

长三角D-2日电能量市场机制设计

胡朝阳¹, 杜非¹, 段翩², 张丙金², 陈雨果²

(1. 国家电网有限公司华东分部, 上海 200120; 2. 北京清能互联科技有限公司, 北京 100080)

摘要:立足于我国多层次市场体系建设现状和国、网、省三级调度业务架构, 界定现阶段区域内省间市场和跨区省间市场在全国统一电力市场中的功能定位。为了解决不同范围、不同周期市场的衔接问题, 提出建设长三角D-2日电能量市场, 通过D-2日电能量市场统筹全网电力电量平衡, 保障区外送电计划的可执行性, 实现市场从中长期到日前的平滑过渡。引入市场用户报量报价参与区域市场; 设计市场衔接、市场定价、偏差处理等关键机制; 考虑到华东电网是耦合关系复杂的交流电网, 构建全网络出清模型。算例结果表明, D-2日电能量市场有利于全网资源优化配置, 保障全网电力安全以及解决发电侧市场力问题, 证明了市场机制设计的有效性。

关键词:区域电力市场; 市场衔接; D-2日电能量市场; 跨省交易定价机制; 市场出清模型

中图分类号: TM73

文献标志码: A

DOI: 10.16081/j.epae.202307016

0 引言

以省为实体的电力市场体系存在资源优化配置不充分、新能源消纳能力不足、发电侧市场力问题突出等弊端^[1-3], 为此, 我国提出要建设全国统一电力市场体系^[4], 实现电力资源在更大范围内的共享互济和优化配置。市场机制设计应兼顾经济性和现实约束条件, 电力市场体系的构建应与现有国调、网调、省调三级调度体系紧密对接, 全国统一电力市场体系应从全国跨区省间市场、区域内省间市场、省级市场3个层级进行构建^[5]。当前关于全国跨区省间市场和省级市场的研究相对较多, 其中全国跨区省间市场交易包括北京电力交易中心组织的跨区跨省中长期交易、国调组织的省间现货交易等。目前, 关于区域市场在全国统一电力市场中的定位以及区域市场建设思路的研究较少。

跨区省间市场与区域内省间市场各有侧重: 跨区省间市场侧重于落实国家能源战略, 实现全国较大范围内的资源优化配置; 区域内省间市场侧重于在区域范围内实现电力资源的优化配置, 保障区域电网的安全稳定运行, 区域内省间市场是跨区省间市场和区域内省级市场的重要补充。华东电网位于我国东南部沿海经济发达地区, 是世界单一国家内规模最大、电压等级最高的交直流混合区域同步电网, 供电区域覆盖长三角城市群。在资源禀赋方面, 区域内各省(市)的发电资源分布存在差异, 区域内各省(市)间存在错峰优化空间; 在电网架构方面, 华东电网联络紧密, 省间互济能力强; 在保障电网安全角度, 各省(市)的单回直流落地功率已超出了其单独应对能力^[5]。因此, 亟需加快长三角区域市场的

建设, 提升长三角区域资源优化配置能力和可再生能源消纳能力, 保障华东电网安全稳定运行, 推进全国多层次统一电力市场体系的建设。

在当前三级市场体系下, 长三角区域市场的建设面临较大挑战, 特别是区域现货市场的建设, 涉及不同范围、不同时间周期现货市场的衔接配合, 向上要承接国调省间现货市场, 向下要兼容区域内5个异构的省级现货市场(区域内5个省(市)均是现货试点)。当前关于跨区跨省市场的研究主要集中在市场融合模式的探讨^[6-9]、市场耦合出清模型的构建^[10-13]、市场衔接机制的设计^[14-15]等, 主要针对的是两级市场, 而关于区域内省间市场的研究也较少立足于我国三级市场体系的建设现状和国、网、省三级调度业务架构。文献[16]针对我国西北电网新能源占比高、分省实时平衡困难的问题, 提出建立西北省间实时平衡市场, 并讨论西北省间实时平衡市场与省间现货和西北省内现货、辅助服务市场的衔接机制。然而, 长三角区域与西北区域的资源禀赋不同, 市场建设也会各有侧重。

在上述背景下, 本文提出在D-2日(D日指运行日, D-2日指运行日前2日, 下同)国调预计划下发后开展长三角电能量交易, 在时间维度上避开国调省间现货交易, 通过D-2日电能量市场统筹全网电力电量平衡, 保障区外送电计划的可执行性, 实现市场从中长期到日前的平滑过渡, 并提出长三角D-2日电能量市场设计方案, 设计市场衔接、市场定价、偏差处理等关键机制。此外, 考虑到华东电网是耦合关系复杂的交流电网, 本文构建全网络出清模型。

1 市场功能定位分析

1) 提供D-2日的市场交易手段。

长三角区域省间市场框架如图1所示。长三角

区域已初步建立了包含“中长期+现货+辅助服务”的省间市场交易体系。其中:中长期交易包括北京电力交易中心组织的跨区中长期交易和华东电力交易机构组织的区域内跨省中长期交易,交易周期覆盖年度、月度、周度和多日;现货交易包括国调组织的日前和日内省间现货交易;辅助服务交易包括华东调峰辅助服务交易和华东备用辅助服务交易。中长期和现货阶段的省间交易手段相对充足。

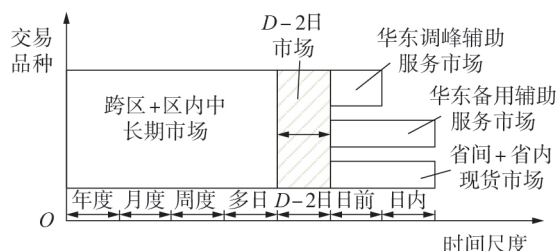


图1 长三角区域省间市场框架

Fig.1 Inter-provincial market framework in Yangtze River Delta region

在当前市场框架下, $D-2$ 日15:30前国调下发 D 日跨区直流联络线送电计划到华东网调,华东网调可以基于该跨区直流联络线送电计划和长三角区域中长期交易计划下发各省(市)联络线计划。同时,区域内各省(市)的预测负荷、新能源预测出力、非市场机组预计划等边界条件相对准确(偏差部分可以通过日前、日内市场交易和应急调度手段进行处理),各省(市)的电力平衡框架大致确定,可基本确定其电力余缺情况,这会产生部分市场交易需求,需要提供 $D-2$ 日的市场交易手段。

2) 统筹区域电网电力电量平衡。

煤电是华东电网第一大电源,对于保障华东电网安全有重要意义。由于煤电机组从冷态到并网发电通常需18~24 h,煤电机组运行日的启停状态通常可在省级现货市场日前预出清阶段($D-1$ 日11:00前)大致确定,但在该阶段各省(市)根据本省电力供需情况和中长期阶段形成的跨省送受电计划,决定省(市)调度管辖范围内的机组启停,无法统筹考虑华东全网供需平衡情况,可能出现某省(市)电力供应不足而另一省(市)存在机组停机备用的情况。可通过 $D-2$ 日电能量交易统筹区域电网电力电量平衡,具体实现方式是构建考虑分省(市)负荷平衡、机组运行约束、网络安全约束等约束条件的全网络出清模型,在追求省间交易社会福利最大化的同时,找到可行的发电计划,保障全网电力安全。华东网调基于 $D-2$ 日电能量交易结果更新区域内各省(市)跨省送受电计划,各省(市)将更新后的联络线计划作为边界条件并确定机组启停安排,为煤电机组的启停预留充足的时间,实现中长期到日前的平滑过渡。

3) 保障跨区跨省交易结果的可执行性。

考虑到华东电网是耦合关系复杂的交流电网,且 $D-2$ 日市场边界条件相对准确, $D-2$ 日电能量市场采用全网络出清模型进行出清,一方面可以保障区内 $D-2$ 日交易结果的可执行性,另一方面相当于提前对区外送电计划进行安全校核,确保区外送电计划的可执行性。

2 市场框架和关键机制设计

2.1 市场框架设计

长三角区域 $D-2$ 日电能量交易范围覆盖江苏、浙江、安徽、福建、上海4省1市。卖方市场主体包括华东网调直调机组和省调机组;买方市场主体包括电网公司、售电公司、电力用户(初期考虑220 kV及以上电压等级大型用户)。长三角 $D-2$ 日电能量市场以15 min为间隔,开展 D 日全天96点电能量交易。

2.2 市场关键机制设计

2.2.1 不同层级市场的衔接机制

1) 与跨区跨省中长期市场的衔接。

华东网调以全国跨区域省间中长期交易和长三角跨省中长期交易结果为依据形成省间联络线预计划,长三角 $D-2$ 日电能量市场以该预计划为边界条件。

2) 与省间和省内现货市场的衔接。

长三角 $D-2$ 日电能量市场与国调的省间现货市场在时间维度上错开,这对国调的省间现货市场没有影响,交易结果被纳入区域内省间联络线计划,影响省级现货市场的出清边界,省(市)内市场主体的交易结果被作为差价合约,不影响省(市)内市场主体在省级现货市场的出清。

从 $D-2$ 日到日前阶段,不同层级市场交易组织时序如下:① $D-2$ 日15:30前,国调下发 D 日跨区直流联络线送电计划,将其作为长三角 $D-2$ 日电能量市场的边界条件;② $D-2$ 日17:30前,华东网调完成 $D-2$ 日电能量市场的交易出清;③ $D-1$ 日11:00前,各省(市)完成省级现货市场的预出清;④ $D-1$ 日12:30前,国调完成省间现货市场的出清;⑤ $D-1$ 日14:30前,华东网调完成省间辅助服务市场的出清;⑥ $D-1$ 日17:30前,各省(市)完成省级现货市场的正式出清。

2.2.2 申报与出清机制

长三角 $D-2$ 日电能量市场中的买卖双方申报96点“电力-价格”曲线,以省间交易社会福利最大化为目标进行优化出清,形成考虑网络安全约束的 $D-2$ 日电能量交易出清结果。

1) 买卖方角色限制。

考虑到我国经济发展以省为实体,电力工业长期以来形成以省为基础的电力供应格局,“省间壁

垒”客观存在,为了推动区域市场平稳起步,初期区域内的省间交易以余缺互济为主,因此,参与长三角D-2日电能量市场时,省(市)电力调度机构根据本省(市)D日96点的电力平衡情况选择在某时段作为买方或卖方角色,调度管辖范围内的市场主体买卖双方角色与其保持一致。例如,若某时段某省(市)电力调度机构选择作为卖方角色,则在该时段,其调度管辖范围内的机组可以作为卖方主体,该省(市)电网企业、售电公司、电力用户不可作为买方主体。华东网调调度管辖机组中可参与市场的机组经华东网调许可后可作为市场卖方主体。

2)交易申报与校核。

为了保障市场主体申报量可执行,减少市场主体的投机套利行为,避免省间交易规模过大,并减小对省内电力平衡和电网安全的影响,设置市场主体申报上限。买方申报电力不得超过其所代理用户或自身用电负荷的最大值,卖方申报电力不得超过其剩余最大发电能力和调度机构确定的可调范围。

3)出清定价机制。

为了不使各省(市)市场主体利益格局调整太大,长三角D-2日电能量市场采用统一边际电价机制,买方报价为其所在省(市)网省间联络线关口落地价,卖方报价为上网电价。跨省交易与省内交易不同,需要考虑不同交易路径对应输电价格和输电网损的不同,对市场主体的电能价格进行折算,使买卖双方的报价对应同一交易关口。省间现货交易考虑交易双方的可行交易路径,将买方报价折算到卖方侧^[17],而在长三角D-2日电能量市场中,将卖方报价折算到省间联络线关口落地侧,这主要是考虑到区域内各省(市)输电价格不同,而华东分部跨省电量输电价格和华东分部跨省输电网损率是唯一的,将卖方报价折算到省间联络线关口落地侧无须考虑交易路径,无论买方是哪个省(市)的,折算后的价格均相同,若将买方报价折算到卖方侧,则不同省(市)的卖方对应折算价格不同。

表1为不同折算方式下不同交易对的跨省交易输电成本(未考虑跨省输电网损)。由表可知:对于

表1 不同折算方式下不同交易对的跨省输电成本
(未考虑跨省输电网损)

Table 1 Inter-provincial transmission cost of different trading pair under different commutation modes
(without considering inter-provincial transmission loss)

单位:元/(kW·h)

折算方式	卖方	买方	卖方省(市)输电价格	华东分部跨省输电价格	跨省交易输电成本
折算到买方侧	安徽	江苏	0.1013	0.0095	0.1108
		浙江	0.1013	0.0095	0.1108
折算到卖方侧	安徽	浙江	0.1013	0.0095	0.1108
	福建		0.0923	0.0095	0.1018

安徽省内市场主体卖电,无论是卖到江苏还是浙江,将其报价折算到省间联络线关口落地侧后,对应的跨省交易输电成本均相同,即折算时无须考虑交易对象;对于浙江省内市场主体买电,将其价格折算到卖方侧后,卖方是安徽省内市场主体时和卖方是福建省内市场主体时对应的跨省交易输电成本不同。

统一边际电价取为最后中标买方报价和卖方报价(折算值)的平均值,具体计算过程如下。

(a)买方报价为其所在省网省间联络线关口落地价。

(b)卖方报价为其上网电价,考虑省内输电价格、华东分部跨省电量输电价格、华东分部跨省输电网损,将卖方申报价格折算到省间联络线关口落地侧,具体公式为:折算后的卖方市场主体报价=(发电报价+送出省电网企业输电价)/(1-华东分部跨省输电网损率)+华东分部跨省电量输电价格,其中送出省电网企业输电价含损耗,后同。

(c)基于折算后的价格计算省间交易社会福利,以省间交易社会福利最大化为目标,考虑系统约束、机组运行约束、网络安全约束等约束条件进行优化出清。

(d)边际出清电价为最后中标买方报价和卖方报价(折算值)的平均值。

(e)购电省(市)电网企业成交价为边际出清电价。

(f)售电公司或电力用户成交价为边际出清电价、所在省(市)输配电价与政府性基金及附加之和。

(g)发电企业成交价=(边际出清电价-华东分部电量输电价)×(1-华东跨省输电网损率)-送出省电网企业输电价。

2.2.3 交易执行与偏差处理

将长三角区域D-2日电能量交易结果纳入省间联络线计划,作为省内现货市场的运行边界,为了保障全网安全以及降低对省级现货市场出清的影响,应尽量保障省间联络线计划的执行,偏差处理应遵循如下原则。

1)省(市)内市场主体偏差。

当省(市)内市场主体(发电企业、电网企业、售电公司和电力用户)因自身原因导致交易结果无法执行时,所在省(市)电力调度机构应按照省(市)内市场规则,通过调整其他发电企业发电等措施保障交易约定电能的送出或受进,否则按相关规定对各省(市)进行偏差考核,偏差考核费用由各省(市)按照省(市)内相关规则处理。

2)华东网调直调机组偏差。

当华东网调直调机组因自身原因导致交易结果无法执行时,华东网调优先通过调增直调发电企业内部机组进行补足,若直调发电企业内部机组无法

补足,则由相同调度管辖范围内的其余直调机组调增出力进行补足,保持省间联络线计划不变。

3) 电网原因导致的偏差。

当电网故障、设备异常、自然灾害、外力破坏等原因导致省间联络线的输电能力下降时,电力调度机构根据调度规程和“安全第一”的原则,及时调减或取消跨省电力交易。

3 市场出清模型

目前,省间现货出清模型是基于可用输电容量(available transmission capacity, ATC)来考虑网络安全约束的。华东电网是耦合关系复杂的交流电网,省间通道ATC难以准确计算,工程计算偏保守,从而限制了省间交易的规模量。此外,省间穿越潮流问题较突出^[18],仅考虑省间输电通道的输电容量约束会导致全网安全校核难以通过,需要反复修正交易结果,从而拉长了交易组织链条。因此,长三角D-2日电能量市场出清模型采用全网络出清模型进行出清,不仅考虑省间输电通道的输电容量约束,还考虑省内输电通道的输电容量约束。

长三角D-2日电能量市场以省间交易社会福利最大化为目标进行优化出清,约束条件包括系统约束(包括系统负荷平衡约束、系统正/负备用约束等)、网络安全约束(包括省间联络线潮流约束、省内关键线路潮流约束、省间/省内关键断面潮流约束)、机组运行约束(包括出力上限约束、爬坡约束等),物理内涵是在满足省间交易社会福利最大化的同时找到一组可行的发电计划。

具体模型如下。

1) 目标函数。

以社会福利最大化为目标,由于价格折算与交易路径无关,在卖方折价中考虑跨省交易输电成本,目标函数为:

$$\max F = \sum_{i \in I} \sum_{t \in T} q_{i,t} C_{i,t} - \sum_{j \in J} \sum_{t \in T} q_{j,t} C_{j,t} \quad (1)$$

式中: F 为社会福利; T 为时段集合; I 为买方集合; J 为卖方集合; $q_{i,t}$ 、 $q_{j,t}$ 分别为 t 时段买方 i 、卖方 j 的成交量; $C_{i,t}$ 、 $C_{j,t}$ 分别为 t 时段买方 i 、卖方 j 的报价(折算值)。

2) 约束条件。

(a) 购售电约束,即:

$$0 \leq q_{i,t} \leq Q_{i,t} \quad (2)$$

$$0 \leq q_{j,t} \leq Q_{j,t} \quad (3)$$

式中: $Q_{i,t}$ 、 $Q_{j,t}$ 分别为 t 时段买方 i 、卖方 j 的申报容量。

(b) 省间交易平衡约束,即:

$$\sum_{i \in I} q_{i,t} = \sum_{j \in J} q_{j,t} \quad (4)$$

(c) 省(市)负荷平衡约束,即:

$$\sum_{g \in G_a} p_{g,t} + \sum_{m \in M_a} T_{m,t} + T_{a,t}^b + T_{a,t}^{D-2} = D_{a,t} \quad (5)$$

$$T_{a,t}^{D-2} = \sum_{i \in I_{a,t}} q_{i,t} \text{ 或 } T_{a,t}^{D-2} = \sum_{j \in J_{a,t}} q_{j,t} \quad a \in Z \quad (6)$$

式中: G_a 为省(市) a 的机组集合; $p_{g,t}$ 为 t 时段机组 g 的出力; $T_{m,t}$ 为 t 时段区外直流联络线 m 的计划功率(送入为正,输出为负); M_a 为省(市) a 的区外直流联络线集合; $T_{a,t}^b$ 为 t 时段华东电网在D-2日交易前下发的省(市) a 联络线计划(送入为正,输出为负); $T_{a,t}^{D-2}$ 为 t 时段省(市) a 在D-2日的交易功率(买入为正,卖出为负); $D_{a,t}$ 为 t 时段省(市) a 的系统负荷; Z 为省(市)的集合; $I_{a,t}$ 为 t 时段省(市) a 的买方集合; $J_{a,t}$ 为 t 时段省(市) a 的卖方集合。

(d) 省(市)正备用约束,即:

$$\sum_{g \in G_a} \alpha_{g,t} P_{g,t}^{\max} \geq D_{a,t} - \sum_{m \in M_a} T_{m,t} - T_{a,t}^b - T_{a,t}^{D-2} + R_{a,t}^{\text{up}} \quad (7)$$

式中: $\alpha_{g,t}$ 为 t 时段机组 g 的启停状态; $P_{g,t}^{\max}$ 为 t 时段机组 g 的最大出力; $R_{a,t}^{\text{up}}$ 为 t 时段省(市) a 的正备用需求。

(e) 省(市)负备用约束,即:

$$\sum_{g \in G_a} \alpha_{g,t} P_{g,t}^{\min} \leq D_{a,t} - \sum_{m \in M_a} T_{m,t} - T_{a,t}^b - T_{a,t}^{D-2} - R_{a,t}^{\text{down}} \quad (8)$$

式中: $P_{g,t}^{\min}$ 为 t 时段机组 g 的最小出力; $R_{a,t}^{\text{down}}$ 为 t 时段省(市) a 的负备用需求。

此外,网络安全约束、机组运行约束与省级现货市场出清模型中的相似,此处不再赘述,如附录A式(A1)~(A4)所示。

4 算例分析

本文设计2种场景来验证D-2日市场机制设计的有效性:场景1,先进行D-2日市场交易,各省级市场以D-2日交易结果为边界条件,再进行省级市场出清;场景2,无D-2日市场交易,各省级市场分别出清。选取27节点系统算例和118节点系统算例进行分析。

4.1 27节点系统算例

4.1.1 算例参数

通过将3个9节点系统相连表示1个互联的大电网,每个9节点系统属于1个省,如图A1所示。将某试点省份一天24点的负荷按一定比例进行增大,并将其作为区域电网负荷。假定A—C这3个省的负荷占比分别为1/3、1/4、5/12, A省和B省为卖方省,节点1、3、10处的机组为卖方市场主体, C省为买方省,节点23、27处的用户为买方市场主体。

市场主体分24个时段按5段进行报价,其中:卖方侧的报价信息在24个时段不变;买方侧的报价信息在24个时段不同,负荷需求越大,申报量越大,申报价格越高。为了便于对比分析,假定卖方侧在D-2日省间交易与D-1日省内交易的报价相同(在省内交易中用户侧无须报价)。

4.1.2 D-2日省间交易结果

1) 边际出清价格。

图2为边际出清价格和全网负荷的对比。由图可知:由于卖方采用单调非递减的报价,且卖方报价在24个时段不变,卖方边际价格与全网负荷的变化趋势相近;虽然买方采用单调非递增的报价,但由于负荷需求越大,买方侧申报量越大,申报价格越高,因此,全网负荷需求越大,省间交易量越大,买方边际价格越高,即买方边际价格与全网负荷的变化趋势也相近;边际出清价格是买方边际价格和卖方边际价格的平均值,因此,边际出清价格与全网负荷的变化趋势也相近。

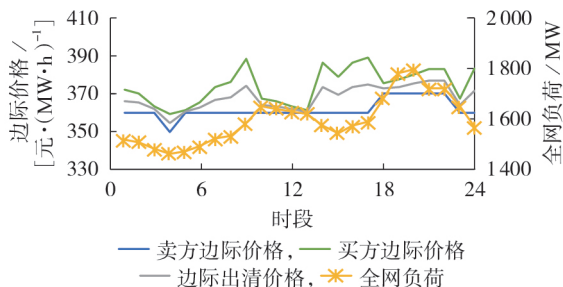


图2 边际出清价格和全网负荷的对比

Fig.2 Comparison of marginal clearing price and network-wide load

2) 市场主体利益。

交流电网跨省输电损耗相对较小,因此,本算例暂不考虑。市场主体电费和电网企业输电费计算公式分别为:卖方电费=售电量 $\times$ (边际出清价格-区域输电价格-送出省电网企业输电价格);买方电费=购电量 $\times$ (边际出清价格+所在省输电价格);送出省输电费=售电量 $\times$ 送出省输电价格;受入省输电费=购电量 $\times$ 受入省输电价格;区域输电费=省间交易量 $\times$ 区域输电价格。

市场主体交易量和电费如表2所示,电网企业输电费如表3所示。由表2和表3可知,买方费用与发电商费用的差值等于2个卖方省电网企业输电费与华东分部跨省电量输电费之和,这说明没有产生不平衡资金。

4.1.3 2种场景的对比分析

1) 边际出清价格的对比。

2种场景下各省边际出清价格的对比如图3所示。

表2 市场主体交易电量和电费

Table 2 Trading electricity and tariff of market entities

市场主体	省间交易量/(MW·h)	电费/万元
卖方1	1200	40.77
卖方2	854	29.09
卖方3	126	4.30
买方1	920	33.89
买方2	1260	46.44

表3 电网企业输电费

Table 3 Transmission charges of grid companies

电网企业	输电价格/[元·(MW·h) ⁻¹]	省间交易量/(MW·h)	输电费/万元
A省	10	2054	2.05
B省	15	126	0.19
C省	13	2180	2.83
区域	18	2180	3.92

示。由于在D-2日省间交易中A省和B省是卖方省,C省是买方省,因此,A省和B省在场景1下的边际出清价格高于在场景2下的边际出清价格,而C省在场景1下的边际出清价格低于在场景2下的边际出清价格。

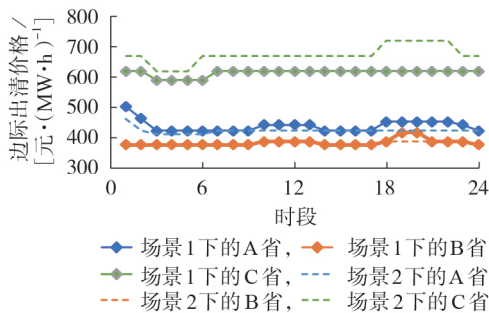


图3 2种场景下各省边际出清价格的对比

Fig.3 Comparison of marginal clearing prices among each province under two scenarios

2) 购电成本的对比。

场景1和场景2下全网和各省购电成本分别如表4和表5所示。由表4和表5可知:对于卖方省,省间交易会增加值省内出清边际电价,因此,省内购电成本会增加;对于买方省,省间交易会降低省内出清边际电价,因此,省内购电成本会降低。总体而言,增加D-2日市场交易环节可以降低全网购电成本,场

表4 场景1下全网和各省购电成本

Table 4 Purchasing electricity cost of entire network and each province under Scenario 1

单位:万元

电网企业	电能量电费	省内输电费	跨省输电费	购电成本
A省	558.53	12.76	0	571.29
B省	367.59	14.35	0	381.94
C省(省内)	845.49	17.90	0	863.38
C省(省间)	74.16	2.83	6.17	83.17

表5 场景2下全网和各省购电成本

Table 5 Purchasing electricity cost of entire network and each province under Scenario 2

单位:万元

电网企业	电能量电费	省内输电费	购电成本
A省	538.39	12.76	551.14
B省	364.91	14.35	379.26
C省	1075.69	20.73	1096.42

景1下的总购电成本为1899.78万元,场景2下的总购电成本为2026.83万元。

对于C省而言,由于省内供需比较紧张(最高负荷需求为747 MW),缺少任何一台机组供电(3台机组最大供电能力分别为250、300、270 MW)都会影响供电可靠性,因此,任何一台机组都可以行使市场力, $D-2$ 日省间交易可以在一定程度上解决发电侧市场力问题。

4.2 118节点系统算例

4.2.1 算例参数

将IEEE 118节点系统分成3个区域,分别表示E—G省,如图A2所示。将某试点省份一天24点的负荷按一定比例进行增大,并将其作为区域电网负荷,高峰时段E—G省的供需比分别为1.98、1.54、1.38。假定在 $D-2$ 日电能量市场交易中,E省为卖方省,节点10、15、18、19、25、32处的机组为卖方市场主体,F省和G省为买方省,由电网企业代理购电。

市场主体报价原则与4.1.1节一致,为了降低市场主体报价对仿真结果的影响,全网各机组的报价在300~700元/(MW·h)范围内随机产生。

4.2.2 2种场景的对比

1) 边际出清价格的对比。

2种场景下各省边际出清价格对比如图A3所示,结果与图3相似。由图A3可知:E省和F省的供需相对宽松,少量的省间交易对其省内边际出清价格的影响有限;G省供需相对紧张,省间交易对其省内边际出清价格的影响较大。长三角区域内4省1市中除福建外,其余省(市)供需均相对紧张, $D-2$ 日的余缺互济交易有利于解决用电高峰时段省内电价陡增的问题。

2) 购电成本的对比。

2种场景下全网和各省购电成本分别如表A1和表A2所示,结果与表4和表5相似。

3) 机组组合的影响。

假定G省节点80和节点100处的机组因故不能投入运行,此时G省在高峰时段的供需比为1.01,仅靠本省资源无法满足其正备用需求。若不进行 $D-2$ 日电能量交易,则E省节点6和节点27处的机组将因启动成本较高而处于停机备用的状态;若增设 $D-2$ 日电能量交易环节,G省在 $D-2$ 日电能量市场中从E省购电,以满足本省正备用需求,此时E省节点6和节点27处的机组会开机。可见,通过 $D-2$ 日电能量交易可以统筹全网电力电量平衡,避免出现某省正备用不足而另一省存在机组停机备用的情况。

5 结论

本文主要结论如下。

1) 立足于我国多层次市场体系建设现状和国、网、省三级调度业务架构,界定现阶段区域内省间市

场和跨区省间市场在全国统一电力市场中的功能定位,区域内省间市场是跨区省间市场和区域内省级市场的重要补充。

2) 在上述基本原则下,提出在 $D-2$ 日国调预计划下发后开展长三角电能量交易,在时间维度上避开国调省间现货交易,通过 $D-2$ 日电能量市场统筹全网电力电量平衡,保障区外送电计划的可执行性,实现市场从中长期到日前的平稳过渡。

3) 构建长三角 $D-2$ 日电能量市场建设方案,使市场用户报量报价参与区域市场,设计市场衔接、市场定价、偏差处理等关键机制,考虑到华东电网是耦合关系复杂的交流电网,构建全网络出清模型,并通过算例说明长三角 $D-2$ 日电能量市场有利于全网资源优化配置,保障全网电力安全以及解决发电侧市场力问题,证明了市场机制设计的有效性。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 陈青,吴明兴,刘英琪,等. 面向风电市场化消纳的现货电能量-辅助服务联合运营机制[J]. 电力自动化设备,2021,41(3): 179-188.
CHEN Qing, WU Mingxing, LIU Yingqi, et al. Joint operation mechanism of spot electric energy and auxiliary service for wind power market-oriented accommodation [J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(3): 179-188.
- [2] 张敏,王建国,王秀丽,等. 面向新能源消纳的调峰辅助服务市场双边交易机制与模型[J]. 电力自动化设备,2021,41(1): 84-91.
ZHANG Min, WANG Jianguo, WANG Xiuli, et al. Bilateral trading mechanism and model of peak regulation auxiliary service market for renewable energy accommodation [J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(1): 84-91.
- [3] 魏聪颖,汪旸,徐浩,等. 计及广义负荷不确定性和激励型需求响应的电力现货市场竞价方法[J]. 电力自动化设备,2022,42(7): 76-83.
WEI Congying, WANG Yang, XU Hao, et al. Bidding method of electricity spot market considering uncertainty of generalized load and incentive-based demand response [J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(7): 76-83.
- [4] 国家发展改革委,国家能源局. 国家发展改革委 国家能源局关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见[EB/OL]. (2022-01-18) [2022-12-06]. http://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2022-01/30/content_5671296.htm.
- [5] 曾德君,杨立兵,李晓刚. 华东电网在中国统一电力市场体系中的角色及作用[J]. 中国电力,2021,54(2): 120-126.
ZENG Dejun, YANG Libing, LI Xiaogang. The role and function of East China Grid in the unified electricity market of China [J]. Electric Power, 2021, 54(2): 120-126.
- [6] 李竹,庞博,李国栋,等. 欧洲统一电力市场建设及对中国电力市场模式的启示[J]. 电力系统自动化,2017,41(24): 2-9.
LI Zhu, PANG Bo, LI Guodong, et al. Development of unified European electricity market and its implications for China [J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(24): 2-9.
- [7] 陈启鑫,张维静,滕飞,等. 欧洲跨国电力市场的输电机制与耦合方式[J]. 全球能源互联网,2020,3(5): 423-429.
CHEN Qixin, ZHANG Weijing, TENG Fei, et al. Transmission mechanisms and coupling approaches in European transnational electricity markets [J]. Journal of Global Energy Interconnec-

- tion, 2020, 3(5):423-429.
- [8] 赵文猛,周保荣,毛田,等. 欧洲统一电力市场演变和日前市场出清模型[J]. 南方电网技术, 2020, 14(5):74-79.
ZHAO Wenmeng, ZHOU Baorong, MAO Tian, et al. European unified electricity market evolution and its day-ahead market clearing model[J]. Southern Power System Technology, 2020, 14(5):74-79.
- [9] 陈玮,林言泰,丁军策,等. 国外区域电力市场对南方区域电力市场建设的启示[J]. 南方电网技术, 2018, 12(12):3-8.
CHEN Wei, LIN Yantai, DING Junce, et al. Enlightenment of foreign regional electricity market to the construction of southern regional power market of China[J]. Southern Power System Technology, 2018, 12(12):3-8.
- [10] 刘政,雷少锋,王清亮,等. 考虑备用共享的区域电力现货市场出清模型[J]. 电力建设, 2021, 42(11):63-71.
LIU Zheng, LEI Shaofeng, WANG Qingliang, et al. Clearing model of regional electricity spot market considering reserve sharing[J]. Electric Power Construction, 2021, 42(11):63-71.
- [11] 陈紫颖,荆朝霞,曾鹏骁,等. 区域电力市场中基于发电转移权重的交易可行域计算模型研究[J]. 电网技术, 2020, 44(4):1290-1301.
CHEN Ziyang, JING Zhaoxia, ZENG Pengxiao, et al. Calculation model of feasible domain for regional power market based on generation shift key[J]. Power System Technology, 2020, 44(4):1290-1301.
- [12] 周华锋,胡亚平,聂涌泉,等. 区域互联电网能量与备用辅助服务联合优化模型研究[J]. 电网技术, 2020, 44(3):991-1001.
ZHOU Huafeng, HU Yaping, NIE Yongquan, et al. Co-optimization model of energy and reserve auxiliary service for regional interconnected power grid[J]. Power System Technology, 2020, 44(3):991-1001.
- [13] 彭超逸,顾慧杰,朱文,等. 交直流混联区域电网现货市场出清模型研究[J]. 电网技术, 2020, 44(1):323-331.
PENG Chaoyi, GU Huijie, ZHU Wen, et al. Study on spot market clearing model of regional power grid considering AC/DC hybrid connection[J]. Power System Technology, 2020, 44(1):323-331.
- [14] 胡晨旭,关立,罗治强,等. 跨区域省间富余可再生能源现货交易优化出清模型[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(13):110-116.
HU Chenxu, GUAN Li, LUO Zhiqiang, et al. Optimal clearing model for trans-regional and cross-provincial spot trading of surplus renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(13):110-116.
- [15] 孙大雁,关立,胡晨旭,等. 省间电力现货交易机制设计与探索[J]. 电网技术, 2022, 46(2):421-429.
SUN Dayan, GUAN Li, HU Chenxu, et al. Design and exploration of inter-provincial power spot trading mechanism[J]. Power System Technology, 2022, 46(2):421-429.
- [16] 周鑫,马晓伟,牛拴保,等. 西北省间实时平衡电力市场探索[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(15):166-171.
ZHOU Xin, MA Xiaowei, NIU Shuanbao, et al. Exploration of cross-provincial real-time balancing electricity market in northwest China[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(15):166-171.
- [17] 国家电网有限公司. 省间电力现货交易规则(试行)[EB/OL]. (2021-11-22)[2022-12-06]. <https://www.cnstock.com/image/202111/24/20211124114327324.pdf>.
- [18] 胡超凡,王扬,赵天阳,等. 省间日内现货市场设计的挑战与思考[J]. 电网技术, 2020, 44(2):573-579.
HU Chaofan, WANG Yang, ZHAO Tianyang, et al. Challenges and strategies of cross-provincial intraday market design[J]. Power System Technology, 2020, 44(2):573-579.

作者简介:

胡朝阳(1973—),男,高级工程师,博士,从事电力市场和电网优化运行方面的研究工作(E-mail: eehuzy@aliyun.com);

杜非(1981—),男,高级工程师,硕士,通信作者,主要从事电力市场和电网调度运行方面的研究工作(E-mail: fei.du@163.com)。

(编辑 王锦秀)

Design of D-2 day electric energy market mechanism in Yangtze River Delta

HU Chaoyang¹, DU Fei¹, DUAN Pian², ZHANG Bingjin², CHEN Yuguo²

(1. East China Branch of State Grid Corporation of China, Shanghai 200120, China;

2. Beijing Tsintergy Technology Co., Ltd., Beijing 100080, China)

Abstract: Based on the current situation of China's multi-level market system construction and the three-level dispatch business structure of the state, network and province, the functional positioning of the regional inter-provincial market and inter-regional inter-provincial market in the national unified electricity market at the current stage is clarified. In order to solve the articulation problem of markets with different ranges and cycles, the construction of D-2 day electric energy market of Yangtze River Delta is proposed, the power and energy of the entire network power is balanced through the D-2 day electric energy market, ensuring the execution of the out-of-region power delivery plan and realizing the smooth transition of the market from medium- and long-term to day ahead. It is introduced that the customers participate in the regional market by quotation. The key mechanisms such as market convergence, market pricing and deviation handling are designed. Considering that the East China Power Grid is an AC grid with complex coupling relationships, an entire network clearing model is constructed. The example results show that the D-2 day electric energy market is conducive to the optimal allocation of entire network resources, ensure entire network power security and solve the market power problem at the generation side, which proves the effectiveness of the market mechanism design.

Key words: regional electricity market; market articulation; D-2 day electric energy market; pricing mechanism of inter-provincial trading; market clearing model

附录 A

(1) 线路潮流约束

$$F_{l,t} = \sum_{g \in NG} G_{l-g} p_{g,t} - \sum_{k \in NK} G_{l-k} L_{k,t} + \sum_{m \in NM} G_{l-m} T_{m,t} \quad (A1)$$

$$-P_l^{\max} \leq F_{l,t} \leq P_l^{\max} \quad (A2)$$

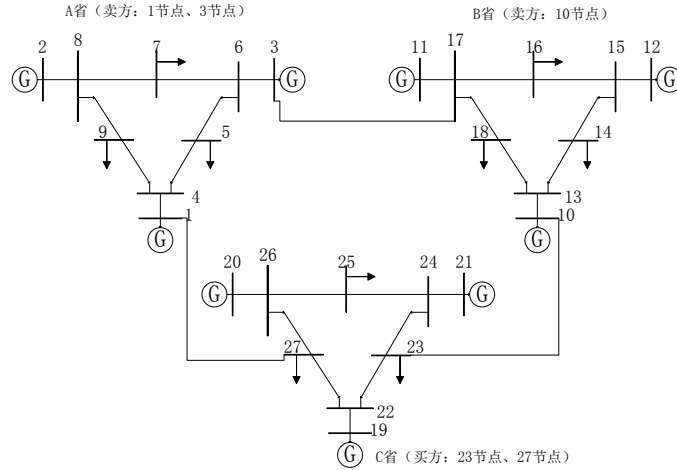
式中， $F_{l,t}$ 为线路 l 在时段 t 的直流潮流； G_{l-g} 表示机组 g 所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； G_{l-k} 表示节点 k 对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； $L_{k,t}$ 表示节点 k 在时段 t 的母线负荷值； G_{l-m} 表示区外直流联络线 m 对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； $P_l^{\max}$ 表示线路 l 的潮流传输极限。

(2) 关键断面潮流约束

$$F_{s,t} = \sum_{g \in NG} G_{s-g} p_{g,t} - \sum_{k \in NK} G_{s-k} L_{k,t} + \sum_{m \in NM} G_{s-m} T_{m,t} \quad (A3)$$

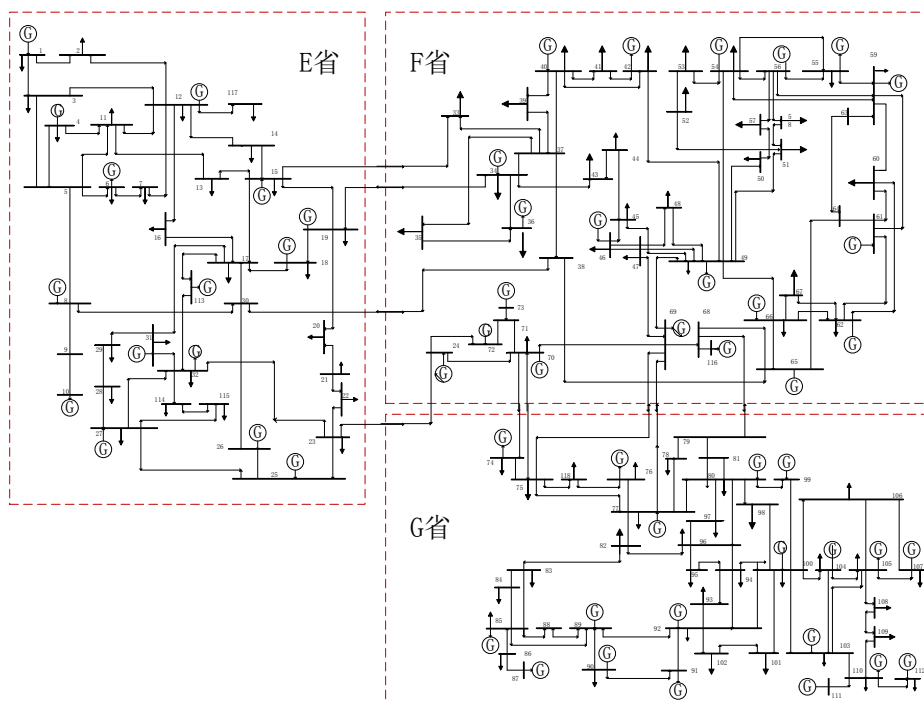
$$P_s^{\min} \leq F_{s,t} \leq P_s^{\max} \quad (A4)$$

式中， $F_{s,t}$ 为稳定断面 s 在时段 t 的直流潮流； G_{s-g} 表示机组 g 所在节点对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子； G_{s-k} 表示节点 k 对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子； $L_{k,t}$ 表示节点 k 在时段 t 的母线负荷值； G_{s-m} 表示区外直流联络线 m 对断面 s 的发电机输出功率转移分布因子； $P_s^{\min}$ 、 $P_s^{\max}$ 分别表示断面 s 的潮流传输极限。

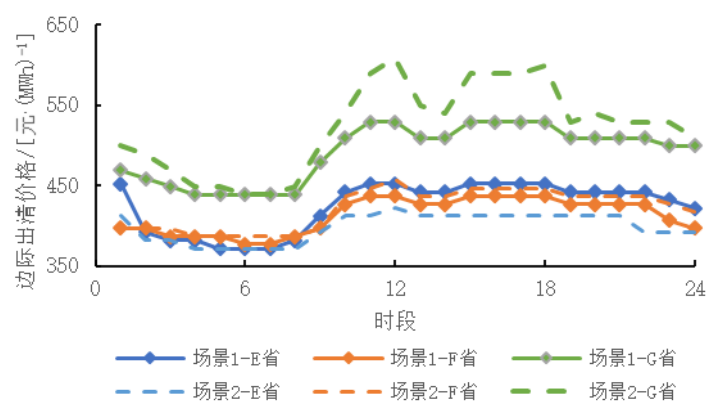


图A1 27节点系统图

Fig.A1 Diagram of 27-bus system



图A2 118节点系统图
Fig.A2 Diagram of 118-bus system



图A3 2种场景下各省边际出清价格对比图
Fig.A3 Comparison of marginal clearing prices by province in the two scenarios

表A1 场景1下全网和各省购电成本
Table A1 Cost of purchasing electricity across the network and by province in Scenario 1

单位：万元

电网企业	电能量电费	省内输电费	跨省输电费	购电成本	合计
E 省	1421.12	32.98	0	1454.1	
F 省（省内）	2373.35	85.61	0	2458.95	
F 省(省间)	119.42	5.15	9.62	134.2	6625.69
G 省（省内）	2343.51	61.48	0	2404.99	
G 省（省间）	155.07	5.83	12.55	173.45	

表A2 场景2下全网和各省购电成本
Table A2 Cost of purchasing electricity across the network and by province in Scenario 2
单位：万元

电网企业	电能量电费	省内输电费	购电成本	合计
E 省	1322.38	32.98	1355.36	6833.55
F 省	2574.80	90.76	2665.56	
G 省	2745.32	67.31	2812.63	