

# 基于潮流跟踪的阻塞类不平衡资金分类结算方法

李文霄<sup>1</sup> 荆朝霞<sup>1</sup> 王一凡<sup>2</sup>

<sup>1</sup> (华南理工大学电力学院 广州 510641)

<sup>2</sup> (中国电力科学研究院有限公司南京分院 南京 210037)

## 摘要:

为了揭示输电网络约束下阻塞类不平衡资金的形成机理及其结算责任与物理因果不一致问题,本文基于潮流跟踪理论构建阻塞类不平衡资金分类识别与结算映射模型,通过功率分解实现阻塞成本向交易主体分摊,并建立跨市场层级的结算映射矩阵。算例表明所提方法可有效降低交叉补贴程度,并显著提升阻塞成本分摊的公平性与激励相容性。模型对系统运行数据完整性与潮流可观测性存在一定依赖,且尚未考虑不确定性因素及实际市场复杂规则的影响。所提方法可为区域及两级现货市场中阻塞类不平衡资金的精细化结算提供理论支撑。

**关键词:** 阻塞盈余 潮流跟踪 节点边际电价 不平衡资金 电力现货市场

**分类号:** TP393

## Classification and Settlement Method for Congestion-Related Imbalance Funds Based on Flow Tracing

Wenxiao Li<sup>1</sup> Zhaoxia Jing<sup>1</sup> Yifan Wang<sup>2</sup>

<sup>1</sup> (School of Electric Power Engineering, South China University of Technology, Guangzhou 510641, China)

<sup>2</sup> (Nanjing Branch, China Electric Power Research Institute Co., Ltd., Nanjing 210037, China)

## Abstract:

This study reveals the formation mechanism of congestion-related imbalance funds under transmission network constraints and addresses the inconsistency between settlement responsibility and physical causality. Based on flow tracing theory, a classification and settlement mapping model for congestion-related imbalance funds is developed. Through power flow decomposition, congestion costs are allocated to individual market participants, and a settlement mapping matrix across different market layers is established. Case studies demonstrate that the proposed method effectively reduces cross-subsidization and significantly improves the fairness and incentive compatibility of congestion cost allocation. The model relies on the completeness of system operational data and the observability of power flows, and does not yet account for uncertainties or the complexities of real-world market rules. The proposed approach provides theoretical support for the refined settlement of congestion-related imbalance funds in regional and two-tier spot electricity markets.

\* 本文系国家电网有限公司科技项目资助项目资助(合同号:5108-202455048A-1-1-ZN)的研究成果之一。

**Keywords:** Congestion surplus Flow tracing Locational marginal pricing  
Imbalance funds Electricity spot market

## 1 引言

近年来,随着我国电力市场化改革持续推进,区域电力市场形成了“省内现货市场+省间交易协调”的多层级市场结构。在该市场架构下,跨省电力交易规模不断扩大,电能在区域电网中的空间配置更加频繁,输电网络约束对市场出清结果的影响日益显著。为了反映不同市场主体对输电网络资源的占用程度,有必要从物理潮流角度对阻塞类不平衡资金进行识别与分类,为区域电力市场精细化结算机制提供支撑。在市场化程度较高的电力系统中,电能量调度以市场出清结果为核心,电能在时间和空间维度上的稀缺性通过价格信号体现。在跨省跨区的电力交易中,由输电网络约束引发的阻塞问题日益突出,节点电价或分区电价机制下形成的价差收益成为电力市场结算体系中的重要组成部分。这一现象在北欧、美国及欧洲统一电力市场中已有较为成熟的实践与理论总结,其本质被认为是输电容量约束条件下电能空间配置效率的价格化表达<sup>[1]-[2]</sup>。然而,在多时间层次市场并存、发用双方结算规则不完全对称等现实约束下,阻塞相关收益并未准确地回归至对应的责任主体或受益主体,最终在结算层面表现为对应的不平衡资金<sup>[3]</sup>。若缺乏清晰的成因识别和合理的分摊机制,这类不平衡资金容易削弱价格信号的有效性,影响市场主体行为激励,甚至引发区域间和主体间的利益失衡问题<sup>[4]</sup>。

一些区域市场采用“省间+省内”的两级现货市场架构,跨省送电规模较大,跨省联络线阻塞是常态性运行特征<sup>[20]</sup>。目前省间阻塞盈余的处理方式相对粗放,主要按送受电比例或协商方式分摊,缺乏与物理潮流的对应关系。在南方区域市场中,阻塞管理、输电权分配、阻塞盈余分配等问题已成需要解决的关键问题<sup>[15]</sup>。这一现实背景构成了本文研究的直接动因。一些区域市场采用“省间+省内”的两级现货市场架构,跨省送电规模较大,跨省联络线阻塞是常态性运行特征<sup>[20]</sup>。目前省间阻塞盈余的处理方式相对粗放,主要按送受电比例或协商方式分摊,缺乏与物理潮流的对应关系。在南方区域市场中,阻塞管理、输电权分配、阻塞盈余分配等问题已成需要解决的关键问题<sup>[15]</sup>。这一现实背景构成了本文研究的直接动因。

现有研究普遍从结算机制设计、定价规则以及不平衡资金分摊原则等角度对关于不平衡资金的问题展开分析。一方面,部分研究聚焦不平衡定价机制对市场效率和主体行为的影响,系统分析了不同定价与结算机制在抑制投机行为、激励平衡责任履行方面的作用机理,并通过博弈模型或仿真分析验证其在新型电力系统场景下的适用性<sup>[5-7]</sup>。另一方面,相关研究从结算流程与责任界定出发,不平衡资金的分摊或返还机制进行了系统建模与算例验证,强调“谁产生、谁负责”的不平衡资金基本分摊原理与结算可操作性的重要性<sup>[3-4]</sup>。目前的研究对不平衡资金的形成机理和处理原则进行了较为充分的讨论,但总体上仍以结算规则或价格机制差异作为分析主线,对不平衡资金内部构成的进一步细分相对有限。尤其是由输电阻塞及电能空间传输差异所隐性形成的不平衡资金,往往被统一并入系统层面的结算盈余或亏空之中,缺乏针对性的识别方法和独立的结算逻辑。这在一定程度上削弱了阻塞管理、价格信号与结算结果之间的一致性,也不利于区域市场和省间市场中的利益协调<sup>[1] [8]</sup>。

从电力市场理论角度看,节点价差所对应的阻塞收益,本质上是输电网络作

为“空间转换器”所创造的经济租金，其大小取决于不同电源和负荷对网络资源的实际占用程度。在理想的节点电价市场中，该类收益可通过阻塞盈余自然形成，并用于输电成本回收或返还市场主体；但在统一价格结算或跨市场衔接不充分的条件下，阻塞收益难以直接显性化，从而以不平衡资金的形式在结算层面累积<sup>[9]</sup>。

潮流追踪方法为刻画电能在网络中的实际流动路径提供了有效工具。通过将线路潮流分解为各发电主体或负荷主体的贡献份额，潮流追踪能够在不依赖合同路径假设的前提下，真实反映不同主体对输电资源占用和网络阻塞形成的影响。在电力市场发展初期，潮流追踪方法用于事前对输电服务进行定价，解决电能量价格中未包含输电成本的问题<sup>[10]</sup>；随着电力市场的成熟，市场管制被放宽，潮流追踪方法被用于输电阻塞定价，在电价中综合考虑发电机固定成本、线路损耗成本和输电阻塞成本<sup>[11]</sup>；在目前新能源与分布式发电资源渗透率上升的环境下，潮流追踪方法支持输电与配电系统协同（TSO-DSO）基于需求相应机制解决阻塞问题。潮流追踪方法可用于计算需求相应价格，为系统运营商提供决策支持<sup>[12]</sup>。在跨省跨区市场中，实际电能传输路径与合同路径关系较弱<sup>[10]</sup>，目前欧洲的跨区市场利用潮流追踪方法确定阻塞相关成本的分配方式<sup>[13]</sup>。

基于上述研究现状，本文聚焦电力市场结算体系中由输电阻塞引发的不平衡资金问题，提出一种基于潮流追踪的阻塞类不平衡资金分类结算方法。本文首先从结算法理角度梳理阻塞类不平衡资金的形成路径；其次，利用潮流追踪方法识别不同市场主体在阻塞形成中的贡献程度，实现阻塞类不平衡资金的分类刻画；最后，构建相应的结算与分摊机制，使阻塞相关收益或成本能够更准确地回归至对应的责任或受益主体，为完善区域及省间电力市场结算体系提供理论依据和方法支持。

## 2 阻塞类不平衡资金的形成机理与结算机制分析

### 2.1 集中式电力市场中产生阻塞盈余的制度基础

集中式市场中阻塞盈余代表的市场价值与最终结算的价值流向存在偏差。在统一出清模式下，输电网络约束并非事后修正因素，而是以内生约束的形式直接参与市场出清过程。当输电线路或关键断面达到容量上限时，系统需要通过调整不同节点或区域的发电出力来满足安全运行要求，由此在空间上形成电能供需关系的差异。

在价格形成层面，集中式市场通常通过节点电价或分区电价反映上述空间差异。不同节点或区域的电价差异，本质上体现了在给定网络约束条件下，电能在不同空间位置的边际价值。然而，在结算层面，出于降低市场复杂度、兼顾政策目标或衔接中长期合同等考虑，实际结算价格体系往往对空间价格信号进行了不同程度的简化，例如采用统一上网电价、统一用户侧价格或合同价格结算等方式<sup>[14]</sup>。

在包含多个省份的区域市场中，这种出清与结算之间的偏差表现得尤为典型。在省间送电环节，部分中长期合约的电量主要依据中长期合同价格进行结算，但在实际调度运行中，当跨省联络线发生阻塞时，调度机构需要调整各省发电出力以满足安全约束，由此在节点层面形成显著的空间价差。然而，这部分价差对应的阻塞盈余既不直接归属于发电侧，也不归属于用户侧，而是沉淀在调度机构或交易中心的结算账户中。对于区域市场中的单一省份，可以建立与中长期交易“脱钩”的阻塞分配机制，推动阻塞费用单独结算<sup>[21]</sup>，但在区域市场层面关于省间中长期合约的阻塞盈余处理仍缺乏与物理潮流相对应的精细化方法。这一制度矛盾

正是阻塞类不平衡资金产生的典型制度根源。

可见集中式电力市场中的结算方法无法完全体现阻塞盈余背后的电能量价值：一方面，市场出清结果已经显性反映了输电阻塞及其对电能空间配置的影响；另一方面，结算环节未能完全按照出清层面的空间价格信号进行清算。这种出清与结算之间的差异，为后续各类结算差额的产生奠定了基础<sup>[15]</sup>。

## 2.2 集中式电力市场中产生阻塞盈余的制度基础

从电力市场经济学视角看，输电阻塞约束下形成的节点或分区价差，反映了输电网络作为稀缺资源对电能空间流动的限制作用<sup>[16]</sup>。价差所对应的经济含义，是电能在不同空间位置之间进行转换所产生的边际成本或边际收益。在理想的节点电价市场中，这部分空间价值可以通过阻塞盈余的形式自然显性化，并在市场规则中明确其用途和归属。然而，在实际运行中，当结算价格体系未完全采用节点或分区价格，例如用户侧结算价格加入了一些政策性的变量，当对价格中的空间信号进行统一或部分统一处理时，阻塞盈余所代表的空间价值并不会直接体现在发用双方的结算结果中。

该结算差额并非源于市场主体的预测偏差或履约偏差，而是由输电阻塞条件下电能空间价值未被显性结算所导致。从系统层面看，这类差额通常以集中方式汇集，表现为结算盈余或亏空。鉴于其形成机理与输电阻塞高度相关，且具有明显的空间属性，本文将其界定为阻塞类不平衡资金。

综上所述，阻塞类不平衡资金并非额外引入的成本或收益，而是集中式市场在特定结算规则下，对出清结果进行简化处理所产生的制度性沉淀。

## 2.3 潮流追踪方法的应用环境

针对阻塞相关结算差额，现行市场规则和实践已中已形成多种分摊或疏导方式，常见方法包括按区域净受电量比例分摊、按合同电量比例分摊，以及基于价格差与关键断面功率进行计算等<sup>[17],[18]</sup>。这些方法在规则制定和实际操作中具有一定可行性，有助于在整体层面实现结算平衡。

上述方法在设计时普遍隐含了一些前提假设：首先，电能在空间上传输具有可聚合性，即同一区域或同一类型主体的电能对输电网络产生的影响被等价出力；其次，线路阻塞的形成与各区域的净受电规模之间存在稳定对应关系。在网络结构相对简单、潮流分布较为均匀的情形下，这些假设在一定程度上可以近似成立。但随着跨区输电规模扩大、电网结构日益复杂以及市场交易品种不断丰富，实际潮流分布往往呈现高度非均匀特征。不同市场主体即便处于相同价格区或承担相同合同电量，其对关键线路和瓶颈断面的占用程度也可能存在显著差异。在此背景下，基于聚合量指标的分摊方法难以准确反映阻塞形成的真实物理过程，其适用范围和解释能力均受到一定限制。

从形成机理上看，阻塞类不平衡资金的产生与否及其规模大小，最终取决于具体输电线路和断面的潮流状态。当某一线路达到或接近容量上限时，系统必须调整不同节点或区域的出力结构，由此触发空间价差并形成相应的结算差额。因此，阻塞类不平衡资金具有明确的物理基础，其经济结果可以追溯至电能在网络中的实际流动路径。因此阻塞类不平衡资金的处理可以转化为一个技术问题：在不改变集中式市场出清结果的前提下，对既定潮流进行合理分解，从而刻画不同市场主体对输电网络使用情况的贡献。潮流追踪方法可以用于解决这一问题<sup>[19]</sup>。

# 3 基于潮流追踪的阻塞类不平衡资金分类方法

## 3.1 不平衡资金分类与物理原理的一致性需求

阻塞类不平衡资金来源于输电网络约束条件下电能空间价值未被完全显性结算，其规模和分布与具体线路和断面的潮流状态密切相关。因此，对阻塞类不平衡资金进行分类，应以系统实际运行潮流为客观基础，而非依赖合同路径假设或区域聚合指标。

从技术角度看，合理的分类方法至少应满足以下要求：（1）分类结果应能够反映不同市场主体对输电网络资源的实际占用情况，尤其是对受限线路和关键断面的使用程度；（2）分类过程应建立在集中式市场既定出清结果之上，不改变系统出力结构和潮流分布；（3）分类方法应具有明确的物理含义和可解释性，避免将经济结果直接等同为物理贡献。

因此，阻塞类不平衡资金分类问题可表述为：在给定系统拓扑结构、节点注入功率和线路潮流的条件下，如何将线路潮流合理分解为不同市场主体的贡献份额，从而识别与阻塞形成直接相关的电能流。

### 3.2 阻塞类不平衡资金结算的制度约束条件

相较于从定价层面处理不平衡资金，潮流追踪方法仅依赖于既定出清结果下的节点注入功率和线路潮流，其输出结果反映的是电能在输电网络中的实际空间流动状态。因此，区分不平衡资金分类原理和结算方法：在经济层面的结算方法，其核心是价格信号与资金流；在物理原理上的资金分类结果，其核心是电能流与网络资源占用情况。在此意义下，物理分类结果进入结算体系的唯一合理方式，是作为对既有经济结算结果的解释性补充信息，而非作为改变结算结果的决策变量。

集中式电力市场中，阻塞类不平衡资金通常作为统一出清与统一结算机制下的结果，其处理方式受到多方面制度约束，包括但不限于：结算封闭性要求、合同执行严肃性要求以及市场主体参与理性约束。这些约束共同决定了，任何新的技术方法若试图介入阻塞类不平衡资金处理过程，均不得破坏既有市场出清结果和合同结算关系。具体而言，阻塞类不平衡资金的结算映射应至少满足以下条件：

（1）不改变中长期合同和现货市场的既定结算口径；（2）不引入新的价格信号或隐含激励机制；（3）不导致市场主体面临不可预期的资金风险。上述条件构成了从物理分类向结算映射过渡的制度边界。

### 3.3 潮流追踪方法的基本原理

潮流追踪方法是一类基于节点功率平衡关系的潮流分解技术，旨在在既定潮流计算结果的基础上，刻画电能在输电网络中的实际流动路径。其核心思想是，将线路潮流表示为不同节点注入功率的线性叠加。通过对节点功率平衡方程进行归一化处理，可构建节点到线路的分配系数矩阵，使得任一线路潮流可分解为各节点注入功率的贡献之和。该分解仅依赖于系统拓扑结构和潮流方向，不涉及价格信号或经济假设。

#### （1）发电侧潮流追踪模型

设电力系统由节点集合  $N$  和线路集合  $L$  构成，在稳态运行条件下，各节点满足功率平衡约束：

$$P_i^{inj} = \sum_{j:(i,j) \in L} P_{ij}, \forall i \in N$$

该公式表达的是基尔霍夫电流定律在功率层面的等价形式，即任一节点的注入功率等于从该节点流出的所有线路潮流之和，这是潮流追踪的物理出发点。其中， $P_i^{inj}$  表示节点  $i$  的有功功率注入（发电为正、负荷为负）， $P_{ij}$  表示线路  $(i,j)$

上由节点  $i$  指向节点  $j$  的有功潮流。

设系统中发电节点集合为  $G$ ，对于任一发电节点  $g \in G$ ，其注入功率为  $P_g$ ，

定义  $\alpha_{g,ij}$  为发电节点  $g$  对线路  $(i,j)$  潮流的贡献系数，则有：

$$P_{ij} = \sum_{g \in G} \alpha_{g,ij} P_g, \forall (i,j) \in L$$

$$\sum_{g \in G} \alpha_{g,ij} = 1, 0 \leq \alpha_{g,ij} \leq 1$$

每条线路上的潮流可以“拆分”为各个发电机组的贡献之和，贡献系数  $\alpha$  反映了该发电机组对这条线路潮流的占比。且归一化约束确保所有发电节点对某条线路的贡献系数之和恰好等于 1，即线路潮流被完整地分配给所有发电节点，不会出现“遗漏”或“重复计算”。在具体实现中，贡献系数可通过构建节点功率分配矩阵获得。以有向图形式表示电网拓扑，对每一节点按照潮流方向分配其入射功率，逐层向下游节点传播，从而确定各发电节点对不同线路潮流的占比。在算例实现中，贡献系数通过比例分配法（Proportional Sharing）构建节点功率分配矩阵获得。比例分配法的实现前提是：假设流入某节点的功率按比例混合后流出成立，即节点  $i$  流出的潮流中，来自各流入路径的功率份额与其流入量成正比：

$$\alpha_{g,ij} = \frac{P_g}{P_{gen}^{tot}} \times \frac{P_{i,j}}{|P_{i,j}|}, \text{if } |P_{i,j}| \geq \varepsilon$$

其中  $P_{gen}^{tot}$  为系统总发电出力， $\varepsilon$  为数值截断阈值，用于过滤微小潮流。

## (2) 受限线路与阻塞相关电能的识别

在集中式市场出清结果中，设受限线路集合为  $L^c \in L$ ，其中线路潮流达到或接近其容量上限。对于阻塞线路的判定，通过线路载流率阈值判断：

$$(i,j) \in L^c \leftrightarrow |P_{i,j}| \geq \eta \times P_{i,j}^{\max}$$

其中  $P_{i,j}^{\max}$  为线路容量上限， $\eta$  为阻塞判定系数。当某条线路的实际潮流占其容量上限的比例超过阈值  $\eta$ （例如 95%）时，认定该线路处于阻塞或近阻塞状态。这是将潮流追踪结果与阻塞识别相关联的桥梁。此外，阻塞也可通过线路两端节点电价差加以验证，两种判定方法相互印证。基于潮流追踪结果，可定义发电节点  $g$  在阻塞线路集合上的阻塞相关功率为：

$$P_g^{con} = \sum_{(i,j) \in L^c} \alpha_{g,ij} P_{ij}$$

该指标刻画了发电节点  $g$  对系统受限输电资源的实际占用程度，指标值越大，意味着该发电节点对阻塞的“贡献”越大。对于包含多笔交易成分的场景，交易成分  $c$  在时段  $t$  的阻塞相关功率进一步表达为：

$$P_{c,t} = \sum_{(i,j) \in L_t^c} |F_{k,t}^c|$$

当一个发电节点对应多笔交易合约时，需要将该节点的阻塞贡献进一步“拆分”到各笔合约上。该公式通过合约执行比例来实现这种拆分。其中  $F_{k,t}^c$  为交易

成分  $c$  在时段  $t$  对线路  $k$  的实际潮流贡献量，由贡献系数  $\alpha$  与合约执行比例共同确定：

$$F_{k,t}^c = \text{line\_contrib}(g_c, k)_t \times \frac{\text{exec}_t^c}{P_{g,t}^{\text{con}}}$$

其中  $\text{line\_contrib}$  为潮流追踪的核心输出矩阵，含义是每个发电节点对每条线路潮流的贡献量； $g_c$  为合约  $c$  对应的发电节点； $\text{exec}_t^c$  为交易成分  $c$  在时段  $t$  的合约实际执行量； $P_{g,t}^{\text{con}}$  为该节点在时段  $t$  的实际发电出力。该识别过程并未改变出清结果，仅对既定潮流状态进行分析，其目的在于为后续阻塞类不平衡资金的分类结算提供物理依据。

### (3) 交易实际执行量计算与阻塞责任分配

交易成分  $c$  在时段  $t$  的实际执行量受三方面约束：期望执行量、发电机出力及负荷节点需求，取三者中的最小值：

$$\text{exec}_t^c = \min \{ Q_t^c, P_{g,t}^{\text{con}} \times \beta, d_{n_c,t}^{\text{load}} \times \gamma \}$$

上式为合约执行的物理可行性约束：实际执行量不能超过合约期望量，不能超过发电机实际可用出力，也不能超过负荷节点的实际需求。取最小值确保了三个条件同时满足。其中  $Q_t^c$  为时段  $t$  的期望合约执行量（由日合约量与时段分配系数确定）， $\beta$  为发电利用系数， $\gamma$  为负荷匹配系数， $d_{n_c,t}^{\text{load}}$  为负荷节点  $n_c$  在时段  $t$  的实际负荷。同时对于中长期合约相关的交易成分，可以设计最小出力系数确保中长期合约的执行率。而对于受限线路  $k \in L^c$ ，其单位阻塞成本由线路两侧电价差决定。

ChinaXiv:202604.00028v1

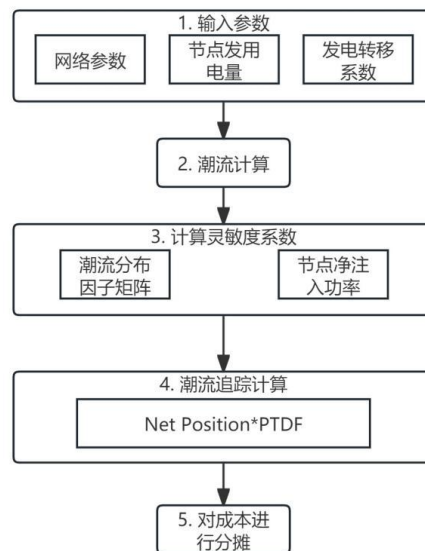


图 1 潮流跟踪方法在成本分摊流程中的运用

综合上述分析，本文提出一种基于潮流追踪的阻塞类不平衡资金分类框架，其基本流程如图 1：

(1) 以集中式市场出清结果为输入，获取节点注入功率和线路潮流；(2) 对系统潮流进行发电侧追踪，计算各发电主体对线路潮流的贡献系数；(3) 识别受限线路集合，并据此确定各发电主体的阻塞相关功率；(4) 依据阻塞相关功率占比，对阻塞类不平衡资金进行分类标识；(5) 在保持现行结算规则不变的前提下，为阻塞类不平衡资金的进一步分摊或返还提供参考。

该框架的核心优势在于，其将阻塞类不平衡资金的经济表现与电能实际空间流动过程相联系，而不对价格形成机制或市场出清逻辑作出任何假设性修改，从而避免了经济含义与物理含义之间的混淆。

## 4 算例设计

### 4.1 算例基本参数

参考 IEEE 30 节点系统设计算例，如图 2 所示。算例中电网跨区联络线较多，区域内部电源结构存在明显差异，例如区域 A 水电和新能源占比较高，而区域 C 为负荷中心，电力需求规模较大，跨省电力交易规模长期处于较高水平。在该运行格局下，关键输电通道在高负荷或新能源出力较大时段容易出现潮流约束，从而形成区域间节点电价差异和阻塞盈余。其中节点 11、13 装有水电机组。在结算流程上，算例采用多市场结算。水电机组有 50% 的最低出力约束用于模拟优先发电的情景，现货结算分为日前和实时两个阶段。日前阶段与实时阶段的关联为：日前负荷是给定值，实时负荷在各负荷节点给定的方差在日前负荷的基础上通过正态分布形成。系统中输电具有成本，且输电成本会体现在边际电价上。

30 节点系统被分为 A、B、C 三个区域。结算目标为当各区域间联络线发生阻塞时，计算各区域节点对跨区联络线阻塞的贡献值，最终达成分摊阻塞盈余。

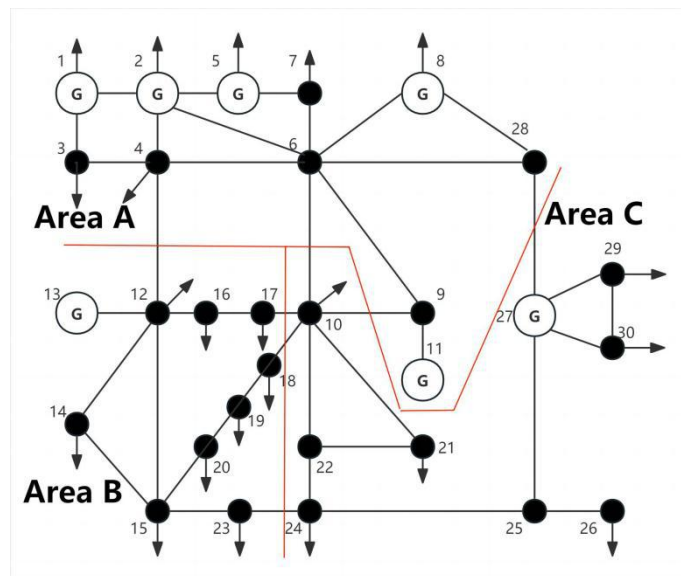


图 2 30 节点系统分区简图

主要的中长期送电合同有 3 笔，三笔合同均从发电量较多的 A 区域送往 B、C 区域，如表 1 所示：

表 1 中长期合约基本信息

合约编号	发电节点	发电区域	负荷节点	负荷区域	日电量 (MWh)	价格 (元 /MWh)
1	11	A 区	21	B 区	800	280
2	1	A 区	24	C 区	600	420

三笔合约的日总电量为 1900MWh，其中合约 1 由 A 区水电机组（节点 11）向 B 区负荷节点 21 供电，日电量 800MWh，合约价格 280 元/MWh；合约 2 由 A 区火电机组（节点 1）向 C 区负荷节点 24 供电，日电量 600MWh，合约价格 420 元/MWh；合约 3 由 A 区水电机组（节点 13）向 B 区负荷节点 15 供电，日电量 500MWh，合约价格 260 元/MWh。

为验证方法在不同运行工况下的适用性，算例设计了尖峰日运行场景，该场景具有以下特征：白天 8 个小时（9-16 时）负荷系数提升至 1.08，其余时段负荷系数为 0.95；合约执行分布与负荷变化相匹配，尖峰时段合约执行比例为 6.5%/时段，其余时段为 3%/时段。该场景能够有效模拟负荷高峰期间线路阻塞加剧的典型工况。

## 4.2 算例结果

### (1) 市场出清与合约执行结果

基于 MATLAB 平台，采用 CPLEX 求解器对 24 时段现货市场进行优化出清。出清模型以系统总发电成本最小化为目标，约束条件包括节点功率平衡约束、机组出力上下限约束、机组爬坡约束及线路容量约束。出清结果显示，24 个时段均成功求解，系统运行稳定。

图 3 展示了各时段的机组出力情况。可以看出，水电机组（节点 11 和节点 13）由于边际成本较低（150 元/MWh 和 180 元/MWh），在所有时段均保持较高出力水平，承担系统基荷供电任务。在负荷高峰时段（9-16 时），火电机组出力明显增加，特别是节点 5 的火电机组（报价 400 元/MWh）出力从低谷时段的 13MW 上升至高峰时段的约 112MW，承担了主要的调峰任务。

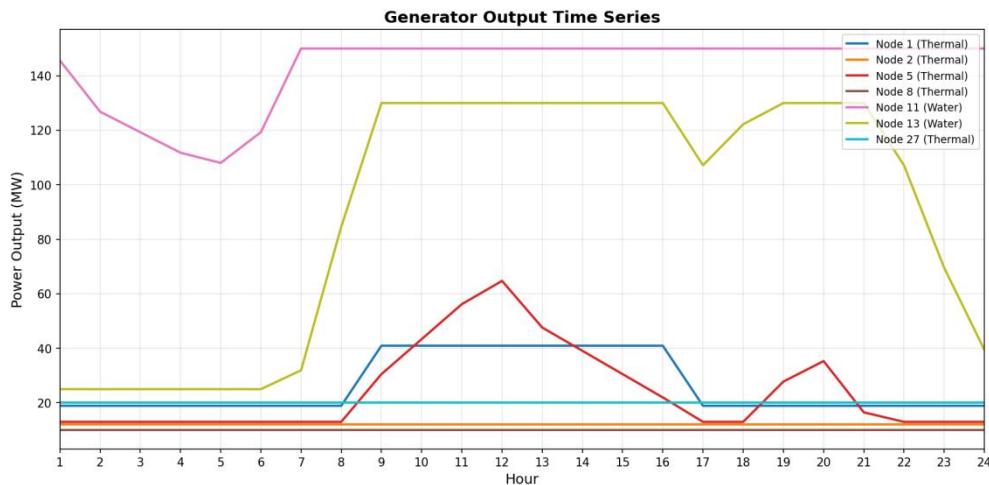


图 3 机组出力时序图

合约执行情况汇总如图 4 所示。三笔合约的日总执行量为 1838.5MWh，整体执行率达到 96.8%，均超过 90%的达标线。其中，合约 2 执行率最高，达到 98.7%；合约 1 执行率为 95.5%；合约 3 执行率为 96.4%。可以看出，在负荷低谷时段（1-8 时、17-24 时），各合约执行量基本稳定在计划值附近，执行率维持在 95%以上。在负荷高峰时段（9-16 时），由于系统调度需要，部分合约执行率出现波动，但整体仍保持在较高水平。合约 2 由于发电节点 1 具有充足的发电能力，执行率在多个时段达到 99.8%，表现最为稳定。

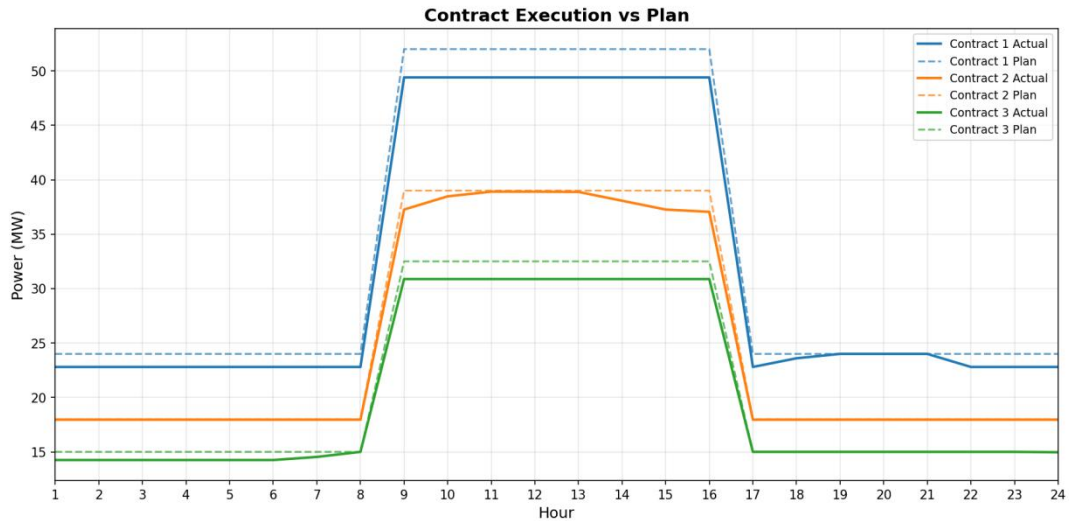


图 4 合约执行量与计划量对比时序图

### (2) 节点边际电价分析

节点边际电价 (LMP) 反映了各节点电能的边际价值，是识别线路阻塞的重要指标。图 5 展示了典型时段各节点的 LMP 分布情况。

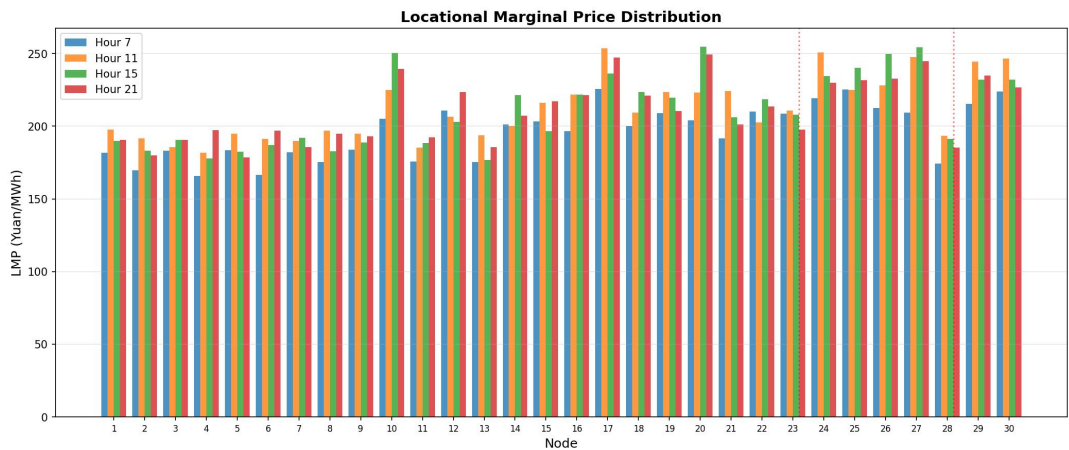


图 5 节点边际电价分布图

从 LMP 分布可以看出，系统呈现明显的区域价差特征。A 区发电节点的 LMP 较低，水电机组所在节点 11 和节点 13 的 LMP 分别维持在 150 元/MWh 和 180 元/MWh 左右，反映了低成本发电资源的边际价值。B 区和 C 区负荷节点的 LMP 明显较高，在高峰时段 (9-16 时)，C 区末端节点 (如节点 25、26、30) 的 LMP 可达 455-465 元/MWh，与 A 区发电节点形成约 300 元/MWh 的价差。

该价差产生的根本原因在于跨区联络线的输电阻塞。当 A 区向 B、C 区输送电力时，关键联络线潮流接近容量上限，导致低成本电能无法充分传输至负荷中心，系统不得不调用高成本机组满足负荷需求，从而在空间上形成电价差异。这种价差正是阻塞盈余的经济来源，也是阻塞类不平衡资金形成的物理基础。

### (3) 线路潮流与阻塞分析

线路潮流分析是识别系统阻塞状态的关键。图 6 展示了区域间联络线各时段潮流变化。

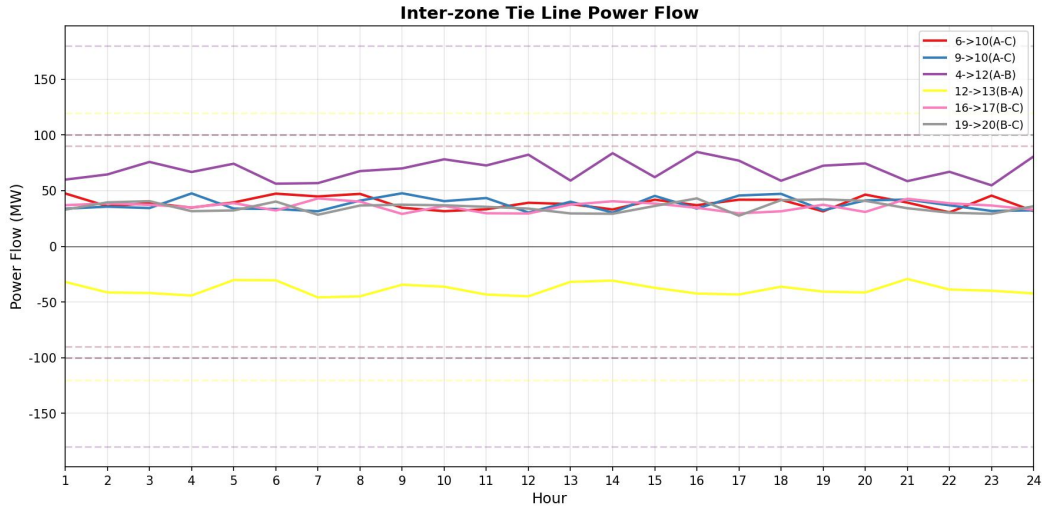


图6 区域间联络线潮流

算例结果显示，线路L16（节点12-13）在所有时段均处于阻塞状态，潮流达到-122.4MW（负值表示潮流方向为节点13至节点12），该线路是A区水电外送至B区的关键通道。线路L13（节点9-11）同样处于满载状态，潮流维持在-102MW左右。这两条线路的阻塞直接限制了A区低成本水电向B区的输送能力。

在高峰时段（9-16时），跨区输电需求显著增加，更多线路接近容量极限。线路L41（节点6-28）的潮流从低谷时段的约20MW上升至高峰时段的约77MW，线路L9（节点6-7）的潮流从约-5MW变化至约-97MW，均反映了系统在高负荷条件下的输电压力增大。

本文的核心工作是利用潮流跟踪方法识别各合约对阻塞线路的贡献，进而实现阻塞类不平衡资金的分类结算。基于比例分配法的潮流跟踪算法，计算了各合约在每个时段对各条线路潮流的贡献份额。

表2给出了各合约的阻塞责任分配结果。全天阻塞责任总金额为68073.38元，其中合约1承担29376.92元（43.2%），合约2承担20195.89元（29.7%），合约3承担18500.56元（27.2%）。

表2 阻塞责任日汇总

合约编号	阻塞责任(元)	占比(%)	日执行量(MWh)
1	29376.92	43.2	764.4
2	20195.89	29.7	592.1
3	18500.56	27.2	482.0
总计	68073.38	100.0	1838.5

从阻塞责任分配结果可以看出，合约1承担了最大比例的阻塞责任，这与其物理特征相符：合约1的发电节点11位于A区核心位置，向B区节点21供电需要经过多条关键联络线，特别是阻塞线路L16和L13，因此对系统阻塞的贡献最大。合约3虽然日执行量最小（482MWh），但由于其发电节点13同样需要通过阻塞线路L16向B区供电，因此承担了相应的阻塞责任。

图7展示了各时段阻塞责任的堆叠分布图。可以看出，阻塞责任在时间维度上与系统负荷水平高度相关。在高峰时段（9-16时），由于负荷增加导致更多线路阻塞，阻塞责任总额明显上升；在低谷时段（1-8时、22-24时），阻塞责任相对较低。这种时序特征验证了潮流跟踪方法能够准确捕捉阻塞形成的动态过程。

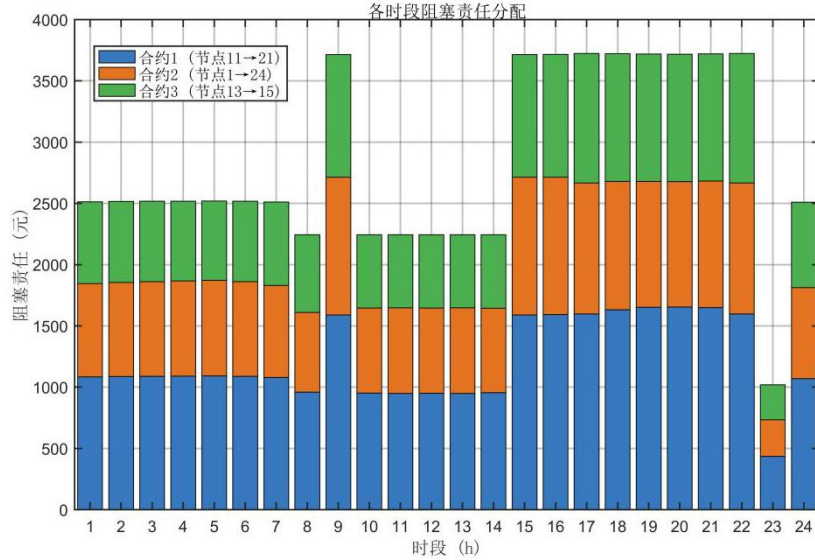


图7 阻塞责任时序堆叠图

中长期合约通常约定了名义上的输电路径（合同路径），但在实际运行中，电能按照基尔霍夫定律在网络中分布流动，实际传输路径往往与合同路径存在偏差。表3给出了各合约的路径分析结果。

表3 合同路径与实际路径偏差分析

合约编号	发电节点	负荷节点	平均路径重合度 (%)	平均路径偏差度 (%)
1	11	21	18.2	80.9
2	1	24	7.7	90.5
3	13	15	13.7	86.3

路径分析结果显示，三笔合约的实际输电路径与合同路径均存在较大偏差。合约2的路径偏差度最高，达到90.5%，意味着超过90%的实际输电线路不在合同约定路径内；合约1和合约3的偏差度分别为80.9%和86.3%。这一结果表明，在复杂网络结构中，基于合同路径的传统阻塞成本分摊方法存在明显局限性，无法准确反映电能的实际流动状态。

相比之下，本文提出的基于潮流跟踪的方法能够准确识别电能在网络中的实际传输路径，从而更加合理地分配阻塞责任。这种方法不依赖于合同路径假设，而是基于物理潮流计算结果，具有明确的物理含义和可解释性。

## 5 算例设计

围绕集中式电力市场中由输电阻塞引发的阻塞类不平衡资金问题，本文从形成机理与物理本质出发，构建了基于潮流追踪的分类分析框架，并通过算例进行了验证。阻塞类不平衡资金的产生机理是出清结果与结算口径之间的空间价值偏差，即在统一出清与简化结算并存的制度背景下，节点价差所体现的空间边际价值未被完全显性结算，导致输电阻塞对应的经济租金以系统性差额形式沉淀为不平衡资金。该类资金具有明确的物理基础，其规模与受限线路潮流状态直接相关。

而潮流追踪方法能够建立阻塞资金与物理流动之间的可解释映射关系。在不改变既定市场出清结果的前提下，通过对线路潮流进行发电侧分解，可以识别不同市场主体对受限输电资源的实际占用份额，实现阻塞相关功率的定量刻画。该方法保持了物理分解与经济结算之间的边界清晰性，避免了经济结果对物理因果

的反向替代。文中算例表明,阻塞责任比例并非简单取决于合同电量规模,而主要由其对关键瓶颈线路的贡献程度决定。阻塞责任在时间维度上与系统负荷水平和线路约束状态高度相关,体现出明显的动态特征,验证了所提方法的物理一致性与时序可追溯性。在复杂网络结构下,电能实际流动路径与合同约定路径存在显著差异。若以合同路径作为阻塞责任认定依据,难以准确反映输电资源的真实占用情况。潮流追踪方法能够有效克服该局限,提高阻塞类不平衡资金分类的客观性与解释力。

综上所述,本文从物理机理一致性出发,构建了阻塞类不平衡资金的分类分析框架。基于潮流追踪方法,可以在保持既有市场出清结果不变的前提下,对阻塞相关资金进行物理一致性的分类解释,提高结算责任划分的合理性。该方法对于跨省交易规模较大、中长期合约占比量高、输电通道约束较为突出的区域电力市场具有一定参考价值,可为区域电力市场中不平衡资金精细化管理和结算机制优化提供技术支撑。

#### 参考文献:

[1] Tarjei Kristiansen, Congestion management, transmission pricing and area price hedging in the Nordic region, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Volume 26, Issue 9, 2004, Pages 685–695, ISSN 0142–0615, <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2004.05.004>.

[2] Gilbert, R., Neuhoff, K., & Newberry, D. (2002). *Allocating Transmission to Mitigate Market Power in Electricity Markets*. UC Berkeley: University of California Energy Institute. Retrieved from <https://escholarship.org/uc/item/25w067h7>.

[3] 丁伟斌, 谭忠富. 考虑不平衡资金处理的电力市场结算机制研究[J]. *电力建设*, 2022, 43(07):13–23.

[4] Suyan Long, Zhaoyuan Wu, Hongjie Li, Jun Xu, Ziyu Yue, Xueting Cheng, Imbalance funds allocation mechanism design in China's dual track electricity market environment: An agent-based modeling approach, *Energy Strategy Reviews*, Volume 52, 2024, 101344, ISSN 2211–467X, <https://doi.org/10.1016/j.esr.2024.101344>.

[5] Zhaoyuan Wu, Ming Zhou, Ting Zhang, Gengyin Li, Yan Zhang, Xiaojuan Liu, Imbalance settlement evaluation for China's balancing market design via an agent-based model with a multiple criteria decision analysis method, *Energy Policy*, Volume 139, 2020, 111297, ISSN 0301–4215, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111297>.

[6] T. Matsumoto, D. Bunn and Y. Yamada, "Mitigation of the Inefficiency in Imbalance Settlement Designs Using Day-Ahead Prices," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 37, no. 5, pp. 3333–3345, Sept. 2022, doi: 10.1109/TPWRS.2021.3135334.

[7] Karimi Madahi, Seyed Soroush & Bruninx, Kenneth & Claessens, Bert & Develder, Chris. (2025). *Gaming Strategies in European Imbalance Settlement Mechanisms*. 10.48550/arXiv.2505.14133.

[8] Huang C, Zhou Q, Jia Y, et al. Research on European cross-region balancing market settlement method under high proportion of renewable energy[J]. *Energy Reports*, 2022, 8:1125–1136. DOI:10.1016/j.egyr.2022.02.083.

[9] 牛寅生, 姜曼, 叶泽, 等. 考虑省间壁垒的区域电力中长期市场统一出清模型及结算机制设计[J]. *电力科学与技术*

报, 2023, 38(06):33-43. DOI:10.19781/j.issn.1673-9140.2023.06.004.

[10] Miloš Pantoš, Ferdinand Gubina, Ex-ante transmission-service pricing via power-flow tracing, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Volume 26, Issue 7, 2004, Pages 509-518, ISSN 0142-0615, <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2004.01.003>.

[11] S. Chellam, S. Kalyani, Power flow tracing based transmission congestion pricing in deregulated power markets, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Volume 83, 2016, Pages 570-584, ISSN 0142-0615, <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2016.03.049>.

[12] Baczyńska, Aleksandra & Niewiadomski, Waldemar. (2020). Power Flow Tracing for Active Congestion Management in Modern Power Systems. *Energies*. 13. 4860. [10.3390/en13184860](https://doi.org/10.3390/en13184860).

[13] ACER. Core CCR Common methodology for redispatching and countertrading cost sharing for the Core CCR[R/OL]. : ACER Decision No 30-2020[R]. Ljubljana: ACER, 2020.

[14] Zhaoyuan Wu, Ming Zhou, Ting Zhang, Gengyin Li, Yan Zhang, Xiaojuan Liu, Imbalance settlement evaluation for China's balancing market design via an agent-based model with a multiple criteria decision analysis method, *Energy Policy*, Volume 139, 2020, 111297, ISSN 0301-4215, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111297>.

[15] 荆朝霞, 容语霞, 王一凡, 等. 电力市场不平衡资金综述: 成因、对策与展望[J]. *电网技术*, 2023, 47(09):3586-3600. DOI:10.13335/j.1000-3673.pst.2022.2033.

[16] Santosh Raikar, Seabron Adamson, 9 - Managing transmission costs and risks for renewable projects, Editor(s): Santosh Raikar, Seabron Adamson, *Renewable Energy Finance*, Academic Press, 2020, Pages 131-140, ISBN 9780128164419, <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-816441-9.00009-X>.

[17] Simon Voswinkel, Jonas Höckner, Abuzar Khalid, Christoph Weber, Sharing congestion management costs among system operators using the Shapley value, *Applied Energy*, Volume 317, 2022, 119039, ISSN 0306-2619, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.119039>.

[18] 刘艺锋, 李玉婷, 彭欣然, 等. 电力现货市场下中长期合约价值分析及定价建议[J]. *南方能源建设*, 2025, 12(02):169-180. DOI:10.16516/j.ceec.2024-260.

[19] Janusz Bialek. Topological generation and load distribution factors for supplement charge allocation in transmission open access[J]. *IEEE Transactions on Power System*, 1997, 12(3):185-1193.

[20] 成润婷, 张勇军, 李立涅, 等. 面向高比例可再生能源消纳的电力市场建设及研究进展[J]. *中国工程科学*, 2023, 25(02):89-99.