

2022年,国家发改委、国家能源局颁布了《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》(发改体改〔2022〕118号)。该文件明确提出,到2025年,全国统一电力市场体系将初步建成,实现国家市场与省(区、市)/区域市场协同运行的目标。

区域市场在解决省级市场中存在的市场势力问题、协调辅助服务市场衔接问题、扩大现有省内资源优化配置范围等方面都发挥着承上启下的作用。建设区域电力市场是由省级市场向全国统一电力市场发展的过渡阶段中不可或缺的一环。然而,目前中国的电力市场建设并未充分发挥区域市场的衔接作用,区域范围内低价机组对高价机组的替代并不充分。

## 1 当前区域电力市场的省间壁垒现象

中国当前的电力市场交易范围主要以省内为主,各省政府和电网企业负责具体制定本省电力电量平衡方案。这些方案的边界以省间国家计划、政府间协议以及电网公司计划为基础,以确保省内电力电量平衡。同时,针对临时性的电力余缺波动,进行省间及省内的余缺调剂交易。目前,省间电量交易主要涵盖以下几个方面:国家计划电量,例如三峡电量交易;国家电网公司电量计划交易,例如祁韶直流交易;以及省间余缺调剂交易,例如弃水电量应急交易等。在各省的电力电量平衡方案和年度市场化交易方案中,尚未形成通过省间交易替代本省发电的机制。此外,基于区域整体购电成本最小的区域电力市场交易也尚未开展。

区域统一电力市场交易的核心在于基于不同省份燃煤机组电价差异的发电替代交易。以华中区域为例,表1显示了火电企业供电基准价格,湖南最高为0.45元/(MW·h),最低为河南的0.38元/(MW·h),价差为0.07元/(MW·h)。根据省间交易输电规则,购电省仅需额外支付区域电网输电费0.01元/(MW·h)以及售电省电网上网费0.02元/(MW·h)。此时,湖南仍有0.04元/(MW·h)的用户电费下降空间。在发电量方面,发电成本最低的河南省火电机组年利用小时数为全华中地区最低,仅3272h,年平均出力功率仅为37.35%,有大量

的发电能力剩余。相比之下,湖南省火电机组年利用小时数为4388h,利用率远高于河南。就通道利用方面而言,区域内省间环网年平均利用率较低,最高不超过35.68%,存在较大的富余容量。在通道富余和低成本生产者生产能力过剩的情况下,高成本生产者的产量更大,说明了区域电力资源配置不充分的现实,也表明存在省间壁垒阻碍区域电力市场替代交易的展开。这将导致资源浪费和不必要的成本产生,从而阻碍了区域市场的发展和正常运行。

表1 2021年度华中区域装机、发用电情况

Table 1 Central China regional power capacity and consumption in 2021

省份	全口径总装机容量/(万kW)	火电装机容量/(万kW)	利用小时/h	基准价/(元/(MW·h))	最大用电量/(万kW)	用电量/(亿MW·h)
河南	11 114.00	7 300	3 272	0.378	6 515.0	3 646.91
湖北	8 272.72	3 372	4 405	0.416	4 065.4	2 471.54
湖南	5 400.00	2 502	4 388	0.450	3 332.0	2 154.54
江西	4 980.85	2 711	5 167	0.414	2 547.5	1 862.52
合计	29 767.57	15 885	—	—	16 459.9	10 135.51

## 2 省间壁垒的表现形式及成因分析

国内外学者对上述问题的产生主要从市场机制与政府干预2个维度进行分析。在国内,学者普遍认为省间壁垒的产生主要源自政府决策对本土企业的优惠,通过行政手段干预市场以保护本土企业的收益<sup>[1-3]</sup>。文献[4]指出,由于中国电力市场规模庞大,省间壁垒主要体现在国内各省份之间的贸易壁垒和政府干预。由于监管体系的分散,各省在竞价机制、价格水平、污染物排放约束等方面存在较大差异,制约了电力市场一体化的发展。文献[5]提出,省间壁垒的原因主要在于缺乏科学合理的省间电力交易损失补偿机制和利益的分配机制。

在国外,电力市场的跨境交易也面临着政府干预与利益分配的问题。文献[6]提出欧洲不同国家市场规则的差异,区域电力市场发展受到了一定的阻碍,特别是欧洲公民能源社区的建设及储能技术监管规则等。文献[7]对欧洲各国的电力零售准入难度进行了测算及排名,发现斯洛文尼亚、瑞典、

荷兰、芬兰、捷克共和国和葡萄牙对进入者最友好。文献[8]认为邦纳维尔电力管理局(BPA)设置了区域间贸易的人为障碍,增加了太平洋西北地区和加利福尼亚现货市场之间的价差并干扰市场效率和市场一体化。此外,国外学者认为省间壁垒将对电力市场产生双重影响。文献[9]认为壁垒阻碍了创新资源和生产要素的流动性,抑制了技术溢出效应的产生和可再生能源的技术进步。文献[10]认为市场细分抑制了电能使用效率的提高并鼓励流量基础设施的建设。文献[11]提出壁垒的存在保护了当地市场和公司免受其他地区公司的竞争,有利于地方企业实现市场垄断,促进区域经济增长。文献[12]认为政治利益也属于壁垒产生的收益之一,政府可能会出于不仅仅是经济原因而进行干预。换言之,政府的干预行为如果设计合理,可被用作刺激特定市场主体发展的工具。

有研究主要将省间壁垒界定为市场机制及政府干预问题<sup>[13]</sup>,重点从市场分割与地区法律差异的角度展开研究<sup>[14]</sup>。主要的研究方法为定性分析,没有涉及省间壁垒的计量,对省间壁垒的消除办法研究也主要集中在制度层面,对如何进行利益分配没有明确的回答。

本文认为形成省间壁垒的主要原因是省间交易对各主体产生的双向影响。如图1所示,在用户侧,省间交易可以降低整个系统的供电成本,从而降低了电价,使高价用户可以以更低的成本获得相同的电力服务,但与此同时,低价用户在面临被挤出的风险的同时还将因电费上涨而产生损失;在发电侧,这种双向作用表现为发电利润随发电量的转移由高价电厂转移至低价电厂;更难以衡量的是低价省政府虽能在产值及税收方面获得增长但也需面临能耗及污染增加的问题,高价省政府则与之相反。

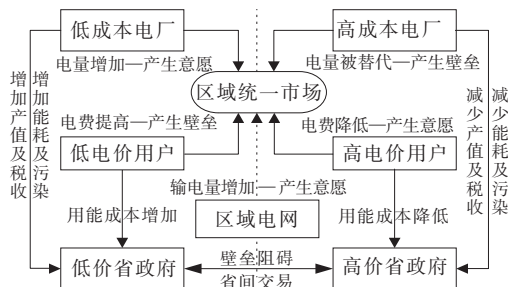


图1 省间壁垒的产生原因分析

Figure 1 Analysis of the causes of inter-provincial barriers

### 3 区域电力市场省间壁垒的计量及消除路径

促进省间电力交易的核心问题是利益分配问题。省间电力交易在实现电力资源配置优化的同时,不可避免地将对各省多个市场主体的利益产生影响<sup>[15]</sup>。由于政府侧因素难以计量,本文所提出的省间壁垒计量仅针对火电企业间的替代交易产生的用户侧电费及发电侧利润变动。在此基础上,通过设计合理的亏损补偿及净效益分配机制,使各方主体的利益不受损的同时,降低发电容量资源的浪费和全体用户的用电成本。

当省间交易规模扩大时,低价机组对高价机组的替代将更加充分,整个市场的净收益也将增加,市场将由高壁垒情景向低壁垒情景转变。但与此同时,交易所产生的双向影响也将扩大。在此情况下,部分主体将面临更大的亏损,即出现更大的需要被计量并消除的交易侧壁垒。

用户侧壁垒指的是用户在由省内市场转变为区域市场时产生的电费上涨。电费上涨越大,则用户侧壁垒越大,用户交易意愿越低。其中,用户在区域市场中的电费由电量电费及外购电输电费两部分构成。发电侧壁垒指的是电厂在市场转变时产生的利润下降。利润下降越多,则发电侧壁垒越大,发电侧参与交易的意愿越低。其中,发电侧在区域市场获得的利润由发电利润与价差利润两部分组成。具体计算公式如下:

$$\Delta F_{m,j} = PQ_{m,j} + P_n Q_{m,j}^{\text{out}} - P_m Q_{m,j} \quad (1)$$

式中, $\Delta F_{m,j}$ 为 $m$ 省用户侧 $j$ 壁垒; $Q_{m,j}$ 为 $m$ 省用户中标电量; $P$ 为区域统一出清价格; $Q_{m,j}^{\text{out}}$ 为 $m$ 省用户 $j$ 购电量; $P_n$ 为省间度电输电费用; $P_m$ 为省内市场交易价格。

$$\Delta F_{m,i} = E_{m,i} Q_{m,i}^{\text{in}} - (E_{m,i} + P - P_m) Q_{m,j} \quad (2)$$

式中, $\Delta F_{m,i}$ 为 $m$ 省发电侧 $i$ 壁垒; $Q_{m,i}^{\text{in}}$ 为该发电厂省内市场中标电量; $E_{m,i}$ 为度电发电利润; $Q_{m,j}$ 为该发电厂区域市场中标电量; $P$ 为区域统一出清价格; $P_m$ 为省内市场出清价格。

帕累托改进强调的是通过有效配置资源,可以同时提高多个个体或群体的福利。帕累托优化的

核心思想是通过有效地重新分配资源,可以实现对某些人的福利提升,而不对其他人的福利造成损害。通过帕累托优化思路来对区域市场产生的资源配置效益进行重新分配,一方面弥补受损主体的损失以降低其抵抗情绪,另一方面净收益仍在交易双方之间进行分配,用户与电厂仍可以通过参与区域市场来节约电费或获取发电收益。通过收益再分配机制,消除省间壁垒对区域市场的阻碍,将促进省间交易的进行,推动发电资源的进一步优化与区域电力市场的进一步发展。

#### 4 考虑壁垒消除的区域中长期电力市场机制

考虑到区域市场电力范围更大,更大范围内的资源优化配置效果至少不差于更小范围的省级市场。因此,按对应交易品种划分,区域中长期交易应该优先于省级市场中长期交易。作为省级中长期市场相应交易品种的边界,即区域年度、月度、周市场交易相应优先于各省年度、月度、周市场交易组织,并作为各省相应中长期交易的边界。月度市场、周市场和政府授予的中长期交易合同、月度跨省跨区合同交易市场也遵循相同的原则。

在此基础上,区域电力市场应从统筹规划、统一交易、损益补偿等多个维度综合考虑,进行科学完整的机制设计,具体设计方案如图2所示。这一综合设计考虑了交易品种的优先级,各级市场的组织优先级,并强调了对中长期交易的整体规划。通过这种综合机制设计,有望实现更高效、更统一的区域电力市场运作,最大限度地发挥资源配置效益。

1) 市场目标。建立以区域电网范围内基于不同省燃煤机组电价差异的发电替代交为实质,以区域范围内系统发电或供电成本(发电成本+输电费用)最小为目标,将当前余缺调剂交易拓展到包括余缺调剂交易在内的经济性、安全性等交易的区域电力中长期市场。

2) 市场主体。参与各省中长期市场的市场主体原则上都可以参与区域电力市场。为了保证市场主体公平性,用户侧由电网代理进行交易,同时

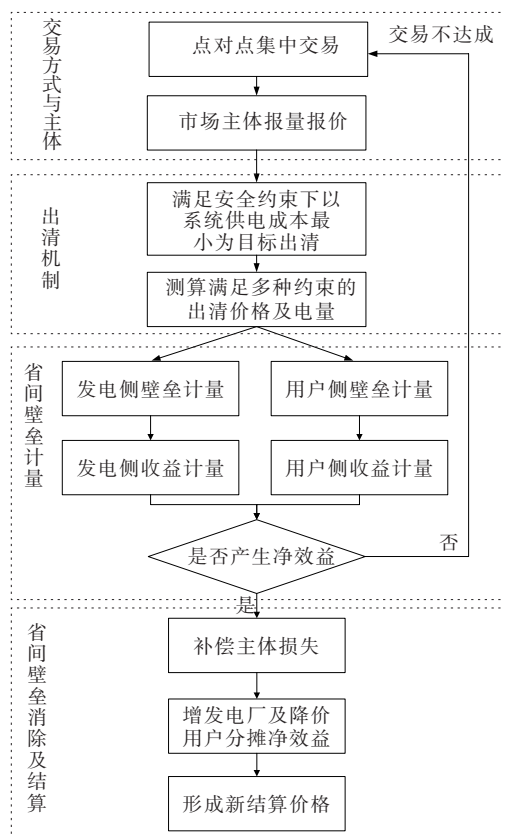


图2 区域统一中长期市场机制设计思路

Figure 2 Design principles for the unified regional long-term market mechanism

通过结算机制保证所有用户分享或分摊参与区域中长期市场的利益和风险,如本省大用户省外低价购电产生的收益在结算时在全体工商用户中分享。

3) 交易方式。采用发电企业和用户(售电公司)集中竞价模式。区域电力市场直接交易模式与省级中长期市场相同,但结算办法另外规定。如果由于技术原因暂时不能直接参与竞价交易,采用市场主体(发电企业、用户(售电公司))委托省级电网企业代理购电或代理售电模式。

4) 市场出清机制。区域中长期市场主体报价报量参照省级中长期市场的市场主体报价报量办法交易,按照边际统一出清价格出清。所形成的出清电量作为市场交易结算的结果,但市场出清价格按一定规则调整后作为结算依据。

5) 结算机制。出清机制保证了资源的最优配置,但此时各方利益尚未平衡,将产生壁垒降低各主体交易意愿,需要通过结算机制对各方利益进行调整。在目前市场竞争不充分的情况下,为了消除壁垒保证区域电力市场有序运行,体现公平性原



则,参与区域电力中长期市场直接交易的发电企业和用户(售电公司)所获得的收益或损失原则上要在相应结算周期的省内全体发电企业和(或)市场用户中分享或分摊(一般可能出现在用电紧张时)。

结算环节壁垒消除基本思路:第1步,计算各省燃煤发电企业参与区域市场后的发电收入,与参与区域市场前的发电收入进行比较,得到机组的损益变化;第2步,计算各省用户参与区域电力市场后支付电费的变化;第3步,计算各省参与区域电力市场的净收益;第4步,获得电费节约的用户补偿本省亏损电厂的损失;第5步,若存在电费上涨的省份则其他省份按照交易电量比例对该省进行补偿;第6步,调整后的发电收入除各省实际发电量得到各省燃料发电机组参与区域市场交易的实际结算价格。

6) 结算价格。由于区域范围内低基准价燃煤机组对高基准价燃煤机组的发电替代,在相同的总用电量情况下,区域电力市场交易后将产生购电成本的节约。低基准价机组将被优先调用,高基准价机组则被替代发电损失了电量空间。若按边际价格统一出清且不做利益平衡调整,被替代发电的省份将因其利益受损拒绝参与区域市场。

## 5 区域市场出清及省间壁垒消除模型构建

### 5.1 区域市场统一出清模型

设 $m$ 省电厂 $i$ 在市场中报价为 $P_{m,i}$ ,申报电量为 $q_{m,i}$ , $m$ 省用户 $j$ 的申报价格为 $P_{m,j}$ ,申报电量为 $q_{m,j}$ ,则区域统一电力市场的目标函数如下:

$$\max U = \sum_{m=1} \sum_{j=1} P_{m,j} Q_{m,j} - \sum_{m=1} \sum_{i=1} P_{m,i} Q_{m,i} \quad (3)$$

式中, $U$ 为社会福利; $Q_{m,i}$ 为 $m$ 省电厂 $i$ 的中标电量; $Q_{m,j}$ 为 $m$ 省用户 $j$ 的中标电量。具体约束条件如下。

1) 供需平衡约束。

$$\sum_{m=1} \sum_{j=1} Q_{m,j} = \sum_{m=1} \sum_{i=1} Q_{m,i} \quad (4)$$

2) 中标电量上、下限约束。

$$\rho_{m,j}^{\min} q_{m,j} \epsilon_{m,j} \leq Q_{m,j} \leq q_{m,j} \epsilon_{m,j} \quad (5)$$

$$\rho_{m,i}^{\min} q_{m,i} \epsilon_{m,i} \leq Q_{m,i} \leq q_{m,i} \epsilon_{m,i} \quad (6)$$

$$\epsilon_{m,j}, \epsilon_{m,i} \in \{0, 1\} \quad (7)$$

式(5)~(7)中, $\rho_{m,j}^{\min}$ 为 $m$ 省用户 $j$ 申报的最小接受率; $\rho_{m,i}^{\min}$ 为 $m$ 省电厂 $i$ 申报的最小接受率; $\epsilon_{m,j}, \epsilon_{m,i}$ 为表示是否中标的状态变量,值为1时,表示中标,值为0时,表示不中标。

3) 出清价格约束。

$$\epsilon_{m,j} (P - P_{m,j}) \leq 0 \quad (8)$$

$$\epsilon_{m,i} (P - P_{m,i}) \geq 0 \quad (9)$$

式中, $P$ 为出清价格。此约束表示用户只有在出清价低于其申报价格时才会中标,电厂只有在出清价高于其申报价格时才会中标。

4) 报价上下限约束。

$$P_m^{\min} (1 - \theta) \leq P_{m,i} \leq P_m^{\max} (1 + \theta) \quad (10)$$

式中, $P_m^{\min}$ 为各省基准价中的最小值; $P_m^{\max}$ 为各省基准价中的最大值; $\theta$ 为交易规则允许的报价浮动比率。

### 5.2 基于统一出清结果的省间壁垒计量模型

省间壁垒的计量以各市场主体的损失为基础,而市场主体的损失来自区域统一出清与省内自平衡产生的电量与价格差异。本文以区域市场统一出清结果为各电厂的实际发电量,以各电厂原有基本收益及用户电费为壁垒计量参照,进行损益分配与实际结算价格的计量。同时发电侧壁垒来自发电量的减少或度电收益的降低,用户侧壁垒来自电费的上涨,因此需要分别计量。

1) 发电壁垒计量。

区域统一市场下各省电厂的发电量为

$$Q_m = \sum_{i=1} Q_{m,i} \quad (11)$$

其中, $Q_m$ 为 $m$ 省电厂的中长期中标电量。

计量电厂壁垒规模,其规模由发电量变化及收益变化决定:

$$\Delta R_{m,i} = [(1 + \theta) \eta_m - C_{m,i}] \frac{T_{m,i} G_{m,i}}{8760} - (P - C_{m,i}) Q_{m,i} \quad (12)$$

式中, $\Delta R_{m,i}$ 为 $m$ 省电厂 $i$ 的省间壁垒规模,若结果为正,则存在壁垒,若结果为负,则存在参与省间交易的意愿; $C_{m,i}$ 为 $m$ 省电厂 $i$ 的平均度电发电成本; $\eta_m$ 为 $m$ 省的火电机组基准价格; $T_{m,i}$ 为电厂 $m$ 省火电机组近3年平均年利用小时数; $G_{m,i}$ 为 $m$ 省电厂 $i$ 装机容量。

2) 用户壁垒计量。

用户壁垒来源于用户的电费变化,即该省用户供电成本的变化。 $m$ 省用户的总供电成本为

$$F_m = \begin{cases} P \sum_{j=1} Q_{m,j} + (\sum_{j=1} Q_{m,j} - Q_m) P_n, & \sum_{j=1} Q_{m,j} - Q_m \geq 0 \\ P \sum_{j=1} Q_{m,j}, & \sum_{j=1} Q_{m,j} - Q_m < 0 \end{cases} \quad (13)$$

其中, $F_m$ 为 $m$ 省用户侧总供电成本, $P_n$ 为省间交易电量的度电输电费。则 $m$ 省用户的度电交易价格为

$$P_m = \begin{cases} \frac{F_m}{\sum_{j=1} Q_{m,j}}, & \sum_{j=1} Q_{m,j} - Q_m > 0 \\ P, & \sum_{j=1} Q_{m,j} - Q_m \leq 0 \end{cases} \quad (14)$$

则 $m$ 省用户的度电壁垒为

$$\Delta R'_m = P_m - (1 + \theta) \eta_m \quad (15)$$

若结果为正,则存在壁垒,若结果为负,则用户存在参与交易的意愿。区域市场中所有受损用户的总壁垒规模为

$$\Delta F = \sum_{m=1} \{ [P_m - (1 + \theta) \eta_m] \sum Q_{m,j} \}, \Delta R'_m > 0 \quad (16)$$

### 5.3 壁垒消除及结算模型

根据之前计算的各主体壁垒规模,在现有出清价格的基础上,进行主体损失补偿以消除省间壁垒。首先进行发电侧壁垒消除。由各省电费降低的用户对本省亏损电厂补偿,补偿后形成新的 $m$ 省用户新交易价格为

$$P'_m = \begin{cases} \frac{F_m + \Delta R_m}{\sum_{j=1} Q_{m,j}}, & \Delta R_m < 0 \\ \frac{F_m}{\sum_{j=1} Q_{m,j}}, & \Delta R_m \geq 0 \end{cases} \quad (17)$$

式中, $P'_m$ 为对电厂亏损进行补偿后的 $m$ 省度电交易价格。

消除用户侧的省间壁垒。由于区域交易为统一出清,可能存在交易电价较低的省份出清价格上涨的情况,此时需由其他获利省份对电价上涨省份的用户进行损失补偿,补偿后形成最终的 $m$ 省用户度电成交价为

$$P''_m = \begin{cases} \frac{P'_m \sum_{j=1} Q_{m,j} + \frac{\sum_{j=1} Q_{m,j}}{\sum_{m=1, j=1} \sum Q_{m,j}} \Delta F}{\sum_{j=1} Q_{m,j}}, & \Delta R'_m \leq 0 \\ (1 + \theta) \eta_m, & \Delta R'_m > 0 \end{cases} \quad (18)$$

式中, $P''_m$ 为 $m$ 省对区域市场中的受损用户进行补偿后的度电交易价格,各省以此交易价格分别结算。模型求解本文借助MATLAB编写相应的程序进行计算。

## 6 算例分析

### 6.1 数据准备及情景设计

本文假定由4个省份构成的华中区域为研究对象进行区域中长期统一市场的出清及结算模拟,根据表1华中区域4个省份火电机组的年利用情况,将各省火电机组数量、发电容量、用电需求等比缩减,构建四省简化电力系统。

系统中电源侧数据为河南省火电机组14台,其中600 MW机组10台,300 MW机组4台,火电机组的报价区间依据其燃煤基准价格取0.38~0.46元/(kW·h)。湖北省火电机组8台,其中600 MW机组3台,300 MW机组5台,火电机组的报价区间取0.41~0.49元/(kW·h)。江西省火电机组6台,其中600 MW机组3台,300 MW机组3台,火电机组的报价区间取0.41~0.49元/(kW·h)。湖南省火电机组6台,其中600 MW机组2台,300 MW机组4台,火电机组的报价区间取0.45~0.54元/(kW·h)。各机组具体报价为本省报价区间内的随机数。同时设置600 MW机组的报量上限为1 000 MW·h,300 MW机组的报量上限为500 MW·h。省间输电费用取0.03元/(kW·h)。

系统中用户侧数据为河南省用户6名,电量需求各450 MW·h,报价范围为0.456~0.459元/(kW·h);湖北省用户4名,电量需求各415 MW·h,报价范围为0.486~0.489元/(kW·h);江西省用户4名,电量需求各400 MW·h,报价范围为0.486~0.489元/(kW·h);湖南省用户4名,电量需求各300 MW·h,报价范围为0.536~0.539元/(kW·h)。

实际情景中,电厂在中长期市场的报价方式为自由报价,申报价格受本省基准价格上下浮动20%

的约束,系统根据各电厂申报的量价结果集中出清。如表 2 所示,在区域统一中长期市场中存在 2 种报价约束情景:一是各省电厂在一个大的范围内报价,此时除满足报价上下限约束外,各电厂需满足报价不低于自身成本的理性人假设;二是各省仍按照本省的报价上下限约束进行申报,防止低价省份电厂报高价,抬高出清价格。

表 2 算例模拟的报价情景分类

Table 2 Classification of quotation scenarios in case simulation

情景	核心	差异
统一报价约束	各省电厂在相同报价约束下参与统一市场,低成本机组存在抬高报价导致替代不充分的可能。	各省电厂受相同报价区间约束,为所有省份报价约束的最大区间(即基准价最低省份乘以下浮比例为下限,基准价最高省份乘以上浮比例为上限)。所有电厂及用户区域统一出清并进行壁垒计量及分摊。
分省报价约束	各省电厂按本省报价约束的区域统一市场	各省电厂仍按本省中长期电力市场的报价约束进行申报。所有电厂及用户区域统一出清并进行损益计量及分摊。

6.2 2种情景单次测算的结果对比

首先模拟系统内各主体的单次申报、出清、壁垒计量及消除结果。如表 3 所示,对比 2 种情景下,区域电力市场的平均出清价格、省间交易电量、区域电网收入及市场净效益 4 项指标。由表 3 可知,区域统一出清可降低区域平均出清价格,提高省间交易规模,产生更多的市场净效益从而提高电力资源的配置效率;同时,也论证了以省为主体的市场模式将产生省间壁垒阻碍省间交易,降低电力市场的运行效率。

1) 统一报价约束下的省间壁垒计量及消除。

统一报价约束的市场出清结果如图 3 所示,此时区域市场出清价格为 0.479 元/(kW·h)。

表 3 各情景下出清结果对比

Table 3 Comparison of clearing results in various scenarios

情景	平均出清价格/(元/(kW·h))	省间交易电量/(MW·h)	区域电网收入/万元	市场净效益/万元
统一报价	0.479	2 420	72.6	56.398
分省报价	0.451	4 520	135.6	114.718

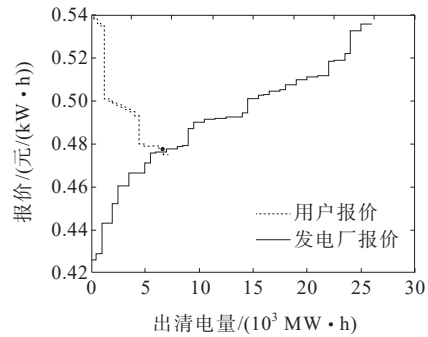


图 3 统一报价约束的市场出清结果

Figure 3 Market clearing results under unified price constraint

统一报价约束情景出清结果及壁垒计量如表 4 所示。可知,统一报价约束情景下区域统一出清电量共 6 300 MW·h,其中省间交易电量较省内平衡时大幅上涨,共 2 420 MW·h,均为河南省的外送电力交易,基准价格最高的湖南省电厂被完全替代。由于替代效应的存在,4 省中除河南省用户电费上涨外其他 3 省用户电费均有明显下降,而电源侧除河南电厂收益增加外,其他 3 省电厂均产生不同程度的亏损。同时由于各电厂报价在同一限制区间内,河南省电厂有提高报价获得超额利润的可能,因此河南省电厂并未形成对其他省份火电企业的全面替代,报高价的河南省电厂仍然存在不中标的可能性。同时区域统一市场导致高电价省份用户与低电价省份用户同台竞价,抬高出清价格的同时将挤占低电价省份用户的成交空间。

表 4 统一报价约束情景出清结果及壁垒计量

Table 4 Clearing results and barrier measurement in unified price constraint scenarios

省份	出清价格/(元/(kW·h))	出清电量/(MW·h)	外购电量/(MW·h)	电网收入/万元	电厂收益增长/万元	用户电费节约/万元
河南	0.479	4 200	0	72.6	151.384	-45.426
湖北		1 200	520		-39.253	19.350
江西		900	700		-37.316	8.056
湖南		0	1 200		-37.599	37.200
合计	—	6 300	2 420	72.6	37.217	19.181

考虑壁垒消除的结算价格及市场净效益如表 5 所示。可知,进行亏损补偿和效益分配后,省间替代交易产生市场净效益 56.398 万元,说明消除省间壁垒的区域统一市场将对电力资源的优化配置和

提升区域供电效率起到明显的促进作用。该净效益由增发电量的河南省电厂与其他3省的用户按交易电量比例共同分享。此时,除河南省用户外,其他3省用户电费均有下降,区域整体共产生电费节约28.199万元,其中湖南省用户的度电电费节约规模最大,为0.012元/(kW·h)。

表5 考虑壁垒消除的结算价格及市场净效益

Table 5 Settlement prices and net market benefits considering barrier elimination

省份	电厂收益增长/万元	用户电费节约/万元	用户度电节约/(元/(kW·h))	用户结算价格/万元	电厂结算价格/万元	市场净收益/万元
河南	28.199	0.000	0.000	0.453	0.450	56.398
湖北	0.000	6.059	0.004	0.496	0.512	
江西	0.000	8.157	0.005	0.492	0.520	
湖南	0.000	13.983	0.012	0.528	0.030	
合计	28.199	28.199	—	—	—	56.398

## 2) 分省报价约束的省间壁垒计量及消除。

分省报价约束的市场出清结果及壁垒计量如图4、表6所示。可知,由于各省火电电厂均在本省基准价格及浮动比例的约束范围内报价,河南省电厂报价的整体情况较统一报价情景有所下降,因此区域统一市场的出清价格仅为0.451元/(kW·h)。由于市场出清价格的降低,河南省的低报价用户仍可以成交,区域整体出清电量共7 200 MW·h。由此说明,各省分别进行报价约束能够防止低电价省电厂报高价而抬高市场出清价格。此时区域所有出清电量均由报价最低的河南省电厂中标,用户电费节约效益最为明显,共节约电费134.813万元。

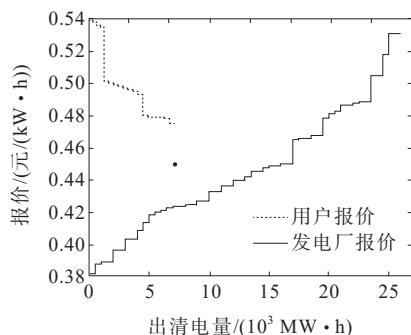


图4 分省报价约束的市场出清结果

Figure 4 Market clearing results with provincial quotation constraints

表6 分省报价约束情景出清结果及壁垒计量

Table 6 Clearing results and barrier measurement in provincial quotation constraint scenarios

省份	出清价格/(元/(kW·h))	出清电量/(MW·h)	外购电量/(MW·h)	电网收入/万元	电厂收益增长/万元	用户电费节约/万元
河南	0.451	7 200	0	135.6	116.344	6.646
湖北		0	1 720		-50.869	31.510
江西		0	1 600		-47.972	25.856
湖南		0	1 200		-37.599	70.800
合计	—	7 200	4 520	135.6	-20.095	134.813

考虑壁垒消除的结算价格及市场净效益如表7所示。进行亏损补偿和效益分配后,区域统一市场的净效益规模为114.718万元,在2种情景中最高,高效益的主要原因来自于对电厂报价行为的约束,导致低价电厂对高价电厂的充分替代而产生区域供电成本的全面节约。该净效益由增发电量的河南省电厂与其他3省的用户按交易电量比例共同分享,3省用户电费均下降0.013元/(kW·h)。由于河南电厂参与了对其他亏损电厂的补偿,因此结算价格较出清价有所下降。

表7 考虑壁垒消除的结算价格及市场净效益

Table 7 Settlement prices and net market benefits considering barrier elimination

省份	电厂收益增长/万元	用户电费节约/万元	用户度电节约/(元/(kW·h))	用户结算价格/万元	电厂结算价格/万元	市场净收益/万元
河南	57.359	0.000	0.000	0.453	0.443	114.718
湖北	0.000	21.827	0.013	0.487	0.030	
江西	0.000	20.304	0.013	0.484	0.030	
湖南	0.000	15.228	0.013	0.527	0.030	
合计	57.359	57.359	—	—	—	114.710

## 6.3 千次蒙特卡洛模拟下的测算结果一致性

由于各电厂的报价为满足约束下的随机生成,单次模拟的结果可能存在一定的误差,因此本文利用蒙特卡洛循环对2种情景下的测算结果进行验证,如图5、6所示。循环测算1 000次下的算例模拟结果具有较强的一致性,统一报价约束情景下的市场出清价格集中于0.475~0.485元/(kW·h),低壁垒下的市场出清价格集中于0.454~0.462元/(kW·h)。



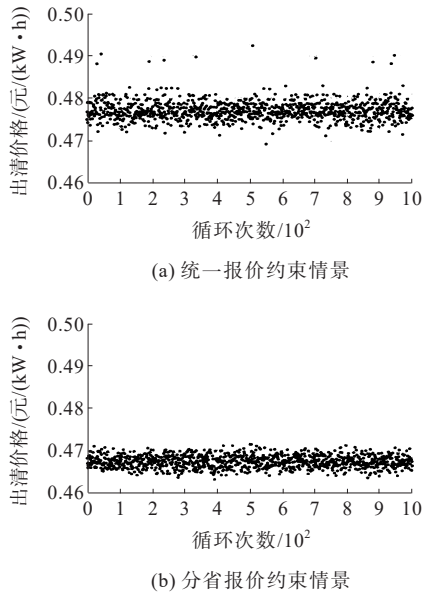


图 5 2 种情景下的平均出清价格分布对比  
Figure 5 Comparison of average clearing price distribution in two scenarios

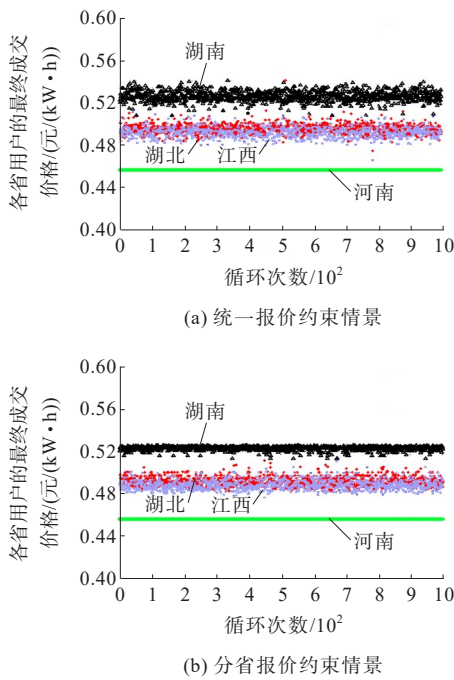


图 6 2 种情景下的各省出清价格分布对比  
Figure 6 Comparison of clearing price distribution in various provinces in two scenarios

2 种情景下的市场出清价格均低于高壁垒情景,说明开展省间替代交易可有效降低区域供电成本,且合理约束市场主体的交易报价可避免低成本电厂获得超额利润,促进电源替代的充分实施。

分享净效益后的各省用户结算电价水平如图 7

所示,可知市场交易电量与出清价格成反比关系,出清价格越低则能够满足的用电需求越大。分省报价约束情景下的电量规模固定,已满足用户的全部需求。说明分省报价约束情景下的出清价格为市场最优出清的价格分布,同时反映华中区域火电企业的发电成本差异较大,在无约束条件下可实现低成本电厂对高成本电厂的完全替代,后续可进一步研究满足被替代省安全约束及供求关系预测的最优替代规模。

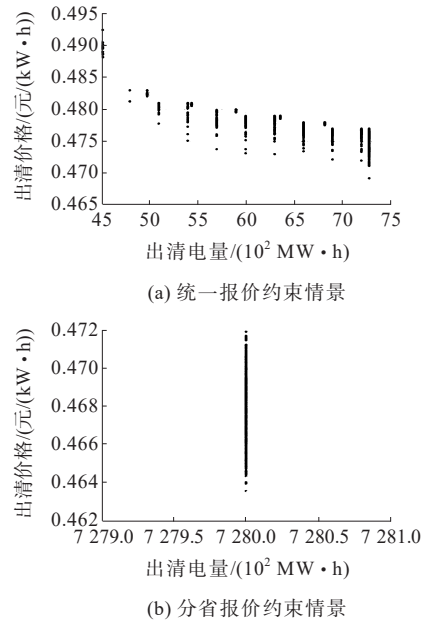


图 7 2 种情景下的电量与电价关系对比

Figure 7 Comparison of the relationship between electricity quantity and electricity price in two scenarios

不同情景下各省可以获得的净效益如图 8 所示,该净效益是扣除壁垒补偿及区域电网收益后的市场净剩余,用以提高低成本电厂发电收益以及降低高电价省用户电费。由图 7、8 可知,通过先省间替代再壁垒计量及壁垒消除的交易模式,各省均可分享到不同程度的市场净效益,其中河南作为电量送出省,在保障本省用户电费不上涨的同时,仍能获得较大的收益提升。湖南作为电价水平最高的省份,享有最明显的电费节约效益。同时壁垒水平越低市场替代关系越充分,能产生的市场净效益规模越大,用户的电费降低效应越明显。说明从用户电费节约的考虑,高电价省政府应积极促进省间交易开展,同时对省间交易的报价进行合理约束。



进一步地,图9、10探讨了2种壁垒规模下出清价格、替代规模及市场净效益间的三维关系。其中

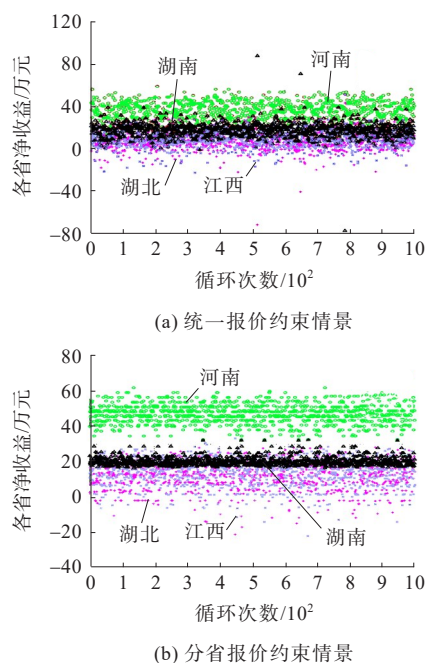


图8 2种情景下的各省净效益对比  
Figure 8 Comparison of net benefits in various provinces in two scenarios

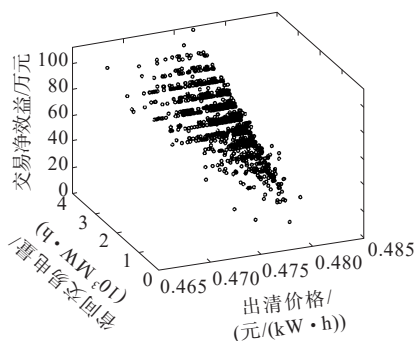


图9 统一报价约束情景下的量价与市场效益关系  
Figure 9 Relationship between quantity-price and market benefits in the unified price constraint scenario

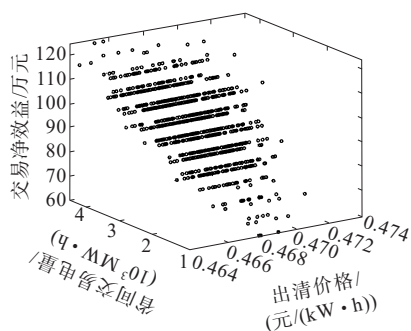


图10 分省报价约束情景下的量价与市场效益关系  
Figure 10 Relationship between quantity-price and market benefits in the provincial quotation constraint scenario

出清价格可近似地反映电厂的报价策略,出清价格高说明电厂倾向于按照用户的接受上限报价,大比例获得市场盈余。对比发现,出清价格与省间交易规模及市场净效益成反比关系,同时市场效益的分布较为集中,说明这一影响存在集束效应,电价对交易电量及市场效益的影响仅在一定范围内产生作用。因此从市场竞争的角度出发,可以选择放宽对市场主体报价行为的限制,以对年度出清价格约束为替代,如HZ区域的年度出清价格可以限制为 $0.470\sim 0.485$ 元/(kW·h)。

## 7 结语

本文研究了考虑省间壁垒的区域中长期统一市场出清及结算机制,旨在以区域统一市场替代过去以省为主体的中长期电力交易市场结构。在区域内所有市场主体集中进行出清的同时,本文考虑了消除省间壁垒对市场主体损益的影响,并进行了相应的计量和补偿工作。采用帕累托优化中先损失补偿再净效益分配的思路设计市场出清及结算机制,旨在使各市场主体不受损,从而消除省间壁垒对电源替代的阻碍,促进整个系统的供电成本节约和效率提升。研究的具体发现如下。

1) 区域统一市场促进省间同类型电源替代,是有效降低社会用电价格、提高供电效率的手段。通过对算例中的出清结果与各省原市场出清结果的比较,发现河南省机组替代了湖南省机组的电量,降低了区域整体发电成本。区域统一市场将导致低价电源对高价电源的省间替代,产生区域电力交易的净效益。通过对净效益的合理分配,电厂在获得增发电力收益的同时,用户也能享受到降低电价的益处。因此,发展区域统一电力市场是中国电力市场建设的主要方向之一。

2) 省间壁垒的消除核心在于对交易中受损主体的补偿。消除省间壁垒应以帕累托优化为核心,按照先最优出清,再主体损益计量,最后开展损失补偿及净收益分摊的步骤进行。在此过程中,重点测算被替代电厂的机会成本以及替代产生的净收益,以保证替代电厂与受损省用户均能获利。

3) 区域统一市场中市场主体的报价约束应沿

用各省的原有约束。通过对比2种情景下的出清结果与替代程度,发现各省市场主体在同一区间内竞价会降低替代效果,存在低价电源对高价电源的挤占效应,同时高电价省用户也会对低电价省用户产生挤占效应。此外,由于低价电源高报价,整个出清价格可能会抬高。为了避免这一问题的发生,应当约束各省电源的报价仍按照本省原有的价格限制执行,以防止市场势力的形成。

#### 参考文献:

- [1] 叶泽.市场竞争效率理论及其在电力市场的应用[J].中国电力企业管理,2021(7):34-41.  
YE Ze. Market competition efficiency theory and its application in electricity market[J]. China Electric Power Enterprise Management,2021(7):34-41.
- [2] 严宇,李庚银,李国栋,等.新一轮电改形势下电力直接交易组织情况分析[J].中国电力,2017,50(7): 33-37.  
YAN Yu, LI Gengyin, LI Guodong, ZHOU Ming, et al. Analysis of power direct trade organization under the new round of electricity reform[J]. Electric Power, 2017, 50(7): 33-37.
- [3] 郑亚先,杨争林,冯树海,等.碳达峰目标场景下全国统一电力市场关键问题分析[J].电网技术,2022,46(1):1-20.  
ZHENG Yaxian, YANG Zhenglin, FENG Shuhai, et al. Key issue analysis in national unified power market under target scenario of carbon emission peak[J]. Power System Technology,2022,46(1):1-20.
- [4] CUI J, SONG F, JIANG Z G, et al. Efficiency vs. equity as China's national carbon market meets provincial electricity markets[J]. China Economic Review, 2022, 78: 101915.
- [5] 姜曼,刘定宜,叶泽,等.考虑售电公司的跨省区电力交易的资源配置分析[J].电力科学与技术学报,2018,33(3):120-127.  
JIANG Man, LIU Dingyi, YE Ze et al. Resource allocation analysis of cross-provincial power trading with the participation of power selling company[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2018, 33(3): 120-127.
- [6] POLLITT M G. The European single market in electricity: an economic assessment[J]. Review of Industrial Organization, 2019, 55 (1):63-87.
- [7] ALMEIDA, L D, ESPOSITO F, ZEBEN J V. When indicators fail electricity policies: pitfalls of the EU's retail energy market barrier index[J]. Energy Policy, 2022, 165: 112892.
- [8] PETERS L L. Barriers to energy trading on the Pacific Intertie[J]. The Electricity Journal, 2020, 33(2): 106699-106699.
- [9] ZHOU J, PEIZHEN J, NISHIKANT M, et al. Market segmentation and industry overcapacity considering input resources and environmental costs through the lens of governmental intervention. [J]. Environmental science and pollution research international, 2017, 24(26): 21351-21360.
- [10] XU G H, CHEN Y H. The influence of market segmentation on energy efficiency in electric power industry: Empirical evidence from China[J]. Energy Reports, 2022, 8(8):965-971.
- [11] JING B. Network externalities and market segmentation in a monopoly[J]. Economics Letters, 2006, 95(1):7-13.
- [12] KIHLMSTRM V, ELBE J. Constructing markets for solar energy: a review of literature about market barriers and government responses[J]. Sustainability, 2021, 13(6):3273.
- [13] GISSEY G C, DODDS P E, Radcliffe J. Market and regulatory barriers to electrical energy storage innovation. [J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2018, 82 (1):781-790.
- [14] SAMUELS W J. Markets and their social construction[J]. Social Research, 2004, 71:357-370.
- [15] 刘军,程海花,叶泽,等.省间发电权预挂牌交易价格形成机制研究[J].价格理论与实践,2021(9):86-91.  
LIU Jun, CHENG Haihua, YE Ze, et al. Research on the price formation mechanism of pre-listed transactions of inter-provincial power generation rights[J]. Price: Theory & Practice, 2021(9):86-91.

# 考虑工业用户生产特性的精细化 用电管控模型及实证研究

孙诗洁<sup>1</sup>, 叶承晋<sup>1</sup>, 郭超<sup>2</sup>, 丁一<sup>1</sup>, 李庆生<sup>3</sup>,  
李震<sup>3</sup>, 朱永清<sup>3</sup>, 张彦<sup>3</sup>

(1. 浙江大学电气工程学院, 浙江 杭州 310013; 2. 浙大城市学院信息与电气工程学院, 浙江 杭州 310015;  
3. 贵州电网有限责任公司电网规划研究中心, 贵州 贵阳 550003)

**摘要:**“双碳”背景下, 具有调节潜力的工业用户参与需求侧管理可以提升电力系统灵活调控能力, 缓解电力保供压力, 确保电网安全平稳运行。然而, 传统针对工业企业的用电管理手段一般为 0-1 模式, 严重影响企业生产连续性, 无法保障社会效益最大化, 无法成为支撑“双碳”目标的常态化需求侧管理机制。为此, 提出一种考虑工业用户生产特性的精细化需求响应决策方法。首先, 分析企业保供性、周期性、连续性、耦合性四大用电特性, 构建基于工业用户生产特性的精细化用电管控框架。然后, 以最大化所有工业用户的总用电量为目标, 构建考虑最小保供电量、最小用电周期、最大负荷变化率、负荷耦合关联等内部工业负荷自身约束以及总用电量、负荷曲线等外部系统给定约束的精细化用电管控模型。其次, 在此基础上, 为保证模型求解的可靠性和提高模型求解的计算效率, 针对性地提出线性化的解算方法。最后, 基于中国东部某省工业园区的实际数据对所提模型进行验证。算例结果表明, 所提方法可在满足用电总量、负荷曲线管控目标的前提下最大限度保障工业用户生产特性, 提升企业效益。

**关键词:**工业用户; 生产特性; 精细化; 用电管控; 需求响应

DOI: 10.19781/j.issn.1673-9140.2023.06.005 中图分类号: TM76 文章编号: 1673-9140(2023)06-0044-11

## A refined power management and control model considering the production characteristics of industrial users and its empirical research

SUN Shijie<sup>1</sup>, YE Chengjin<sup>1</sup>, GUO Chao<sup>2</sup>, DING Yi<sup>1</sup>, LI Qingsheng<sup>3</sup>,  
LI Zhen<sup>3</sup>, ZHU Yongqing<sup>3</sup>, ZHANG Yan<sup>3</sup>

(1. College of Electrical Engineering, Zhejiang University, Hangzhou 310013, China; 2. School of Information and Electrical Engineering, Hangzhou City University, Hangzhou 310015, China; 3. Power Grid Planning & Research Center, Guizhou Power Grid Co., Ltd., Guiyang 550003, China)

**Abstract:** Under the background of "Double Carbon", the participation of industrial users with regulatory potential in demand-side management can improve the flexibility of the power system, relieve the pressure of power supply, and ensure the safe and stable operation of the power system. However, the traditional power management method of industrial users is generally 0-1 mode, which seriously affects the continuity of production, cannot guarantee the maximization of social benefits, and cannot become a normalized demand-side management mechanism to support the goal of "Double Carbon". Therefore, this paper proposes a refined demand response decision-making method considering the production characteristics of industrial users. Firstly, the four major characteristics of enterprises power consumption, namely,

收稿日期: 2023-03-03; 修回日期: 2023-10-10

基金项目: 贵州省科技计划项目(黔科合支撑[2021]一般409); 贵州电网有限责任公司科技项目(GZKJXM20210386)

通信作者: 郭超(1995—), 男, 博士, 讲师, 主要从事电力市场、电力系统韧性分析研究; E-mail: guoc@hzc.edu.cn