

吉林省电力中长期交易规则

（征求意见稿）

第一章 总 则

第一条 为规范吉林省电力中长期交易，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）及其配套文件和《电力中长期交易基本规则》（发改能源〔2020〕889号）等有关法律、法规、规定，并结合吉林省电力市场实际情况，编制本规则。

第二条 本规则适用于吉林省电力中长期交易。跨区跨省交易、电力辅助服务市场（补偿）机制按相关规定执行。

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。

执行政府定价的优先发电电量和分配给燃煤（气）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。

第四条 电力市场成员应当严格遵守市场规则，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 国家能源局东北监管局（以下简称“东北能源监管局”）会同吉林省能源局（以下简称“省能源局”）、吉林省发展和改革委员会（以下简称“省发展改革委”），根据职能依法履行吉林省电力中长期交易监管职责。本规则中的电力交易机构指吉林电力交易中心有限公司，电力调度机构指国网吉林省电力有限公司电力调控中心。

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（含地方电网和增量配电网企业，下同）、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。

第一节 权利与义务

第七条 发电企业的权利和义务：

（一）按照规则参与电力交易，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，服从电力调度机构的统一调度；

（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、典型负荷曲线以及相关生产信息；

（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）服从电力调度机构的统一调度，在系统特殊运行状况下（如事故、严重供不应求等）按照电力调度机构要求安排用电；

（五）遵守省能源局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）按照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）按照规则向电力交易机构、电力调度机构提供签约零售用户的交易电力电量需求、典型负荷曲线以及其他生产信息，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，服从电力调度机构的统一调度；

（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，向电力交易机构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电力交易机构的数据交互；

（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以及其他不参与市场化交易的电力用户（以下统称“非市场用户”）提供供电服务，签订供用电合同；

（七）预测非市场用户的电力、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 电力交易机构的权利和义务：

（一）参与拟定相应电力交易规则，负责编制并发布电力交易市场相关业务流程规范指引或者工作指南；

（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）配合东北能源监管局和省能源局对市场规则进行分析评估，提出修改建议；

（八）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，并于事后向东北能源监管局和省能源局及时报告；

（九）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）法律法规规定的其他权利和义务。

第十二条 电力调度机构的权利和义务：

（一）负责安全校核；

（二）按照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）向电力交易机构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，配合电力交易机构履行市场运营职能；

（四）合理安排电网运行方式，保障电力交易结果的执行（因电力调度机构自身原因造成实际执行与交易结果偏差时，由电力调度机构所在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以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电力交易机构的数据交互；

（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者备案文件，依法取得或者豁免电

力业务许可证（发电类）；

2. 并网自备电厂公平承担发电企业社会责任、承担国家依法依规设立的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，按政策规定向电网企业支付系统备用费，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. 省能源局按年度确定市场交易用户范围，经营性电力用户的用电计划原则上全部放开，符合条件的电采暖负荷用户可直接申请参与市场化交易。不符合国家产业政策的电力用户暂不参与市场化交易，产品和工艺属于淘汰类和限制类的电力用户严格执行现有差别电价政策；

3. 拥有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、普遍服务和社会责任，按政策规定向电网企业支付系统备用费，其自发自用以外的用电量可按交易规则参与市场化交易；

4. 具备相应的计量能力或者替代技术手段，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和吉林省对售电公司准入与

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 电力批发交易是指市场主体主要通过电力交易平台按照双边协商、集中交易等方式参与的市场交易，电力零售交易是指售电公司作为售电方通过双边协商方式与电力用户开展的市场交易。参加批发交易的市场主体以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）的电力用户全部电量需通过批发或者零售交易购买，且不得同时参加批发交易和零售交易。所有参加市场化交易的电力用户均不再执行目录电价。

参加市场化交易的电力用户，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：

（一）市场主体宣告破产或不再发电、用电；

（二）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；

（三）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所在地区的市场准入条件。

上述市场主体，在办理正常退市手续后，执行国家和吉林省有关发用电政策。售电公司退出条件按照国家和吉林省有关售电公司

准入与退出管理规定执行。

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，可进行市场内部曝光；对于严重违反市场交易相关规则和细则行为的，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定代表人三年内均不得再选择市场化交易。

第二十条 无正当理由退市的电力用户，由为其提供输配电服务的电网企业承担保底供电责任。电网企业与电力用户交易的保底价格按照政府价格主管部门核定的目录电价 1.2 倍执行，电网企业收取其中电力用户缴纳的输配电费。

第二十一条 完成市场注册且已开展交易的电力用户，在交易合同期满后未签订新交易合同但发生实际用电的，不再按照政府目录电价结算。其中，参加批发交易的用户按照偏差处理机制进行结算，参加零售交易的用户按照保底价格执行。

完成市场注册但未开展交易的电力用户，可探索公开招标确定售电公司提供零售服务等市场价格形成机制，也可执行政府目录电价。

第三章 市场注册、变更与注销

第二十二条 市场注册业务包括注册、信息变更、市场注销以及零售用户与售电公司业务关系确定等。

第二十三条 市场主体参与电力市场化交易，应当符合准入条

件，在电力交易机构办理市场注册，按相关规定履行承诺、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。

第二十四条 市场主体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、法定代表人、统一社会信用代码、联系方式等。非法人单位申请注册时，应提供上级法人单位委托授权书。

参与批发交易的市场主体，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等。

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，电力交易机构可组织已注册市场主体重新办理注册手续。

第二十七条 电网企业应当及时梳理和汇总辖区内用户，通过电力交易平台提供至电力交易机构，并应动态更新，保证数据及时、准确。

电力用户按用电规模分为大用户和一般用户，具体标准按照省能源局规定执行；按批发和零售交易形式分为交易一类用户和交易二类用户。大用户可选择交易一类或交易二类用户的其中一种形式参与批发交易或零售交易，一般用户须以交易二类用户形式委托售电公司代理交易。

任何单位与个人不得干涉用户选择售电公司的权利，在市场注

册前，电力用户应与售电公司按自然年签订代理协议，售电公司代理交易电量规模应与资产总额和银行保函额度相匹配。对于重复与多家售电公司签订代理协议的用户，电力交易机构可取消其当年度市场化交易资格，对其执行保底供电价格，并在电力交易网站上予以通报。

第二十八条 市场主体注册信息发生变更时，应当及时向电力交易机构提出变更申请。市场主体类别、法人、业务范围、公司主要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，电力交易机构向社会发布。

第二十九条 电力用户发生并户、销户、过户、更名或者用电类别、电压等级等信息以及业务关系（包括代理关系续签、用户类型转换、代理关系解除）等情况发生变化时，市场主体应当在电网企业和电力交易机构同步办理变更手续。业务手续办理期间，电网企业需向电力交易机构提供分段计量数据。电力交易机构完成注册信息变更后，开展交易结算，提供结算依据。

第三十条 退出市场的市场主体，应当及时向电力交易机构提出注销申请，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。

（一）机组均已关停的发电企业应在机组全部转移电量结算后及时提出注销申请，没有转移电量的发电企业应在所有关停机组电量结算后及时提出注销申请。

（二）所有用电户号全部销户或过户至其他用户的电力用户，

按照退出市场处理。

（三）售电公司注销按照国家和吉林省有关售电公司准入与退出管理规定执行。

第三十一条 发电企业、电力用户、增量配电网企业根据交易需求和调度管理关系在相应的电力交易机构办理注册业务相关手续；售电公司自主选择一家电力交易机构办理注册手续。各电力交易机构共享注册信息，无须重复注册，经其推送至吉林电力交易机构，按照吉林省的准入条件和市场规则参与交易。电力交易机构根据市场主体注册情况向省能源局、东北能源监管局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电力交易机构网站向社会公布。

第四章 交易品种和方式

第一节 交易品种

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（以某个或者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者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。

第三十四条 发电权交易是指发电企业将计划电量或关停发电机组保留的发电量计划以及自备电厂发电量计划转让给其他发电机组替代发电的交易，发电权交易视同优先发电合同电量转让交易。

第三十五条 合同电量转让交易是发电企业、批发用户、售电公司在不影响合同相对方权益的前提下，通过市场化方式实现市场主体之间全部或部分合同电量交易。

第三十六条 合同电量转让交易包括发电侧交易合同转让和用电侧交易合同转让。

（一）发电侧合同电量转让交易原则上由大容量、高参数、环保机组替代低效、高污染火电机组及关停发电机组发电，由风电、光伏发电、水电等清洁能源发电机组替代低效、高污染火电机组发电，不应逆向替代，实现全社会节能减排目标和资源有效利用。

（二）合同电量转让交易应在满足电网安全校核的前提下，遵循自愿平等、公开透明的市场化原则；同时满足东北能源监管局印发的《东北区域火电厂最小运行方式》，保证供暖期机组安全稳定运行及正常供热。

（三）转让交易的价格为合同电量的出让或买入价格，即出让方支付给受让方的价格，不影响出让方原有合同的价格。

（四）优先发电、基数合同电量转让交易应经省能源局、东北能源监管局同意。

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）。

除电网安全约束外，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；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。

第二节 交易方式

第三十八条 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。

第三十九条 双边协商交易指市场主体之间自主协商交易电量（电力）、电价，形成双边协商交易初步意向后，在交易申报有效期内提交到电力交易平台，经安全校核和相关方确认后形成交易结果。

（一）市场主体通过平等协商，自主签订双边交易意向协议，明确交易电量、交易电价、交易时段及分月计划等，在交易申报有效期内，通过交易平台将双边交易意向协议提交到电力交易机构。

（二）如果申报的总量小于或等于当期交易规模，确认交易。如果申报的总量超过当期交易规模，其成交电量按申报总电量与当期交易规模之比等比例缩减。

（三）电力交易机构根据交易平台受理的交易申报情况和电力调度机构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，经电力调度机构安全校核后，由电力交易机构发布最终交易结果。

第四十条 集中竞价交易指设置交易申报提交截止时间，电力交易平台汇总市场主体提交的交易申报信息，按照市场规则进行统一的市场出清，发布市场出清结果，经电力调度机构安全校核后，由电力交易机构发布最终交易结果。条件具备时，可按峰、平、谷段电量（或按标准负荷曲线）进行集中竞价。

（一）发电企业、电力用户（售电公司）在规定时限内将交易电量、电价申报到交易平台。

（二）发电企业、电力用户（售电公司）申报交易数据均为发电企业上网侧口径。

（三）交易分轮次开展，但不超过3轮，每轮次双方可多段报价，但不得超过3段。

（四）交易双方申报每段电量不得小于1兆瓦时，发电企业合计申报电量不得超过校核的剩余发电空间。申报电价精确到0.1元/兆瓦时，电价含税。

（五）电力用户（售电公司）按其分段申报电价从高到低排序，发电方按其分段申报电价从低到高排序。

（六）按照双方申报价格的排序，计算电力用户（售电公司）与发电企业申报电价之间的价差。

（七）双方按照价差从大到小的顺序匹配成交，直至一方电量全部成交或者价差为零。成交价格为电力用户申报电价与发电企业申报电价的平均价格，即成交价格=（电力用户申报电价+发电企业申报电价）/2。

（八）报价相同的发电企业，且总电量超过用户交易电量时，参照挂牌交易分配方式，在考虑容量及环保系数后按容量分配。每轮次集中竞价交易结果经安全约束校核后，由交易平台发布交易匹配成功企业相关信息。

第四十一条 挂牌交易指市场主体通过电力交易平台，将需求电量或者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，经电力调度机构安全校核后，由电力交易机构发布最终交易结果。挂牌交易分为电力用户（售电公司）挂牌交易和发电企业挂牌交易两种方式。

（一）电力用户（售电公司）挂牌交易

1. 有交易意向的电力用户（售电公司）向交易平台提出挂牌交易申请，并申报交易的起始时间、交易电量和电价。

2. 年度及以上挂牌交易每次挂牌不超过3轮，季度及以下挂牌交易每次挂牌不超过2轮。

3. 在接到交易需求后，交易平台将挂牌交易的市场成员名称、交易起始时间，交易电量，交易电价，输配电价、损耗，各主要约束断面输电能力（电量）及剩余输电能力（电量），挂牌交易相关的发电机组容量系数、脱硝系数、脱硫系数等信息予以发布。

4. 发电企业向交易平台申报申购电量和容量。

5. 当申购总电量小于或等于需求电量时，按申购电量成交；当申购总电量大于需求电量时，可再生能源按照申购电量比例成交，火电按照各发电企业的申购容量及其权重系数进行计算，每申报单元中标的计算公式为：

$$\text{中标电量} = \text{挂牌电量} \times (\text{申购容量} \times \text{容量系数} \times \text{脱硝系数} \times \text{脱硫系数} \times \text{除尘系数} \times \text{超净排放系数} / (\sum \text{申购容量} \times \text{容量系数} \times \text{脱硝系数} \times \text{脱硫系数} \times \text{除尘系数} \times \text{超净排放系数}))$$

如申报单元中标电量大于其申购电量时，按申购电量成交。扣除该单元中标电量及申报容量后，其它单元按上述公式重新计算。

6. 权重系数设置的目的是鼓励和提高大容量、环保机组的中标电量比例，促进节能减排。权重系数的设置规定如下：

容量系数：30 万级（含低于 30 万）机组容量权数为 1，30 万级机组基础上每增加 10 万容量权重系数增加 5%。即 50 万级机组以其申购电量提高 10% 后进行计算；60 万级机组以其申购电量提高 15% 后进行计算；80 万级机组以其申购电量提高 25% 后进行计算；100 万及以上机组以其申购电量提高 35% 后进行计算。

脱硫系数 = $1 + (10\% \times \text{上年脱硫设施投运率})$

脱硝系数 = $1 + (20\% \times \text{上年脱硝设施投运率})$

除尘系数 = $1 + 10\% \times i$ 。除尘设施经环保部门验收通过的， $i=1$ ；未验收通过的， $i=0$ 。

超净排放系数 = $1 + 10\% \times i$ 。超净排放设施经环保部门验收的，

$i=1$ ；未验收通过的， $i=0$ 。

参与挂牌交易的发电企业上年脱硫、脱硝设施投运率由发电企业自行申报，东北能源监管局进行认定。

7. 挂牌交易计算完成，并经电力调度机构安全校核后，由电力交易机构在交易平台发布交易结果，包括成交企业名单、成交电量。

（二）发电企业挂牌交易

1. 有交易意向的发电企业向交易平台提出挂牌交易申请，并申报交易的起始时间、交易电量和电价。

2. 年度及以上挂牌交易每次挂牌不超过 3 轮，季度及以下挂牌交易每次挂牌不超过 2 轮。

3. 在接到交易需求后，交易平台将挂牌交易的市场成员名称、交易起始时间、交易电量、交易电价、输配电价、损耗、各主要约束断面输电能力（电量）及剩余输电能力（电量）等信息予以发布。

4. 电力用户（售电公司）向交易平台申报申购电量。

5. 当申购总电量小于或等于需求电量时，按申购电量成交；当申购总电量大于需求电量时，按申购电量比例成交。

6. 挂牌交易计算完成，并经电力调度机构安全校核后，由电力交易机构在交易平台发布交易结果，包括成交企业名单、成交电量。

第四十二条 滚动撮合交易是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者售电信息，电力交易平台按照时间优先、价格优先的原则进行滚动撮合成交。

第四十三条 以双边协商和滚动撮合形式开展的电力中长期交

易鼓励连续开市，以集中竞价交易形式开展的电力中长期交易应当实现定期开市。双边交易意向协议在双边交易申报截止时间前均可提交或修改。

第四十四条 根据电力供需平衡情况，探索建立容量市场或容量补偿机制，保障长期电力供应安全。

第四十五条 结合电力市场发展情况，有序推进分时段、带电力曲线的交易，电力曲线形成方式可采用市场主体协商确定、自愿选择典型曲线等多种形式。

第五章 价格机制

第四十六条 除计划电量执行政府确定的价格外，电力中长期交易的成交价格应当由市场主体通过双边协商、集中交易等市场化方式形成，第三方不得干预。

电能量市场化交易（含省内和跨区跨省）价格包括脱硫、脱硝、除尘和超低排放电价。

第四十七条 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。由于省能源局相关规定或者电网安全约束导致发电企业超发合同电量，按照当期市场交易加权平均价格执行；其余超发合同电量，按照当期市场交易最低价格执行。

新投产发电机组的调试电量按照调试电价政策进行结算。

第四十八条 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、政府性基金及附加等构成（电供暖用户按照另行规定执行），促进市场用户公平承担系统责任。输配电价格、

政府性基金及附加按照国家有关规定执行。结合吉林省实际情况，带电力曲线交易采取市场化方式确定价格。

第四十九条 双边交易价格按照双方合同约定执行。集中竞价交易可采用边际出清或高低匹配等价格形成机制；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。

第五十条 跨区跨省交易售电地区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计算，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。

第五十一条 执行峰谷电价的用户，在参加市场化交易后应当继续执行峰谷电价。

第五十二条 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，为避免市场操纵以及恶性竞争，可对报价或者出清价格设置上、下限。价格上、下限原则上由吉林省电力市场管理委员会提出，经省能源局和东北能源监管局审定。

第六章 交易组织

第一节 总体原则

第五十三条 省能源局在每年12月底之前确定并下达省内优先发计划和基数电量。电力交易机构按照年度（多年）、月度、月内（多日）的顺序开展电力交易。

第五十四条 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。

第五十五条 对于定期开市和连续开市的交易，交易公告应提前至少 1 个工作日发布；对于不定期开市的交易，应提前至少 5 个工作日发布。交易公告内容应当包括：

（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）关键输电通道可用输电容量情况（包含必开机组组合及新能源约束条件）。

第五十六条 交易的限定条件必须事前在交易公告中明确，原则上在申报组织以及出清过程中不得临时增加限定条件，确有必要的应当公开说明原因。

第五十七条 电力交易机构基于电力调度机构提供的安全约束条件开展电力交易出清。

第五十八条 对于签订市场化交易合同的机组，分配基数电量时原则上不再进行容量剔除。

第五十九条 电力交易机构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，应当向电力交易机构

作出履行可再生能源电力消纳责任的承诺。

第二节 年度交易

第六十条 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或者集中交易的方式开展。

第六十一条 市场主体经过双边协商形成的年度（多年）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电力交易机构。电力交易机构根据电力调度机构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。

第六十二条 采用集中交易方式开展年度（多年）交易时，发电企业、售电公司和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。电力交易机构根据电力调度机构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。

第六十三条 年度交易结束后，电力交易机构汇总每类交易的预成交结果，并提交电力调度机构统一进行安全校核。电力调度机构在5个工作日内返回安全校核结果，由电力交易机构发布。安全校核越限时，由电力交易机构根据市场规则协同进行交易削减和调整。

第六十四条 市场主体对交易结果有异议的，应当在结果发布1个工作日内向电力交易机构提出，由电力交易机构会同电力调度机构在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。

第三节 月度交易

第六十五条 月度交易的标的物为次月电量（或者月度分时电量），适时开展针对年度内剩余月份的月度电量（或者月度分时电量）交易。月度交易可通过双边协商或者集中交易的方式开展。

第六十六条 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电力交易机构。电力交易机构根据电力调度机构提供的关键通道月度可用输电容量，形成双边交易预成交结果。

第六十七条 采用集中交易方式开展月度交易时，发电企业、售电公司和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。电力交易机构根据电力调度机构提供的关键通道月度可用输电容量进行市场出清，形成集中交易预成交结果。

第六十八条 月度交易结束后，电力交易机构汇总每类交易的预成交结果，并提交给电力调度机构统一进行安全校核。电力调度机构在2个工作日内返回安全校核结果，由电力交易机构发布。安全校核越限时，由相关电力交易机构根据市场规则协同进行交易削减和调整。

第六十九条 市场主体对交易结果有异议的，应当在结果发布1个工作日内向电力交易机构提出，由电力交易机构会同电力调度机构在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。

第七十条 电力交易机构应当根据经安全校核后的交易结果，

对年度交易分月结果和月度交易结果进行汇总，于每月月底前发布汇总后的交易结果。

第四节 月内（多日）交易

第七十一条 月内（多日）交易的标的物为月内剩余天数或者特定天数的电量（或者分时电量）。月内交易主要以集中交易方式开展。根据交易标的物不同，月内交易可定期开市或者连续开市。

第七十二条 月内集中交易中，发电企业、售电公司和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。电力交易机构根据电力调度机构提供的关键通道月内可用输电容量进行市场出清，形成集中交易预成交结果。

第七十三条 电力交易机构将月内集中交易的预成交结果提交给电力调度机构进行安全校核。电力调度机构应当在1个工作日内返回安全校核结果，由电力交易机构发布。市场主体对交易结果有异议的，应当在结果发布1个工作日内向电力交易机构提出，由电力交易机构会同电力调度机构在1个工作日内给予解释。

第七十四条 月内集中交易结束后，电力交易机构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

第七十五条 允许发用双方在协商一致的前提下，可在合同执行一周前进行动态调整。鼓励市场主体通过月内（多日）交易实现月度发用电计划调整，减少合同执行偏差。

第七十六条 系统月度实际用电需求与月度发电计划存在偏差

时，现阶段采取合同电量转让、合同电量滚动调整处理机制，发电侧和用户侧合同电量均按月滚动调整，可探索发电侧上下调预挂牌、偏差电量次月挂牌等偏差处理机制。

第七十七条 发电侧上下调预挂牌机制。主要采用“报价不报量”方式，具有调节能力的机组均应当参与上下调报价，具体按照如下方式组织：

（一）月度交易结束后，发电机组申报上调报价（单位增发电量的售电价格）和下调报价（单位减发电量的购电价格）。允许发电机组在规定的月内截止日期前，修改其上调和下调报价。

（二）电力交易机构按上调报价由低到高排序形成上调机组调用排序列表，按下调报价由高到低排序形成下调机组调用排序列表。价格相同时按发电侧节能低碳电力调度的优先级进行排序。

（三）月度最后七个自然日，根据电力电量平衡预测，各类合同电量的分解执行无法满足省内供需平衡时，电力调度机构参考上下调机组排序，在满足电网安全约束的前提下，预先安排机组提供上调或者下调电量、调整相应机组后续发电计划，实现供需平衡。

第七十八条 偏差电量次月挂牌机制。具体按照如下方式组织：

（一）电力调度机构在保证电网安全运行的前提下，根据全网机组运行负荷率确定预挂牌机组负荷率上限和下限，并在月初公布。各机组上调、下调电量的限额按照负荷率上下限对应发电量与机组当月计划发电量的差额确定。

（二）在满足电网安全约束的前提下，将上月全网实际完成电

量与全网计划发电量的差额，按照各机组上月申报的预挂牌价格（上调申报增发价格、下调申报补偿价格）排序确定机组上调、下调电量，作为月度调整电量累加至机组本月计划发电量。其中，下调电量按照机组月度集中交易电量、月度双边交易电量、年度双边交易分月电量、计划电量的顺序扣减相应合同电量。

第七章 安全校核

第七十九条 各类交易应当通过电力调度机构安全校核。涉及跨区跨省的交易，须提交相关电力调度机构共同进行安全校核，各级电力调度机构均有为各电力交易机构提供电力交易（涉及本电力调度机构调度范围的）安全校核服务的责任。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。

第八十条 电力调度机构应当及时向电力交易机构提供或者更新各断面（设备）、各路径可用输电容量，以及交易在不同断面、路径上的分布系数，并通过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。

电力交易机构以各断面、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电力调度机构进行安全校核。

第八十一条 为保障系统整体的备用和调峰调频能力，在各类市场化交易开始前，电力调度机构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，由电力交易机构予以公布。

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；发电设备利用率应当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。

第八十二条 安全校核未通过时，由电力交易机构进行交易削减。对于双边交易，可按时间优先、等比例等原则进行削减；对于集中交易，按照价格优先、清洁能源优先、可再生能源优先、发电企业节能环保系数高低顺序、时间优先顺序进行削减，发电企业节能环保系数相同的等比例削减。

执行过程中，电力调度机构因电网安全和清洁能源消纳原因调整中长期交易计划后，应当详细记录原因提供电力交易机构，并向市场主体说明。

第八十三条 安全校核应当在规定的期限内完成。安全校核未通过时，电力调度机构需出具书面解释，由电力交易机构予以公布。

第八章 合同签订与执行

第一节 合同签订

第八十四条 各市场成员应当根据交易结果或者政府下达的计划电量，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电力交易机构。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。

第八十五条 年度及以上中长期交易合同可按照“足量签约、长期签约、见证签约、分时段签约、规范签约、电子化签约”的原则进行签订。

（一）原则上，电力用户按照上年或者前三年平均用电量的 80% 以上比例签订中长期交易合同。

（二）鼓励市场主体签订年度以上的中长期交易合同。

（三）有序引入信用机构参与签订中长期交易合同，实现“四方”联合见证签约。

（四）原则上，大用户签订的中长期交易合同须按分时段、带曲线形式约定电量、电力、电价，一般用户可自主选择中长期交易合同签订形式；逐步扩大按分时段、带曲线形式签订合同的电力用户范围。

（五）没有议价能力的市场主体，可按照现行的用户侧峰谷分时电价政策签订交易合同；有议价能力的市场主体签订的交易合同，应逐步从政府批复的峰谷分时电价转向市场形成峰谷分时电价，通

过市场机制拉大季节峰谷差价和每日分时段的峰谷差价，原则上市场形成峰谷电价的价差不能低于政府批复峰谷电价的价差，低谷电价严禁出现负电价。

（六）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。

第八十六条 在电力交易平台提交、确认的购、售电双方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电力交易机构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

第八十七条 对于省内优先发电计划，结合电网安全、供需形势、电源结构等因素，科学安排本地优先发电电量，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。

第八十八条 省能源局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。

第八十九条 优先发电电量和基数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。

第九十条 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，不断提高优先发电中“保量竞价”的比例，应放尽放，实现优先发电与优先购电规模相匹配。

第三节 合同执行

第九十一条 电力交易机构汇总省内市场成员参与的各类交易合同（含优先发电合同、基数电量合同、市场交易合同），形成省内发电企业的月度发电计划，并依据月度（多日）交易，进行更新调整。电力调度机构应当根据经安全校核后的月度（含调整后的）发电计划以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。

第九十二条 年度合同的执行周期内，次月交易开始前，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，允许通过电力交易平台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电力调度机构安全校核。

第九十三条 电力交易机构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，电力调度机构负责出具说明，电力交易机构负责公布相关信息。

第九十四条 全部合同约定交易曲线的，按照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，由电力调度机构根据系统运行需要，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。

第九十五条 电力系统发生紧急情况时，电力调度机构可基于安全优先的原则实施调度，事后向东北能源监管局、省能源局报告事件经过，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

第九十六条 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。

第九十七条 电网企业应将计量周期和抄表时间调整至自然月，并保证最小交易周期的结算需要，保证计量数据准确、完整。

第九十八条 发电企业、跨区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。

第九十九条 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，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。

第一百条 电网企业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，并将计量电量提交电力交易机构。对计量电量存在疑义时，由具有相应资质的电能计量检测机构确认并出具报告，由电网企业组织相关市场成员协商解决。

第二节 结 算

第一百零一条 电力交易机构依据交易合同完成各类电量成分的计算，向市场成员出具结算依据。其中，跨区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。

第一百零二条 电网企业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。

第一百零三条 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；售电公司按照电力交易机构出具的结算依据与电网企业进行结算。

第一百零四条 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以及吉林省有关规定进行结算。对电费结算结果有异议的，在异议解决期间，应先按照结算结果交纳或支付电费，待异议解决后进行退补处理。

第一百零五条 电力交易机构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、基数电量合同、市场交易合同)电量;

(三) 上下调电量、电价和电费;偏差电量、电价和电费;分摊的结算资金差额或盈余等信息(采用发电侧预挂牌上下调机制时);

(四) 新机组调试电量、电价、电费;

(五) 接受售电公司委托出具的零售交易结算依据;

(六) 国家和吉林省规定的其他相关内容。

第一百零六条 市场主体因偏差电量引起的电费资金,暂由电网企业收取和支付,电力交易机构在电费结算依据中单项列示。

第一百零七条 市场主体的合同电量和偏差电量分开结算。市场主体的合同电量电费结算采取月结年清方式,并逐步实现月清月结。电量电费结算按照先市场后计划、先省外后省内的顺序。

第一百零八条 采取合同电量转让交易、合同电量滚动调整的偏差处理机制时,年度交易合同的偏差电量按月度进行统计、年度进行结算;月度、多日交易合同的偏差电量按月度进行统计及结算。具体按如下规定执行:

(一) 发电企业

1. 超发合同电量,偏差率在3%及以内的,免于偏差考核;偏差率3%以外的电量,按照市场化方式进行结算。

2. 欠发合同电量,对应电力用户按政府批复的目录电价或者保底价格购买对应的少发电量,发电企业需补偿电力用户由此增加的

费用。

偏差率在 3%及以内的，发电企业免于偏差考核；偏差率 3%以外的电量，应进行偏差考核，偏差考核费用分别按照 50%比例对代发电的发电企业和电网企业进行补偿。

偏差考核费用=偏差电量×当期市场交易加权平均价格×3%

（二）交易一类用户

1. 超合同用电量，偏差率在 3%及以内的，用户和对应发电企业按照市场化方式结算；偏差率 3%以外的电量，用户按照政府批复目录电价或保底价格执行。

2. 欠合同用电量，对应发电企业按照用户实际用电量结算交易电量。

偏差率 3%及以内的电量，免于偏差考核；偏差率 3%以外的电量，进行偏差考核，偏差考核费用分别按照 50%比例对电网企业和对应发电企业进行补偿。

偏差考核费用=偏差电量×当期市场交易加权平均价格×3%

（三）售电公司

售电公司代理的电力用户偏差电量以售电公司为整体处理偏差，参照交易一类用户偏差考核机制执行。

售电公司偏差考核费用和补偿费用，由售电公司与代理用户按照代理协议和相关交易合同的约定协商处理。

（四）电网企业

对于电网故障等非不可抗力因素导致的合同电量执行偏差，由

电网企业承担相关偏差考核费用。

第一百零九条 采取发电侧上下调预挂牌、偏差电量次月挂牌等机制时，各市场主体合同偏差电量按月度进行统计及结算。

（一）采用发电侧预挂牌上下调偏差处理机制时，偏差电量电费结算按如下规定执行：

1. 批发交易用户（交易一类用户或售电公司）偏差电量分为超用电量和少用电量，超用电量支付购电费用，少用电量获得售电收入。

偏差电量=用户实际网供电量-（各类交易合同购入电量-各类交易合同售出电量）

超用电量的结算价格=发电侧上调服务电量的加权平均价 $\times$ U1。
U1 为用户侧超用电量惩罚系数，U1=1.1。当月系统未调用上调服务时，以月度集中竞价交易最高成交价（或者统一出清价）乘以惩罚系数结算超用电量。

少用电量的结算价格=发电侧下调服务电量的加权平均价 $\times$ U2。
U2 为用户侧少用电量惩罚系数，U2=0.9。当月系统未调用下调服务时，以月度集中竞价交易最低成交价（或者统一出清价）乘以惩罚系数结算少用电量。

根据超用电量或少用电量的区间范围，可设置分段的惩罚系数。

当售电公司所有签约用户月度实际总用量偏离售电公司月度交易计划时，售电公司承担偏差电量电费。

2. 发电企业偏差电量指发电企业因自身原因引起的超发或者

少发电量，超发电量获得售电费用，少发电量支付购电费用。

超发电量结算价格=发电侧下调服务电量的加权平均价 $\times$ K1。

K1 为发电侧超发电量惩罚系数，K1=0.9。当月系统未调用下调服务时，以月度集中竞价交易最低成交价（或者统一出清价）乘以惩罚系数结算超发电量。

少发电量结算价格=发电侧上调服务电量的加权平均价 $\times$ K2。

K2 为发电侧少发电量惩罚系数，K2=1.1。当月系统未调用上调服务时，以月度集中竞价交易最高成交价（或者统一出清价）乘以惩罚系数结算少发电量。

根据超发电量或者少发电量的区间范围，可设置分段的惩罚系数。

（二）采用偏差电量次月挂牌机制时，偏差电量电费结算按如下规定执行：

1. 月度发电计划执行完毕后，发电侧首先结算机组上调电量或下调电量，其余电量按照各类合同电量结算顺序以及对应电价结算；

2. 用户侧按照当月实际用电量和合同电量加权价结算电费，实际用电量与合同电量的偏差予以考核。

第一百一十条 由于特殊情况产生的偏差电量，经市场主体报请省能源局会同东北能源监管局认定后可免于偏差考核，该部分偏差电量视为合同已经履行，相关情况报省能源局、东北能源监管局备案。特殊情况如下：

- (一) 不可抗力导致电力用户用电量与计划安排产生偏差的；
- (二) 实际运行中出现计划外的公用输配电设施向电力用户供电受限情况；
- (三) 电力用户按照相关要求参与有序用电安排；
- (四) 省能源局认定的其他情况。

第一百一十一条 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。

第一百一十二条 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，并按照政府价格主管部门的相关规定，向省级电网企业支付输电费用。

第一百一十三条 电力调度机构应当对结算周期内发电企业的偏差电量进行记录，包括偏差原因、起止时间、偏差电量等。在发电企业实际上网电量基础上，扣除各类合同电量、偏差电量后，视为发电企业的上下调电量。

发电企业的上下调电量，按照其申报价格结算。

第一百一十四条 风电、光伏等可再生能源发电企业在省能源局核定最低保障收购年利用小时数内的电量，按照政府批复的价格水平或者价格机制进行结算；超出最低保障收购年利用小时数的部分，通过市场交易方式消纳和结算。

第一百一十五条 风电、光伏等可再生能源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）等补贴管理规定执行。

第一百一十六条 非市场用户月度实际用电量与电网企业月度购电量（含年分月电量，扣除系统网损电量）存在偏差时，由为非市场用户供电的电网企业代为结算偏差电量费用，由此造成的电网企业购电成本损益单独记账，按照当月上网电量占比分摊或者返还给所有机组，月结月清。

第一百一十七条 对电力用户侧（包括批发交易电力用户、售电公司、非市场用户）的偏差电量费用与发电侧偏差电量费用等之间的差额，构建合理分摊和返还机制。

第十章 信息披露

第一百一十八条 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。

第一百一十九条 社会公众信息包括但不限于：

（一）电力交易适用的法律、法规以及相关政策文件，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、系统备用费以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，非市场化电量规模以及交易总电量安排、计划分解，各类交易的总成交电量和成交均价，安全校核结果以及原因等；

（五）交易执行信息，包括交易计划执行总体情况，计划执行调整以及原因，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）其他政策法规要求对市场主体公开的信息。

第一百二十一条 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以及成交价格等信息；

（四）各市场主体的市场化交易合同以及结算明细信息。

第一百二十二条 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。对于违反信息披露有关规定的市场成员，可依法依规纳入失信管理，情节严重的可按照规定取消市场准入资格。

第一百二十三条 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用户隐私的相关信息。

第一百二十四条 电力交易机构负责市场信息的管理和发布，会同电力调度机构按照市场信息分类及时向社会以及市场主体、政府有关部门发布相关信息。市场主体、电力调度机构应当及时向电力交易机构提供支撑市场化交易开展所需的数据和信息。

第一百二十五条 在确保安全的基础上，市场信息主要通过电力交易平台、电力交易机构网站进行披露。电力交易机构负责电力交易平台、电力交易机构网站的建设、管理和维护，并为其他市场主体通过电力交易平台、电力交易机构网站披露信息提供便利。电

力交易平台、电力交易机构网站安全等级应当满足国家信息安全三级等级防护要求。

第一百二十六条 市场主体如对披露的相关信息有异议或者疑问，可向电力交易机构、电力调度机构提出，由电力交易机构会同电力调度机构负责解释。

第一百二十七条 东北能源监管局、省能源局根据实际制定电力市场信息披露管理办法并监督实施。

第十一章 市场监管与风险防控

第一百二十八条 电力交易机构、电力调度机构根据有关规定，履行市场运营、市场监控和风险防控等职责。根据东北能源监管局的监管要求，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，谁运营、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东北能源监管局和省能源局提交市场监控分析报告。

第一百二十九条 电力交易机构按照东北能源监管局要求报送交易公告、成交结果等市场信息。

第一百三十条 当出现以下情况时，电力交易机构、电力调度机构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) 国家能源局及东北能源监管局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。

第一百三十一条 电力交易机构、电力调度机构应当详细记录市场干预期间的有关情况，并向东北能源监管局、省能源局提交报告。

第一百三十二条 为防范资金风险，建立市场主体履约保函相关机制，具体按《吉林省售电公司履约保函管理办法》执行；结合电力市场实际情况，探索性开展保险机构出具履约保函业务。

第一百三十三条 电力批发交易发生争议时，市场成员可自行协商解决，协商无法达成一致时可提交东北能源监管局、省能源局调解处理，也可提交仲裁委员会仲裁或者向人民法院提起诉讼。

第十二章 附 则

第一百三十四条 本规则由东北能源监管局、省能源局和省发展改革委负责解释并监督执行。

第一百三十五条 原有电力交易规则（方案）与本规则不一致的，按照本规则执行。

第一百三十六条 本规则自发布之日起执行，原有《吉林省电力中长期交易规则（暂行）》（东北监能市场〔2017〕197号）作废。