广东电力市场运营基本规则(征求意见稿)

第一章 总则

第一条 [目的和依据]为规范广东电力市场的运行和管理，构建安全、高效的市场结构和市场体系，实现电力交易的公开、公平、公正，保障市场成员合法权益，促进广东电力市场的稳定、健康、有序、协调发展，制订本规则。

第二条 [概述]本规则名称为《广东电力市场运营基本规则(试行)》，以下简称《规则》或市场规则。以本规则为基础，制定相关实施细则。本规则及相关实施细则共同构成电力市场规则体系。

第三条 [依据]本规则依据有关法律法规规定和《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、《中共广东省委广东省人民政府关于进一步深化电力体制改革的实施意见》(粤发〔2015〕14号)、《国家发展改革委办公厅国家能源局综合司关于开展电力现货市场建设试点工作的通知》(发改办能源〔2017〕1453号)等文件精神，结合南方(以广东起步)现货市场试点要求和广东电网实际情况进行编制。

第四条 [编制原则]制定市场规则遵循的主要原则：

(一)坚持电力系统安全、优质、经济运行，确保连续可靠供电的原则;

(二)坚持“公开、公平、公正”的原则;

(三)积极发挥市场机制作用，积极稳妥，平稳起步，兼顾各方利益，坚持可持续发展的原则。

第五条 [适用范围]本规则适用于《南方(以广东起步)电力现货市场建设实施方案》中近期电力市场运营及管理。

第六条 [市场秩序]市场成员应严格遵守市场规则，自觉自律，不得行使市场力、操纵市场价格、损害其他市场主体的利益。任何单位和个人不得非法干预市场正常运行。

第七条 [实施主体]国家能源局南方监管局负责组织制定广东电力市场运营规则。国家能源局南方监管局、广东省经济和信息化委员会、广东省发展和改革委员会根据职能依法履行广东电力市场监管职责，对市场主体行使市场力、公平竞争、电网公平开放、交易行为等情况实施监管，对电力交易机构和电力调度机构执行市场规则的情况实施监管。

第二章 市场成员

第八条 [成员分类]市场成员包括市场主体、电网企业和市场运营机构三类。市场主体包括各类发电企业、电力用户、售电公司、独立辅助服务提供者等。市场运营机构包括电力交易机构(指广东电力交易中心有限责任公司)和电力调度机构(指南方电网电力调度控制中心、广东电网电力调度控制中心、广州供电局电力调度控制中心、深圳供电局电力调度控制中心，分别简称南网总调、广东中调、广州中调、深圳中调)，电网企业主要指中国南方电网有限责任公司及超高压输电公司、广东电网有限责任公司、广州供电局有限公司、深圳供电局有限公司。

第九条 [发电企业权责]发电企业的基本权利和义务：

(一)按规则参与电力市场交易，签订和履行基数合约以广东电力市场运营基本规则及市场化交易形成的购售电合同，执行日前与实时现货市场出清形成的发电计划。

(二)获得公平的输电服务和电网接入服务。

(三)执行并网调度协议，服从电力调度机构的统一调度，按市场规则和有关规定提供辅助服务。

(四)按规定披露和提供信息，获得市场交易相关信息，并承担保密义务，不泄露市场信息。

(五)法律法规规定的其他权利和义务。

第十条 [电力用户权责]电力用户的基本权利和义务：

(一)按规则参与电力市场交易，签订和履行购售电合同、输配电服务合同等。

(二)获得公平的输配电服务和电网接入服务，按规定支付购电费、输配电费、缴纳政府性基金及附加、承担交叉补贴等。

(三)按规定披露和提供信息，获得市场交易和输配电服务等相关信息，并承担保密义务，不泄露市场信息。

(四)服从电力调度机构的统一调度，在系统特殊运行状况下(如事故、电力供应紧张等)按调度要求安排用电。

(五)遵守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，配合开展错避峰。

(六)法律法规规定的其他权利和义务。

第十一条 [售电公司权责]不拥有配电网运营权的售电公司的基本权利和义务：

(一)按规则参与电力市场交易，签订和履行购售电合同、广东电力市场运营基本规则输配电合同等，约定交易、服务、结算、收费、协助追缴电费欠费等事项。

(二)获得公平的输配电服务。

(三)已在电力交易机构注册的售电公司不受供电营业区限制，可在省内多个供电营业区售电。

(四)按规定披露和提供信息，获得市场交易和输配电服务等相关信息，并承担保密义务，不泄露市场信息。

(五)按照国家有关规定，在指定网站上公示公司资产、经营状况等情况和信用承诺，对公司重大事项进行公告，并定期公布公司年报。

(六)服从电力调度机构的统一调度，在系统特殊运行状况下(如事故、电力供应紧张等)按调度要求协助安排用电。

(七)法律法规规定的其他权利和义务。

第十二条 [拥有配电网运营权的售电公司权责]拥有配电网运营权的售电公司的基本权利和义务：

(一)具备不拥有配电网运营权的售电公司全部的权利和义务。

(二)拥有和承担配电区域内与电网企业相同的权利和义务，按国家有关规定和合同约定履行保底供电服务和普遍服务。

(三)承担配电网安全责任，按照国家、电力行业和广东省标准提供安全、可靠的电力供应，确保承诺的供电质量符合国家、电力行业和广东省标准。

(四)按照国家、电力行业和广东省标准，负责配电网络广东电力市场运营基本规则的投资、建设、运营和维护、检修和事故处理，无歧视提供配电服务，不得干预用户自主选择售电公司。

(五)同一配电区域内只能有一家公司拥有该配电网运营权。

(六)法律法规规定的其他权利和义务。

第十三条 [电网企业权责]电网企业的基本权利和义务：

(一)保障输配电设施的安全稳定运行。

(二)为市场主体提供公平开放的输配电服务和电网接入服务。

(三)服从电力调度机构的统一调度，建设、运行、维护和管理电网配套技术支持系统。

(四)向市场主体提供报装、结算、计量、抄表、收催缴电费、维修等各类供电服务。

(五)按规定收取输配电费用，代国家收取政府性基金及附加等。

(六)按政府定价向不参与市场交易的用户提供售电服务，签订和履行相应的供用电合同。

(七)按规定披露和提供信息，承担保密义务，不泄露市场信息。

(八)法律法规规定的其他权利和义务。

第十四条 [电力交易机构权责]电力交易机构的基本权利和义务：

(一)按职责拟定相应电力交易实施细则和市场管理制度。

(二)负责组织电力中长期市场交易，与电力调度机构共同组织现货电能量市场交易以及辅助服务市场交易。经授权暂停执行市场交易结果，经授权在特定情况下实施市场干预或市场中止。

(三)与电力调度机构共同建设、运营和维护电力市场技术支持系统。

(四)负责市场主体注册管理，为市场主体提供电力市场业务的宣贯培训。

(五)提供电力交易结算依据(包括但不限于全部电量电费、辅助服务费及输电服务费等)及相关服务。

(六)按职责负责监测和分析市场运行情况。

(七)按职责负责建立落实市场风险防范机制。

(八)按职责做好市场管理，配合开展市场主体信用管理和市场争议处理，维护市场秩序。

(九)对市场交易规则进行分析评估，提出修改建议。

(十)负责市场信息管理，按规定披露和发布信息，承担保密义务，不泄露市场信息。

(十一)法律法规规定的其他权利和义务。

第十五条 [电力调度机构权责]电力调度机构的基本权利和义务：

(一)按调度规程实施电力调度，负责系统实时平衡，负责电网安全。

(二)按职责拟定相应电力交易实施细则和电网运行管理制度。

(三)与电力交易机构共同组织现货电能量市场交易以及辅助服务市场交易。经授权暂停执行市场交易结果，经授权在特定情况下实施市场干预或市场中止。

(四)与电力交易机构共同建设、运营和维护电力市场技术支持系统。

(五)按调度管理权限负责安全校核。

(六)合理安排电网运行方式，按照市场规则和调度规程编制与执行发电调度计划。

(七)按规定披露和发布信息，承担保密义务，不泄露市场信息。

(八)按职责负责监测和分析市场运行情况。

(九)按职责负责建立落实市场风险防范机制。

(十)对市场交易规则进行分析评估，提出修改建议。

(十一)法律法规规定的其他权利和义务。

第三章 市场概述

第一节 电力市场模式

第十六条 [市场交易定义与分类]电力市场交易分为电力批发交易和电力零售交易。

电力批发交易是指发电企业、售电公司、电力大用户之间通过市场化方式进行的电力交易活动的总称。现阶段，是指发电企业、售电公司、电力大用户等市场主体通过市场化方式开展的中长期电能量市场交易和现货(日前、实时)电能量市场交易以及辅助服务交易。电力零售交易是指售电公司与电力用户之间开展的电力广东电力市场运营基本规则交易活动的总称。

第十七条 [电力批发市场架构]现阶段，电力批发市场采用“电能量市场+辅助服务市场”的市场架构。其中，电能量市场包含基于差价合约的日以上周期的中长期电能量市场和全电量竞价的现货电能量市场，辅助服务市场包括集中竞价的调频辅助服务市场以及备用、有偿无功调节、自动电压控制、黑启动等辅助服务补偿机制。

第十八条
[中长期电能量市场]中长期电能量市场基于差价合约开展交易，差价合约具有财务结算意义，不需物理执行。

中长期电能量市场采用场外双边协商交易和场内集中竞争交易相结合、常用曲线合约和自定义曲线合约相结合的交易方式，通过多次组织的年、月、周交易品种，灵活实现差价合约的签订和调整。中长期电能量市场的交易标的包括基数合约电量和市场合约电量，基数合约电量由政府部门下达，可以通过中长期电能量市场转让。

第十九条 [现货电能量市场]现货电能量市场包括日前电能量市场和实时电能量市场，本规则中简称为日前市场和实时市场，采用全电量申报、集中优化出清的方式开展，通过集中优化计算，得到机组开机组合、分时发电出力曲线以及分时现货电能量市场价格。

第二十条 [辅助服务市场]在现货电能量市场交易阶段开展调频辅助服务的集中交易，与电能量市场分开独立运行。备用、有偿无功调节、自动电压控制、黑启动等辅助服务保持现行的补偿机制。适时引入需求侧响应市场化机制，相关规则另广东电力市场运营基本规则行制定。

第二十一条 [电力零售市场]电力零售市场由售电公司与电力用户通过市场化交易形成零售合同。签约的电力用户由售电公司代理参与电力批发市场。

第二十二条 [用户分类]用户分为市场用户和非市场用户，市场用户指参与电力市场化交易的电力用户。

电力用户分为电力大用户和一般用户，电力大用户指进入广东省电力大用户准入目录的用电企业;一般用户指除电力大用户以外、允许进入市场的其他类别用电企业。

电力大用户可直接参与批发市场交易，或参与零售市场交易。参与零售市场的电力大用户在同一时期内只可与一家售电公司进行交易。

一般用户参与零售市场交易，在同一时期内只可与一家售电公司进行交易。

本规则中，直接参与批发市场交易的电力大用户称为批发用户;通过售电公司代理参与批发市场交易的电力大用户和一般用户称为零售用户。

第二十三条 [发电机组分类]按照发电企业发电计划放开情况划分，发电机组分为A类机组和B类机组。其中，A类机组是指暂未获得电能量市场交易资格的发电机组，只拥有基数电量;B类机组指获得电能量市场交易资格的发电机组，可同时拥有基数电量和市场电量。由政府下达补偿电量的提前关停机组视为B类机组。

第二十四条 [跨省区送电参与方式]现阶段，以政府间框广东电力市场运营基本规则架协议、国家分电计划等形式向

广东跨省区送电，综合考虑年度合同、省间市场化交易结果、清洁能源消纳需求以及电网安全运行要求，作为广东现货电能量市场交易的边界条件。

视市场发展情况，逐步将框架协议外的增送电量纳入现货市场交易。向广东跨省区送电的中长期合同分解、交易组织、交易结算的具体规则另行制定。

第二节 交易周期和方式

第二十五条 [交易周期]电能量市场以年、月、周、日以上、日和实时(15分钟)为周期开展，调频辅助服务市场以日和实时(小时)为周期开展。

第二十六条 [电能量市场交易方式]电能量市场主要采用双边协商、集中挂牌、集中竞争交易等市场化方式进行。

第二十七条 [辅助服务市场交易方式]调频辅助服务市场采用集中竞争方式开展。

第三节 价格机制

第二十八条 [基本原则]中长期电能量市场和现货电能量市场实行单一制电量电价，市场主体基于绝对电能价格进行市场交易。其中，燃煤机组的中长期电能量市场和现货电能量市场价格包含环保电价，市场化电量对应的环保电价不再另行结算。

第二十九条
[电能量市场价格机制]中长期电能量市场通过场外自主协商定价、场内系统撮合定价等方式形成绝对电能价格。

现货电能量市场采用节点电价机制定价。日前市场和实时广东电力市场运营基本规则市场通过集中优化竞争的方式，形成分时节点电价作为市场电能价格。节点电价由系统电能价格与阻塞价格两部分构成，系统电能价格反映全市场的电力供需情况，阻塞价格反映节点所在位置的电网阻塞情况。

发电企业(机组)以机组所在节点的节点电价作为现货电能量市场价格。售电公司、批发用户以全市场节点的加权平均综合电价作为现货电能量市场价格。

第三十条 [辅助服务市场价格机制]调频辅助服务市场价格通过集中竞争方式形成。

第三十一条 [输配电价、政府性基金及附加]输配电价(含线损及交叉补贴)由市场用户按照政府核定的输配电价标准和实际用电量缴纳。政府性基金及附加由市场用户按照政府有关规定和实际用电量缴纳。

第三十二条 [发电侧电价机制]发电企业(机组)的基数合约电量执行政府部门核定的上网电价，市场交易电量执行市场形成的绝对电能价格。

第三十三条 [用户侧电价机制]非市场用户执行政府制定的目录电价并缴纳各项政府性基金及附加。

市场用户购电价格由电能价格、输配电价(含线损及交叉补贴)、政府性基金及附加等构成。其中批发用户的电能价格为市场形成的绝对电能价格，零售用户的电能价格按与售电公司签订的零售合同执行。

第三十四条 [市场限价]综合考虑发电企业运营、市场用户电价承受能力等因素，设置市场申报价格上下限以及市场结算价格上下限，由市场管理委员会提出建议，经能源监管机构和政府部门同意后执行。

第三十五条 [电源侧交叉补贴]现行政府定价相比燃煤机组标杆电价高出一定范围的B类机组(如水煤浆机组、煤矸石机组、高成本燃气机组等)，根据一定标准给予补贴，补贴资金由市场化用户分摊。具体的补贴方式、补贴机组范围、补贴标准等由市场管理委员会提出建议，经能源监管机构和政府部门同意后执行，并可根据市场运行、能源结构变化等情况进行调整。

第四节 电力市场技术支持系统

第三十六条 [技术支持系统定义]电力市场技术支持系统是支持电力市场运营的计算机、数据网络与通信设备、各种

技术标准和应用软件的有机组合。

第三十七条 [技术支持系统组成]广东电力市场技术支持系统主要包括广东电力市场交易系统以及与市场交易有关的电力调度运行技术支持系统等。本规则中简称“ 技术支持系统 ”。

第三十八条 [技术支持系统要求]广东电力市场技术支持系统必须符合国家有关技术标准、行业标准和有关的国际标准，按照国家发布的《电力现货市场技术支持系统功能规范》基本要求以及广东电力市场规则的具体规定，满足《南方区域电力现货市场技术支持系统技术规范》相关条件，遵循统一开发、配套建设、统一管理、分别维护的原则组织实施。技术支持系统应保障电力市场运营所需的交易安全、数据安全和网络安全，并具备可维护性，适应电力市场逐步发展完善的需要。

第三十九条 [技术支持系统功能]技术支持系统须对电力市场的市场主体注册管理、数据申报、合同分解与管理、交易出清、交易计划编制、调度计划编制、安全校核、辅助服务、市场信息发布、市场结算等运作环节提供技术支撑。

第四十条 [市场主体侧发售电平台]市场主体可根据业务需要建设相应的信息化发售电业务平台，按照相关的信息化管理要求和数据接口规范接入电力市场技术支持系统。电力市场技术支持系统接口规范由市场运营机构另行制定。

第五节 交易服务费

第四十一条 [交易服务费]电力交易机构不以营利为目的，可向市场主体合理收费，主要包括注册费、年费、交易手续费。具体交易服务收费方案由电力交易机构另行制定，经广东电力市场管理委员会审议通过，并向能源监管机构和政府部门报备后执行。

第四十二条 [开票收费]电力交易机构根据审议通过的收费方案核算市场主体需要缴纳的交易服务费用，开具发票，直接向相关市场主体收取。

第四章 市场管理

第一节 市场准入

第四十三条 [基本准入条件]参加电力市场交易的发电企业、售电公司、电力用户、独立辅助服务提供者等，应是具有独立法人资格、独立财务核算、信用良好、能够独立承担民事责任的经济实体。非独立法人的发电企业(供电企业保留的抽水蓄能电厂除外)、电力用户经法人单位授权，可参与相应市场交易。

第四十四条 [发电企业准入条件]发电企业准入基本条件：

(一)满足国家和行业有关发电企业并网规范、电网调度运行技术标准要求。

(二)参与电能量市场的发电企业(机组)，须符合国家和广东省有关准入条件。

(三)并网自备电厂参与市场化交易，须公平承担社会责任、承担国家依法合规设立的政府性基金，以及与产业政策相符合的政策性交叉补贴和系统备用费。

(四)具备电量分时计量与数据传送条件，数据准确性与可靠性应能满足交易要求。

(五)省外以“ 点对网 ”方式向广东省送电的燃煤发电企业(包括桥口电厂、鲤鱼江电厂)，视同广东省内电厂(机组)参与广东电力市场交易。南方区域符合要求的其他类型机组，按相关要求参与广东电力市场交易。

第四十五条 [电力用户准入条件]电力用户准入基本条件：

(一)符合国家和广东省有关准入条件。

(二)拥有自备电厂的用户应按规定承担国家依法合规设立的政府性基金，以及与产业政策相符合的政策性交叉补贴和系统备用费。

(三)微电网用户应满足微电网接入系统的条件。

(四)具备安装双表双终端条件，且具备电量分时计量与数据传送条件，数据准确性与可靠性应能满足交易要求。

(五)直接参加批发市场交易的电力大用户，在满足前述条件基础上，还应具备日前负荷预测、按要求报送分时电力需求曲线的技术能力。

第四十六条 [售电公司准入条件]售电公司准入条件：

(一)符合国家和广东省有关售电公司准入标准。

(二)具备日前负荷预测、按要求报送分时电力需求曲线和报价信息的技术能力。

第四十七条 [准入程序]参与电力市场的发电企业、售电公司、电力用户、独立辅助服务提供者应符合国家、广东省有关准入条件，按照如下程序完成市场准入：

(一)符合准入条件和有关要求的发电企业(机组)，向电力交易机构提出准入申请，按规定程序纳入发电企业准入目录。

(二)符合准入条件的电力用户向政府部门提出准入申请，按规定程序纳入电力用户准入目录。

(三)符合准入条件的售电公司，向电力交易机构提出准入注册申请，按照“一注册”、“一承诺”、“一公示”、“四备案”的流程完成准入注册。

(四)符合准入条件的独立辅助服务提供者等市场主体，按照规定程序完成准入。

第二节 市场注册

第四十八条 [注册管理]电力交易机构应建立市场注册管理工作制度，由广东电力市场管理委员会审议通过后，报能源监管机构和政府部门备案后执行。

第四十九条 [市场注册]进入准入目录的电力用户、符合市场准入条件的发电企业、售电公司和独立辅助服务提供者，均需在电力交易机构进行市场注册。经电力交易机构完整性核验后，获得交易资格和交易权限。电力交易机构按规定披露相关信息，包括但不限于已注册的发电企业、售电公司、电力用户等市场主体的名单、联系方式等。

第五十条 [注册变更]市场主体注册信息发生变化时，应按《广东电力市场管理实施细则》规定向电力交易机构申请注册信息变更。电力交易机构完成信息变更材料完整性核验后，注册信息变更生效。

第五十一条 [售电公司重大变更]售电公司的名称、法定代表人、股东、股权结构等信息变更属于重大变更。售电公司申请注册信息重大变更的，应再次履行承诺、公示等手续。

第三节 运行参数管理

第五十二条 [发电机组运行参数信息]参与电力现货市场交易的发电企业(机组)需按《广东现货电能量交易实施细则》要求向电力交易机构提供详细的运行技术参数，作为电力现货市场交易出清的默认参数，原则上不允许更改。

第五十三条 [发电机组运行参数更改]发电机组经过技术改造，运行参数发生变化的，经具有国家认证资质的机构测试认定，按有关程序确认后，与电力调度机构重新签订并网调度协议，调整相应的参数信息。

第四节 市场停牌与退出

第五十四条 [市场主体停牌]因违反交易规则及市场管理规定等情形，需限时整改的市场主体，整改期间对该市场主体的交易资格和交易权限进行全部或部分暂停。暂停期间，该市场主体已签订尚未履行完毕的合同及所有市场义务仍需继续履行。

第五十五条 [售电公司申请退出]售电公司可以申请退出电力市场，并提前45天向电力交易机构提交退出申请。电力交易机构收到申请后，通过技术支持系统向社会公示10个工作日。公示期满无异议的，方可办理退出市场手续。

售电公司申请退出之前应将所有已签订的购售电合同履行完毕或转让，并处理好相关事宜。拥有配电网运营权的售电公司申请自愿退出时，还应妥善处置配电资产。若无其他公司承担该地区配电业务，由电网企业接收并提供保底供电服务。

第五十六条 [电力用户申请退出]电力用户参加电力市场交易后，原则上不得退出，不再执行对应的目录电价。已参加市场交易的电力用户又退出的，在再次通过售电公司购电或直接参与电力市场交易前，由拥有电力业务许可证(供电类)的电网公司下属供电企业和拥有配电网运营权的售电公司(以下统称“供电企业”)承担保底供电责任。供电企业与电力用户交易的保底价格在电力用户缴纳输配电价的基础上，按照政府核定的居民电价的1.2-2倍执行，具体价格水平由广东省价格管理部门确定。

第五十七条 [市场主体强制退出]市场主体因情况变化不再符合准入条件，或因其他法律法规有关规定需要退出电力市场的，由电力交易机构按有关规定强制其退出市场。

市场主体违反国家有关法律法规，严重违反市场规则、滥用市场力、恶意扰乱市场秩序、发生重大违约行为且拒不整改的，列入黑名单，强制退出市场。

被强制退出市场的市场主体，除按国家规定妥善处理其已签订尚未履行完毕的合同外，还需要提供保障，以支付电力市场结算差错追补费用。

第五十八条 [保底售电服务]售电公司被强制退出，其所有已签订但尚未履行的购售电合同由政府部门征求合同购售电各方意愿，通过技术支持系统转让给其他售电公司或交由供电企业保底供电，并处理好其他相关事宜。

第五章 电网运行管理

第一节 职责划分

第五十九条 [概述]电力系统是指电力现货市场范围内的发电、输电、变电、配电、用电设施和为保证其正常运行所需的继电保护、安全自动装置、电力通信、调度自动化等设备组成的统一整体。市场主体、电网企业及电力调度机构应严格遵守调度纪律，相互协作配合，保障电力系统的安全稳定运行。

第六十条 [电力调度机构划分]南网总调、广东中调、广州中调、深圳中调按照调管范围划分，负责所辖区域内的电网调度运行管理。

第六十一条 [运行管理依据]电力系统的运行管理规定以《中国南方电网电力调度管理规程》、《广东电力系统调度规程》、《广州电网主网电力调度管理规程》、《深圳电网电力调度管理规程》以及相关规程文件为准。相关规程如发生变更，以新生效的规程为准。

第六十二条 [电力调度机构职责]南网总调负责对南方电网实施统一调度，组织开展调度管辖范围内电网及设备的调度运行、运行方式、发电调度、水库调度、继电保护、电力通信、调度自动化、网络安全等运行指挥及专业管理，指导下级电力调度机构工作。具体运行管理职责按照《中国南方电网电力调度管理规程》执行。

广东省内省级电力调度机构包括广东中调、广州中调以及深圳中调。省级电力调度机构分别按照《广东电力系统调度规程》、《广州电网主网电力调度管理规程》、《深圳电网电力调度管理规程》对各自管辖范围内电力系统实施调度运行管理。

第六十三条 [调度机构协同机制]广东中调负责广东全省电力电量平衡以及会同电力交易机构运营广东电力现货市场，南网总调、广东中调、广州中调、深圳中调负责各自调管范围内发电机组、输变电设备的调度运行管理，负责相关设备的并网管理、检修计划管理、发电调度管理、运行调控管理等，负责及时提供相关设备的状态、所辖电网的拓扑结构、物理参数、断面控制要求等，作为现货电能量市场交易、辅助服务市场交易出清的边界条件。广东中调负责将出清得到的机组开机组合、机组出力曲线、辅助服务调用量转发至其余三家调度机构，由相应调度机构下发至所调管的发电机组执行。

第六十四条 [电网企业运行职责]电网企业应履行的运行职责包括但不限于：

(一)严格遵守法律法规、行业标准，以及能源监管机构、政府部门的规定，服从电力调度机构的统一调度，保证电力系统安全、稳定、经济运行;

(二)严格遵守《中国南方电网电力调度管理规程》、《广东电力系统调度规程》、《广州电网主网电力调度管理规程》、《深圳电网电力调度管理规程》;

(三)对所管辖的输、变、配电设备进行运行管理、检修维护;

(四)对所管辖的继电保护、安全自动装置、自动化、通信等二次设备进行技术管理及运行维护;

(五)依据相关规定进行所辖电网范围内的需求侧管理。

第六十五条 [发电企业运行职责]发电企业应履行的运行职责包括但不限于：

(一)严格遵守法律法规、行业标准，以及能源监管机构、政府部门的规定，保障电力系统安全、稳定、经济运行;严格遵守《中国南方电网电力调度管理规程》、《广东电力系统调度规程》、《广州电网主网电力调度管理规程》、《深圳电网电力调度管理规程》以及《并网调度协议》;

(二)根据调度管辖范围，服从电力调度机构的统一调度广东电力市场运营基本规则管理;

(三)防止任何影响电力系统安全运行的事故发生，并制定相关安全技术措施，并报所属的电力调度机构备案;

(四)根据电力调度机构的要求，对安全稳定自动装置进行安装、调试、维护和运行;

(五)电厂涉网设备出现重大缺陷或隐患，应及时按电力行业标准、相关电力系统调度规程和发电厂调度管理规定等进行处理，同时向所属电力调度机构报告，处理完毕后应及时将处理结果以书面形式告知所属电力调度机构;

(六)电厂主要设备发生故障，应立即向所属电力调度机构报告设备故障情况，涉及电力系统安全稳定运行的，应同时提供有关数据及故障录波图，并允许所属电力调度机构方参与事故调查和事故分析;

(七)制定切实可行的措施，确保电厂的安全;

(八)在未收到所属电力调度机构的实时调度指令时，应严格按照所属电力调度机构事先下达的调度计划和电压曲线运行;

(九)按照相关调度管理规程的要求提供各种控制装置和通信设施;

(十)按照现行的辅助服务管理规定或市场规则的要求提供辅助服务;

(十一)严格执行电力调度机构为保证所辖电力系统安全稳定运行而下达的各类安全技术措施。

第六十六条 [电力用户运行职责]服从电力调度机构的统一调度，在系统特殊运行状况下(如事故、电力供应紧张等)按电力调度机构要求安排用电。遵守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，配合开展错避峰。

第六十七条 [售电公司运行职责]拥有配电网运营权的售电公司需服从电力调度机构的统一调度。在系统特殊运行状况下(如事故、电力供应紧张等)，售电公司按电力调度机构要求协助安排用电。遵守政府电力管理部门有关电力需求侧管理规定，协助执行有序用电管理，配合开展错避峰。

第二节 电网运行管理

第六十八条 [电力系统安全原则]电力调度机构和各市场主体应严格按照《电力安全事故应急处置和调查处理条例(国务院令第599号)》、《电网运行准则》、《电力系统安全稳定导则》、《电力系统电压和无功电力技术导则》、《

中国南方电网有限责任公司电力事故事件调查规程》、《南方电网安全稳定计算分析导则》、《中国南方电网电力调度管理规程》、《广东电力系统调度规程》、《广州电网主网电力调度管理规程》、《深圳电网电力调度管理规程》等相关行政法规和行业规范的规定以及其他临时制定的稳定控制要求，控制有关输变电设备运行状态在相关稳定限额之内，保证系统安全稳定运行。

第六十九条 [调度纪律]调度纪律按照调度规程的相关规定执行。

第七十条 [并联网管理]并联网管理按照调度规程的相关规定执行。

第七十一条 [运行操作]运行操作按照调度规程的相关规定执行。

第七十二条 [调频、调峰管理]调频、调峰管理按照调度规程的相关规定执行。

第七十三条 [有功功率备用管理]运行备用管理按照《南方电网有功功率运行备用技术规范》的规定执行。

第七十四条 [无功电压管理]无功电压管理按照调度规程的相关规定执行。

第七十五条 [事故处理]事故处理按照调度规程的相关规定执行。

第七十六条 [发电调度管理]发电调度管理按照调度规程的相关规定执行。

第七十七条 [水库调度管理]水库调度管理按照调度规程的相关规定执行。

第七十八条 [运行方式管理]运行方式管理按照调度规程的相关规定执行。

第七十九条 [电网安全风险管理]电网安全风险管理按照调度规程的相关规定执行。

第八十条 [应急管理]应急管理按照调度规程的相关规定执行。

第八十一条 [继电保护管理]继电保护管理按照调度规程的相关规定执行。

第八十二条 [安全自动装置管理]安全自动装置管理按照调度规程的相关规定执行。

第八十三条 [电力通信管理]电力通信管理按照调度规程的相关规定执行。

第八十四条 [调度自动化管理]调度自动化管理按照调度规程的相关规定执行。

第六章 中长期电能量市场

第一节 基数合约

第八十五条 [年度基数合约]年度基数合约由政府部门下达至发电企业，执行政府定价。省内发电机组(包括A类机组与B类机组)年度基数合约电量根据西电东送年度计划电量以及非市场用户预计年用电量确定。

第八十六条 [年度基数合约电量安排]按照以下原则安排年度基数合约电量：优先安排风能、太阳能、生物质能等可再生能源保障性发电;合理安排保障电网调峰调频和安全运行需要的电量;兼顾资源条件、系统需要，合理安排水电的年度基数合约电量;合理安排余热、余压、余气、煤层气等资源综合利用机组的年度基数合约电量;合理安排贫困地区、革命老区机组的年度基数合约电量等。

A类机组的年度基数合约电量由政府部门下达年度总量，由调度机构在年内分解执行。

B类机组的年度基数合约电量由政府部门下达分月电量，作为事后结算依据。

基数合约电量由政府主管部门制定下达，并与输配电价政策相衔接，各类机组的基数合约电量平均购电价与政府输配电价核定时的平均购电价相匹配。

第八十七条 [年度基数合约电量安排]政府部门在每年年底前确定下一年度基数合约电量。发电企业、电网企业据此签订厂网间年度购售电合同。

第八十八条 [A类机组年度基数合约电量分解]电力调度机构综合考虑负荷变化、输变电及发电设备检修变化、来水预测、燃料供应等因素，以A类机组年度基数合约电量计划为目标，合理安排A类机组发电计划。

第八十九条 [B类机组年度基数合约电量预分解]电力交易机构根据上一年统调负荷日电量历史数据确定典型日的电量比例，将B类机组年度基数合约电量计划的月度值依比例分配至月内每日，形成B类机组每日基数合约电量分解值。根据典型负荷曲线形状，将每日的基数合约电量预分解为分时电力曲线。

第九十条 [B类机组基数合约电量份额计算]各台B类机组每月的基数合约电量计划占当月所有B类机组基数合约电量计划的比例，计为该台B类机组当月基数合约电量份额，作为事后结算依据。

第二节 中长期电能量交易

第九十一条 [参与方及基本要求]中长期市场的电能量交易主体包括发电企业、售电公司和批发用户，其中售电公司必须与电力用户建立代理关系，并在广东电力交易中心登记后方可参与交易。

第九十二条 [中长期电能量交易]中长期电能量市场是指年、月、周、日以上等周期的电能量交易市场。中长期市场合约为差价合约，参照日前电能量市场价格进行差价结算，不作为调度运行的执行依据，经交易校核后生效，不进行调度安全校核。

第九十三条 [中长期交易单元]发电企业以法人单位为主体签订场外中长期交易合同，合同需自行协商分解至机组。发电企业以机组为交易单元参与场内集中交易，联合循环套机视为单一机组。售电公司和批发用户以法人单位为交易单元参与市场交易，非独立法人的批发用户经法人单位授权，可作为交易单元参与市场交易。

第九十四条 [中长期交易分类]中长期交易按照交易形式划分，分为场外协商交易和场内集中竞争交易;按照交易周期划分，现阶段分为年度、月度和周交易;按照曲线分解方式划分，分为常用曲线合约交易与自定义曲线合约交易。

第九十五条 [双边协商交易]市场主体自主协商形成以日历日为基本单位、以日历周为最小合约周期的中长期合约，可按自定义曲线分解，并按照《广东电力市场中长期交易实施细则》规定的时间提交至电力交易机构登记。起止时间跨多个自然年的双边协商交易合同，一次提交，逐年确认。

第九十六条 [集中竞争交易]场内常用合约交易在技术支持系统集中组织开展，采用挂牌后系统自动撮合的方式成交，交易电量按常用曲线分解形成分时电量。

第九十七条 [挂牌交易]场内自定义合约挂牌交易在技术支持系统集中组织开展，采用挂牌摘牌的方式成交，成交价为挂牌价。每周组织本年度后续月份的电量交易，不跨自然年，交易电量按挂牌方的分解曲线形成分时电量。第九十八条 [基数合约转让]基数合约原则上通过场内集中交易方式进行转让交易。场外协商交易方式仅适用于关停机组的关停电量转让。

第九十九条 [中长期合约上限]对市场主体的中长期交易设置净合约量限制和累计交易量限制。其中发电侧主体限制根据机组装机容量和历史可用发电小时数确定，用户侧主体限制原则上根据历史实用电量确定。

第一百条 [中长期合约要素]中长期合约要素至少应包括合约周期、合约电量、交易价格、分解曲线、结算参考节点等要素。其中，交易价格为交易起止时间内统一的绝对电能价格;现阶段，中长期合约的结算参考节点选取为全市场统一结算点，中长期合约根据合同约定价格和结算参考节点的日前电能量市场价格作差价结算。

第一百〇一条 [合同规定]场内集中交易不再另行签订合同，以电力交易机构发布的成交结果作为合约的结算依据，场外协商交易需签订合同并提交交易机构登记。

第七章 日前电能量市场(一)

第一百〇二条 [说明]本章主要对日前电能量市场采用的“发电侧报量报价、用户侧报量不报价”模式进行阐述。广东电力现货市场起步初期，以此模式组织日前市场交易。

第一百〇三条
[参与主体]参与日前市场交易的市场主体主要包括发电企业、售电公司、批发用户、独立储能电站等。

第一节 日前市场交易组织

第一百〇四条 [组织方式]日前市场采用全电量申报、集中优化出清的方式开展。参与市场的发电企业在日前市场中申报运行日的报价信息，售电公司、批发用户在日前市场中申报运行日的用电需求曲线，不申报价格。电力调度机构综合考虑统调负荷预测、母线负荷预测、外送受电曲线、A类机组出力曲线、发电机组检修计划、输变电设备检修计划、发电机组运行约束条件、电网安全运行约束条件等因素，以社会福利最大化为优化目标，采用安全约束机组组合(SCUC)、安全约束经济调度(SCED)算法进行集中优化计算，出清得到运行日的机组开机组合、分时发电出力曲线以及分时节点电价。售电公司、批发用户所申报的用电需求曲线即为其日前市场的中标曲线。

第一百〇五条 [交易时间定义]运行日(D)为执行日前市场交易计划的自然日，每15分钟为一个交易出清时段，每个运行日含有96个交易出清时段。竞价日为运行日前一日(D-1)，竞价日内，发电企业、售电公司和批发用户进行申报，并通过日前市场出清形成运行日的交易结果。

第二节 边界条件准备及事前信息发布

第一百〇六条 [边界条件准备]电力调度机构在日前市场交易出清计算前，确定运行日电网运行的边界条件，作为日前市场出清的约束条件。

第一百〇七条 [事前信息发布]竞价日交易申报截止前，通过技术支持系统向市场主体发布运行日的相关信息。

第一百〇八条 [必开机组通知]在运行日受电网安全约束的必开机组，由电力调度机构在竞价日事前信息发布截止时间前通知相关机组，必开机组需提前做好开机准备，确保在运行日能够正常开机运行。

第三节 交易申报

第一百〇九条 [发电企业申报信息]竞价日交易申报截止时间前，参与日前市场交易的发电企业需通过技术支持系统，以发电机组为单位申报机组电能量报价曲线等信息。具体的申报要求在《广东现货电能量市场交易实施细则》另行约定。

第一百一十条 [售电公司与批发用户申报信息]竞价日交易申报截止时间前，售电公司在技术支持系统中申报其代理用户运行日的用电需求曲线;批发用户在技术支持系统中申报其运行日的用电需求曲线。具体的申报要求在《广东现货电能量市场交易实施细则》另行约定。

售电公司、批发用户申报的用电需求曲线作为日前市场结算依据，不作为日前市场出清的边界条件。售电公司、批发用户申报的日前需求曲线与实际用电曲线出现较大偏差时，按照市场规则对其偏差收益进行处理。

第一百一十一条 [申报数据审核]发电企业、售电公司和批发用户等市场主体的申报信息、数据应满足规定要求，由技术支持系统根据要求自动进行初步审核，初步审核不通过的不允许提交，直至符合申报要求。市场主体提交申报信息后，经电力调度机构和电力交易机构审核后确认生效。

第四节 市场力检测

第一百一十二条 [市场力检测及缓解]为避免具有市场力的发电机组操纵日前市场价格，需进行市场力检测。通过市场力检测的发电机组电能量报价被视为有效报价，可直接参与市场出清，未通过市场力检测的发电机组采用市场力缓解措施处理后，可参与市场出清。市场力缓解措施指将发电机组电能量报价超过市场力检测参考价格的部分替换为市场力检测参考价格。

第一百一十三条 [市场力检测方法]市场力检测方法包括行为测试和影响测试两个环节，未通过行为测试的发电机组将开展影响测试，根据影响测试结果判定该机组是否通过市场力检测。

第一百一十四条 [行为测试]对比发电机组电能量报价与市场力检测参考价格，当发电机组电能量报价小于等于市场力检测参考价格时，该发电机组被认定通过行为测试;当发电机组电能量报价大于或等于市场力检测参考价格时，该

发电机组被认定不通过行为测试。发电机组的市场力检测参考价格由市场管理委员会提出建议，经政府主管部门和能源监管机构同意后执行。

第一百一十五条 [影响测试]以发电机组的市场力检测参考价格代替其电能量报价，通过系统出清计算其收益浮动，当收益浮动超过事先设定的限值后，该发电机组被认定不通过影响测试。收益浮动限值由市场管理委员会提出建议，经政府主管部门和能源监管机构同意后执行。

第五节日前市场出清及结果发布

第一百一十六条 [市场出清电网拓扑]日前电能量市场出清计算的电网拓扑包括广东省所辖范围内省级及以上电力调度机构(包含南网总调、广东中调、广州中调、深圳中调)调管的以220千伏及以上电压等级接入电网的发、输、变电设备，包括省外以“点对网”专线输电方式向广东省送电的发电机组，以及准入参与电力现货市场交易的广东省内部分以110千伏电压等级接入电网的发电机组等。

第一百一十七条 [日前市场出清计算]市场运营机构通过技术支持系统，基于市场主体申报信息以及运行日的电网运行边界条件，采用安全约束机组组合(SCUC)、安全约束经济调度(SCED)算法进行优化计算，出清得到日前市场交易结果。

第一百一十八条 [特殊机组]热电联产机组、必开机组、性能试验(调试)机组、最小连续运行时间约束内机组、深度调峰机组、新投产机组以及其他特殊机组在日前市场出清计算过程中，按照《广东现货电能量市场交易实施细则》的规定确定中标电量以及价格。

第一百一十九条 [日前市场价格形成机制]日前市场采用节点电价定价机制。日前市场出清形成每15分钟的节点电价，每小时内4个15分钟节点电价的算术平均值计为该节点每小时的平均节点电价。

第一百二十条 [出清结果发布]竞价日日前市场出清计算后，广东中调出具交易出清结果，经电力交易机构、相关电力调度机构会签，按照有关程序通过技术支持系统发布。

第一百二十一条 [运行日发电调度计划]日前市场原则上基于竞价日交易申报前发布的电网运行边界条件进行计算;一般情况下，日前市场的发电侧出清结果(含机组开机组合和机组出力计划)即为运行日的发电调度计划。

第一百二十二条 [发电调度计划调整]若电网运行边界条件在运行日之前发生变化，并且可能影响电网安全稳定运行、电力正常有序供应和清洁能源消纳，电力调度机构可根据电网运行的最新边界条件，基于发电机组的日前报价，采用日前市场的出清算法，对运行日的发电调度计划(含机组开机组合和机组出力计划)进行调整，同时通过技术支持系统向市场主体发布相关信息，并将调整后的发电调度计划下发至各发电企业。日前市场形成的交易出清结果(含价格)不进行调整。

第一百二十三条
[日前市场实施细则]日前市场信息发布、申报、出清等有关程序详见《广东现货电能量市场交易实施细则》。

第八章 日前电能量市场(二)

第一百二十四条 [说明]本章主要对日前电能量市场采用的“发电侧报量报价、用户侧报量报价”模式进行阐述。

第一百二十五条
[参与主体]参与日前市场交易的市场主体主要包括发电企业、售电公司、批发用户、独立储能电站等。

第一节 日前交易组织

第一百二十六条 [组织方式]日前市场采用全电量申报、集中优化出清的方式开展。参与市场的发电企业在日前市场中申报运行日的报价信息，售电公司、批发用户在日前市场中申报运行日的电力需求价格曲线，电力调度机构代为申报非市场用户用电需求曲线。电力调度机构在日前阶段开展日前市场出清和调度计划编制。

(一)日前市场出清：电力调度机构综合考虑发电侧电力报价曲线、用户侧电力需求价格曲线、非市场用户负荷预测、外送受电曲线、A类机组出力曲线、发电机组检修计划、输变电设备检修计划、发电机组运行约束条件、电网安全

运行约束条件等因素，以社会福利最大为优化目标，采用安全约束机组组合(SCUC)、安全约束经济调度(SCED)算法进行集中优化计算，出清得到运行日的机组开机组合以及分时发电出力曲线、售电公司与批发用户分时分节点的中标用电曲线、分时节点电价。日前市场的交易出清结果作为结算依据，不作为调度计划安排依据。

(二)调度计划编制：日前市场出清结束后，电力调度机构综合考虑发电侧电力报价曲线、统调负荷预测、母线负荷预测、外送受电曲线、A类机组出力曲线、发电机组检修计划、输变电设备检修计划、发电机组运行约束条件、电网安全运行约束条件等因素，以社会福利最大化为优化目标，采用安全约束机组组合(SCUC)、安全约束经济调度(SCED)算法进行优化计算，得到运行日的机组开机组合、分时发电出力曲线，作为日前调度计划。

第一百二十七条 [交易时间定义]运行日(D)为执行日前市场交易计划的自然日，每15分钟为一个交易出清时段，每个运行日含有96个交易出清时段。竞价日为运行日前一日(D-1)，竞价日内，发电企业、售电公司与批发用户进行申报，并通过日前市场出清形成运行日的交易结果。

第二节 边界条件准备及事前信息发布

第一百二十八条 [边界条件准备及事前信息发布]边界条件准备及事前信息发布的相关要求与本规则第一百〇六条至第一百〇八条的规定一致。

第三节 交易申报

第一百二十九条 [发电企业申报要求]发电企业申报的相关要求与本规则第一百〇九条的规定一致。

第一百三十条 [售电公司与批发用户申报信息]竞价日交易申报截止时间前，售电公司在技术支持系统中申报其代理用户各自的用电节点以及各自运行日的电力需求量价曲线;批发用户在技术支持系统中申报其用电节点以及运行日的电力需求量价曲线。具体的申报要求在《广东现货电能量市场交易实施细则》另行约定。

售电公司、批发用户申报的用电需求量价曲线作为日前市场出清计算的依据。售电公司、批发用户申报的各节点日前需求曲线与实际用电曲线出现较大偏差时，按照市场规则对其偏差收益进行处理。

第一百三十一条 [申报数据审核]发电企业、售电公司和批发用户等市场主体的申报信息、数据应满足规定要求，由技术支持系统根据要求自动进行初步审核，初步审核不通过的不允许提交。市场主体提交申报信息后，经电力调度机构和电力交易机构审核后确认生效。

第四节 市场力检测

第一百三十二条
[市场力检测及缓解]市场力检测及缓解的相关要求与本规则第一百一十二条至第一百一十五条的规定一致。

第五节 日前市场出清及结果发布

第一百三十三条 [日前市场出清计算]电力调度机构通过技术支持系统，基于市场主体申报信息以及运行日的电网运行边界条件，采用安全约束机组组合(SCUC)、安全约束经济调度(SCED)算法进行优化计算，出清得到日前市场交易结果。

第一百三十四条 [特殊机组]热电联产机组、必开机组、性能试验(调试)机组、最小连续运行时间约束内机组、深度调峰机组、新投产机组以及其他特殊机组在日前市场出清计算过程中，按照《广东现货电能量市场交易实施细则》的规定确定中标电量以及价格。

第一百三十五条 [日前市场价格形成机制]日前市场采用节点电价定价机制。日前市场出清形成每15分钟的节点电价，每小时内4个15分钟节点电价的算术平均值计为该节点每小时的平均节点电价。

第一百三十六条 [出清结果发布]竞价日日前市场出清计算后，广东中调出具交易出清结果，经电力交易机构、相关电力调度机构会签，按照有关程序通过技术支持系统发布。

第一百三十七条 [运行日发电调度计划编制]竞价日出清结果发布后，电力调度机构通过技术支持系统，基于发电机

组申报信息以及运行日的电网运行边界条件(负荷数据采用电力调度机构预测值)，采用安全约束机组组合(SCUC)、安全约束经济调度(SCED)算法进行优化计算，得到日前调度计划。运行日的机组开停机计划安排以发电调度计划为准。

第一百三十八条
[日前市场实施细则]日前市场信息发布、申报、出清等有关程序详见《广东现货电能量市场交易实施细则》。

第九章 实时电能量市场

第一百三十九条
[交易时间定义]电力调度机构在系统实际运行前15分钟开展实时电能量市场(以下简称“实时市场”)出清。

第一百四十条 [市场出清电网拓扑]实时电能量市场出清计算的电网拓扑包括广东省所辖范围内省级及以上电力调度机构(包含南网总调、广东中调、广州中调、深圳中调)调管的以220千伏及以上电压等级接入电网的发、输、变电设备，包括省外以“点对网”专线输电方式向广东省送电的发电机组，以及准入参与电力现货市场交易的广东省内部分以110千伏电压等级接入电网的发电机组等。

第一百四十一条 [组织方式]实时市场基于最新的电网运行状态与超短期负荷预测信息，以集中优化、分时分节点定价的组织方式确保系统平衡、实施阻塞管理。电力调度机构基于最新的电网运行状态与超短期负荷预测信息，综合考虑发电机组运行约束条件、电网安全运行约束条件等因素，在日前发电调度计划以及日内滚动发电计划确定的开机组合基础上，采用安全约束经济调度(SCED)算法进行优化计算，滚动优化机组出力，形成各发电机组需要实际执行的发电计划和实时节点电价。

第一百四十二条 [物理运行参数变更]实时市场采用日前市场封存的发电企业申报信息进行出清，除与日前市场相比发生较大变化的运行参数信息外，不需发电企业另行申报。

发电机组在实时市场中申报的物理运行参数变化信息，经电力调度机构审核批准后，在实时市场出清程序中对相应的运行参数进行修改，以修改后的参数进行出清计算。实时市场中，售电公司和批发用户无需进行申报。

第一百四十三条 [实时市场价格形成机制]实时市场采用节点电价定价机制。实时市场出清形成每15分钟的节点电价，每小时内4个15分钟节点电价的算术平均值计为该节点每小时的平均节点电价。实时市场采用事前定价方式进行结算，即结算价格为实时市场的事前出清价格，结算电量为实际发、用电量。

第一百四十四条 [市场出清结果发布]电力调度机构将实时市场每15分钟出清的发电计划通过调度数据网下发至各发电机组。实时市场价格以小时为单位计算发布。

第一百四十五条 [特殊机组]热电联产机组、必开机组、性能试验(调试)机组、最小连续运行时间约束内机组、深度调峰机组、新投产机组、实时市场中处于开/停机阶段的机组、临时出现故障的机组等特殊机组在实时市场出清计算过程中，按照《广东现货电能量市场交易实施细则》的规定确定中标电量以及价格。

第一百四十六条 [电网实时运行要求]电网实时运行应按照电力系统运行有关规定，保留合理的调频、调峰、调压及备用容量以及各输变电断面合理的潮流波动空间，满足电网风险防控措施要求，保障电力系统安全稳定运行和电力电量平衡。

第一百四十七条 [机组实时出力调整]在实时市场出清结束至实际运行期间内，电力调度机构可根据电网实际运行情况对机组的实时中标出力进行调整，以满足系统电力平衡和电网安全。

第一百四十八条 [运行方式调整]在发生以下电力系统事故或紧急情况之一时，电力调度机构可根据保障电网安全运行的原则，对电网运行方式进行调整：

(一)电力系统发生事故可能影响电网安全时;

(二)系统频率或电压超过规定范围时;

(三)系统调频容量、备用容量和无功容量无法满足电力系统安全运行的要求时;

(四)输变电设备过载或超出稳定限额时;

(五)继电保护及安全自动装置故障，需要改变系统运行方式时;

(六)气候、水情发生极端变化可能对电网安全造成影响时;

(七)为保证省间联络线输送功率在正常允许范围而需要调整时;

(八)电力调度机构为保证电网安全运行认为需要进行调整的其他情形。

第一百四十九条 [调整措施]在出现第一百四十八条所述情况时，电力调度机构可以采取以下措施调整运行方式：

(一)改变机组的发电计划;

(二)让发电机组投入或者退出运行;

(三)调整设备停复役计划;

(四)调整省间联络线的送受电计划;

(五)调用市场化可中断负荷;

(六)采取错峰限电方式控制负荷;

(七)暂停实时市场交易;

(八)电力调度机构认为有效的其他手段。

第一百五十条 [系统事故及紧急情况处理原则]电网实时运行中，当系统发生事故或紧急情况时，调度机构应按照安全第一的原则处理。处置结束后，受影响的发电机组以当前的出力点为基准，恢复参与实时市场出清计算，调度机构对事件经过、计划调整情况等进行记录，并向市场主体进行发布。

第一百五十一条 [实时市场实施细则]实时信息发布、物理运行参数报送、出清、实时调度控制等有关程序详见《广东现货电能量市场交易实施细则》。

第十章 辅助服务市场

第一百五十二条 [概述]辅助服务分为基本辅助服务和有偿辅助服务。基本辅助服务指为保证电力系统安全、稳定运行和电能质量需要，根据并网调度协议规定的技术性能要求必须无偿提供的辅助服务，包括发电机组一次调频、基本调峰、基本无功调节等。有偿辅助服务指基本辅助服务之外提供的其他辅助服务，主要包括二次调频(自动发电控制AGC)、有偿调峰、备用、有偿无功调节、黑启动、需求侧响应等。

第一百五十三条 [辅助服务补偿原则]按照“补偿成本、合理收益”的基本原则，考虑辅助服务效果确定辅助服务计量公式，对有偿辅助服务提供者进行补偿。

第一百五十四条 [辅助服务考核]电力调度机构应定期对市场主体提供辅助服务的能力进行测试。测试结果应公布并向能源监管机构报告。市场主体不能按照要求提供辅助服务时，应当及时向电力调度机构报告，并接受考核。

第一百五十五条 [参与成员]有偿辅助服务提供者主要为并网发电企业，鼓励储能设备、需求侧参与提供辅助服务，允许第三方参与提供辅助服务。允许电力用户和独立的辅助服务提供者利用自身资源，自愿签订各类辅助服务提供合同，参与提供辅助服务。按照“谁受益、谁承担”的原则，逐步建立电力用户和独立的辅助服务提供者参与的辅助服务费用分摊共享机制。

第一百五十六条 [辅助服务补偿机制]备用、有偿调峰中的启停调峰、有偿无功调节、黑启动等辅助服务，按照现行的《南方区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》和《南方区域并网运行管理实施细则》(南方区域“两个细则”)及

其补充规定执行。电力调度机构根据系统运行需要调用有偿辅助服务，逐步采用市场竞争方式确定辅助服务提供主体。有偿调峰中的深度调峰按《广东现货电能量市场交易实施细则》有关规定执行。

第一百五十七条 [现货辅助服务市场]调频辅助服务采用技术支持系统集中竞争方式确定电力辅助服务提供者。电力调度机构根据系统运行需要，确定调频服务总需求量，各主体通过竞价的方式提供辅助服务。市场化竞争排序应充分考虑辅助服务保证系统安全的特殊性，采用综合考虑申报价格、辅助服务调节性能等因素的竞价规则。适时启动备用辅助服务市场，与调频辅助服务市场和现货电能量市场有效衔接。调频等辅助服务市场交易规则另行制定。

第十一章 电力零售市场

第一百五十八条 [合同签订]供电企业、售电公司和零售用户签订相关合同，明确零售交易各方权利义务：

(一)供电企业与零售用户签订供用电合同，明确双方与市场化交易相关的权利和义务。

(二)售电公司与零售用户签订购售电合同，约定售电价格等内容，购售电合同提交电力交易机构登记。

(三)供电企业与售电公司签订零售结算合同，明确零售广东电力市场运营基本规则市场结算相关的权利和义务。

(四)供电企业、售电公司和零售用户分别公开承诺认可并遵守上述合同的权利义务约束，在合同相关条款发生冲突时，以供电企业与售电公司签订的零售结算合同条款为准。

第一百五十九条 [用户变更售电公司]零售用户与售电公司关系的建立、变更、解除应符合以下条件：

(一)零售用户与售电公司建立购售关系时，应同时满足以下条件：

1.零售用户无欠费;

2.零售用户与其他用户不存在转供用电关系;

3.零售用户已与售电公司签订购售电合同;

4.零售用户和售电公司均已在电力交易机构完成市场注册。

(二)零售用户与售电公司变更购售关系时，应同时满足以下条件：

1.零售用户无欠费;

2.零售用户拟转至的售电公司已在电力交易机构注册;

3.零售用户应提供与原售电公司解除购售电合同和代理关系，并履行完合同义务的证明材料;

4.零售用户已与新售电公司签订购售电合同。

(三)零售用户与售电公司解除购售关系时，应同时满足以下条件：

1.零售用户无欠费;

2.零售用户应提供与售电公司解除购售电合同和代理关系，并履行完合同义务的证明材料。

第一百六十条 [零售结算合同的管理]售电公司与供电企业签订零售结算合同，约定双方的结算权利义务。零售用户不作为合同主体参与合同签订，应在技术支持系统承诺遵守结算规则。零售结算合同经售电公司、供电企业确认并盖章生效，用户交易承诺一经作出即生效。

第一百六十一条 [零售市场份额限制]对售电市场实施上限控制。同一投资主体(含关联企业)所属的售电公司全年代理用户售电量不超过全部市场年用户用电量总额的20%。

第十二章 市场计量和抄表

第一百六十二条 [计量位置]电网企业应根据市场运行需要,按照《电能计量装置技术管理规程》等国家和行业规程规范要求，为市场主体安装计量装置;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。

第一百六十三条 [计量装置]对于发电侧，原则上同一计量点应安装同型号、同规格、同精度的主、副电能表各一套。主、副表应有明确标志。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。对于用户侧，同一计量点安装至少一具符合技术要求的电能计量设备，对专变用户计量点可按照一套主表一套副表的方式配置。当确认主表故障后，可以参照副表数据作为结算依据。

第一百六十四条 [计量数据]当出现计量数据缺失时，由有资质的电能计量检测中心确认并出具报告，结算电量由供电企业按照统一的计量数据拟合机制进行计算，计量数据拟合机制应经市场主体确认。

当出现计量数据出现错误时，由有资质的电能计量检测中心确认并出具报告，结算电量由供电企业按照统一的计量数据容错机制进行计算，计量数据容错机制应经市场主体确认。

第一百六十五条 [抄表责任]供电企业应按照电力市场结算要求定期将发电企业(机组)、电力用户、网间关口电能计量装置记录的电量数据传送给电力交易机构，作为结算依据。广东电网有限责任公司统一负责计量数据的管理。

电力交易机构应建立并维护电能计量数据库，并按照有关规定向电力市场主体公布相关的电能计量数据。

第一百六十六条 [辅助服务计量]辅助服务通过能量管理系统、电力需求侧系统等计量，由电力调度机构按结算要求统计辅助服务提供和使用情况。

第十三章 市场结算

第一节 通则

第一百六十七条 [结算职责]涉及市场结算的相关方各自职责如下：

(一)各供电企业负责向交易中心提供每天24小时各时段机组上网电量和历史上网电量、市场用户每天24小时各时段实际用电量和历史用电量以及政府核定上网电价等结算准备数据。

(二)电力调度机构按月向电力交易机构提供辅助服务市场结算准备数据。

(三)电力交易机构负责向市场主体出具电能量市场和辅助服务市场结算依据。辅助服务市场初期，电力交易机构可委托电力调度机构出具辅助服务市场结算依据。

(四)电力交易机构组建初期，可在电力交易机构出具结算依据的基础上，各市场主体保持与电网企业的电费结算支付方式不变。

第一百六十八条 [结算电价单位时间]市场主体结算电价最小单位时间：

(一)中长期电能量市场按市场主体约定的价格结算，原则上结算电价最小单位时间为1小时;

(二)现货电能量市场以1小时为结算电价单位时间。每小时节点电价等于该小时内每15分钟节点电价的算术平均值。

第一百六十九条 [结算电价位置范围]B类发电企业(机组)以机组所在物理节点的节点电价作为现货电能量市场结算价格。售电公司、批发用户以统一结算点电价作为现货电能量市场结算价格。

第一百七十条 [结算周期]电力批发市场采用“日清月结”的结算模式，按日计算结算结果;电力零售市场根据售电合同性质以月度为周期结算。电力交易机构按月出具电力市场结算依据。

第一百七十一条 [基数合约电量结算模式]基数合约电量的结算采用“解耦”模式，具体如下：

(一)A类机组基数合约电量优先结算，结算价格为政府广东电力市场运营基本规则批复上网电价;

(二)按照“以用定发”的原则，根据非市场用户用电量确定B类机组基数合约的交割电量，根据市场用户用电量确定B类机组市场电量的交割电量。

第一百七十二条 [市场电量结算模式]电能量市场按下述模式进行结算：

(一)日前电能量市场根据日前出清价格做全电量结算;

(二)中长期合约根据合同约定价格和日前市场统一结算点电价的差值作差价结算;

(三)基数合约电量根据政府批复上网电价和机组日前市场节点电价的差值作差价结算;

(四)实时市场根据实际上网电量、实际用电量与日前市场出清电量的差值做偏差结算，偏差结算价格为实时市场出清价格。

第一百七十三条
[辅助服务费用]辅助服务费用结算按照南方区域“两个细则”及其补充规定以及辅助服务市场规则有关规定执行。

第一百七十四条 [结算不平衡资金]阻塞盈余电费、用户侧允许偏差外收益、机组启动费用、机组空载费用、特殊机组补偿费用、发电侧市场考核费用以及非计划电能量偏差收益等，统一纳入平衡资金管理，其余额或缺口，以月度为周期由所有参与批发市场的用户侧市场主体按比例分摊或返还。

第一百七十五条 [网间平衡电费]由于市场化交易结算，导致各供电企业市场化电能量收入与支出不一致时，保持各供电企业市场化交易核定输配电价收入不变，具体由各供电企业进行网间平衡转移结算。

第二节 结算流程

第一百七十六条 [结算流程]市场结算按如下流程开展：

(一)中长期交易结果分解上报。

(二)日前市场出清与实时市场出清运行。

(三)获取运行日的日前市场交易结果，以及当日每15分钟实时市场交易结果。

(四)获取运行日市场主体24小时分时电量。

(五)电力交易机构计算市场主体运行日的临时结算结果，经审核后发布，由市场主体进行查询确认。市场主体进行核对确认，如有异议在规定时限内反馈。

(六)电力交易机构每月计算上月月度临时结算结果，由市场主体查询确认。市场主体进行核对确认，如有异议在规定时限内反馈。

(七)电力交易机构每月出具上月月度结算正式依据，发布至供电企业和市场主体。

(八)供电企业每月结合上一期市场主体缴费情况，形成结算通知单，完成电费发行并将电费信息通知市场主体;

(九)收到电费通知单后，供电企业和市场主体按照合同约定或法律法规的规定完成电费收支。

第三节 批发市场结算

第一百七十七条
[A类机组结算]A类机组按实际上网电量和政府批复的上网电价优先结算。A类机组不纳入市场化结算范围。

第一百七十八条 [B类机组批发市场结算]B类机组批发市场电费收入包含日前市场电能量电费、实时市场偏差电能量电费、中长期合约差价电费、基数合约差价电费、考核补偿以及分摊费用等。

第一百七十九条 [售电公司和批发用户结算]售电公司和批发用户电能量电费支出包含日前市场电能量电费、实时市场偏差电能量电费、中长期合约差价电费、分摊或返还费用等。

第一百八十条 [辅助服务费用]按照南方区域“两个细则”及其补充规定以及辅助服务市场规则，分别计算各市场主体辅助服务补偿费用、考核费用、缴纳费用以及净收入。

第四节 零售市场结算

第一百八十一条 [非市场用户结算]非市场用户由供电企业按照实际用电量和目录电价结算，不纳入市场化结算。

第一百八十二条 [零售市场结算]零售市场按如下原则开展结算：

(一)零售市场与批发市场结算相对独立开展，以月度为周期开展零售市场结算。

(二)交易中心根据实际用电量及零售合同约定条款计算零售用户电能量电费。

(三)售电公司所代理用户在零售市场交易中应支付的电能量电费总额(售电公司代理收入)，扣除售电公司在批发市场应支付的电能量电费(售电公司批发支出)，其差额为售电公司月度电能量交易毛利。

(四)交易中心根据零售合同典型结算模式，设计开发零售结算功能模块，由售电公司、零售用户按照双方合同约定选取并确认相关结算模式，零售电费按照选定的结算模式和月度实际用电量计算。

(五)零售结算模式一旦选取，原则上不予变更，确实需修改的，需提供双方签订的零售合同补充协议。

第五节 综合结算

第一百八十三条 [发电企业综合结算]根据发电企业在电能量市场、辅助服务市场等结算数据，形成发电企业综合结算结果，由电力交易机构向发电企业出具包括总结算费用及各类别结算费用的结算依据。

第一百八十四条 [售电公司综合结算]根据售电公司在电能量市场、辅助服务市场、零售市场等结算数据，形成售电公司综合结算结果，由电力交易机构向售电公司出具包括总结算费用及各类别结算费用的结算依据。

第一百八十五条 [批发用户综合结算]根据批发用户在电能量市场、辅助服务市场等结算数据，以及对应的输配电价、政府性基金及附加，形成批发用户综合结算结果，由电力交易机构向批发用户出具包括总结算费用及各类别结算费用的结算依据。

第一百八十六条 [零售用户综合结算]根据零售用户在零售市场的结算数据，以及输配电价、政府性基金及附加，形成零售用户综合结算结果，由电力交易机构向零售用户出具包括总结算费用及各单项结算费用的结算依据。

第六节 收付费

第一百八十七条 [电费收付]各市场主体保持与电网企业的电费结算支付方式不变。拥有配电网运营权的售电公司可以对其配电区域内的市场用户收取电费。

第一百八十八条 [电费收付]市场主体和电网企业应根据市场规则及时足额结算电费。

第七节 退补及其他

第一百八十九条 [差错退补]对于交易机构月度结算依据发布前发现的当月差错退补事项，重新计算有关市场主体的

结算电费;对结算依据发布后发现的当月差错退补事项，按市场主体该结算周期加权价格进行偏差结算，纳入平衡资金管理，原则上不联动影响其他市场主体;影响较大的差错退补事项可由电力交易机构评估后组织联动退补。差错退补调整追溯期原则上不超过12个月。

第一百九十条 [实施细则]市场结算流程、结算算法等详见《广东电力市场结算实施细则》。

第十四章 信用管理和履约担保

第一百九十一条 [信用管理内容]电力市场信用管理主要内容包括信用等级评价、信用额度管理、市场交易风险评估、信用额度余缺管理、交易信用审核、履约担保管理、违约处置管理。

第一百九十二条 [信用额度管理]信用管理机构通过市场主体的信用等级、资产情况以及提交的履约担保，计算该市场主体的无担保信用、担保信用，进而确定该市场主体在某类市场的信用额度，以及该市场主体的信用额度总额。

(一)市场主体的无担保信用主要由市场主体的有形净资产以及信用评价等级对应的有形净资产比率确定。无担保信用额度仅可用于日前市场、实时市场等现货电能量市场。

(二)市场主体在现货电能量市场的信用额度，由市场主体的无担保信用和担保信用共同构成;市场主体在中长期电能量市场的信用额度，仅限于市场主体的担保信用。

第一百九十三条 [交易风险评估]基于交易成交价格、交易量、交易金额等历史数据，采用自回归法、简单滑动平均法、加权滑动平均法等进行评估，信用管理机构定期评估市场主体在某类电力市场的交易风险和总电力市场交易风险。

(一)市场主体在某类电力市场中的交易风险，是指市场主体在该类电力市场中进行交易产生的风险敞口，主要由市场主体在该类电力市场中的历史欠费、未到期账单费用、未结算交易费用、未来风险四部分费用计算得出。

(二)市场主体的总电力市场交易风险，是市场主体所参与的各类电力市场中的交易风险之和，包括市场主体在中长期市场、现货市场等所有类型的电力市场中进行交易产生的、对电力交易机构或电网企业的风险敞口。

第一百九十四条 [信用额度余缺]信用额度余缺，是指市广东电力市场运营基本规则场主体的电力市场信用额度与交易风险的差额部分。具体包括市场主体在某类市场的信用额度余缺，以及市场主体总电力市场信用额度余缺。市场主体在某类电力市场的信用额度无法支撑交易风险的，须补足差额后方可参与该类电力市场交易。

第一百九十五条 [交易信用审核]市场主体在任何类型的电力市场进行交易时，所申报的交易需求均须由电力交易机构对其信用额度和交易需求申报量对应的市场风险进行审核。信用额度不足以支撑交易需求申报量对应的市场风险的，不认定为有效交易需求，不进入交易及结算流程。

第一百九十六条 [履约担保管理]参与电力市场交易的市场主体，应结合交易的实际需要，按照相关规定要求向电力交易机构提交履约担保。履约担保主要采用履约保函形式，视情况需要也可提交现金担保。

第一百九十七条 [信用额度不足的处置]市场主体不满足总信用要求的，暂停其市场交易资格，电力交易机构可根据其保函、保证金缴纳情况，通过市场对其所持有的中长期市场合约进行强制处置。其中，售电公司不满足总信用要求的，其持有的零售合同自动失效，其所代理的零售用户转由保底售电公司代理。

第一百九十八条 [违约处置机制]违约的市场主体无法偿付的电力市场结算债务，债权人可通过履约保函执行、调用现金担保偿债、破产清算等程序进行债务追讨。

第十五章 市场中止与管制

第一百九十九条 [市场中止情形1]当面临严重供不应求情况时，政府部门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。

当出现台风、地震等重大自然灾害、突发事件影响电力供应或电网安全时，政府部门、能源监管机构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。

第二百条 [市场中止情形2]有下列情形之一的，能源监管机构会同政府部门可以做出中止电力市场的决定，并向电力市场成员公布中止原因：

(一)电力市场未按照规则运行和管理的;

(二)电力市场交易规则不适应电力市场交易需要，必须进行重大修改的;

(三)电力市场交易发生恶意串通操纵市场的行为，并严重影响交易结果的;

(四)电力市场技术支持系统(含调度运行技术支持系统、自动化系统、数据通信系统等)发生重大故障，导致交易长时间无法进行的;

(五)因不可抗力不能竞价交易的;

(六)电力市场发生严重异常情况的。

第二百〇一条 [市场中止情形3]当出现如下情况时，市场运营机构应按照安全第一的原则处理事故和安排电力系统运行，必要可以中止电力现货市场交易，并尽快报告政府部门及能源监管机构：

(一)因发生突发性的社会事件、气候异常和自然灾害等广东电力市场运营基本规则原因导致电力供应严重不足或电网运行安全风险较大时;

(二)发生重大电源或电网故障，影响电力有序供应或电力系统安全运行时;

(三)因台风、地震等重大自然灾害、突发事件等导致电网主备调切换时;

(四)电力市场技术支持系统(含调度运行技术支持系统、自动化系统、数据通信系统等)发生重大故障，导致现货市场交易无法正常组织时;

(五)出现其他影响电网安全运行的重大突发情况时。

第二百〇二条 [市场中止处理措施]当出现第一百九十九条、第二百条、第二百〇一条所述情况导致市场中止时，采用如下的处理措施：

(一)日前市场中止时，电力调度机构以电网安全为原则编制日前发电计划，当天不开展日前市场出清，以实际执行的结果以及实时市场价格作为日前市场的结算依据。

(二)实时市场中止时，在市场中止期间所对应的结算时段，以实际执行的结果和上一个交易日相同时段的实时市场价格作为实时市场的结算依据。

(三)辅助服务市场中止时，电力调度机构按系统需要原则调用辅助服务，以实际执行结果和上一个交易日相同时段的辅助服务市场价格作为辅助服务市场结算依据。

市场长时间中止时，按照政府主管部门及能源监管机构指定方式进行结算。

第二百〇三条 [市场恢复]异常情况解除后，市场运营机构按有关程序恢复市场正常运行。

第二百〇四条 [价格管制时段]发生价格异常情况时，电力交易机构会同电力调度机构可以采取价格管制的方式来干预电力市场，并宣布相应的交易时段为价格管制时期。价格异常情况不再发生时，从下一个交易时段开始，价格管制期自动终止。价格异常的认定规则另行制定。

第二百〇五条 [市场中止与管制通知]若发生市场中止与管制，市场运营机构必须详细记录中止与管制的原因、措施，并及时向能源监管机构及政府部门备案，向各相关市场成员公布。市场中止与管制由电力交易机构或电力调度机构通知相关对象，通知的内容包括市场中止与管制的原因、范围和持续时间。市场紧急中止与管制情况下所造成的成本由市场主体共同承担。

第十六章 信息披露

第一节 市场信息分类

第二百〇六条 [信息分类]按照保密要求和披露对象范围，披露的市场信息分为公众信息、公开信息和私有信息。

第二百〇七条 [公众信息]公众信息是指向社会公众发布的信息。

第二百〇八条 [公开信息]公开信息是指向全体市场成员披露的信息。

第二百〇九条 [私有信息]私有信息是指向特定的市场成员或能源监管机构、政府部门披露的信息。私有信息可在一定期限后转为公开信息或公众信息。

第二节 信息披露管理

第二百一十条 [信息披露责任]电力交易机构负责市场信息的管理和发布，会同电力调度机构向市场主体发布市场交易以及电网运行的相关信息。电力交易机构、电力调度机构应当公平对待市场主体，无歧视披露公众信息和公开信息，严禁超职责范围获取或泄露私有信息。

第二百一十一条 [信息披露方式]电力市场信息通过统一平台进行披露。各类市场成员应当遵循及时、真实、准确、完整的原则，按规定在技术支持系统披露有关信息，并对所披露信息的准确性、及时性和真实性负责。

第二百一十二条 [信息披露答疑]市场主体对披露的市场信息有异议及疑问，可向电力交易机构提出，由电力交易机构组织信息披露义务人予以解释。

第二百一十三条 [信息保密]能源监管机构、政府部门和各市场成员不得泄露影响公平竞争和涉及用户隐私的相关信息。因信息泄露造成市场波动和市场主体损失的，由能源监管机构和政府部门组织调查并追究责任。

第二百一十四条 [信息披露监管]能源监管机构和政府部门依职权对市场信息披露进行监管。

第三节 信息披露内容

第二百一十五条 [电力交易机构信息披露]电力交易机构负责市场交易相关的信息披露，主要包括交易规则、交易实施细则、交易信息和交易结果等信息。

第二百一十六条 [电力调度机构信息披露]电力调度机构负责调度运行相关信息的披露，主要包括电力平衡、电网运行等信息。

第二百一十七条 [发电企业信息披露]发电企业披露的信息主要包括：企业基本情况、发电机组基本参数、燃料供应及出力情况，以及企业减资、合并、分立、解散及申请破产的决定，或者依法进入破产程序、被责令关闭等重大经营信息等。

第二百一十八条 [售电公司信息披露]售电公司披露的信息主要包括：企业基本情况、资产总额验资报告和从业人员配置情况，以及企业减资、合并、分立、解散及申请破产的决定，或者依法进入破产程序、被责令关闭等重大经营信息等。

第二百一十九条 [电力用户信息披露]电力用户披露的信息主要包括：企业基本情况、减资、合并、分立、解散及申请破产的决定，或者依法进入破产程序、被责令关闭等重大经营信息等。

第二百二十条信息披露具体内容、披露方式详见《广东电力市场信息披露实施细则》。

第十七章 市场争议处理

第二百二十一条 [争议内容]本规则所指争议主要是指市场成员之间的下列争议：

(一)注册或注销市场资格的争议;

(二)市场成员按照规则行使权利和履行义务的争议;

(三)市场交易、计量、考核和结算的争议;

(四)其他方面的争议。

第二百二十二条 [电力市场主体之间争议处理]市场主体之间、市场主体与电网企业之间发生争议时，可通过双方协商、申请调解或仲裁、诉讼等途径处理。申请调解时，应出具书面申请，原则上按顺序提交至电力交易机构、能源监管机构和政府部门。

第二百二十三条 [电力市场主体与电力调度交易机构之间争议处理]电力市场主体与电力调度交易机构之间因电力市场交易发生争议，由能源监管机构依法协调或者裁决。电力市场主体、电力调度交易机构对能源监管机构的处理决定不服的，可以依法申请行政复议或者提起行政诉讼。

第十八章 信用监管

第二百二十四条 [信用监管]能源监管机构、政府部门按职能对参与广东电力市场的市场主体、电网企业进行信用监管。电力交易机构协助能源监管机构、政府部门开展信用监管。

第二百二十五条 [信用监管对象]信用监管对象包括参与电力市场交易的发电企业、售电公司、电力用户以及电网企业。建立企业法人及其负责人、从业人员信用记录，将其纳入统一的信息平台，使各类企业的信用状况透明，可追溯、可核查。

第二百二十六条 [失信联合惩戒对象认定]市场主体、电网企业有关行为符合《国家发展改革委、国家能源局关于加强和规范涉电力领域失信联合惩戒对象名单管理工作的实施意见》认定标准的，纳入失信联合惩戒名单“重点关注名单”或“黑名单”管理。

第二百二十七条 [黑名单]对纳入失信联合惩戒“黑名单”的信用管理对象，由电力交易机构取消其电力市场交易资格，强制其退出电力市场，3年内禁止其再次进入电力市场。

其法定代表人、高级管理人员及相关责任人，3年内禁止再次从事电力市场交易业务。

第十九章 附则

第二百二十八条 [实施细则]电力交易机构和电力调度机构可根据本规则拟订实施细则，经电力市场管理委员会审议通过后，报国家能源局南方监管局会同广东省经济和信息化委员会、广东省发展和改革委员会同意后执行。

第二百二十九条 [市场监管]广东电力市场监管办法另行制定。

第二百三十条 [解释]本规则由国家能源局南方监管局负责解释。原有广东电力市场交易相关规则与本规则不一致的，以本规则为准。

第二百三十一条 本规则自XX日起施行。

原文地址：http://www.china-nengyuan.com/news/128224.html