

两级交易模式下南方区域省间中长期交易机制优化路径

许喆,陈玮,丁军策

(广州电力交易中心有限责任公司,广东 广州 510623)

摘要:基于我国南方区域现有的省间中长期电力交易的特点,针对当前省间仅开展中长期交易且标的为月度电量、部分省内开展现货交易的市场建设阶段,提出一种考虑不同交易组织周期的、时序递进的省间交易组织机制实现方案,并实现标的细化至分时曲线。引入交易级别的概念,明确下一级别交易开市前需确定上一级别交易交割电量作为边界的基本原则,并设计各级交易组织的衔接机制和工作流程。提出交易执行偏差处理方式,以及按照事前、事后2类偏差分别定价的结算定价方法,明确两级交易组织间的结算关系。

关键词:两级交易;中长期交易;交易时序;偏差价格;偏差处理

中图分类号:TM 73;F 123.9

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202112024

0 引言

自2015年推进新一轮电力体制改革以来,国家先后出台了电力中长期、现货市场建设的若干指导性文件^[1-3]。截至2019年,全国已建立31个省级电力市场,以国网、南网经营区域为基础建立2个区域电力市场。随着电力市场改革不断深入,8个电力现货试点先后启动试运行,网省两级交易机构融合被提上日程^[4]。当前两级市场并存的交易体系将长期存续,如何促进区域范围省间交易与省内交易的高效协同,以推进资源进一步优化配置需进行研究。

经过长期探索与实践,国外已建立较为成熟的电力市场体系。在北欧电力市场中,通过金融机构实现电力期货及远期市场的交易,并辅以输电权交易以实现分散式物理交易的执行,在日前市场中,通过上下调报价实现实时市场的平衡^[5-8]。在美国PJM(Pennsylvania-New Jersey-Maryland)市场中,中长期交易以分散式的金融差价合约实现,中长期市场由完全独立的金融交易机构组织,不需要考虑任何电网物理约束,若要物理执行则需购买相应输电权并提前进行自调度申报。现货市场除自调度部分优先出清外,其余交易均通过集中式全电量实现,不考虑中长期交易的情况^[9-10]。

我国电力市场的总体发展方向为以中长期交易为主,现货交易为补充,省间与省内两级交易市场长期并存。南方区域两级交易的主要衔接原则为电能优先在省内平衡,富余电量通过省间交易,实现区域优化配置和余缺调剂,并物理执行^[11-12]。输电权交易等配套交易机制仍在探索中。省间输电通道仍为省级政府间的框架协议、国家指令性计划优先使用,计划外剩余的通道再用来组织开展市场化交易。对于省间交易执行产生的偏差电量,目前主要是纳入协议计划,在丰、枯水期内对其进行滚动平衡。省内

偏差电量采用预招标、滚动调整等方式进行处理。

文献[13-14]提出跨区跨省中长期交易的总体设计思路,文献[15]设计一种连续开市的省间中长期交易机制,但上述研究鲜少对南方区域两级市场衔接的不同周期交易模式的实现路径进行具体设计。对于省内电力市场的偏差处理,文献[16-18]分别提出基于预招标的月度偏差电量平衡机制以及考虑清洁能源消纳的发电权交易模式和交易规则,但其仅能解决省内市场预测偏差电量的结算问题,文献[19]提出合约偏差电量处理的三阶段模型,文献[16-19]所提的3种方式的整体思路主要基于合约调整,文献[20]提出基于交易计划和执行情况的双结算思路,但上述研究均没有涉及基于两级交易的偏差电量衔接问题,且未给出具体的分割算法和价格机制。因此,亟需提出一种考虑两级交易模式的省间中长期交易及结算机制。

本文基于两级交易模式,针对当前省间仅开展中长期交易、部分省内开展现货交易的市场建设阶段,提出一种时序递进的全周期交易机制,并提出关于交易执行偏差的价格和两级交易结算衔接的具体设计方案。

1 南方区域省间交易机制面临的问题

1.1 南方区域省间中长期交易现状

南方电网经营范围内已初步建成以西电东送为主的省间电力市场以及广东、广西、云南、贵州和海南5个省级电力市场,总体上形成了省间、省内市场衔接有序的多周期、多品种交易体系。南方区域的电力交易与调度均为两级模式,且交易区域与调度管辖范围基本一致。南方区域省间中长期交易的主要特点如下。

1)交易组织周期为年或月,申报时间主要为年前、月前和月内。交易的标的为年度或月度总电量,对具体分日安排和分时曲线无刚性要求。交易结算

按月度总电量进行计量和分割,未能体现不同时段商品的价值差异。

2)交易组织方式为以双边协商为主,场内挂牌、集中竞价等进行补充。

3)交易主体主要是省级电网公司,其主要进行“网对网”交易,此外售电方还包括一部分独立电厂、省内电厂,售电公司及用户暂未参与交易。不同市场主体之间的交易通常被看作不同类型的交易,目前暂未实现同台竞价,而是分别按照各自的出清规则组织交易。

1.2 南方区域省间中长期市场存在的问题

1)省间交易机制系统性不强。

南方区域省间交易主要以特定主体、特定品种的零散交易为主,类似专场交易,交易时间和标的均不固定。这是由于:参与市场交易的主体数量较少,市场不活跃,以电网公司与独立电厂之间的双边协商交易为主,大用户及售电公司暂未参与省间市场化交易;省间交易品种、交易时间、流程尚未形成常态化的固定机制;交易规则颗粒度较大,不同主体交易组织细节差异较大。2016—2019年南方区域省间市场化交易概况见图1。

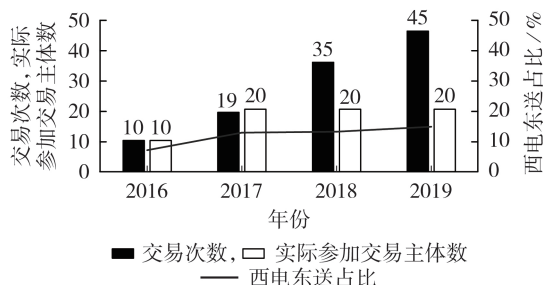


图1 2016—2019年南方区域省间市场化交易概况

Fig.1 Overview of inter-provincial market transaction in Southern China from 2016 to 2019

形成图1所示结果的原因为:省间交易需优先落实国家战略及省政府间框架协议,国家指令性计划电厂和地方政府框架协议网对网的定量、定价优先计划的交易比例达到80%,市场化比例不高,而协议交易的议价空间小,灵活性不足,这导致省间市场活跃度偏低;省间交易需落实清洁能源区域内消纳政策要求,西南水电通过西电东送通道送至东部高负荷省区,而水电发电季节性强,仅有部分水电厂具备调节能力,水电参与市场交易的情况受气候、时段等制约,交易需求易受季节性和时段性影响,市场主体特性差异明显,难以采用统一机制覆盖。

2)省间和省内市场衔接薄弱。

(1)不同市场交割周期不一致。

省间交易仍为电量交易,未细化至分时曲线。协议计划为:全年按丰枯期控制交割总量,可在同期

月间进行滚动平衡;市场化交易按月交割按月结算,二者交割的颗粒度不同,这使交易执行及结算电量分割时需考虑优先顺序,不同分割方法结算费用存在差别。不同省内交易的交割周期也不尽相同:部分省区按年交割,可在月间进行滚动平衡;部分省区按月度交割;部分省区已将交易标的分解到小时,按小时交割。不同交割周期意味着偏差电量的认定和结算机制难以统一,若将交割周期短的市场中存在的偏差电量置于交割周期长的市场中进行统计,则该偏差可能相互抵消,影响结算结果。

(2)省间中长期与省内现货价格难以衔接。

省间交易标的时间颗粒大,最小交割时段为月度甚至多月,启动现货交易的省内市场的最小交割时段为小时,这将使省间中长期交易合约的交割方式直接影响省内现货价格。但目前省间中长期交易的价格仅考虑了省内中长期市场均价,省间交易引起的省内现货市场边界和现货价格波动尚无有效的价格传导机制反馈至省间价格。

3)不同省级市场之间的壁垒依然存在。

本轮电力体制改革主要由省级政府主管部门、电网公司负责推进,各省均针对各自省区经济发展、电源结构、负荷特性等实际情况建立具有一定地域特点的交易机制,省级市场之间差异明显。在以省为实体的交易体系下,由于各省资源不同、经济水平存在较大差异,省间交易给省内市场带来的不确定因素将导致省间交易受到一定省内行政干预影响,省间市场交易价格信号难以全面反映送、受省区的实际供需情况。省内市场主体直接参与省间交易的选择权仍受到一定约束。目前省间市场化交易价格机制主要采用的是两省内中长期市场化均价,价格形成机制中未包含交易执行时段、地理位置等反映供需情况的要素,难以体现其市场属性,市场活力进一步受限。

2 南方区域省间中长期交易设计原则

1)省间优先于省内交易,交易结果物理执行。

在两级交易机制模式下,省间交易需保障送端省内电力电量平衡,兼顾受端省的购电需求。省间交易组织基于调度机构电网安全约束及对整个区域电力供需情况的预测,以已披露的电网运行信息为边界组织交易。省间交易一旦达成则需要物理执行,并作为省内交易的边界条件。

本文中的物理执行包含以下两层含义:中长期交易需基于调度机构提供的电网安全约束开展,调度机构需对交易结果进行安全校核;通过安全校核的交易结果需优先保障,并由调度机构刚性执行。省间交易需物理执行的理由为:为确保两级交易均能有效开展,需要锁定其中一级的交易结果,并以其为边界开展另一级交易。而不同省内的电力市场交

易机制不同,因此通过省间优先出清来实现不同省内市场的物理解耦,采用该原则的原因是:考虑不同省区的经济发展状况不同,通过省间刚性执行可在一定程度上保障不同省区市场主体的权益,避免省间交易给省内市场带来较大冲击;组织电力交易与开展合约结算的交易机构保持一致,保留现行两级交易分级结算模式。

2) 省间与省内交易交割周期统一为1 h。

交易标的为精确到每个交割时段的电能量,并在交割开始前明确分时段的交易量和价格。每次交易能够为后续组织的交易提供确定的边界,该边界不可变更,从而确保后续交易的公平性不受影响。例如,在以月为交割时段的交易开展前,前续年度交易在该月的交割量需确定。交易偏差的认定与交割的颗粒度一致。

根据国外成熟电力市场的实施经验,电力中长期市场的交易为定期开市的金融或远期合约交易市场,通过标准化或场外的常态化远期交易,确保电力商品的流动性。北欧电力期货市场通过纳斯达克交易所实现交易,美国自纽约商品交易所开市逐步引入电力期货交易。

虽然我国电力中长期交易仍以实物交割为基本原则,尚未引入金融工具作为电力商品规避风险的手段,但实物交易仍有借鉴国外电力交易所经营模式的必要,省间可采用常态化开市模式,为市场主体灵活交易提供必要条件。南方区域省间交易需由现有根据市场主体交易需求为特定主体和品种组织交易的“个性化”模式,转变为按照固定周期常态化开市的“标准化”模式。交易开市周期的制定原则可参考国外,各周期中长期交易根据交易标的交割日期周期性开市;按日交割的电能量交易连续开市,并在交割时刻的一定时间前定期关闸。交易标的随交割日期临近逐步细化。同一周期内省间与省内交割的最小颗粒度需保持一致。具体交易时间示意图见图2。

3) 省间交易偏差由省内承接并疏导至全部主体。

因电力商品的特殊性,在交易达成后的实际执行中会不可避免地产生偏差。市场的交易规则设计中需明确偏差电量的结算原则及价格机制。交易机构依据交易合约对交易执行情况进行结算,并对合约外产生的各类偏差按偏差处理机制进行结算。在两级交易的模式下,每个终端主体产生的偏差电量无法区分是来源于省间还是省内,为了实现省间、省内两级交易的偏差结算有机统一,避免发生对偏差电量重复统计引起的二次考核,需满足以下2个条件:统一偏差电量的统计颗粒度,即省间与省内电力交易的所有合约最小交割周期需保持一致;省间市场偏差在省内市场需统一承接,并按照省内市场的偏差价格形成机制疏导至全部主体。

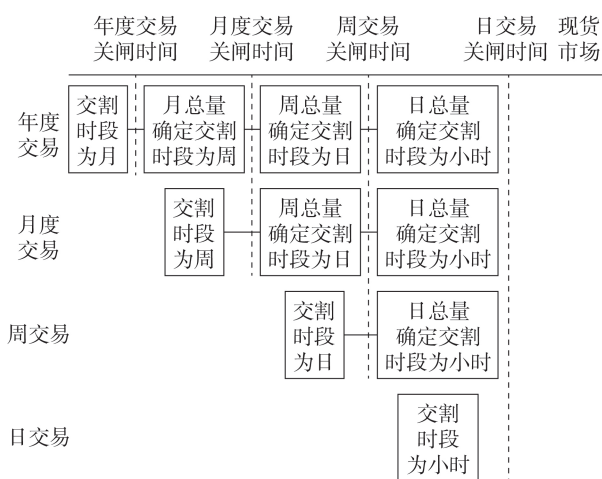


图2 不同周期交易关闸时间示意图

Fig.2 Schematic diagram of closing time of trading in different cycles

3 南方区域省间中长期交易的实现方式

3.1 递进模式的交易机制框架

针对目前省间交易按月组织、标的为全月总量的现状,为充分体现电力商品的时间属性,与省内现货市场有序衔接,缩小执行偏差,优化偏差价格机制,本文提出将电量标的细化至分时曲线的交易优化路径,设计以周、日电量为标的的交易品种,并提出与现有年、月度交易衔接并定期开市的实施路径。

根据交易标的的时段不同,引入交易级别的概念,交易级别从高到低分为年度、月、周、多日及日、小时,前4个级别为中长期交易范畴,最后1个级别为现货交易范畴。

考虑市场主体对负荷及发电能力预测的不确定性以及逐步逼近实际的客观情况,为确保先开展的交易可物理执行,在中长期交易的不同周期为市场主体提供不同程度调整曲线的交易品种,促使购售双方协商使交易计划曲线逐步逼近实际负荷曲线,提高调度可执行性,减少结算偏差。高级别的交易优先于低级别的交易进行开展,且高级别的交易在某级别的分解颗粒度需与当前级别交易的最小交割时段保持一致,从而确保各级别交易逐步细化衔接。

各级别交易标的可通过以下2种方式实现最小交割时段的逐步细化。

1) 能量块模式。所有级别的交易在交易申报时直接按照最低级别交易的最小交割颗粒度进行等量分解,将交易标的标准化。市场主体可选择对特定时段的电力进行交易,如基荷、腰荷、峰荷。交易一旦成交则曲线固定,不可变更。

2) 逐步细化模式。长周期的中长期交割采取先确定总量、再逐步分解的方式。越近的中长期合同可以分解得越细。长周期的电量合同在较短周期交易之前分解为较短周期的电量合同。高级别的交易

仅约定总电量,下一级交易组织前确定上一级交易在本级交割时段的电量。

2种交易标的逐步细化的实现方式示意图如图3所示,图中横轴表示交易标的的时刻,纵轴表示相应时刻的分解电量。需要说明的是,不论哪种实现方式,已成交合约在交易电量交割完成后均不可调整。市场主体对合约调整仅可通过事前协商或参与新交易的方式实现。

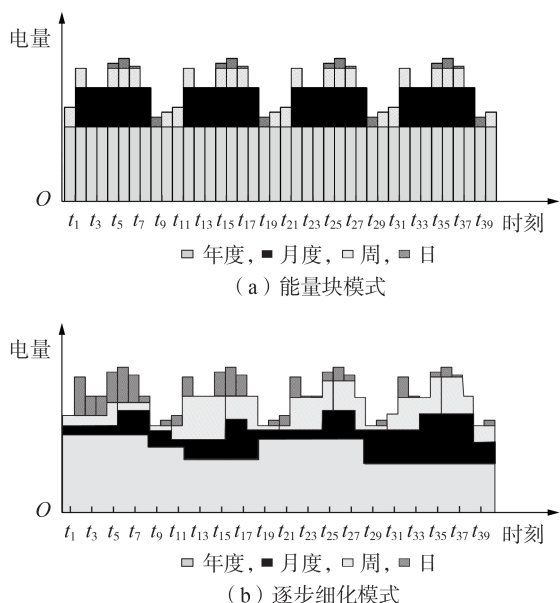


图3 2种交易标的逐步细化的实现方式

Fig.3 Two realization modes of gradual refinement of transaction targets

上述2种实现方式优先选择第二种,即年度锁定总量,月前确定月度电量,周前确定次周电量,日前确定日内分时曲线,主要原因如下:省间交易电量规模大,市场不确定性随之增大,逐步递进细化的方式更有利于交易合约的灵活调整及执行;省间交易市场主体不多,交易以双边协商为主,有明确的交易对手方,便于灵活实现曲线的细化确认。

3.2 省间交易机制实现方式

3.2.1 交易周期及品种

省间中长期交易设置年及年以上、月、周、日4类周期交易。在交易品种设置方面,省间交易的参与主体不多,仍以省级电网公司为主,以直接交易为补充,考虑当前改革的实施阶段,省政府间框架协议、国家指令计划等优先发购电计划,以及扶贫、支援等政策性定向交易的出清方式及偏差处理方式需在交易组织前明确。此外,省间交易中所有“网对网”的交易合约需在交割前明确具体的电厂或用户主体,即分解至“终端主体”,并以此作为市场主体直接参与省间或省内交易的边界条件。

3.2.2 交易组织方式

电力中长期交易组织方式主要有场外双边协

商、场内挂牌和竞价3类。对于同一级别的省间中长期交易,考虑目前省间交易的准入市场主体较少、优先计划比例高的现状,宜采用以双边协商为主的组织方式,即先双边再集中的方式组织交易。若省间市场准入主体达到一定规模且优先计划逐步放开,则可在维持优先计划电量的双边协商方式外采用场内挂牌和竞价方式组织市场化交易。

3.2.3 交易结算关口

交易结算关口即交割点,双边协商交易原则上由市场主体约定。场内集中交易的结算关口由交易中心事前设置在统一结算点,并根据省间线损率、省间输电价格等予以折算。

3.2.4 交易价格

省间交易价格由市场主体自主协商或通过参与交易中心组织的场内集中交易自主申报出清形成。

3.3 交易组织流程

对于同一交割时段的标的,交易应按照级别依次组织。同一级别的省间交易优先于省内交易开展,具体交易组织时序如附录A图A1所示。

1)交易准备。每个周期交易开市前,由调度机构披露最新的输电通道能力、线路及设备检修计划、负荷预测等基本信息,并预先给出交易约束条件。信息披露的颗粒度应与交易标的的最小交割时段一致。

2)交易申报。市场主体可根据自身在标的时段内的可交易电量和电力约束申报交易计划曲线。双边协商曲线由市场主体协商确定,场内交易曲线由交易中心按照历史典型曲线确定。

3)交易出清。交易中心按照当前交易级别的最小交割时段,对每个时段的电量进行出清。在月度交易中,某一交割时段年度交易分解形成的月度电量优先于月度交易电量出清;在周交易中,某一交割时段月度交易分解形成的周电量优先于周增量交易出清。对于同一易级别中的交易标的,政府明确的优先电量优先于市场电量出清。上述出清条件均相同时,按照申报时间先后顺序依次出清;同一时间申报的,按申报电量比例进行出清。

4)安全校核。调度机构根据出清结果,反馈通道能力越限情况。在当前阶段,上一级别交易合约优先分配输电权,后续可考虑与输电权交易机制配合组织。安全校核优先保障高级别交易的可执行性,这是由于高级别交易为远期交易,不确定性更大,需优先保证该交易交割,调度机构预留电网的安全裕度更大。

5)交易计划。设某一级别交易关闸时刻为 t ,则汇总 t 时刻之前申报并通过校核的全部交易结果,形成该级别的交易计划。与前述一致,年度交易计划最小标的周期为月,月度计划最小标的周期为周,周

计划最小标的周期为日,日计划标的周期为1 h。最低级中长期交易即日交易闭市后通过安全校核的交易计划即为最终提交调度执行的正式交易计划。

6)交易执行。正式交易计划由调度机构物理刚性执行。该计划不可再调整,若出现供需形势变化、新增清洁能源需要消纳或发生电网事故等情况,则由调度机构在中短期市场另行处理,并按照偏差处理机制结算。

4 南方区域省间中长期偏差处理机制设计

4.1 省间偏差电量的分类

偏差电量是指电网实际计量电量与交易计划之间的电量差。在省间仅有中长期电力市场而没有现货市场的情况下,中长期交易关闸时不能保证电网实际发用电需求与中长期成交合约完全一致,交易计划与调度基于负荷预测的运行计划之间存在电量差。偏差电量应根据分时交易计划按照对应时段进行统计。因此,本文根据中长期交易偏差电量的形成方式,将偏差电量分为事前偏差及事后偏差。

事前偏差指调度实际运行需求与全部中长期合约的偏差,包括非市场用户的用电预测偏差和市场用户需求中未成交电量两部分。这部分偏差电量类似于现货市场中的日前交易电量,在交易执行前已知,且调度机构可控。事前偏差可划分明确的送受主体,可直接为交易结算提供电量认定依据,用 Q_1 表示。

事后偏差即在调度执行过程中发生的实际计量电量与调度运行计划之间的偏差,这部分偏差为不可预计的偏差,且难以控制,用 Q_2 表示。

4.2 省间偏差电量的定价机制

4.2.1 事前偏差价格

根据4.1节所述,由于事前偏差电量是调度机构考虑负荷预测与交易计划偏差进行计划安排调整而产生的,且可由调度机构明确偏差电量的责任主体及其导致的偏差,因此偏差电量的价格机制应考虑上述两方面原因进行制定。考虑当前中长期交易的现状,建议按以下2种方式设计。

1)方式1。将事前偏差电量按照不同的发生偏差送受主体细化为若干不同交易合约,将每个合约对应送受主体的全部省间合约的加权平均价格作为事前偏差的基准价,再根据偏差产生原因确定调节系数,形成事前偏差价格,即:

$$P_{Ai} = (1 + \gamma_i) P_{aver} \quad (1)$$

$$\gamma_i = \pm \frac{Q_{Ai}}{Q_{sum}} \quad (2)$$

式中: P_{Ai} 为事前第*i*个偏差电量价格,*i*为需定价的事前偏差电量的分割序列号; γ_i 为第*i*个偏差电量的调节系数; P_{aver} 为该合约对应送受双方所有中长期合约加权平均价; Q_{Ai} 为事前第*i*个偏差电量; Q_{sum} 为中

长期合约总电量。

调节系数 γ_i 由调度机构结合实际供需情况及来水情况确定,确定原则的象限示意图如附录A图A2所示。具体确定原则为:

(1)购电侧实际需求高于中长期合约时, γ_i 为正数;

(2)发电侧供应能力低于预期时, γ_i 为正数,回购系数上调;

(3)购电侧实际需求低于中长期合约时, γ_i 为负数;

(4)发电侧实际发电需求高于预期导致电量过剩且有清洁能源消纳需要时, γ_i 为负数。

方式1无需市场主体重新报价,可基于已有合约直接确定价格,但对调度机构的信息披露、执行水平要求较高。

2)方式2。考虑当前市场建设仍处于尚无现货市场的过渡阶段,对事前偏差电量可采用类似于预招标的方式,即发用两侧主体在交易关闸前自行申报上下调价格,在执行阶段根据报价及电网约束情况进行事前平衡。

相较于方式1,方式2可作为现货市场实施前的过渡方式,自主报价能够更好地体现市场主体的交易意愿,但需要市场主体在已有中长期合约外增加各时段相应的服务报价,对现有跨区跨省交易机制进行较大程度的完善补充。此外,若按申报的上下调价格进行结算出现系统不平衡资金,则需要另行约定分摊或返还方式。

4.2.2 事后偏差价格

事后偏差非主观因素引起,对全部市场主体的偏差电量采取统一的偏差结算机制。一种可行的方案是:若省间市场主体所在省份已开展现货交易,则其事后偏差价格采用现货出清价格;若省间市场主体所在省份仅有中长期市场,则其事后偏差价格采用省内中长期市场加权平均价;不同市场主体之间事后偏差结算产生的不平衡资金根据单位时间内实际电量或偏差电量比例统一分摊。

4.3 省间偏差电量的责任主体

当某一交易主体的对手方并非只有1个时,难以将偏差电量的责任主体通过计量手段客观地进行确认,若针对每个合约约定了不同的偏差处理方式,则交易机构需要事前明确所有交易产生偏差电量的分割及分摊原则,并向参与市场主体披露。在两级交易模式下,还涉及省间偏差电量在省内分摊的问题。

在两级交易模式下,根据偏差来源,可将偏差电量分为省间偏差和省内偏差,相应地将市场主体按市场准入范围、计量方式分为3类。具体偏差电量来源如图4所示。3类市场主体具体如下。

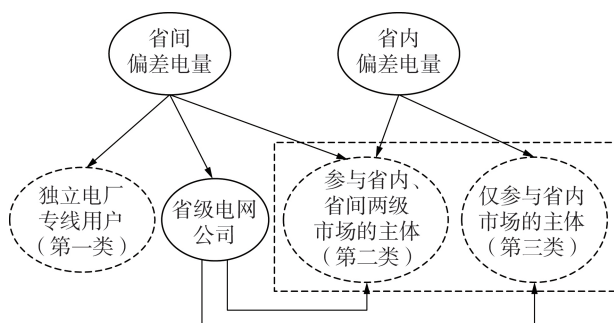


图4 两级市场偏差电量来源示意图

Fig.4 Schematic diagram of deviation power source in two-level market

1)第一类市场主体为通过专项输电网络传输的独立电厂和专线用户,即仅参与省间交易的主体。偏差电量由省间交易产生,可单独计量。该类主体由跨省区交易中心负责合约及偏差结算。

2)第二类市场主体为通过省内公用电网方式参与省内、省间两级市场的主体。合约由两级交易中心分别计算,偏差电量需两级交易中心统筹处理。

3)第三类市场主体为通过省内公用电网仅参与省内市场的主体。偏差电量由省内交易产生,由省级交易中心负责合约及偏差结算。

省级电网公司并非发用电主体,在参与省间“网对网”交易时,其主要职责是代理省内的发电企业参与交易,需将代理的交易合约及曲线根据交易或既定分配原则分解至省内的市场主体,确保交易合约能够被终端主体承接。偏差电量由获得分解电量的终端主体承担。

4.4 省间偏差电量结算方式

因电网结构无法割裂,两级市场交易产生的偏差电量同样无法分割,省间与省内市场的偏差电量结算流程需依序串行开展。

1)省间偏差。

(1)第一类市场主体仅参与省间交易,可直接计算实际执行总电量以及偏差电量。

(2)省间公用电网的偏差由第二类、第三类市场主体共同产生。偏差电量由省级电网公司统一承接,在省内统筹处理。

2)省内偏差。

根据省间偏差电量的价格和偏差电量计算省间偏差费用,并将其纳入省内不平衡资金池,按发电或用户侧的各市场主体实际执行电量与合约电量偏差程度,按一定比例将不平衡资金分摊给省内市场主体。上述处理方式规避了利用电量分割算法对偏差电量进行分摊的公平性问题,并且实现了省内市场主体在偏差责任分摊上的无歧视性。

5 结论

本文针对南方区域省间中长期交易存在的问

题,开展了基于两级交易模式的交易组织和偏差处理机制研究,主要结论如下:

1)在现有年、月度交易的基础上,提出按照交易组织周期逐步递进、细化交割标的的交易机制,明确了下一级别交易开市前上一级交易在本级交易的交割总量的确定原则,保障了交易的顺利衔接与时序递进;

2)提出现有电量交易向带分时曲线电力交易转变的实施路径,并系统说明了如何逐级对电量进行分解形成分时曲线;

3)提出在没有现货市场的情况下中长期交易与执行电量间存在的2类偏差电量,分别设计了两级交易机制下2类偏差电量的价格机制及结算方式;

4)为省间与省内市场的交易组织和结算机制的衔接提供了清晰可行的实现路径,明确了交易按时统计分解至终端主体的总体原则。

本文提出的交易及结算机制在基于现有两级交易的基本模式下,可为市场主体提供更加丰富的交易品种,实现电力交易行为与市场供需形势的有机联动,通过不断细化和叠加的交易组织,实现交易计划与实际需求的逐步逼近,同时可在遵守中长期交易基本原则的前提下,推进与现货市场的衔接,为省间中长期交易的进一步完善提供可行的优化路径。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 中共中央国务院. 关于进一步深化电力体制改革的若干意见[EB/OL]. (2015-03-15)[2020-10-15]. http://tgs.ndrc.gov.cn/zyw/201601/t20160129_773852.html.
- [2] 国家发展改革委. 关于开展电力现货市场建设试点工作的通知[EB/OL]. (2017-09-15)[2020-10-15]. http://www.ndrc.gov.cn/gzdt/201709/t20170905_860117.html.
- [3] 国家发展改革委,国家能源局. 关于深化电力现货市场建设试点工作的意见的通知[EB/OL]. (2019-07-31)[2021-08-15]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/ghxwj/201908/t20190807_960970.html.
- [4] 国家发展改革委,国家能源局. 关于推进电力交易机构独立规范运行的实施意见的通知[EB/OL]. (2017-09-15)[2020-02-18]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202002/t2020-0224_1221078_ext.html.
- [5] 包铭磊,丁一,邵常政,等. 北欧电力市场评述及对我国的经验借鉴[J]. 中国电机工程学报,2017,37(17):4881-4892,5207. BAO Minglei, DING Yi, SHAO Changzheng, et al. Review of Nordic electricity market and its suggestions for China[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(17): 4881-4892, 5207.
- [6] 周明,严宇,丁琪,等. 国外典型电力市场交易结算机制及对中国的启示[J]. 电力系统自动化,2017,41(20):1-8,150. ZHOU Ming, YAN Yu, DING Qi, et al. Transaction and settlement mechanism for foreign representative power markets and its enlightenment for Chinese power market[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(20): 1-8, 150.
- [7] AMUNDSEN E S, BERGMAN L. Why has the Nordic electricity market worked so well?[J]. Utilities Policy, 2006, 14(3): 148-157.
- [8] Financial transmission rights[EB/OL]. (2015-10-26)[2021-04-15]. <https://www.pjm.com/markets-and-operations/fttr>.

- [9] 许子智,曾鸣. 美国电力市场发展分析及对我国电力市场建设的启示[J]. 电网技术,2011,35(6):161-166.
XU Zizhi,ZENG Ming. Analysis on electricity market development in US and its inspiration to electricity market construction in China[J]. Power System Technology,2011,35(6):161-166.
- [10] 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.
- [11] 谭振飞,阮广春,钟海旺,等. 适应交易机构相对独立的双边交易安全预校核方法[J]. 电力系统自动化,2018,42(10):106-113.
TAN Zhenfei,RUAN Guangchun,ZHONG Haiwang,et al. Security pre-check method of bilateral trading adapted to independence of power exchange[J]. Automation of Electric Power Systems,2018,42(10):106-113.
- [12] 广州电力交易中心. 南方区域跨省跨区电力中长期交易规则[EB/OL]. (2018-10-30)[2020-10-15]. <https://www.gzpec.cn/main/indexnew.do?method=load&INFOID=2344118935154722&INFOTYPE=1>.
- [13] 张志翔,梁志飞,杜龙. 南方区域电力市场交易机制设计及实践[J]. 电气应用,2018,37(21):87-92.
- [14] 梁志飞,陈玮,张志翔,等. 南方区域电力现货市场建设模式及路径探讨[J]. 电力系统自动化,2017,41(24):16-21,66.
LIANG Zhifei,CHEN Wei,ZHANG Zhixiang,et al. Discussion on pattern and path of electricity spot market design in southern region of China[J]. Automation of Electric Power Systems,2017,41(24):16-21,66.
- [15] 许喆,丁军策,梁志飞,等. 跨省区中长期连续交易机制的实现模式研究[J]. 电网技术,2020,44(6):2071-2077.
XU Zhe,DING Junce,LIANG Zhifei,et al. Realization mode of medium-and long-term inter-provincial continuous transaction mechanism[J]. Power System Technology,2020,44(6):2071-2077.
- [16] 许传龙,张粒,陈大字,等. 基于预招标的月度偏差电量平衡机制及其多周期发电调度优化模型[J]. 中国电机工程学报,2019,39(17):5085-5094,5289.
XU Chuanlong,ZHANG Lizi,CHEN Dayu,et al. A monthly balancing mechanism based on pre-bidding and its multi-period generation schedule optimization model[J]. Proceedings of the CSEE,2019,39(17):5085-5094,5289.
- [17] 高志远,张涛,赵磊,等. 清洁能源市场化优先替代规则设计及其相关分析[J]. 电力自动化设备,2021,41(8):105-110.
GAO Zhiyuan,ZHANG Tao,ZHAO Lei,et al. Design of marketization prior substitution rules of clean energy and correlation analysis[J]. Electric Power Automation Equipment,2021,41(8):105-110.
- [18] 刘闯,李凤婷,晁勤,等. 考虑清洁能源消纳的多边发电权交易新型模式[J]. 电力自动化设备,2021,41(1):92-98.
LIU Chuang,LI Fengting,CHAO Qin,et al. Novel transaction mode of multilateral power generation rights considering clean energy consumption[J]. Electric Power Automation Equipment,2021,41(1):92-98.
- [19] 王玉萍,刘磊,朱明,等. 基于提升市场活跃度的电力市场化交易偏差电量处理机制研究[C]//中国电机工程学会电力市场专业委员会2019年学术年会暨全国电力交易机构联盟论坛论文集. 成都,中国;出版者不详,2019:76-82.
- [20] 代红阳,陈玮,何利平,等. 基于双结算方法的跨省电能交易结算机制[J]. 广东电力,2019,32(2):38-46.
DAI Hongyang,CHEN Wei,HE Liping,et al. Inter-provincial electric power trading settlement mechanism based on two-settlement method[J]. Guangdong Electric Power,2019,32(2):38-46.

作者简介:



许 喆

许 喆(1989—),女,吉林通化人,工程师,硕士,主要研究方向为电力调度与控制、电力市场(E-mail:13600326960@126.com);

陈 玮(1976—),男,湖北黄石人,教授级高级工程师,硕士,主要研究方向为电力市场营销(E-mail:chenwei@csg.cn);

丁军策(1977—),男,吉林吉林人,高级工程师,博士,主要研究方向为电力调度与控制、电力市场(E-mail:dingjc@csg.cn)。

(编辑 王锦秀)

Optimization path of inter-provincial medium- and long-term transaction mechanism in Southern China under two-level transaction mode

XU Zhe, CHEN Wei, DING Junce

(Guangzhou Power Exchange Center Co., Ltd., Guangzhou 510623, China)

Abstract: Based on the characteristics of current inter-provincial medium- and long-term power transaction in Southern China, aiming at the market construction phase that only medium- and long-term transaction is carried out between provinces with monthly electricity quantity as the target and spot transaction is carried out in some provinces, a realization scheme of inter-provincial transaction organization mechanism is proposed considering different transaction organization cycles and progressive time series, and the target is refined to the time-sharing curve. The concept of transaction level is introduced, and the basic principle that the transaction volume of the previous level is taken as the boundary before the opening of the next transaction level is determined, and the linkage mechanism and work process of transaction organization at each level are designed. A dealing way of transaction execution deviation and a settlement pricing method that pricing respectively according to the pre- and post-deviations are proposed, and the settlement relationship between two levels of transaction organization is determined.

Key words: two-level transaction; medium- and long-term transaction; transaction sequence; deviation price; deviation handling

附录 A:

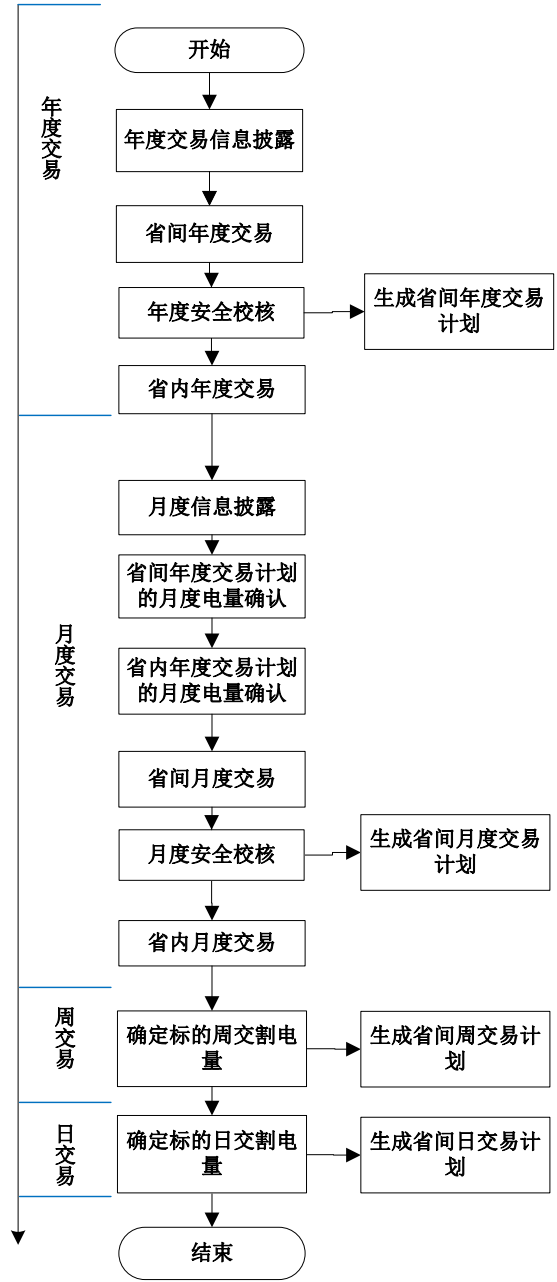


图 A1 交易组织时序图

Fig.A1Time sequence diagram of transaction organization

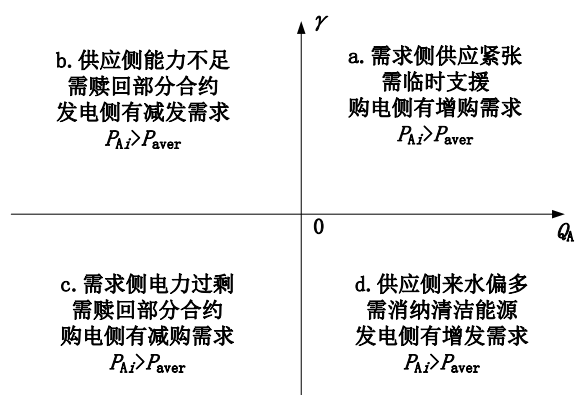


图 A2 调节系数 γ 的确定原则

Fig.A2 Determination principle of adjustment coefficient γ