

# 一种综合阻塞成本分摊与金融输电权的阻塞管理方法

李立颖, 彭建春, 江辉, 张喜铭

(湖南大学电气与工程学院, 湖南 长沙 410082)

**摘要:** 在电力市场环境中, 将阻塞成本的合理分摊与一种新型的金融输电权相结合以进行阻塞管理。在两个电流分解公理的基础上, 分三种不同的网络情况阐明了阻塞成本分别在发电侧和用户侧分摊的思想。提出的新型金融输电权, 没有容量大小的区别, 也没有输电权数量的限制, 购买价格完全由交易商自己决定, 交易结束后按各交易商当初的输电权购买价格来进行阻塞补偿费用结算。通过建立阻塞基金池, 使得规避阻塞风险的金融补偿金有了具体的来源, 因此, 输电权的具体实施变得真正可行。

**关键词:** 电力市场; 阻塞管理; 金融输电权; 阻塞成本分摊

**中图分类号:** TM73; F123.9      **文献标识码:** A      **文章编号:** 1003-4897(2005)03-0001-05

## 0 引言

电力市场中, 由于电源和负荷的分布特性以及特定期内电网结构的相对不变性, 输电市场的开放使得输电阻塞成为必然。由此, 如何进行合理的阻塞管理, 已经成为电力市场理论研究中的一个重大课题。

最根本的解决输电阻塞的方法就是扩建网络, 使得网络输电容量充分满足用户的输电要求。但由于实际条件的限制, 更加广泛的则是利用市场机制来缓解阻塞<sup>[1]</sup>。普遍采用最优化潮流 (OPF) 算法计算节点电价<sup>[2,3]</sup>。或者通过激活输电线路的阻塞价格因子以抬高输电价格, 使得供求均衡点维持在线路容量极限内, 从而消除阻塞<sup>[4]</sup>。节点电价法可以获得计及输电阻塞的发电计划, 并且还还为阻塞费用的分摊提供了合理依据。但节点电价随着网络运行条件和网络特性的变化会有很大波动, 使得各交易商承担价格波动的金融风险太大, 容易造成市场不稳定。而方法 [4] 中, 阻塞价格因子的确定比较繁琐和复杂。

利用输电权来进行阻塞管理是近年来阻塞管理方法中的研究热点和重要的发展趋势。Hogan教授首先针对金融风险的规避问题提出了金融输电权 FTR (Financial Transmission Rights) 的概念<sup>[5]</sup>。Hung - Po Chao 等人在 2000 年又提出了基于潮流的输电权 FGR (Flow - based Transmission Rights 或 Flow - gate Rights) 的概念<sup>[6]</sup>。作者在本文中提出了一种新型的金融性输电权。这种金融性输电权是一种更纯粹的规避风险的金融工具, 没有容量大小的区别, 也没有输电权数量的限制, 其价格完全由交易商自

己决定。更准确的说, 这种金融性输电权的实质是规避阻塞发生的风险, 不同于 Hogan 教授规避价格波动风险的金融输电权。

## 1 输电权

### 1.1 输电权的三个组成部分

输电权在网络中给权力所有者提供从一个节点到另一个节点传输电能的权力。实质上, 输电权属于一种财产权, 它允许拥有者得到相应的输电容量。作为财产权, 输电权按其作用而言包括三个部分。即拥有输电权的交易商可能

- 1) 有权取得其他参与商因使用了输电线路相应容量而支付的金融利益;
- 2) 有使用相应输电线路容量的权力;
- 3) 有禁止他人使用线路输电容量的权力。

将这三个组成部分, 进行不同组合, 就可得到不同类型的输电权。第一种就是金融性输电权 (Financial - Right Approach), 它包括输电权三个组成部分中的第一部分, 负责给交易商的长期能量交易提供规避金融风险的武器。第二种是将获取金融补偿和容量预订 (或称计划优先) 相结合, 称容量预留型输电权 (Capacity - Reservation Approach)。第三种则称为物理权 (Physical Right), 包括了以上所有三个部分。但由于输电系统的特殊性, 网络之间相互连接, 相互作用紧密, 系统要安全、灵活的运行, 完全的物理权是不可行的。

### 1.2 金融输电权 (FTR)

由 Hogan 教授首先提出的金融性输电权, 建立在节点与节点之间长期交易的基础上。交易商通过预先购买 FTR, 获得阻塞价格和电价的相对稳定性。

所以,其实质是一种规避价格波动风险的金融工具。

### 1.3 基于潮流的输电权(FGR)

由 Hung - Po Chao 等人提出的基于潮流的输电权可解释为带有计划优先权的金融风险规避方法,既有容量预留的作用,又具有规避风险的功能。与 Hogan 教授的金融输电权不同的是, FGR 是建立在单条输电线路的基础上的。那些购买了关键路径(即有可能发生阻塞的输电支路) FGR 的交易商拥有计划优先安排的权力。若由于负荷、电源的临时变化或为了系统的安全运行,购买了 FGR 的交易商未能使用输电线路的相应容量,则他有权获得那些使用了该输电容量却未购买 FGR 的交易商的金融补偿。

## 2 阻塞成本分摊与金融输电权的结合

### 2.1 阻塞成本合理分摊制

一个有效的市场机制应当以长期分散的远期市场为主,短期集中的现货市场为辅,由独立系统运行机构 ISO 进行实时调度。发电商和用户首先在远期市场中签订节点对之间的交易。已经签订的交易,交易双方都希望能稳定安全的执行。交易量,尤其是交易价格的改变往往会引起双方利益的损失。但交易商们在远期市场中签订协议时,只会考虑各自的利益,交易价格和交易量均由市场竞争决定,并不会考虑到输电网络有其自身的约束限制。而事实上只有进行交易的节点对之间的所有传输支路都不在输瓶颈之中,无阻塞发生,才能真正按交易计划进行输电。但若有些传输支路上交易量太大,超过支路输电容量极限,则远期市场中签订的合约就需要由 ISO 进行调整,对计划交易量或增或减。这样必然给交易双方都带来损失。我们希望将这部分阻塞损失尽量的减小,然后尽可能公平地在各交易商中合理分摊,再通过购买金融输电权来减小损失风险,这样才可以让市场保持稳定。本文采取的阻塞成本分摊方法在两条电流分解公理<sup>[7]</sup>的基础上,确定各交易对输电线路的利用份额,根据各用户在阻塞支路上的交易比例并同时考虑到环流和逆流对阻塞的影响,公平合理地分配阻塞成本。基本数学模型如下:

$$c_j = \frac{P_j}{\sum_{k \in I} P_k + P_j} \times c_i \quad (1)$$

其中:  $c_i$  为阻塞支路  $i$  上的总阻塞成本,其值等于节点电价之差<sup>[3]</sup>;  $c_j$  为交易  $j$  应分摊的阻塞成本;  $P_j$

为交易  $j$  在该阻塞支路上分布的有功;  $k$  为支路  $i$  上所涉及的其它交易。

用户侧的损失按各用户在该阻塞支路上的交易比例进行分摊。发电侧的损失,则由计划调整后的获利发电商按差价的一定比例给予补偿。对于存在环流的阻塞支路,用户侧的损失应由用户和产生环流的交易按比例分摊。对于由于产生了逆流而防止了支路发生阻塞或缓解了阻塞的交易,应有相应补偿(或称奖励)。而这部分补偿费用应由交易的用户和发电商分摊。这样就使得阻塞成本得到了合理的分摊,有利于交易的公平性。

### 2.2 金融输电权的阻塞风险规避

虽通过以上方法合理分摊了阻塞费用,但由于阻塞的意外发生,各交易商仍然受到损失。因此,本文采取了购买输电权的方法来规避阻塞风险。ISO 将整个网络中的所有支路均赋予相应输电权,然后将这些输电权放在远期市场中进行拍卖。用户和发电商经过分析相关信息,再依据经验判定网络中各支路可能发生阻塞的概率及可能对自己的交易产生影响的程度。根据此分析结果来决定自己应购买哪些支路的输电权以及应以什么样的价格购买。ISO 将这些输电权按交易商所给定价格在交易商中进行分配。这里的输电权将是规避风险而设置的一个纯粹的金融符号,没有任何物理意义,它没有容量大小之分,也没有数量限制。在交易执行之后,ISO 将根据这些金融输电权进行费用结算。本文方法均针对电力市场中某一运营时段,如 15 min 来实施。所以若在某时段有支路发生阻塞,ISO 将支付  $\alpha q$  的费用给购买了该支路该时段金融输电权的交易商,作为购买了输电权的阻塞补偿费。此处,  $\alpha$  为加权补偿乘子,  $q$  为交易商购买输电权时出的价格。而对于未发生阻塞的支路,在该时段卖出的输电权自动无效。交易商购买输电权的费用将全部投入阻塞基金池中,一部分用以平衡 ISO 支付的输电权阻塞补偿费,另一部分作为下一时段输电权交易的输电权阻塞补偿基金。ISO 应以保证基金池中的基金在某一底线的前提下,根据上一时段交易后基金池中的存留基金和本时段线路阻塞情况及输电权的购买情况来决定  $\alpha$  值:

$$\alpha = \frac{x + \sum_{i \in N} \sum_{a \in I} q_{a,i} - (\sum_{i \in I} \sum_{a \in I} q_{a,i}) \times y}{(x + \sum_{i \in N} \sum_{a \in I} q_{a,i}) - y} \quad (2)$$

所以  $\alpha = \frac{(\sum_{i \in I} \sum_{a \in I} q_{a,i})}{(\sum_{i \in I} \sum_{a \in I} q_{a,i})}$

其中:  $x$  为上一时段交易后基金池中的存留基金;  $y$  为基金池中存留基金的最低保证值;  $q_{a,i}$  为交易商  $a$  购买支路  $i$  输电权的价格;  $n$  为网络的总支路集合;  $l$  为在该时段发生阻塞的支路集合。

基金池的原始基金可在电力市场正常运行之前,由 ISO 与所有市场参与商协商后,规定各参与商交纳一定数额的资金以形成。为了市场的公平和透明,基金底线值  $y$  应始终保持等于最初的原始基金值。

理论上,取上述范围内的任意值均可。但事实上,若取得太小,会打击交易商购买输电权的积极性。所以,取值可尽量接近上限,这样也使得 ISO 的非赢利性质得以更切实的体现。ISO 应当将每一时段的价值都对外公布,作为一种公共信息,以加强市场的透明度及公平性,便于各交易商购买输电权前进行参考。

### 2.3 简单情况下的阻塞成本分摊与金融输电权的结合

为了便于说明以上原理,本文在不考虑网损的前提下,采用简单的两节点网络做例子,分三种情况阐述上述阻塞管理步骤。首先分析网络中无环流、逆流存在的简单情况,如图 1 所示。

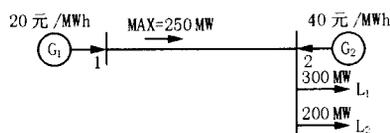


图 1 简单情况下的两节点网络图

Fig 1 Scheme of two-node network in simple condition

发电商  $G_1$  的电价为 20 元 /MWh,  $G_2$  的电价为 40 元 /MWh。假定在远期市场中,由于发电商  $G_1$  的低电价,用户  $L_1$ 、 $L_2$  均向  $G_1$  购电。 $G_1$  与  $L_1$ 、 $L_2$  签订两项双边合约,输送电量分别为 300 MW 和 200 MW。但线路的实际传输容量为 250 MW。这样在实际运行时, $G_1$  只能通过该支路传送 250 MW 的电量,而另外 250 MW 的电量,由 ISO 在远期市场关闭之后的现货市场中将其以 40 元 /MWh 的价格拍卖给了“负荷口袋”中的发电商  $G_2$ 。为便于计算,现假设  $G_1$  和  $G_2$  的发电成本均为 15 元 /MWh。这样,在该支路的交易中有

用户侧总共多支出:  $(250 \times 20 + 250 \times 40) - 500 \times 20 = 5\ 000$  元;

发电商  $G_1$  总共少收入:  $500 \times (20 - 15) - 250 \times (20 - 15) = 1\ 250$  元;

发电商  $G_2$  总共多收入:  $250 \times (40 - 15) = 6\ 250$  元;

按  $G_1$ 、 $G_2$  的差价来算,  $G_2$  的额外盈利为:  $250 \times (40 - 20) = 5\ 000$  元。

用户侧的阻塞成本按交易比例在各用户中进行分摊。

$L_1$  的阻塞成本应为:

$$5\ 000 \times \frac{300}{(300 + 200)} = 3\ 000 \text{ 元};$$

$L_2$  的阻塞成本应为:

$$5\ 000 \times \frac{200}{(300 + 200)} = 2\ 000 \text{ 元}。$$

而发电商  $G_1$  的损失,则由发电商  $G_2$  的额外赢利按一定比例系数进行补偿。这个比例系数应在进行市场规则设计时即决定下来。比如此处取值 0.1,  $G_1$  将从  $G_2$  处获得  $5\ 000 \times 0.1 = 500$  元的补偿。

若在远期市场中签订双边协议时,为规避阻塞风险,发电商  $G_1$ 、用户  $L_1$ 、用户  $L_2$  分别以 500 元、1 000 元、1 500 元的价格购买了该支路 1→2 方向的输电权。在交易完成后,若 ISO 根据式 (2) 计算得加权补偿乘子  $\lambda = 2$ 。那么  $G_1$ 、 $L_1$ 、 $L_2$  将依次获得  $500 \times 2 = 1\ 000$  元,  $1\ 000 \times 2 = 2\ 000$  元,  $1\ 500 \times 2 = 3\ 000$  元的阻塞补偿费。

### 2.4 有环流存在的阻塞成本分摊与金融输电权的结合

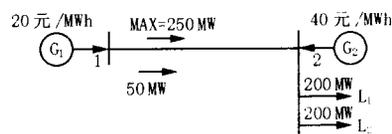


图 2 有环流存在的两节点网络图

Fig 2 Scheme of two-node network with loop flow

各交易商仍然在远期市场中签订合约。 $G_1$  分别与  $L_1$ 、 $L_2$  达成协议 A 和 B,各输送 200 MW 的电量,  $G_1$  的卖电价格为 20 元 /MWh,  $G_2$  的卖电价格依然为 40 元 /MWh。而其它节点对之间的交易 C 在该支路 1→2 方向上产生 50 MW 的环流。 $G_1$ 、 $L_1$ 、 $L_2$  在远期市场中各以 500 元的价格购买了支路 1→2 方向的输电权。在此种情况下,用户侧的阻塞成本与产生 50 MW 环流的交易一起合理分摊。具体情况如下

用户侧总共多支出:  $(200 \times 20 + 200 \times 40) - 400 \times 20 = 4\ 000$  元;

发电商  $G_1$  总共少收入:  $400 \times (20 - 15) - 200 \times (20 - 15) = 1\ 000$  元;

发电商  $G_2$  的额外盈利:  $200 \times (40 - 20) = 4\ 000$  元;

用户  $L_1$  的阻塞成本应为:

$$4\,000 \times \frac{200}{(200+200+50)} = 1\,778 \text{元};$$

用户  $L_2$  的阻塞成本也为:

$$4\,000 \times \frac{200}{(200+200+50)} = 1\,778 \text{元};$$

交易 C 因为也使用了该支路输送电量,对该支路上发生的阻塞也应负相应责任,故交易 C 应承担用户侧的部分阻塞成本:

$$4\,000 \times \frac{50}{(200+200+50)} = 444 \text{元}.$$

假定发电侧的补偿比例系数仍为 0.1。则发电商  $G_2$  应补偿发电商  $G_1$   $4\,000 \times 0.1 = 400$  元。在交易结束后,ISO 进行费用结算,假定计算得加权补偿乘子仍为 2。根据各交易商购买的输电权价格, $G_1$ 、 $L_1$ 、 $L_2$  都获得  $500 \times 2 = 1\,000$  元的输电权阻塞补偿费。

### 2.5 有逆流存在的阻塞成本分摊与金融输电权的结合

电力系统的一个重要特征就是,在一条支路上沿相反方向的潮流会相互抵消。所以在实际的网络中,逆流的存在对于缓解输电线路阻塞起着相当重要的作用。但目前提出的阻塞管理方法中,很少有涉及逆流问题的。本文的观点是,因为逆流对缓解阻塞有利,所以应该支持并鼓励这种潮流的产生。在进行市场模式设计时,应设计一套对逆流的奖励规则,使得因逆流缓解或避免了阻塞而减少了阻塞损失的得益交易商对产生逆流的交易进行奖励。本文的具体方法是,在市场规则设计时即确定一个逆流奖励系数 1。以该支路上涉及的交易的最低价格和以产生的避免了阻塞或缓解了阻塞的那部分功率流量为奖励标准,再按奖励系数给予产生逆流的交易以奖励。而这部分需支付的奖励费用依然按该支路上各交易的比例来分摊,而分摊到各笔交易的费用又由发电侧和用户侧平摊。具体分析如图 3 所示二节点网络。

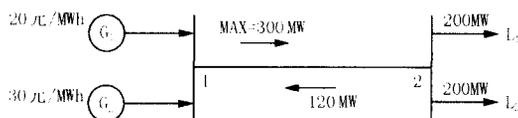


图 3 有逆流存在的两节点网络图

Fig 3 Scheme of two-node network with counter flow

在远期市场中,发电商  $G_1$  与用户  $L_1$  签订双边合约 A:  $G_1$  通过支路 1→2 以 20 元/MWh 的价格输送 200 MW 的电量给用户  $L_1$ 。发电商  $G_2$  与用户  $L_2$

签订双边合约 B:  $G_2$  通过支路 1→2 以 30 元/MWh 的价格输送 200 MW 的电量给  $L_2$ 。并且  $G_1$ 、 $G_2$ 、 $L_1$ 、 $L_2$  各自以 200 元购买了该支路 1→2 方向的输电权。此支路的输电容量极限为 300 MW。在该支路 2→1 方向上,其他节点对签订的交易 C 产生 120 MW 功率流。假设在设计电力市场规则时,ISO 已将逆流奖励系数定为 0.5。则在此例中,交易 C 产生的逆流中有 100 MW 对避免该支路的阻塞做出了贡献,获益交易 A、B 应支付给交易 C 的逆流奖励费用为:

$$0.5 \times (100 \times 20) = 1\,000 \text{元}$$

这 1 000 元的费用首先在各交易中按交易比例分摊。

$$\text{交易 A 应支付: } 1\,000 \times \frac{200}{(200+200)} = 500 \text{元};$$

$$\text{交易 B 也应支付: } 1\,000 \times \frac{200}{(200+200)} = 500 \text{元}.$$

各交易支付的这笔费用在发电侧和用户侧再平均分摊。也就是说,在此例中, $G_1$ 、 $G_2$ 、 $L_1$ 、 $L_2$  各支付 250 元。又在 ISO 进行交易结算的时候,此支路并未发生阻塞,所以,各交易商购买的输电权自动释放,其购买输电权时出的费用,将投入阻塞基金池中,各交易商不会获得任何补偿。

### 3 综合阻塞成本分摊和金融输电权的阻塞管理步骤

经过以上原理的实例分析,可以看出本文提出的阻塞管理方法的具体实施步骤应分为以下几步。

- 1) 进行电力市场规则的设计,这个时候应确定发电侧的额外补偿比例系数和逆流奖励系数。
- 2) 开放远期市场,让发电商和用户(或供电商)在其中进行自由交易。并且 ISO 同时将各支路的输电权在远期市场中拍卖发放。
- 3) 各交易商将各笔交易提交 ISO,由 ISO 在模拟网络中进行模拟运行。在远期市场关闭,现货市场开始后,ISO 将那些由于阻塞而不能按计划执行的缺额电量进行拍卖。

4) 在交易执行后,按照阻塞合理分摊规则,首先在各交易商之间进行阻塞成本分摊。然后,由 ISO 根据上一时段交易完成后基金池存留基金及本时段的阻塞和购买输电权的情况,计算输电权的加权补偿乘子的值,再按照当初各交易商购买的输电权及购买价格,来进行输电费用总结算。

## 4 结语

本文提出的阻塞管理方法将阻塞成本的合理分摊和金融输电权相结合,不仅有利于实现电力市场阻塞成本分配的公平性,而且通过对各支路输电权的拍卖有效规避了交易商由于输电线路的阻塞而产生的金融风险。不同于 Hogan 教授规避价格波动风险的金融输电权,本文提出的金融输电权,实质上是规避阻塞发生的风险,是一种更纯粹的金融工具,没有容量大小的区别,也没有输电权数量的限制,其价格完全由交易商自己决定,更加符合自由市场自由竞争的交易规则。因为建立了阻塞基金池,使得金融补偿的补偿金有了具体的来源。本文分别具体分析了简单情况下和有环流、逆流存在下网络的阻塞管理,证明了此阻塞管理方法在理论上是切实可行的。

## 参考文献:

- [1] 柯进,管霖. 电力市场下的输电阻塞管理技术[J]. 电力系统自动化, 2002, 26(14): 20-25.  
KE Jin, GUAN Lin. Transmission Congestion Management in Power Market[J]. Automation of Electric Power Systems, 2002, 26(14): 20-25.
- [2] Singh H, Hao S Y, Papalexopoulos A. Transmission Congestion Management in Competitive Electricity Markets[J]. IEEE Trans on Power Systems, 1998, 13(2): 672-680.
- [3] Thomas W. On Transmission Congestion and Pricing[J]. IEEE Trans on Power Systems, 1999, 14(1): 241-248.
- [4] 汤振飞,于尔铿,唐国庆. 电力市场输电阻塞管理[J]. 电力系统自动化, 2001, 25(2): 19-22.  
TANG Zhen-fei, YU Er-keng, TANG Guo-qing. Congestion Management and Pricing in Competitive Power Market[J]. Automation of Electric Power Systems, 2001, 25(2): 19-22.
- [5] Hogan W W. Contract Networks for Electric Power Transmission[Z]. Harvard University, 1992.
- [6] Chao H P, Peck S, Oren S, et al. Flow-based Transmission Rights and Congestion Management[J]. Electricity Journal, 2000.
- [7] 王锡凡,王秀丽. 电流追踪问题[J]. 中国科学, 2000, 6(3): 265-279.  
WANG Xi-fan, WANG Xiu-li. The Problem of Tracing Current[J]. Science in China, 2000, 6(3): 265-279.
- [8] 张永平,倪以信,等. 输电阻塞管理的新方法述评(二):金融性输电权及与 FGR 之比较[J]. 电网技术, 2001, 25(9): 16-20.  
ZHANG Yong-ping, NI Yi-xin, et al. A New Market-based Congestion Management Method, Part II: Financial Transmission Rights and Comparison with Flow Gate Rights[J]. Power System Technology, 2001, 25(9): 16-20.
- [9] 任震,吴杰康,吴重民. 在竞争的电力市场下的传输阻塞管理与定价[J]. 电力系统自动化, 2001, 26(14): 20-25.  
REN Zhen, WU Jie-kang, WU Zhong-min. Congestion Management and Pricing in Competitive Power Market[J]. Automation of Electric Power Systems, 2001, 26(14): 20-25.

收稿日期: 2004-05-17; 修回日期: 2004-08-12

### 作者简介:

李立颖(1981-),女,硕士研究生,主要从事电力系统优化运行、电力市场等研究工作; E-mail: susulying@hotmail.com

彭建春(1964-),男,博士生导师,教授,主要从事电力市场、电力系统优化运行、规划及其应用软件的开发等研究工作;

江辉(1968-),女,在职博士生,副教授,从事电力系统优化运行、电力经济和计算机应用等研究工作。

## A congestion management method integrating the allocation of congestion costs with financial transmission rights

L I Li-ying, P E N G Jian-chun, J I A N G hui, Z H A N G X i-m i n g

(College of Electrical and Information Engineering, Hunan University, Changsha 410082, China)

**Abstract:** A method incorporating rational allocation of congestion costs with a new type of financial transmission rights is employed in congestion management in electricity market. Based on two current decomposing axioms, the paper analyzes the allocation of congestion costs at generation side and consumer side under three different types of network conditions. The new type of financial transmission rights need not differentiate capacity and have no limitation of quantity. The price of FIR is decided by purchaser selves. When the trade is over, ISO will accord with the prices of FIR to balance charge. By constructing congestion fund pool, the financial compensation to avoid congestion risk really has the bankroll, therefore the implementation of transmission rights become more feasible.

**Key words:** power market; congestion management; financial transmission rights (FIR); congestion cost allocation