用分别计价。若某区域电网 i 分摊到每年的投资成本、每年的运行与管理成本另加必要的收益后为 D_i ,并假定网损已由各买卖双方按某种约定的方式(如式(3))补偿解决,另设区域 i 的年总发电量为 G_i ,年进口总电量(包括区域自用和转运电量)为 F_i ,则单位电量(MW·h)相应的过网费 t_i (单位为元/(MW·h))为:

$$t_i = \frac{D_i}{G_i + F_i} \quad (4)$$

三峡电力市场运营机构可以按照上述方法确定输电价格,每个星期或每个月向各参与者结算输电费用。

条件允许时也可以考虑采用文献[13]提出的基于潮流组成分析的准确的输电定价方法。该方法以交流潮流的计算结果为基础,通过顺流跟踪可以快速、有效地计算发电机功率 P_G 对各条线路功率 P_L 的贡献因子 K_{LG} ,以及各发电机对负荷的贡献因子 K_{DG} ,即:

$$P_L = K_{LG}P_G \quad (5)$$

$$P_D = K_{DG}P_G \quad (6)$$

同理,由逆流跟踪可以求得各负荷 P_D 对各条线路功率的汲取因子 K_{LD} ,以及对发电机的汲取因子 K_{GD} ,即:

$$P_L = K_{LD}P_D \quad (7)$$

$$P_G = K_{GD}P_D \quad (8)$$

这种方法可以比较合理地分摊输电成本。该方法的细节可参见文献[13]。但在电力市场运行的初期,当量测手段与状态估计等技术尚不完备时,无法应用这种方法。

在三峡电力市场的期货、现货能量交易的基础上,可计算出下一个工作日每个时段各区域间的能量交易的总量。根据潮流计算可得到各联络线无约束时的功率分布。如无阻塞,则可按上述方法收取输电费用。如联络线出现阻塞,则需要采取措施解除阻塞并确定阻塞电价。

4 阻塞管理及其定价

对于不同的交易方式,应采用不同的方法来管理阻塞。对于双边交易,可按交易双方相应的送电节点(群)和受电节点(群)进行成对处理以消除或缓解阻塞;而对于通过交易中心的电力买卖,需要从全局的角度出发进行阻塞处理。

对于双边交易的阻塞管理,系统调度员根据约定的优先性原则取消或削减 1 个或多个造成拥挤的交易,而交易被调整的参与者必须服从调度员的安排,且电力市场管理中心不承担由于阻塞管理而对有关交易的参与者可能造成的经济损失。这种方法在德国电力市场中得到应用,但其存在很多问题:

a. 要求参与者提供每个交易的比较详细的信息,以便进行集中分析和确定调整交易的方案。事实上,参与者并不愿意提交一些敏感的信息。

b. 所采用的调整交易的优先性原则非常关键,但很难在市场参与者中就这些原则求得一致。

c. 由于成交的交易可能无法被调度,这会阻碍参与者的决策,从而不利于市场的发展。为此,系统调度员需要及时公布可用的输电容量(ATC),以帮

助参与者了解交易的可行性。

虽然存在这些缺点,但由于相当多的电力交易是以双边长期合同形式确定的,因而基于双边交易的阻塞管理是必要的。为避免优先性原则确定不当而引起争议,产生了固定输电权(firm transmission right, 缩写为FTR)的概念。一旦拥有了FTR,无论是否存在阻塞,都可保证交易的执行。从经济学的角度看,FTR是一种风险回避工具。但研究表明,这种人为设置的固定输电权并不能对系统的经济运行做出正确指引,除非该输电权可以被自由买卖。换句话说,必须形成一个输电权交易市场。目前美国正在进行输电权市场的设计^[14],其主要的困难在于该市场既要避免中央控制,真正成为一个公平、公正的自由市场,又要防止输电权的拥有者具有市场势力(market power)来操控市场。到目前为止尚无公认的合理方案。

对于通过交易中心成交的交易,可以采用以下2种途径进行阻塞管理:

a. 由ISO负责确定用于消除阻塞的措施。ISO有权采取以下措施:①对发电机进行再调度,即要求发电机改变预定出力。英国电力市场采用这种方法^[15]。②从缺电区的发电公司中购买相应的电量供给该区内的负荷,以减少通过阻塞的线路的功率。瑞典电力市场采用这种方法^[11]。

采用这种方法进行阻塞管理所需的成本由ISO按约定的规则分配给有关参与者。不同的电力市场采用的分配规则不同。在西班牙,该成本由被削减出力的发电机自己承担;而在英国则以附加费的方式平均分摊给所有用户。也可以采用其他方法,如由造成拥挤的参与者承担(这并不容易确定),也可以只分摊给电力缺乏区的用户等。这种方法有以下缺点:①难以刺激市场参与者事先采取相应的措施,以避免造成阻塞;②如何合理分摊阻塞管理所引起的成本是一个尚未很好解决的问题。

b. “市场分裂法”,在美国加州和北欧电力市场^[11]得到应用。在出现阻塞时,原来统一价格的整个电力市场就分裂为具有不同电价的2个或多个区域。通过这种方式减少存在阻塞的区域间的电力交易,达到消除阻塞的目的。这种方法有以下优点:①提供了长期经济信号。对于拥挤通道的下游区,由于电价偏高,用户会倾向于选择其他能源供应;而投资者受到高电价的吸引,乐于在电力缺乏区建造新的发电厂,这样可以达到优化资源配置的目的。②阻塞引起的分区价格对所有的市场参与者都是透明的。但对于环网,尚不存在广泛认同的合理划分区域的有效方法。

5 三峡电力系统的输电阻塞管理及其定价

根据三峡电力市场的框架设计^[8,9],它将是一个既有双边期货交易又有现货交易的市场,而且只负责管理跨区域交易。在此基础上,我们建议采用下述2步方法进行阻塞管理。

第1步,先考察三峡电力市场及区域电力市场中的双边长期合同,在下一个交易日的每个时段进行调度实现时是否会引起输电阻塞,在此阶段不考虑现货市场的交易。如果出现阻塞,自然应该采用适于处理双边合同的阻塞管理方法来削减交易量^[16]。

采用合同矩阵 T 表示市场参与者之间所签订的所有双边合同交易电量分配到某时段的功率(具体分配方法参见文献^[10]),则有:

$$T = \begin{bmatrix} t_{11} & t_{12} & \cdots & t_{1n} \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ \cdots & \cdots & t_{ij} & \cdots \\ t_{n1} & t_{n2} & \cdots & t_{nn} \end{bmatrix} \quad (9)$$

式中, t_{ij} 表示在所研究的时段中参与者 i 向参与者 j 供给的功率, $t_{ij} \geq 0$,且当 $t_{ij} \neq 0$ 时 $t_{ji} = 0$; n 为参与双边交易的参与者的数目。

据此可得到供、受电功率平衡方程:

$$\begin{cases} P_G = Tu \\ P_D = T^T u \end{cases} \quad (10)$$

式中, P_D 为参与者的负荷向量(如非受电者,其相应元素为0); P_G 为参与者的发电向量(如非供电者,其相应元素为0); u 为有 n 个元素的列向量且所有元素都为1。

令 D_F 为由直流潮流导出的线路功率分布系数矩阵,其第 i 行第 j 列的元素表示当第 j 个参与者注入单位功率时第 i 条联络线所增加的功率。这样,可得到:

$$P_{\text{line}} = D_F(P_G - P_D) = D_F(T - T^T)u \quad (11)$$

式中, P_{line} 为联络线的功率向量。

注意, D_F 事实上是线性(一阶)灵敏度矩阵,用其计算 P_{line} 会引起一定的误差。当检测到有联络线过负荷时(即 P_{line} 中某元素大于 $P_{\text{line,max}}$ 中的相应元素, $P_{\text{line,max}}$ 为联络线的输送功率极限向量),则采用式(12)优化模型对交易进行调整,目标为交易的调整量最小。

$$\begin{aligned} & \min \sum_i \sum_j (t_{ij} - t_{0ij})^2 \\ \text{s. t. } & P_{D,\min} \leq T^T u \leq P_{D,\max} \\ & P_{G,\min} \leq Tu \leq P_{G,\max} \\ & |D_F(T - T^T)u| \leq P_{\text{line,max}} \end{aligned} \quad (12)$$

式中, t_{0ij} 和 t_{ij} 分别为原定的和调整后的合同功率; $P_{D,\min}$ 和 $P_{D,\max}$ 分别为参与者的负荷的最小值和最大

值向量; $P_{G,\min}$ 和 $P_{G,\max}$ 分别为参与者的发电量的最小值和最大值向量。

这里假定所有双边期货合同具有相同的优先级。如果区域间的期货合同具有较高的优先级,则应先对区域内的期货交易进行阻塞分析和处理,然后对区域间的期货交易进行类似处理,上述方法的思路同样适用。这是一个简单的具有线性不等式约束的二次规划问题,其集中优化的结果对交易各方是平等的。根据计算得到的 t_{ij} 对有关双边合同调整交易量。如果 2 个参与者之间有多于 1 个的(年、月、星期)期货合同,可先调整近期合同,再调整远期合同。

在电力市场运营比较成熟以后,可设立专门的输电权交易市场,根据参与者拥有的输电权进行阻塞管理,保证有输电权的交易被优先调度。

第 2 步,处理三峡电力市场中现货交易所引起的阻塞。在第 1 步的基础上,更新各联络线的可用输电容量(即 $P_{\text{line,max}}$),然后将现货市场交易按式(11)进行校核,如发现阻塞,则基于前述的市场分裂方法用一个简单的仅涉及有功功率交易平衡和输电容量约束的最优潮流来求解,以购电费用最小为目标,求得满足运行约束下的各区域电价及成交量。具体说来,可用以下 2 种方法检测和消除阻塞:

a. 全局的潮流计算和以集中优化为基础的再调度方法。这是一种传统方法。对于三峡系统,全局的潮流计算包括华中、华东和川渝电网,规模很大。为了便于计算,可将 500 kV 网架及主要的 220 kV 输电线路予以保留,其他部分简化处理。对于用以消除阻塞的有约束优化调度,也以此简化网络为基础进行。这种方法的优点是直观,但网络简化会造成误差。此外,还要确保可能发生阻塞的部分不被简化掉,但有时并不容易做到。

b. 分散协调的潮流计算和以此为基础的分散调节方法。这是一种分布式的方法。近年来,随着计算方法和网络技术的进步,分布式优化得到迅速发展,“分块法”(diakoptics 或 piecewise method)是其主要方法之一。采用这种方法时,可先对各大区分别进行联络线边界点约束下的潮流计算,然后根据联络线的潮流约束方程对各大区的潮流进行修正。采用这种方法计算时可保留各大区的结构。由于大区间的联络线一般较弱,用这种方法比较合适。可以采用分块法潮流计算来检测阻塞,相应地也可利用类似的分散优化方法来消除阻塞。

建议在三峡电力市场运行的初始阶段采用前一种方法,因为这可利用现有的软件实现。但应对后一种方法进行积极的研究,并尽快开发实用的软件,为全国联网后的阻塞检测与消除做准备。

联络线的阻塞会引起电力富裕的区域因有电卖

不出去而降低电价,相反,电力缺乏区的电价则会上升。有关区域间电价的差别可用于衡量阻塞的严重程度或作为确定阻塞电价的依据。由于联络线阻塞所收取的费用原则上应用于输电系统的加强,也可以以降低入网费或联络线使用费的形式返还给市场参与者。但无论如何,这部分收益不应该归输电公司所有,否则,其事实上提供了使输电公司故意引起网络阻塞的反向刺激。

在完成了三峡电力市场的调度和阻塞管理之后,各区域内部再进行自己的调度和阻塞管理。如由于故障等意外情况造成联络线阻塞,则可由三峡系统的调度员参与各区域的调节市场进行电力买卖,以实现相应的阻塞管理,并将由此引起的成本计入运行成本,按约定规则在市场参与者中分摊。

6 结语

本文首先对输电定价的 2 种主要方法,即边际成本方法和综合成本方法做了简要论述与分析,接着介绍了国际上几个典型的电力市场中所采用的输电定价方法。借鉴国外的经验并考虑三峡电力系统的实际情况,构造了三峡电力市场中输电定价的框架,其由入网费、联络线使用费和区域电网使用费 3 部分组成,并提出了确定这些费用的方法。建议在条件成熟时,可采用潮流跟踪等更先进的输电定价技术。介绍了现有的阻塞管理和定价的比较实用的方法,以此为基础对三峡电力市场的输电阻塞管理和确定阻塞电价等问题进行了研究,建议对双边长期合同交易和现货交易采用不同的阻塞管理方法;还对阻塞成本的分摊问题做了简要说明。

国家电力调度通信中心赵遵廉、孙正运、舒印彪、史连军、韩放等同志对本研究工作给予了大力支持,谨在此一并致谢。

参考文献

- Schweppe F C, Caramanis M C, Tabors R D, et al. Spot Price of Electricity. Dordrecht (Netherlands): Kluwer Academic Publishers, 1988
- Baumol J, Sidak J G. Transmission Pricing and Stranded Costs in the Electric Power Industry. The AEI Press, 1995
- Rudnick H, Palma R, Fernanadez J E. Marginal Pricing and Supplement Cost Allocation in Transmission Open Access. IEEE Trans on Power Systems, 1995, 10(2): 1125~1141
- Yu C W, David A K. Integrated Approach to Transmission Services Pricing. IEE Proceedings—Generation, Transmission and Distribution, 1999, 146(3): 255~260
- Calviou M C, Dunnett R M, Plumptre P H. Charging for Use of a Transmission System by Marginal Cost Methods. In: Proceedings of 11th Power Systems Computations Conference. Avignon (France): 1993. 385~391
- Gedra T W. On Transmission Congestion and Pricing. IEEE Trans on Power Systems, 1999, 14(1): 241~248

- 7 Singh H, Hao S, Paralexopoulos A. Transmission Congestion Management in Competitive Electricity Markets. IEEE Trans on Power Systems, 1998, 13(2): 672~680
- 8 邢卫国, 林济铿, 文福拴, 等 (Xing Weiguo, Lin Jikeng, Wen Fushuan, et al). 三峡电力市场及未来国家电力市场的层次结构之探讨 (Discussion on the Hierarchical Structures of Three Gorges Power Market and Future State Power Market). 电力系统自动化 (Automation of Electric Power Systems), 2001, 25(11): 12~16
- 9 邢卫国, 林济铿, 文福拴, 等 (Xing Weiguo, Lin Jikeng, Wen Fushuan, et al). 三峡电力市场竞争模式、交易商品与交易方式之建议 (A Study of Market Type and Trading Mode for the Three Gorges Power Market). 电力系统自动化 (Automation of Electric Power Systems), 2001, 25(12): 8~12
- 10 林济铿, 文福拴, 祁德才, 等 (Lin Jikeng, Wen Fushuan, Qi Dacai, et al). 三峡电力市场的运营与电力系统的运行研究 (Studies on Several Market Trading and System Operation Issues in Three Gorge Electricity Market). 电力系统自动化 (Automation of Electric Power Systems), 2001, 25(17): 11~17
- 11 <http://www.nordpool.no>
- 12 <http://www.eurelectric.org>
- 13 Wu F F, Ni Y X, Wei P. Power Transfer Allocation for Open Access Using Graph Theory—Fundamentals and Applications in Systems Without Loopflow. IEEE Trans on Power Systems, 2000, 15(3): 923~929
- 14 Chao H P, Huntington H G. Designing Competitive Electricity Markets. Dordrecht (Netherlands): Kluwer Academic Publishers, 1998
- 15 <http://www.nationalgrid.com/uk>
- 16 Ilic M, Galina F, Fink L. Power Systems Restructuring: Engineering and Economics. Dordrecht (Netherlands): Kluwer Academic Publishers, 1998

魏 萍(1975—), 女, 博士研究生, 主要研究方向为电力系统运行及电力市场。E-mail: pwei@eee.hku.hk

文福拴(1965—), 男, 助理教授(研究), 主要研究方向为电力市场与人工智能在电力系统中的应用。E-mail: fswen@eee.hku.hk

倪以信(1946—), 女, 副教授, 研究方向为控制理论、优化方法、人工智能技术和电力电子技术在电力系统中的应用及电力市场。

TRANSMISSION TARIFFS AND CONGESTION MANAGEMENT FOR THREE GORGES ELECTRICITY MARKET

*Wei Ping¹, Wen Fushuan¹, Ni Yixin¹, F. F. Wu¹, Qi Dacai², Jiao Lianwei², Chen Shousun²
Shu Naiqiu³, Cheng Weisheng³, Chen Yunping³*

(1. The University of Hong Kong, Hong Kong, China)

(2. Tsinghua University, Beijing 100084, China)

(3. Wuhan University, Wuhan 430072, China)

Abstract: The power industry restructuring has led to competition in the generation and retail sides, while the transmission system remains a regulated monopoly due to the economic, geographical and technical (control) reasons. However, acting as a “fair playing field”, the transmission system must offer open access on an equitable basis to all participants such as power suppliers and consumers. Hence, how to price transmission service has become a very important problem. Without exception this is also a vital issue for the prospecting Three Gorges electricity market. In this paper, a brief introduction to existing transmission pricing methods is first presented, followed by an overview of methods currently employed in several electricity markets worldwide. A transmission pricing framework is then outlined and implementation methods proposed for the Three Gorges electricity market. Issues concerning congestion management and pricing are next discussed and available methods briefly surveyed. Finally, a preliminary study on congestion management and pricing for the Three Gorges electricity market is made and several suggestions presented.

This project is jointly supported by National Key Basic Research Special Fund of China (No. G1998020305), the Research Grant Council (RGC), Hong Kong SAR Government, the Committee of Research and Conference Grant (CRCG), the University of Hong Kong and the State Power Dispatching and Communication Center.

Key words: electricity market; Three Gorges electricity market; transmission tariff; congestion management; congestion pricing