

国家能源局南方监管局

南方监能市场函〔2022〕2号

关于征求《海南电力中长期交易规则 (征求意见稿)》意见的通知

海南电网有限责任公司，广州电力交易中心，各发电企业、售电公司、电力用户，海南电力交易中心、海南电网电力调度控制中心：

为落实国家电价改革文件精神，进一步深化海南电力市场建设，维护市场秩序，根据国家能源局工作部署，我局组织修订形成了《海南电力中长期交易规则（征求意见稿）》，经商海南省发展改革委，现送你们征求意见，请于1月26日前将书面意见建议反馈我局。

联系人：石宇喆；电话：17789807067；邮箱：hndljlj@126.com。

南方能源监管局

2022年1月7日

抄送：海南省发展改革委

海南电力中长期交易规则

(征求意见稿)

第一章 总 则

第一条 为规范海南电力中长期交易,依法维护电力市场主体的合法权益,推进统一开放、竞争有序的电力市场体系建设,根据《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》(中发〔2015〕9号)及其配套文件,遵循《电力中长期交易基本规则》(发改能源规〔2020〕889号)和有关法律、法规规定,结合海南实际,制定本规则。

第二条 本规则适用于海南省内开展的电力中长期交易。当开展电力现货交易时,与现货交易相衔接的电力中长期交易规则另行制定。

第三条 本规则所称电力中长期交易指发电企业、电力用户、售电公司等市场主体,通过双边协商、集中交易等市场化方式,开展的多年、年、季、月、周、多日等电力批发交易。

除国家有明确的规定情况外,电网企业通过市场化方式代理购电电量,按照有关方案规定和本规则参与电力批发交易。

执行政府定价的优先发电电量,以及分配给省内相应机组的基数电量(二者统称为计划电量)视为厂网间双边交易电量,签订厂网间购售电合同,相应合同纳入电力中长期交易合同管理范畴,其执行和结算均须遵守本规则。

电力辅助服务市场（补偿）机制相关规则另行制定。

第四条 电力市场成员应当严格遵守本规则，自觉自律，不得操纵市场价格、损害其他市场主体的合法权益。

任何单位和个人不得非法干预市场正常运行。

第五条 南方能源监管局、海南省发展改革委各自根据职能依法履行海南电力中长期交易监管职责。

第二章 市场成员

第六条 市场成员包括各类发电企业、电网企业、配售电企业、电力交易机构、电力调度机构、电力用户、储能企业等。

本规则中电力交易机构指海南电力交易中心（以下简称“交易中心”），电力调度机构包括海南电网电力调度控制中心（以下简称“调度中心”）和其他调度机构。

第一节 权利与义务

第七条 发电企业的权利和义务：

（一）按规定参与电力交易，签订和履行各类交易合同，按时完成电费结算；

（二）获得公平的输电服务和电网接入服务；

（三）签订并执行并网调度协议，服从调度中心的统一调度；

（四）按照电力企业信息披露和报送等有关规定披露和提供信息，获得市场化交易和输配电服务等相关信息；

（五）具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段；

（六）法律法规规定的其他权利和义务。

第八条 电力用户的权利和义务：

（一）按照规则参与电力市场化交易，签订和履行购售电合同、输配电服务合同，提供市场化交易所必须的电力电量需求、典型负荷曲线及相关生产信息；

（二）获得公平的输配电服务和电网接入服务，按时支付购电费、输配电费、政府性基金及附加等；

（三）依法依规披露和提供信息，获得市场化交易和输配电服务等相关信息；

（四）服从调度中心的统一调度，在系统特殊运行状况下（如事故、严重供不应求等）按调度中心要求安排用电；

（五）遵守海南省政府电力管理部门有关电力需求侧管理规定，执行有序用电管理，配合开展错峰避峰；

（六）依法依规履行清洁能源消纳责任；

（七）具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段；

（八）法律法规规定的其他权利和义务。

第九条 售电公司的权利和义务：

（一）按规则参与电力市场化交易，签订和履行市场化交易合同，按时完成电费结算；

（二）依法依规披露和提供信息，在海南电力市场交易系统或政府指定网站上公示公司资产、经营状况等情况和信用承诺，依法对公司重大事项进行公告，并定期公布公司年报；

（三）按规则向交易中心、调度中心提供签约零售用户的交易电力电量需求、典型负荷曲线及其他生产信息，获得市场化交

易、输配电服务和签约市场主体的基础信息等相关信息，承担电力用户信息保密义务；

（四）依法依规履行清洁能源消纳责任；

（五）具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段；

（六）拥有配电网运营权的售电公司承担配电区域内电费收取和结算业务；

（七）法律法规规定的其他权利和义务。

第十条 电网企业的权利和义务：

（一）保障电网以及输配电设施的安全稳定运行；

（二）为市场主体提供公平的输配电服务和电网接入服务，提供报装、计量、抄表、收费等各类供电服务；

（三）建设、运行、维护和管理电网配套技术支持系统，服从调度中心的统一调度；

（四）按照电力企业信息披露和报送等有关规定披露和提供信息，向交易中心提供支撑市场化交易和市场服务所需的相关数据，按照国家网络安全有关规定实现与交易中心的数据交互；

（五）收取输配电费，代收代付电费和政府性基金及附加等，按时完成电费结算；

（六）按照政府定价或者政府相关规定向优先购电用户提供供电服务，代理暂未直接从电力市场购电的用户购电；

（七）预测优先购电用户、代理购电用户电力电量需求等；

（八）依法依规履行清洁能源消纳责任；

（九）法律法规规定的其他权利和义务。

第十一条 交易中心的权利和义务：

- （一）参与拟定相应电力交易规则；
- （二）提供各类市场主体的注册服务；
- （三）按照规则组织电力市场交易，并负责交易合同的汇总管理；
- （四）提供电力交易结算依据以及相关服务，按照规定收取交易服务费；
- （五）建设、运营和维护电力市场化交易技术支持系统（以下简称“电力交易平台”）；
- （六）按照电力企业信息披露和报送等有关规定披露和发布信息，提供信息发布平台，为市场主体信息发布提供便利，获得市场成员提供的支撑市场化交易以及服务需求的数据等；
- （七）建立海南电力市场信用评价体系并定期组织开展市场主体信用评价工作。
- （八）配合南方能源监管局、省发展改革委对市场规则进行分析评估，提出修改建议；
- （九）监测和分析市场运行情况，依法依规干预市场，预防市场风险，并于事后向南方能源监管局、省发展改革委及时报告；
- （十）对市场主体违反交易规则、扰乱市场秩序等违规行为进行报告并配合调查；
- （十一）法律法规规定的其他权利和义务。

第十二条 调度中心的权利和义务：

- （一）负责安全校核；

(二)按调度规程实施电力调度,负责系统实时平衡,保障电网安全稳定运行;

(三)向交易中心提供安全约束边界和必开机组组合、必开机组发电量需求、影响限额的停电检修、关键通道可用输电容量等数据,配合交易中心履行市场运营职能;

(四)合理安排电网运行方式,保障电力交易结果的执行(因调度中心自身原因造成实际执行与交易结果偏差时,由其所在的电网企业承担相应的经济责任),保障电力市场正常运行;

(五)按照电力企业信息披露和报送等有关规定披露和提供电网运行的相关信息,提供支撑市场化交易及市场服务所需的相关数据,按照国家网络安全有关规定实现与交易中心的数据交互;

(六)法律法规规定的其他权利和义务。

第二节 准入与退出

第十三条 市场主体应当是具有法人资格、财务独立核算、信用良好、能够独立承担民事责任的经济实体。内部核算的市场主体经法人单位授权,可参与相应电力交易。

第十四条 市场准入基本条件:

(一)发电企业

1.依法取得发电项目核准或备案文件,依法取得或者豁免电力业务许可证(发电类)。新建机组按照《国家能源局关于印发<电力业务许可证监督管理办法>的通知》(国能发资质〔2020〕69号)相关规定执行;

2.并网自备电厂在公平承担发电企业社会责任、承担国家依法合规设立政府性基金及附加以及与产业政策相符合的政策性交叉补贴等费用，取得电力业务许可证（发电类），达到能效、环保要求，可作为市场主体参与市场化交易；

3.分布式发电企业符合国家和海南省分布式发电市场化交易试点规则要求。

（二）电力用户

1.符合电网接入规范、满足电网安全技术要求，与电网企业签订正式供用电协议（合同）；

2.拥有燃煤自备电厂的用户应当按照国家规定承担政府性基金及附加、政策性交叉补贴；

3.具备相应的计量能力或替代技术手段，满足市场计量和结算的要求。

（三）售电公司准入条件按照国家对售电公司准入与退出有关规定执行。拥有配电网运营权的售电公司应当取得电力业务许可证（供电类）。

第十五条 参加批发交易的市场主体及参加零售交易的电力用户均实行市场注册。其中，参加零售交易的电力用户的注册手续和程序可以适当简化。

第十六条 参加市场化交易（含批发、零售交易）的电力用户，交易电量需通过批发和零售交易购买，且不得同时参加批发交易、零售交易。交易期以电力交易平台公告为准。

参加市场化交易电力用户，允许在合同期满的下一个年度，

按照准入条件选择参加批发或者零售交易。

第十七条 已经选择市场化交易的发电企业和电力用户，原则上不得自行退出市场。有下列情形之一的，可办理正常退市手续：

1.市场主体宣告破产，不再发电或者用电；

2.因国家政策、电力市场规则发生重大调整，导致原有市场主体非自身原因无法继续参加市场的情况；

3.因电网网架调整，导致发电企业、电力用户的发用电物理属性无法满足市场准入条件。

上述市场主体，在办理正常退市手续后，执行国家有关发用电政策。售电公司退出条件按照国家和海南售电公司有关退出管理规定执行。

第十八条 对于滥用市场操纵力、不良交易行为等违反电力市场秩序的行为，进行市场内部曝光；对于严重违反交易规则的行为，可依据《电力监管条例》等有关规定处理。

第十九条 退出市场的市场主体需妥善处理其全部合同义务。无正当理由退市的市场主体，原则上原法人以及其法人代表三年内均不得再选择市场化交易。

第二十条 对暂未直接从电力市场购电的用户（含已在电力交易平台注册但未曾参与电力市场交易的用户）由电网企业代理购电，代理购电价格主要通过场内集中竞价或竞争性招标方式形成，首次向代理用户售电时，至少提前1个月通知用户。

已参与市场交易，无正当理由退市、改为电网企业代理购电

的用户，其价格按国家和海南省有关规定执行。

第三章 市场注册、变更与注销

第二十一条 市场注册业务包括注册、信息变更、市场注销、零售用户与售电公司业务关系确定等。

第二十二条 市场主体参与电力市场化交易，应当符合准入条件，在交易中心办理市场注册，按有关规定履行承诺、公示、注册、备案等相关手续。市场主体应当保证注册提交材料的真实性、完整性。

电网企业（含增量配电网企业）通过市场化方式代理购电，应在交易中心完成注册手续。

第二十三条 参与批发交易的市场主体（包括代理购电的电网企业），应当办理数字安全证书或者采取同等安全等级的身份认证手段；提倡参与零售交易的电力用户办理。

第二十四条 企事业单位、机关团体等办理注册手续时应当关联用电户号等实际用电信息，并提供必要的单位名称、法人代表、联系方式等。

暂未直接从电力市场购电的工商业用户，可在每季度最后15日前完成市场注册手续，选择下一季度起直接参与市场交易，电网企业代理购电相应终止。

第二十五条 办理售电增项业务的发电企业，应当分别以发电企业和售电公司的市场主体类别进行注册。

第二十六条 当国家政策调整或者交易规则发生重大变化

时，交易中心可组织已注册市场主体重新办理注册手续。

第二十七条 市场主体注册信息发生变更时，应当及时向交易中心提出变更申请。市场主体类别、法人、业务范围、股权结构、资产规模、公司股东等有重大变化的，市场主体应当再次予以承诺、公示。公示期满无异议的，交易中心向社会发布。

第二十八条 电力用户或者售电公司关联的用户发生并户、销户、过户、改名或者用电类别、电压等级等信息发生变化时，市场主体应当在电网企业办理变更的同时，在交易中心办理注册信息变更手续。业务手续办理期间，电网企业需向交易中心提供分段计量数据。交易中心完成注册信息变更后，对其进行交易结算，提供结算依据。

第二十九条 退出市场的市场主体，应当及时向交易中心提出注销申请，按照要求进行公示，履行或者处理完成交易合同有关事项后予以注销。

第三十条 省内发电企业、电力用户、配售电企业在交易中心办理注册手续。在其他交易机构完成注册手续办理且经该交易机构推送的售电公司，无须在海南重复注册，按照海南省的准入条件和市场规则参与交易。

交易中心根据市场主体注册情况向南方能源监管局、省发展改革委和政府引入的第三方征信机构备案，并通过政府指定网站和交易中心网站向社会公布。

第三十一条 完成市场注册手续的发电企业以厂为单位进行交易，电力用户以营销户号为单位进行交易，售电公司以公司

为单位进行交易。

第四章 交易品种和交易方式

第三十二条 电力中长期交易现阶段主要开展电能量交易，灵活开展发电权交易、合同转让交易，根据市场发展需要开展输电权、容量等交易。

第三十三条 根据交易标的物执行周期不同，中长期电能量交易包括年度（多年）电量交易（以某个或多个年度的电量作为交易标的物，并分解到月）、月度电量交易（以某个月度的电量作为交易标的物）、月内（多日）电量交易（以月内剩余天数的电量或特定天数的电量作为交易标的物）等针对不同交割周期的电量交易。

条件具备时，可组织开展针对年度内剩余月份（含季度）的月度电量交易。

第三十四条 电能量交易包括集中交易和双边协商交易两种方式。其中集中交易包括集中竞价交易、滚动撮合交易和挂牌交易三种形式。

集中竞价交易指设置交易报价提交截止时间，电力交易平台汇总市场主体提交的交易申报信息，按市场规则进行统一的市场出清，发布市场出清结果。

滚动撮合交易指在规定的交易起止时间内，市场主体可以随时提交购电或售电信息，电力交易平台按时间优先、价格优先的原则进行滚动撮合成交。

挂牌交易指市场主体通过电力交易平台，将需求电量或可供电量的数量和价格等信息对外发布要约，由符合资格要求的另一方提出接受该要约的申请。

第三十五条 电网企业代理购电参与市场化交易的方式，应当符合国家和海南省有关规定。

第三十六条 海南电力中长期交易原则上定期开市，根据市场发展需要探索连续开市。双边合同在双边交易申报截止时间前均可提交或修改。

年度、月度交易时，依次开展双边协商、集中竞价、挂牌交易、滚动撮合交易。如果上一交易方式已满足全部交易需求时，可以不开展下一交易方式的交易。

第三十七条 同一市场主体可根据自身电力生产或者消费需要，购入或者售出电能量。

为降低市场操纵风险，发电企业在单笔电力交易中的售电量不得超过其剩余最大发电能力，购电量不得超过其售出电能量的净值（指多次售出、购入相互抵消后的净售电量）。电力用户和售电公司在单笔电力交易中的售电量不得超过其购入电能量的净值（指多次购入、售出相互抵消后的净购电量）。原则上，除电网安全约束和影响优先发电计划执行等情形外，不得限制发电企业在自身发电能力范围内的交易电量申报。

第三十八条 发电权交易、合同转让交易应当遵循购售双方的意愿，不得人为设置条件，原则上鼓励清洁、高效机组替代低效机组发电。

发电权交易是指发电企业将优先发电合同、基数电量合同、关停机组补偿电量等合同电量，通过双边协商、集中交易等方式向其他发电企业进行转让的交易活动。

合同转让交易是指发电企业、售电公司或电力用户等同一类型市场主体间通过双边协商、集中交易等方式进行直接交易电量转让的交易活动。合同转让交易可以事前开展，也可以事后开展。

第三十九条 在优先安排优先发电合同输电容量的前提下，支持和鼓励发电企业、电力用户、售电公司利用省间剩余输电容量直接进行跨省交易。

第五章 价格机制

第四十条 除计划电量执行政府制定的价格外，电力中长期交易的成交价格由市场主体通过双边协商、集中交易等市场化方式在“基准价+上下浮动”范围内形成，第三方不得干预。基准价和浮动幅度按国家和海南省规定执行。

电网企业通过市场化方式采购的代理购电电量的交易价格形成机制适用本规则。

第四十一条 燃煤机组电能量市场化交易价格包括脱硫、脱硝、除尘和超低排放电价。其中，超低排放电费依据《关于实行燃煤电厂超低排放电价支持政策有关问题的通知》（发改价格〔2015〕2835号）实行事后兑付、季度结算，并与超低排放情况挂钩；实际未支付的超低排放电费按季度返还给工商业用户。

第四十二条 因电网安全约束必须开启的机组，约束上电量

超出其合同电量（含计划电量合同、市场交易合同）的部分，采用市场化机制确定价格。加强对必开机组组合和约束上电量的监管，保障公开、公平、公正。

新投产发电机组的调试电量按照调试电价政策进行结算。

第四十三条 市场用户的用电价格由电能量交易价格、输配电价格、辅助服务费用和政府性基金及附加等构成，促进市场用户公平承担系统责任。其中输配电价格、政府性基金及附加按照国家有关规定执行。

第四十四条 双边交易价格按照双方合同约定执行，鼓励在合同中增加煤、气等一次能源价格联动条款；集中竞价交易按照边际出清或高低匹配等的价格形成机制；滚动撮合交易可采用滚动报价、撮合成交的价格形成机制；挂牌交易采用一方挂牌、摘牌成交的价格形成机制。

边际出清是指根据发电企业申报曲线与电力用户（售电公司）申报曲线交叉点对应的价格确定市场边际成交价格。当发电企业与电力用户（售电公司）边际成交价格不一致，则按两个价格的算术平均值作为市场成交价格执行。

高低匹配是指报价最低的发电企业与报价最高的电力用户（售电公司）优先配对，并以此类推。已配对的发电企业与电力用户（售电公司）两个报价的算术平均值为此配对成交价格。

第四十五条 发电权交易、合同转让交易价格为出让或者受让价格，不影响出让方原有合同的价格和结算。省内发电权交易、合同转让交易不收取输电费和网损。

第四十六条 省内电力用户（售电公司）参与跨省交易时，海南落地价格由电能量交易价格（送电侧）、输电价格、辅助服务费用、输电损耗构成。输电损耗在输电价格中已明确包含的，不再单独收取；未明确的，暂按该输电通道前三年输电损耗的平均值协商确定，报国家能源局备案后执行。输电损耗原则上由买方承担，也可由市场主体协商确定承担方式。

第四十七条 执行峰谷电价的电力用户，在参加市场化交易后应当继续执行峰谷电价。市场化交易合同未申报用电曲线或未形成峰谷分时价格的，按照《关于进一步完善峰谷分时电价机制有关问题的通知》（琼发改规〔2021〕18号）等文件规定的峰谷时段及浮动比例等规定执行。

第四十八条 除国家有明确规定的情况外，双边协商交易原则上不进行限价。集中竞价交易中，为避免市场操纵及恶性竞争，可对报价或者出清价格设置上、下限。价格上、下限原则上由海南电力市场管理委员会提出建议，经南方能源监管局和省发展改革委审定，应当避免政府不当干预。

第六章 交易组织

第一节 总体原则

第四十九条 原则上，省发展改革委应当在每年 11 月底前确定并下达次年计划电量。一般按照年度（多年）、月度、月内（多日）的顺序开展电力交易。

第五十条 市场主体通过年度（多年）交易、月度交易和月

内（多日）等交易满足发用电需求，促进供需平衡。

第五十一条 对于定期开市和连续开市的交易，交易公告应当提前至少 1 个工作日发布；对不定期开市的交易，应当提前至少 5 个工作日发布。交易公告发布内容应当包括：

（一）交易标的（含电力、电量和交易周期）、申报起止时间；

（二）交易出清方式；

（三）价格形成机制；

（四）交易前约束信息。

第五十二条 交易的限定条件必须事前在交易公告中明确，原则上在申报组织及出清过程中不得临时增加限定条件，确有必要应当公开说明原因。

第五十三条 交易中心基于调度中心提供的安全约束条件开展电力交易出清。

第五十四条 交易中心负责组织开展可再生能源电力相关交易，指导参与电力交易的承担消纳责任的市场主体优先完成可再生能源电力消纳相应的电力交易，在中长期电力交易合同审核、电力交易信息公布等环节对承担消纳责任的市场主体给予提醒。各承担消纳责任的市场主体参与电力市场交易时，应当向交易中心作出履行可再生能源电力消纳责任的承诺。

第二节 年度（多年）交易

第五十五条 年度（多年）交易的标的物为次年（多年）的电量（或者年度分时电量）。年度（多年）交易可通过双边协商、

集中交易的方式开展。

第五十六条 市场主体经过双边协商形成的年度意向协议，需要在年度双边交易申报截止前，通过电力交易平台提交至交易中心。交易中心根据调度中心提供的关键通道年度可用输电容量，形成双边交易预成交结果。

第五十七条 采用集中交易方式开展年度交易时，发电企业、售电公司、电力用户在规定的报价时限内通过电力交易平台申报报价数据。交易中心根据调度中心提供的关键通道年度可用输电容量进行市场出清，形成集中交易预成交结果。

第五十八条 电网企业通过市场化方式年度代理购电按挂牌方式采购电量的，如果没有年度竞价或者年度竞价电量占年度直接交易电量（不含电网代理购电）比例较低的，挂牌价格按照直接交易用户（含售电公司）签订年度合同（含双边交易、集中交易等多种形式）的加权平均价格执行，加权平均价格由交易中心提供。

国家或海南省对电网企业代理购电年度中长期合同电量比例有明确要求的，电网企业代理购电在年度集中交易成交电量无法满足时，缺口部分按照市场化机组剩余容量等比例分摊。计算市场化机组剩余容量时，考虑不同类型机组等效容量。

第五十九条 原则上，每年 11 月底前，省发展改革委会同南方能源监管局组织拟定次年度电力市场化交易方案，包括但不限于以下内容：交易电量规模、交易准入主体、交易周期、报价或出清价格上限、各发电企业交易电量上限系数等。

第六十条 原则上，每年 12 月 15 日前，交易中心根据次年电力市场化交易方案，发布电力交易公告并组织完成次年年度双边协商交易。交易公告包括但不限于以下内容：交易标的、交易方式、价格、结算、具体时间安排、相关交易参数等。

第六十一条 年度双边协商交易预成交结果发布后第 1 个工作日，交易中心通过电力交易平台发布年度集中交易公告。

年度集中交易公告发布后的第 1 个工作日，集中交易开市，交易申报时间原则上不超过 2 个工作日。

第六十二条 交易中心于年度集中交易申报结束后 2 个工作日内，通过电力交易平台发布年度集中交易预成交结果。

第六十三条 年度发电权交易可随年度双边协商交易一并组织。年度合同转让交易原则上在年度电力直接交易合同签订后第 3 个工作日完成开展。

第六十四条 年度各类交易结束后，交易中心汇总各类交易的预成交结果，并提交调度中心统一进行安全校核。调度中心在收到预成交结果后的 5 个工作日内返回安全校核结果。安全校核越限时，由交易中心根据本规则**第八十八条**协同进行交易削减和调整。

第六十五条 市场主体对交易结果有异议的，应当在结果发布 1 个工作日内向交易中心提出，由交易中心会同调度中心在 1 个工作日内给予解释。逾期未提出异议的，电力交易平台自动确认成交。

第六十六条 交易结果确认后，由电力交易平台自动生成交易合同，相关市场主体应在成交信息发布后的3个工作日，通过电力交易平台签订电子合同。

第六十七条 年度交易结束后，交易中心将年度计划电量合同、年度直接交易合同以及发电权交易、合同转让交易结果进行汇总，发布年度汇总后的交易结果和分项交易结果。调度中心应当按照该交易结果合理安排电网运行方式，保障交易结果的执行。

第三节 月度交易

第六十八条 月度交易的标的物为次月电量(或者月度分时电量)或者年度内剩余月份(含季度)的月度电量(或者月度分时电量)交易。月度交易可通过双边协商、集中交易的方式开展。

现阶段，市场主体发生事前出让合同电量或向后续月份转移调整合同电量的，暂不允许参加对应月份的月度直接交易。

第六十九条 市场主体经过双边协商形成的意向协议，需要在月度双边交易申报截止前，通过电力交易平台提交至交易中心。交易中心根据调度中心提供的交易前安全约束信息，形成双边交易预成交结果。

第七十条 采用集中交易方式开展月度交易时，发电企业、售电公司、电力用户在规定的时限内通过电力交易平台申报交易数据。交易中心根据调度中心提供的交易前安全约束信息进行市场出清，形成集中交易预成交结果。

第七十一条 电网企业通过市场化方式月度代理购电，可以与售电公司、电力用户一起参与集中竞价交易，也可以单独开展挂牌交易。

采用集中竞价交易的，交易出清同**第七十条**；采用挂牌交易的，挂牌价格按照直接交易用户（含售电公司）当月集中竞价交易的加权平均价格执行，若当月集中竞价交易无交易结果，按最近一次集中竞价加权平均价执行，加权平均价格由交易中心提供。

国家或海南省对电网企业代理购电年度和月度中长期合同电量比例有明确要求的，电网企业代理购电在月度集中交易成交量无法满足时，按照**第五十八条**执行。

第七十二条 每月 20 日前，交易中心根据市场主体需求情况，发布次月电力交易公告并完成次月双边协商直接交易。

第七十三条 月度双边协商交易预成交结果发布的同时，交易中心通过电力交易平台发布月度集中交易公告。

月度集中交易公告发布后的第 1 个工作日，月度集中交易开市。月度集中交易申报结束后通过电力交易平台发布月度集中交易预成交结果。

第七十四条 月度发电权交易、合同转让交易原则上在月度直接交易结束后第 1 个工作日内组织开展。

第七十五条 月度各类交易结束后，交易中心汇总各类交易的预成交结果，并提交给调度中心统一进行安全校核。调度中心在收到预成交结果后的 2 个工作日内返回安全校核结果，由交易

中心发布。安全校核越限时，由交易中心根据本规则**第八十八条**协同进行交易削减和调整。

第七十六条 市场主体对交易结果有异议的，应当在结果发布 1 个工作日内向交易中心提出，由交易中心会同调度中心在 1 个工作日内给予解释。逾期未提出异议的，电力交易平台自动确认成交。

第七十七条 交易结果确认后，由电力交易平台自动生成交易合同，相关市场主体应在成交信息发布后的 3 个工作日，通过电力交易平台签订电子合同。

第七十八条 月度交易结束后，交易中心将月度直接交易合同以及发电权交易、合同转让交易结果进行汇总，发布月度汇总后的交易结果和分项交易结果。调度中心应当按照该交易结果合理安排电网运行方式，保障交易结果的执行。

第四节 月内（多日）交易

第七十九条 月内（多日）交易的标的物为月内剩余天数或特定天数的电量（或者分时电量）。月内交易主要以集中交易方式开展。根据交易标的物的不同，月内交易可定期开市或连续开市。

第八十条 月内集中交易中，发电企业、售电公司、电力用户在规定的报价时限内通过电力交易平台申报报价数据。交易中心根据调度中心提供的关键通道月内可用输电容量等约束条件进行市场出清，形成集中交易预成交结果。

电网企业代理购电根据需要参与月内集中交易。

第八十一条 交易中心将月内集中交易的预成交结果提交给调度中心进行安全校核。调度中心应当在 1 个工作日之内返回安全校核结果，由交易中心发布。市场主体对交易结果有异议的，应当在结果发布 1 个工作日内向交易中心提出，由交易中心会同调度中心在 1 个工作日内给予解释。

第八十二条 月内集中交易结束后，交易中心应当根据经安全校核后的交易结果，对分月交易计划进行调整、更新和发布。

第五节 偏差电量处理机制

第八十三条 允许发用双方在协商一致的前提下，可在执行一周前进行动态调整。鼓励市场主体通过月内（多日）交易、事前合同转让交易、事后合同转让交易（包括发电侧互保）等方式实现月度发用电计划调整，减少合同执行偏差。

因代理购电用户转为直接参与市场交易等情形，导致电网企业通过市场化方式采购的代理购电市场电量与实际存在较大偏差的，可遵循公平一致的原则等比例调减与电网企业成交的市场化机组合同电量。

第八十四条 系统月度实际用电需求与月度发电计划存在偏差时，由调度中心在遵守电网安全约束和优先发电的基础上按照月度交易计划等比例执行的原则安排市场机组每日发电调度计划，采用偏差结算价格进行事后结算实现发电侧和用户侧月结月清。具备条件时，探索采用发电侧上下调预挂牌机制处理系统月度实际用电需求与月度发电计划存在偏差，并按照预挂牌价格进行发用两侧偏差结算，实现发用两侧月结月清。

第七章 安全校核

第八十五条 调度中心负责调管范围内中长期交易的安全校核，各类交易必须通过调度中心安全校核后方可生效。涉及跨省的交易，须提交相关电力调度机构共同进行安全校核。安全校核的主要内容包括：通道输电能力限制、机组发电能力限制、机组辅助服务限制等内容。

第八十六条 调度中心应及时向交易中心提供或更新各断面（设备）、各路径输电能力，以及交易在不同断面、路径上的分布系数，并通过电力交易平台发布必开机组组合和发电量需求，影响断面（设备）限额变化的停电检修等。

交易中心以各断面、各路径可用输电容量等为约束，对集中交易进行出清，并与同期组织的双边交易一并提交调度中心进行安全校核。

第八十七条 为保障系统整体的备用和调频调峰能力，在各类市场化交易开始前，调度中心可以根据机组可调出力、检修天数、系统负荷曲线以及电网约束情况，折算得出各机组的电量上限，对参与市场化交易的机组发电利用小时数提出限制建议，并及时提供关键通道可用输电容量、关键设备检修计划等电网运行相关信息，由交易中心予以公布。其中，对于年度交易，应当在年度电力电量预测平衡的基础上，结合检修计划，按照不低于关键通道可用输电容量的 80% 下达交易限额。

对于月度交易，应当在月度电力电量预测平衡的基础上，结

合检修计划和发电设备利用率,按照不低于关键通道可用输电容量的 90%下达交易限额;发电设备利用率应结合调峰调频需求制定,并向市场主体公开设备利用率。

对于月度内的交易,参考月度交易的限额制定方法,按照不低于关键通道可用输电容量的 95%下达交易限额。

第八十八条 安全校核未通过时,由交易中心予以公布并进行交易削减。对于双边交易,可按时间优先、等比例原则进行削减;对于集中交易,可按价格优先原则进行削减,价格相同时按发电侧节能低碳调度的优先级进行削减。

执行过程中,调度中心因电网安全和清洁能源消纳原因调整中长期交易计划后,应当详细记录原因并向市场主体说明。

第八十九条 安全校核应当在规定的期限内完成。安全校核未通过时,调度中心需出具书面解释,由交易中心予以公布。

第八章 合同签订与执行

第一节 合同签订

第九十条 各市场成员应当根据交易结果或省发展改革委下达的计划电量,参照合同示范文本签订购售电合同,并在规定时间内提交至交易中心。购售电合同中应当明确购电方、售电方、输电方、电量(电力)、电价、执行周期、结算方式、偏差电量计量、违约责任、资金往来信息等内容。

第九十一条 购售电合同原则上应当采用电子合同签订,电力交易平台应当满足国家电子合同有关规定的技术要求,市场成员应当依法使用可靠的电子签名,电子合同与纸质合同具备同等

效力。

第九十二条 在电力交易平台提交、确认的双边协商交易以及参与集中交易产生的结果，各相关市场成员可将交易中心出具的电子交易确认单（视同为电子合同）作为执行依据。

第二节 优先发电合同

第九十三条 跨省的政府间协议原则上在上一年度的 11 月底前完成预测和下达总体电力电量规模和分月计划，由购售双方签订相应的购售电合同。合同需约定年度电量规模及分月计划、送受电曲线或确定曲线的原则、交易价格等，纳入送、受电省优先发电计划，并优先安排输电通道。年度电量规模及分月计划可根据实际执行情况，由购售双方协商调整。

第九十四条 对于省内优先发电计划，结合海南电网安全、供需形势、电源结构等因素，科学安排优先发电电量，不得将上述电量安排在指定时段内集中执行，也不得将上述电量作为调节市场自由竞争的手段。

第九十五条 经确定的省内优先发电电量，原则上在每年年度双边交易开始前，对执行政府定价的电量签订厂网间年度购售电合同，约定年度电量规模及分月计划、交易价格等。

年度交易开始前仍未确定优先发电的，可参考历史情况测算，预留优先发电空间，确保市场交易正常开展。

第九十六条 优先发电电量的分月计划可由合同签订主体在月度执行前进行调整和确认，其执行偏差按月滚动调整。

第九十七条 采用“保量保价”和“保量竞价”相结合的方式，

推动优先发电参与市场。

“保量保价”的优先发电电量继续按现行价格机制由电网企业收购，不应超过当地电网企业保障居民、农业用户用电和代理工商业用户购电规模，用于保障居民、农业用户用电，有剩余电量且暂时无法放开的，可将剩余电量暂作为电网企业代理工商业用户购电电量来源。

第三节 合同执行

第九十八条 交易中心负责汇总省内市场成员参与的各类交易合同（含优先发电合同、市场交易合同等），形成省内发电企业的月度发电计划，并依据月内交易，进行更新和调整。调度中心应当根据经安全校核后的月度（含调整后的）发电计划及清洁能源消纳需求，合理安排电网运行方式和机组开机方式。

第九十九条 年度合同的执行周期内，可于每月15日前，在购售双方一致同意且不影响其他市场主体交易合同执行的基础上，允许调整后续各月的合同分月计划（合同总量不变），调整后的分月计划需通过调度中心安全校核。

合同双方通过电力交易平台向交易中心提出调整要求，经调度中心安全校核后生效，调整后的合同分月计划作为月度发电安排和交易结算的依据。

第一百条 交易中心定期跟踪和公布月度（含多日交易调整后的）发电计划完成进度情况。市场主体对发电计划完成进度提出异议时，调度中心负责出具说明，交易中心负责公布相关信息。

第一百零一条 全部合同约定交易曲线的，按合同约定曲线

形成次日发电计划；部分合同约定交易曲线的，由调度中心根据系统运行需要，安排无交易曲线部分的发电曲线，与约定交易曲线的市场化交易合同共同形成次日发电计划。

第一百零二条 电力系统发生紧急情况时，调度中心可基于安全优先的原则实施调度，并于事后向南方能源监管局、省发展改革委报告事件经过，并向市场主体进行相关信息披露。

第九章 计量和结算

第一节 计量

第一百零三条 电网企业应当根据市场运行需要为市场主体安装符合技术规范的计量装置；计量装置原则上安装在产权分界点，产权分界点无法安装计量装置的，考虑相应的变（线）损。电网企业应当在跨省输电线路两端安装符合技术规范的计量装置，跨省交易均应明确其结算对应计量点。

第一百零四条 计量周期和抄表时间应当保证最小交易周期的结算需要，保证计量数据准确、完整。

电网企业按照优化电费结算功能要求推进代理购电用户表计设施改造，实现按自然月购售同期抄表结算。

第一百零五条 发电企业、跨省交易送受端计量点应当安装相同型号、相同规格、相同精度的主、副电能表各一套，主、副表应当有明确标志，以主表计量数据作为结算依据，副表计量数据作为参照，当确认主表故障后，副表计量数据替代主表计量数据作为电量结算依据。

第一百零六条 多台发电机组共用计量点且无法拆分，各发电机组需分别结算时、按照每台机组的实际发电量等比例计算各自上网电量。对于风电、光伏发电企业处于相同运行状态的不同项目批次共用计量点的机组，可按照额定容量比例计算各自上网电量。

处于调试期的机组，如果和其他机组共用计量点，则按照机组调试期的发电量等比例拆分共用计量点的上网电量，确定调试期的上网电量。

第一百零七条 电网企业（含增量配电）应当按照电力市场结算要求定期抄录发电企业（机组）和电力用户电能计量装置数据，由省级电网公司统一汇总后，将电量数据提交交易中心。对计量数据存在疑义或不可用时，由具有相应资质的电能计量检测机构确认并出具报告，结算电量由交易中心组织相关市场成员协商解决。

第二节 结算

第一百零八条 交易中心负责向市场成员出具结算依据，市场成员根据相关规则进行电费结算。其中，跨省交易由组织该交易的电力交易机构会同送受端电力交易机构向市场成员出具结算依据；发电权交易、合同转让交易由交易中心分别向出让方和受让方出具结算依据，由电网企业与出让方、受让方进行结算。

第一百零九条 电网企业（含增量配电网）之间结算的输配电费用，按照政府价格主管部门核定的输配电价和实际物理计量电量结算。

第一百一十条 发电企业上网电量电费由电网企业支付；电力用户向电网企业缴纳电费，并由电网企业承担电力用户侧欠费风险；售电公司按照交易中心出具的结算依据与电网企业进行结算。市场主体可自行约定结算方式，未与电网企业签订委托代理结算业务的，电网企业不承担欠费风险。

第一百一十一条 电力用户的基本电价、政府性基金及附加、峰谷分时电价、功率因数调整等按照电压等级和类别按实收取，上述费用均由电网企业根据国家及海南省有关规定进行结算。

第一百一十二条 发电企业和参与批发交易的电力用户（售电公司）月度结算时解耦结算。开展月内多日交易时，按照多日交易规则清算，按月结账。

第一百一十三条 月度结算时，参与批发交易的电力用户用电量按以下原则进行切割和结算：

（一）实际用电量超过其市场交易计划电量时，市场交易计划电量按其合同价格结算；超出市场交易计划电量的偏差电量，按超用价格结算。

（二）实际用电量少于其市场交易计划电量时，市场交易计划电量按合同价格结算。同时，少于市场交易计划电量的偏差电量，根据按其合同价格不同情形进行结算：当合同价格小于或等于超用价格时，按偏差电量合同价格向批发交易用户返还相关费用，偏差电量、超用电价与合同价格之间的差计算得到的费用作为市场盈余进行分配；当合同价格大于超用价格时，偏差电量、

合同价格与超用电价之间的差计算得到的费用，由相关批发交易用户承担。

（三）批发交易用户存在事后合同转让交易的，出让方市场交易计划扣减其成交电量，受让方市场交易计划增加相应的成交电量。

（四）批发交易用户由于电网设施原因导致无法完成计划交易电量的免于考核。因电网设施原因无法完成计划交易电量的，由电网企业营销部门进行书面说明并提交交易中心。

第一百一十四条 月度结算时，售电公司按其所代理的用户的用网电量参照批发交易用户结算其参与批发交易的购电费用；根据其零售合同及与代理零售用户实际用电量，结算其售电费用。

交易中心负责出具售电公司以及零售电力用户等零售侧结算依据，电网企业根据结算依据对零售电力用户进行零售交易资金结算，对售电公司批发、零售价差收益、偏差考核进行资金结算。电网企业根据结算依据对售电公司批发、零售价差收益、偏差考核进行资金结算。

第一百一十五条 月度结算时，电网企业根据其代理的所代理的工商业用户的用网电量，考虑实际的优先发电电量、基数电量等因素后，参照批发交易用户结算其参与批发交易的市场化购电费用。实际发生的市场化购电费用与原预测值存在差异的，在计算次月代理购电费用中考虑。

电网企业市场化代理购电偏差考核按有关规定执行。电网企

业代理工商业用户用电价格按照海南有关方案规定执行。

第一百一十六条 月度结算时,参与批发交易的发电企业月度实际上网电量减去其计划电量(若有)后,剩余上网电量按以下原则进行交割和结算:

(一)剩余上网电量按照合同转让交易电量、直接交易电量、电网代购电量顺序进行交割。

(二)剩余上网电量超过其月度合同电量(含计划电量)时,按照其合同转让交易电量、直接交易电量、电网代购电量以及对应的价格进行结算;超发电量按月度超发价格进行结算。

(三)剩余上网电量小于其月度合同电量(含计划电量)时,剩余上网电量按上述交割顺序及相应交易品种对应的合同平均价进行结算。其欠发电量视同由实际上网电量超合同电量的机组代发,由相关机组按其剩余上网电量比例分配。因发电企业自身原因欠发的,代发电量按月度集中交易成交价与未完成的交易品种对应的合同电量加权平均价两者取大进行结算;若未形成月度集中交易成交价时,则按欠发发电企业当月所有市场电量合同加权平均价的大于1的倍数进行结算。此时,若代发电量结算价格超过未完成的交易品种对应的合同电量加权平均价时,相应费用由欠发发电企业承担。

非发电企业自身原因造成欠发的,代发电量按欠发发电企业当月所有市场合同电量加权平均价进行结算。

(四)发电企业存在事后合同转让交易的,出让方市场交易计划扣减其成交电量,受让方市场交易计划增加相应的成交电

量。

(五)发电企业因自身原因的正偏差电量超出允许偏差范围的,适当降低其偏差电量结算价格。负偏差电量超出允许偏差范围的,按规定进行考核结算;因台风、地震、洪水、冰雹等不可抗力因素或者调度安排、电网线路检修等非发电企业自身原因导致负偏差电量的免于考核。

第一百一十七条 交易中心向各市场成员提供的结算依据包括以下内容:

(一) 实际结算电量;

(二) 各类交易合同(含优先发电合同、市场交易合同)电量、电价和电费,以及偏差电量结算价格、考核费用等;

(三) 新机组调试电量、电价、电费;

(四) 接受售电公司委托出具的零售交易结算依据。

第一百一十八条 市场主体因偏差电量引起的电费资金,暂由省级电网企业收取和支付,并应当在电费结算依据中单项列示。

第一百一十九条 市场主体的合同电量和偏差电量分开结算。海南电力中长期交易按月清算、结账。开展多日交易后,按照多日交易规则清算,按月结账。

第一百二十条 次年一季度前,交易中心根据发用两侧年度实际累计上网、用网电量(包括市场化代理购电电量和直接交易电量等)、各自市场合同电量,对各月份偏差结算电费和考核费用进行年度清算。

第一百二十一条 拥有配电网运营权的售电公司参照电网企业职责做好本配网范围内电力用户的电费结算,并按有关规定支付相应的输配电费、政府性基金及附加。

第一百二十二条 电力用户拥有储能,或者电力用户参加特定时段的需求侧响应,由此产生的偏差电量,由电力用户自行承担。

第一百二十三条 拥有配电网运营权的售电公司,与省级电网企业进行电费结算,并按照省发展改革委相关规定,向省级电网企业支付输电费用。

第一百二十四条 风电、光伏发电企业按当月实际上网电量及政府批复的价格水平或价格机制进行结算。

风电、光伏发电量参与市场交易,结算涉及中央财政补贴时,按照《可再生能源电价附加资金管理办法》(财建〔2020〕5号)、《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》(财建〔2020〕4号)及其补充通知等补贴管理规定执行。

第一百二十五条 市场主体接收电费结算依据后,应当进行核对确认,如有异议在3个工作日内通知交易中心,逾期则视同没有异议。

第一百二十六条 结算退补管理:

(一) 由于电能计量差错等原因需要进行电费退补调整的,由交易中心根据电网企业提供的修正后数据,重新计算涉及月份有关市场主体的结算结果;

(二) 因电价政策或市场交易规则(细则)等发生变化需要

调整电费的，依照相应政策或规则（细则）开展电费清算退补；

（三）零售用户出现电能计量差错等原因需要进行电费和偏差考核费退补调整的，由电网企业与零售用户、相关售电公司协商一致，将差错电量并入后续月份进行结算或重新计算涉及月份结算结果进行退补，原则上只对该零售用户和相关售电公司进行退补调整；

（四）因计量差错等原因需要进行电费和偏差考核退补调整的每半年进行一次，每年6月和12月份进行集中处理。

第十章 信息披露

第一百二十七条 市场信息分为社会公众信息、市场公开信息和私有信息。社会公众信息是指向社会公众披露的信息；市场公开信息是指向所有市场主体披露的信息；私有信息是指向特定的市场主体披露的信息。

第一百二十八条 社会公众信息包括但不限于：

（一）电力交易适用的法律、法规及相关政策文件，电力交易业务流程、管理办法等；

（二）国家批准的发电侧上网电价、销售目录电价、输配电价、各类政府性基金及附加、系统备用费及其他电力交易相关收费标准等；

（三）电力市场运行基本情况，包括各类市场主体注册情况，电力交易总体成交电量、价格情况等；

（四）电网运行基本情况，包括电网主要网络通道的示意图、各类型发电机组装机总体情况，发用电负荷总体情况等；

（五）其他政策法规要求向社会公众公开的信息。

第一百二十九条 市场公开信息包括但不限于：

（一）市场主体基本信息，市场主体注册准入以及退出情况，包括企业名称、统一社会信用代码、联系方式、信用评价信息等；

（二）发电设备信息，包括发电企业的类型、所属集团、装机容量、检修停运情况，项目投产（退役）计划、投产（退役）情况等；

（三）电网运行信息，电网安全运行的主要约束条件、电网重要运行方式的变化情况，电网各断面（设备）、各路径可用输电容量，必开必停机组组合和发电量需求，以及导致断面（设备）限额变化的停电检修等；

（四）市场交易类信息，包括年、季、月电力电量平衡预测分析情况，非市场化电量规模及交易总电量安排、计划分解，各种交易的总成交电量和成交均价，安全校核结果及原因等；

（五）交易执行信息，包括交易计划执行总体情况，计划执行调整及原因，市场干预情况等；

（六）结算类信息，包括合同结算总体完成情况，差额资金每月的盈亏和分摊情况；

（七）代理购电信息，包括电网企业市场化购电电量，相关预测数据与实际数据偏差等信息；

（八）其他政策法规要求对市场主体公开的信息。

第一百三十条 市场私有信息主要包括：

（一）发电机组的机组特性参数、性能指标，电力用户用电

特性参数和指标；

（二）各市场主体的市场化交易申报电量、申报电价等交易申报信息；

（三）各市场主体的各类市场化交易的成交电量及成交价格等信息；

（四）各市场主体的市场化交易合同以及结算明细信息。

第一百三十一条 市场成员应当遵循及时、准确、完整的原则披露电力市场信息，对其披露信息的真实性负责。违者可依法依规纳入失信管理，严重者可按照规定取消市场准入资格。

第一百三十二条 交易中心、调度中心应当公平对待市场主体，无歧视披露社会公众信息和市场公开信息。市场成员严禁超职责范围获取私有信息，不得泄露影响公平竞争和涉及电力用户隐私的相关信息。

第一百三十三条 交易中心负责市场信息的管理和发布，会同调度中心按照市场信息分类及时向社会及市场主体、政府有关部门发布相关信息。市场主体、调度中心应当及时向交易中心提供支撑市场化交易开展所需的数据和信息。

第一百三十四条 在确保安全的基础上，市场信息主要通过电力交易平台、交易中心门户网站或其他渠道等进行披露。交易中心负责管理和维护电力交易平台、交易中心门户网站等信息平台，为其他市场主体通过电力交易平台和其他信息平台披露有关信息提供便利，各类市场成员按规定通过电力交易平台、交易中心门户网站披露有关信息，并对所披露信息的准确性、及时性和

真实性负责。

第一百三十五条 交易中心、交易中心门户网站和其他信息平台等级应当满足国家信息安全三级等级防护要求。

第一百三十六条 市场主体如对披露的相关信息有异议或疑问，可向交易中心、调度中心提出，由交易中心、调度中心负责解释。

第一百三十七条 经电力用户同意，电网企业应向发电企业和售电公司放开查询与其交易或代理的电力用户历史电量曲线。

第十一章 市场监测和风险控制

第一百三十八条 南方能源监管局应当建立健全电力交易机构专业化监管制度，推动成立独立的电力交易机构专家委员会，积极发展第三方专业机构，形成政府监管与外部专业化监督密切配合的有效监管体系。

第一百三十九条 交易中心、调度中心根据有关规定，履行市场运营市场监测和风险控制等职责，根据南方能源监管局和省发展改革委的监管要求，将相关信息系统接入电力监管信息系统，按照“谁运营、谁防范、谁监控”的原则，采取有效风险防控措施，加强对市场运营情况的监控分析，按照有关规定定期向南方能源监管局、省发展改革委提交市场监控分析报告。

第一百四十条 出现以下情况时，交易中心、调度中心可依法依规采取市场干预措施：

（一）电力系统内发生重大事故危及电网安全的；

(二)发生恶意串通操纵市场的行为,并严重影响交易结果的;

(三)市场技术支持系统发生重大故障,导致交易无法正常进行的;

(四)因不可抗力电力市场化交易不能正常开展的;

(五)南方能源监管局、省发展改革委作出暂停市场交易决定的;

(六)市场发生其他严重异常情况的。

第一百四十一条 当系统发生紧急事故时,调度中心应按安全第一的原则处理事故,无需考虑经济性。由此带来的成本由相关责任主体承担,责任主体不明的由市场主体共同分担。当面临严重供不应求情况时,省发展改革委可依照相关规定和程序暂停市场交易,组织实施有序用电方案。当出现重大自然灾害、突发事件时,省发展改革委、南方能源监管局可依照相关规定和程序暂停市场交易,临时实施发用电计划管理。

当市场规则不适应电力市场交易需要,电力市场运营所必须的软硬件条件发生重大故障导致交易长时间无法进行,以及电力市场交易发生恶意串通操纵行为并严重影响交易结果等情况时,南方能源监管局可依照相关规定和程序暂停市场交易。

第一百四十二条 交易中心、调度中心应详细记录市场干预期间的有关情况,并向南方能源监管局、省发展改革委提交报告。

第一百四十三条 海南电力市场秩序满足正常交易时,交易中心应当及时向市场主体发布市场恢复信息。

第一百四十四条 电力批发交易发生争议时，市场成员可自行协商解决，协商无法一致时可提交南方能源监管局、省发展改革委调解处理，也可提交仲裁委员会仲裁或者向人民法院提起诉讼。

第一百四十五条 交易中心依授权开展海南电力市场主体的信用评价。交易中心结合电力市场运行情况制定完善市场主体信用评价标准，定期组织开展信用评价，发布评价结果。

第一百四十六条 为防范市场结算风险，交易中心可按国家有关规定建立履约担保制度。

第一百四十七条 交易中心要加强市场主体注册信息动态管理，发现市场主体注册信息发生变化或不持续满足注册条件等情形时，督促相关市场主体限期整改。售电公司未按《售电公司管理办法》规定持续满足注册条件的，交易中心应立即通知其限期整改，售电公司限期整改期间，暂停其交易资格，未在规定时间内整改到位的，经省发展改革委同意后予以强制退出，同时将相关信息推送至全国信用信息共享平台。

第一百四十八条 交易中心对市场运营监控中发现市场主体存在不遵守交易规则或市场管理制度的行为，按照市场自律管理有关规定处理，并将有关情况报南方能源监管局、省发展改革委。

南方能源监管局对市场主体执行交易规则、参与批发市场交易行为进行监管，并按照《电力监管条例》《关于加强电力中长期交易监管的指导意见》《南方区域电力市场监管实施办法（试

行)》有关规定对违规行为进行处理。

省发展改革委对售电公司与售电公司、电力用户间发生的违反交易规则和失信行为报按规定进行处理，记入信用记录，情节特别严重或拒不整改的，对其违法失信行为予以公开。

第十二章 附则

第一百四十九条 根据国家电力体制改革政策、海南省电力市场建设进程及电力运行相关情况，南方能源监管局会同省发展改革委组织对本规则进行修订调整。

第一百五十条 海南省电力中长期交易相关规则、办法与本规则冲突的，按本规则规定执行。本规则与国家最新的政策、文件规定不符的，从其规定。

第一百五十一条 交易中心根据本规则制定交易和结算等业务规则（细则），经海南省电力市场管理委员会审议通过后，报南方能源监管局和省发展改革委审定执行。

第一百五十二条 本规则由南方能源监管局会同省发展改革委负责解释。

第一百五十三条 本规则自发布之日起施行，有效期五年，原《海南电力中长期交易基本规则》（南方监能市场〔2020〕287号）同时废止。