附件1 浙江电力市场建设方案

　　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）和《国家发展改革委、国家能源局关于印发电力体制改革配套文件的通知》（发改经体〔2015〕2752号）精神，按照《浙江省人民政府关于印发浙江省电力体制改革综合试点方案的通知》（浙政发〔2017〕39号）的要求，制定本方案。

　　一、基本情况

　　（一）浙江电力系统概况

　　改革开放以来，浙江电力事业取得长足发展。截止2016年底，浙江电网总装机8330万千瓦，其中煤电装机容量4628万千瓦，水、核、风、光、气等清洁能源电力装机容量3496万千瓦。浙江电网已形成了以交直流特高压网架为支撑，500千伏电网为主干，220千伏电网为基础，110千伏及以下电网为补充的网架结构合理、交直流互备、水火电互济的坚强电网。2016年，浙江全社会用电量3873亿千瓦时，其中外购电量1152亿千瓦时，占全社会用电量的29.7%。浙江2016年人均GDP为83538元，人均用电量6960千瓦时，人均装机容量1.5千瓦，达到中等发达国家水平。现阶段浙江用电需求增速放缓，电力供应较为宽裕，为推进浙江电力市场建设创造了条件。

　　（二）浙江电力市场建设实践

　　浙江早在1998年就是全国首批六个“厂网分开，竞价上网”试点省市之一。2000年1月，浙江发电市场建成投运，历经三年实际市场运行，是迄今全国唯一实时运行的发电市场，积累了较为丰富的电力市场建设和运营经验。

　　近年来，浙江在电力市场化改革方面做了诸多的探索和尝试，制定出台了《浙江省小火电关停机组保留发电计划指标替代发电管理办法》、《浙江省电力用户与发电企业直接交易试点实施方案》等管理办法。交易类型由最初的撮合交易，发展为平台集中竞价出清、双边交易等多种市场交易模式。2017年，浙江进一步扩大直接交易规模，核电及各类省外来电、年用电量100万千瓦时以上的工商业用户均参加试点，参与的发用电企业达5.8万家，交易电量达930亿千瓦时，约占全社会用电量四分之一。

　　（三）加快推进浙江电力市场建设的必要性

　　推进电力市场建设是适应浙江社会经济发展的需要。由于历史原因，浙江现行电价较高，一定程度上增加了企业成本，影响了企业竞争力。浙江电力建设和生产运行目前仍以政府计划管理为主，不能有效反映供需关系和引导投资。入浙外来电不断增加，省内机组发电利用小时逐年下降，电网调峰问题日益突出，辅助服务激励机制需进一步完善。加快推进浙江电力市场建设，建立市场化交易机制，有助于让电价有效反映电力供需情况，科学引导投资和消费，促进竞争、降低成本，优化资源配置，实现电力行业健康平稳发展。

　　推进电力市场建设是落实国家决策部署的需要。深化电力体制改革是党中央国务院的重大决策，省政府已明确我省将推进电力体制改革综合试点，各级政府和各类市场主体参与市场化改革愿望强烈。电力市场建设是当前深化电力体制改革的关键环节，是深入推进售电侧改革的基础，是发用电计划有序放开和交易中心市场化运营的前提。加快推进浙江电力市场建设，有利于凝聚各方共识，顺利推进改革试点工作。

　　二、建设目标

　　确立适合浙江的电力市场模式，培育多元化市场主体，建立以电力现货市场为主体，电力金融市场为补充的省级电力市场体系，发挥市场对电力资源配置的决定性作用，降低电力成本，引导电力行业投资，实现健康可持续发展。

　　到2019年，设立相对独立的电力交易机构，确定浙江电力市场模式，完成市场规则制定和技术支持系统开发，有序放开发用电计划，引入售电侧竞争，培育市场参与主体，力争2019年上半年实现浙江初期电力市场试运行。初步建立浙江电力市场化竞争体系，通过市场竞争形成电价，有效控制市场风险，保障系统运行安全稳定，确保电力从计划管理向市场竞争平稳过渡，为市场进一步发展奠定基础。

　　到2022年，优化现货市场交易机制，提高市场出清价格灵敏度；逐步扩大市场范围，促进市场主体多元化；有序放开零售市场竞争，建立需求侧和可再生能源市场参与机制；丰富合约市场交易品种，完善市场风险防控体系，基本形成较为完备的电力市场体系，逐步过渡到浙江中期电力市场。

　　2022年以后，开展电力期权等衍生品交易，建立健全电力金融市场体系；完善需求侧参与机制，促进供需平衡和节能减排；探索建立容量市场，科学引导电源投资，形成成熟的电力市场体系，建成浙江目标电力市场。

　　三、浙江电力市场总体框架

　　浙江电力市场建设应遵循规模由小到大、交易品种逐渐增加、交易机制逐步完善、市场模式持续优化的规律，分为初期市场、中期市场和目标市场三个阶段建设。

　　（一）初期市场

　　初期市场的目标是探索适合浙江的电力市场模式，初步建立电力市场化竞争体系，培育市场参与主体，促进竞争、降低成本；确保市场转换平稳过渡，避免价格过度波动，为市场进一步发展奠定基础。

　　建立浙江电力批发市场，引入售电侧竞争，通过竞争形成电价，有效防控市场风险。浙江电力批发市场由现货市场和合约市场组成。现货市场包括市场预出清和实时平衡市场，实行多买多卖、集中竞价，形成每天48个点及以上的市场出清价格曲线，出清价格能够充分反映电力供需实时变化；试行阻塞管理和分区电价市场机制，建立安全校核、市场力防范和监控、市场最低最高限价、市场干预和中止、市场透明信息披露等配套机制。初期合约市场主要是为规避现货市场的价格风险和贯彻落实国家能源战略政策等，合约性质为带时标的电力合约、形式为差价合约、种类分为政府授权合约和双边合约、期限以年度为主。鼓励市场主体协商签订双边合约，降低市场参与风险。开展调频、调压、备用、黑启动等辅助服务交易，探索调频、备用辅助服务和现货市场的联合出清模式。

　　市场参与主体包括省内各类统调煤电、水电、气电、核电机组，计划内外来煤电、水电、核电机组，电网企业和除居民、农业、重要公用事业和公益性服务用电等需优先保障外的110千伏及以上电压等级用户。适时取消目录电价中相应用户类别的政府定价，初步建立保底供电服务机制。允许售电公司代表110千伏及以上电压等级用户参与市场。待市场运行平稳后，适时放开35千伏及以上用户参与市场。

　　（二）中期市场

　　中期市场的目标是提高市场参与度，促进售电侧市场竞争，丰富合约市场交易品种，建立完善的电力市场框架体系，有效发挥市场对资源配置的决定性作用，引导电力行业合理投资、科学发展。扩大市场范围，完善零售竞争市场，探索可再生能源市场参与机制，推行能源绿色证书交易，引入电力期货等金融合约，建立较为完备的市场风险防控体系，完善浙江电力市场体系和市场规则。

　　现货市场方面，适时开展日前交易，进一步优化安全校核、报价机制和阻塞管理市场机制，探索节点电价的可行性，适当缩短市场出清定价间隔，适度放宽市场限价，使市场出清价格更准确反映电力供需状况；完善风电、光电等可再生能源及分布式能源参与现货市场的方式，实现各类电源平等参与市场。合约市场方面，逐步缩减政府授权合约比例，增加合约种类，引入电力期货合约，扩展合约交易期限，允许多年、季度、月度等合约交易。鼓励金融机构等第三方参与电力期货市场，提高中长期市场流动性，提供合理的中长期价格信号；建立较为完备的电力金融市场体系，提供多渠道的风险管控方式。

　　市场准入逐步放开至除居民、农业、重要公用事业和公益性服务用电等需优先保障外的10千伏及以上电压等级用户、20兆瓦及以上常规电源和计划内外来电，适时取消目录电价中相应用户类别的政府定价。售电公司可代表10千伏及以上电压等级用户参与市场。开展可中断负荷等需求侧响应，探索电力用户参与的辅助服务分担共享机制，积极开展跨省跨区辅助服务交易，建成完备的辅助服务市场体系。

　　（三）目标市场

　　最终目标是市场范围尽可能扩大，市场主体广泛参与，市场风险有效防控，形成竞争充分、价格合理、体系完备、功能完善的电力市场。建立成熟的电力金融市场体系，完善需求侧参与机制，探索建立容量市场。监管机制和信用体系基本健全，市场体系较为充分完善，行业平稳健康发展。

　　现货市场方面，优化电网阻塞管理机制，引入金融输电权交易，规避阻塞风险；完善需求侧参与市场竞争方式，通过需求侧和能效管理，促进供需平衡和节能减排。合约市场方面，开展电力期权等衍生品交易，为发电企业、售电公司、电力用户提供远期价格信号和丰富的风险管理手段。为保证长期容量效益裕度，应对可能的电源投资不足，探索建立容量市场机制。

　　扩大市场规模，赋予所有用户参与市场的选择权，发电侧放开至所有电源。实现售电侧市场主体多元，竞争充分，用户可自由更换售电公司，售电公司可跨行业为用户提供综合能源服务。

　　四、市场建设的主要内容

　　借鉴国外电力市场化改革以及浙江发电市场实践经验，结合浙江电力行业实际情况，浙江电力市场初期拟采用全电力库模式（Gross Pool），实行全电量竞价上网边际电价出清，辅以差价合约管理市场风险。初期市场主要由现货市场和合约市场构成，开展电能量交易和辅助服务交易。为使市场设计具备较好的可扩展性，市场基础模型可采用节点电价模式，用户侧电价采用全网统一电价，发电侧电价可采用分区电价或全网统一电价。

　　本方案仅对浙江初期电力市场建设做详细阐述。浙江电力初期市场正式运营后，随着市场运行总体趋于稳定，市场意识逐渐增强，市场竞争较为充分，监管机制和信用体系基本建立，适时推进中期和目标电力市场建设。

　　（一）初期现货市场

　　初期电力现货市场包括日前市场预出清和日内实时平衡市场。日前市场预出清实行调度日预发电计划滚动更新，日内实时平衡市场保障电力供需的实时平衡。市场组织中交易中心和调度机构的职责划分目前难以明确的部分，将根据市场建设运行情况逐步明确，在后续文中统一采用“调度和交易机构”方式表述，原则上，调度运行相关事项由调度机构负责，市场交易组织相关事项由交易中心负责。

　　1.日前市场预出清

　　日前市场预出清包括日前预出清和滚动更新，由调度和交易机构组织，日前预出清为市场主体提供调度日市场预期结果，初步确定考虑系统可靠性的调度日机组组合和预发电计划，通过滚动更新机制不断调整预发电计划，提高市场信息透明度，引导市场成员合理调整竞价策略，促进电力供需平衡。

　　调度和交易机构负责发布日前系统负荷预测曲线、电网检修、稳定限额等信息。省内外发电企业在规定的时间前向调度和交易机构提交调度日机组运行的物理参数、电量和辅助服务报价信息，通过报价选择其机组运行方式。调度和交易机构根据发电企业的申报信息，将机组运行能力、网络拓扑、事故校验等各类安全约束作为条件，以成本最小化为目标，进行电能量与辅助服务联合优化边际出清，计算形成满足各类安全约束的日前市场预出清结果，包括调度日机组组合、出力安排、辅助服务安排及预出清价格等，并公开发布，预出清结果不进行实际结算。

　　日内实时平衡市场实施前，在合理理由的前提下，依据市场规则，发电企业可以调整报价方案。调度和交易机构根据发电企业修改的报价方案、用电负荷预测变化及电网运行状态的改变，通过滚动更新的预出清机制，定时调整预发电计划安排并及时公布。

　　2.日内实时平衡市场

　　日内实时平衡市场由调度和交易机构负责组织，交易结果的执行和电网安全由调度机构负责，交易和调度的职责依照市场规则界定，共同协作实现电力供需实时平衡，发现电力价格，保障系统安全可靠运行。

　　调度和交易机构基于负荷预测，采取全电量集中优化的方式，根据省内外发电企业的报价信息，将机组运行能力、网络拓扑、事故校验等作为安全约束条件，以成本最小化为目标，进行电能量与辅助服务联合优化边际出清，形成机组实际执行的发电计划、辅助服务安排、市场出清价格、市场竞争性指标等信息。调度和交易机构将市场交易结果及时发给各级调度机构，由各级调度机构负责执行，在一定的情况下依据市场规则，调度机构可修改发电计划，以保证电网安全稳定运行，并将执行结果发还给调度和交易机构。

　　探索完善国调和华东调度不同类型外来电参与市场的具体方式。国调、华东调度的机组出力可按系统安全校核的需要，依据市场预出清结果提前一段时间锁定，交由相应层级调度机构进行安全校核和落实执行，价格为日内实时平衡市场对应时段的出清价格。影响国调、华东调度机组正常发输电的相关信息，应及时向市场公开，确保市场主体有足够的时间调整报价方案，保证市场信息透明。

　　（二）初期合约市场

　　初期合约市场交易种类主要是中长期差价合约，目的是发现中长期电力价格，为市场主体提供规避现货市场风险的有效手段。合约性质为金融性合约，仅现金结算，不对电网物理运行产生影响。交易中心负责组织合约交易，为各市场主体提供合约备案和结算等服务。

　　差价合约包括政府授权合约和双边合约。根据国家优先发电等政策和浙江电力市场发展等要求，合理确定发电计划放开进度。未放开的发电计划部分转化为政府授权合约，由省政府能源主管部门确定其具体内容，授权电网企业与相关发电企业签订。按煤电、核电、大型水电、气电以及区外来电等电源属性和区外直流输电约束等情况，设计不同种类的差价合约，以保障各类电源平等参与市场。政府授权差价合约是参考上年典型负荷曲线、电源发电特性、电源检修等因素制定的，覆盖全年所有时段带时标的合约。放开的发电计划部分，市场主体可根据自身的风险偏好，通过开展双边协商或平台集中竞价等方式签订一定比例的双边合约，规避现货市场价格风险。初期市场合约期限以年度为主，随着市场发展，逐步增加合约种类，扩展合约交易期限，允许多年、季度和月度等合约交易。

　　（三）初期辅助服务市场

　　初期辅助服务市场包括现货辅助服务交易和中长期辅助服务交易。现货辅助服务交易是指次日或者日内未来某一时段系统运行所需要的调频、备用等辅助服务。调度机构测算确定调频、备用等辅助服务需求，调度和交易机构通过市场交易平台竞价确定。中长期辅助服务交易是指未来一定时间（年、季、月、周等日以上）内的可中断负荷、调压、黑启动等辅助服务，由调度机构与市场主体通过双边协商或集中竞价等方式确定辅助服务提供方及价格。

　　根据浙江特高压直流远距离大功率输送的特点，调度机构合理测算确定直流闭锁事故备用需求，通过现货市场或者双边协商的形式，组织包括需求侧可中断负荷等备用容量，保证备用水平，保障直流闭锁事故后电网安全。

　　（四）安全校核和阻塞管理

　　调度和交易机构负责安全校核，确保在合理的电力系统模型和安全约束条件的前提下形成交易结果，保证交易结果的可执行性。日前市场预出清、滚动更新和日内实时平衡市场出清均应考虑安全约束。

　　调度和交易机构按规定公布电网输送能力及相关信息，负责预测和检测可能出现的阻塞问题，按照市场规则进行必要的阻塞管理。

　　（五）交易结算

　　交易中心根据政府授权合约、双边合约以及现货市场交易和执行结果，进行市场结算。调度机构依据其负责的中长期辅助服务交易和执行结果，出具结算依据交由交易中心结算。终端电力用户的电费收取结算仍由电网企业承担。

　　（六）信息披露

　　信息披露应遵循透明公开、应披露尽披露的原则，由市场主体按照市场规则规定的程序及时予以披露。交易中心归集来自交易平台、电网、发电、售电、用户等的信息，通过专门的信息披露平台进行公开，主要包括：日前市场预出清价格、日前以及滚动修正的负荷预测曲线、历史机组报价信息、负荷数据、线路检修和机组停运情况等信息。

　　交易中心定期发布系统充裕性评估，包括短期系统充裕性预测评估（未来七天），中期系统充裕性评估（未来二十四个月），以及远期充裕性评估（未来五～十年），为市场参与者提供可靠的中长期市场信息，引导市场平稳运行和发现合理市场价格。

　　（七）风险防控与应急处置

　　1.市场力防控。针对浙江电力行业实际情况，制定相应的市场力防控规则条款，采取事前预防、事中监测、事后评估和处罚等措施防范市场操纵行为。建立浙江电力市场市场力分析评价指标体系，对市场竞争性水平实时监控，及时披露有争议的市场行为，定期发布市场竞争性报告。根据当前市场的集中度有序放开政府授权合约比例。

　　2.市场限价。根据市场主体多元化状况、一次能源价格变动以及市场发展阶段等，对市场交易申报及出清价格设置合理的上下限，并定期调整，以降低市场风险。

　　3.市场干预和中止。建立市场干预和市场中止机制，在紧急情况下，经政府授权，按照市场规则，调度和交易机构可进行市场干预或中止市场运行。市场中止时，调度机构主导电网安全稳定运行，待系统满足市场运行条件时，及时恢复市场运行。

　　4.市场审慎监管。建立市场审慎监管机制，及时监控市场主体财务风险，对财务风险接近信用评级的市场主体提出预警，保证市场价格波动下财务结算顺利进行，防止拖欠电费等现象发生，实现买卖双方交易无风险结算。

　　五、配套措施

　　（一）组建浙江电力交易中心

　　组建相对独立的交易中心，将原来由电网企业承担的交易业务与其他业务分开，实现相对独立运行，对外公开营业。交易中心不以营利为目的，为市场主体提供规范、公开、透明的电力交易服务。同步成立市场管理委员会，在电力市场建设、制定交易规则、监督市场运营、维护市场秩序、反映市场主体合理诉求等方面发挥重要作用。

　　（二）推进输配电价改革

　　完成分电压等级输配电价核定，建立健全对电网企业的激励和约束机制，把输配电价与发售电价在形成机制上分开，放开竞争性环节电力价格，分步实现公益性以外的发售电价格由市场形成。

　　（三）有序放开发用电计划

　　发用电计划放开应与市场发育程度相匹配，在保留必要的公益性、调节性发用电计划的基础上，逐步放开发用电计划，分阶段扩大市场交易规模，实现电力电量平衡从以计划手段为主平稳过渡到以市场手段为主。

　　（四）培育多元市场主体

　　售电侧放开应与电力市场建设协调推进。根据浙江电力市场建设进程，逐步放开电网企业、发电企业、社会资本组建的售电公司市场准入，开展购售电业务，促进零售市场主体多元化。符合市场准入条件的用户可以自主选择从现货市场、售电公司或发电企业购电。

　　（五）加强市场监管

　　建立政府主导、市场主体广泛参与、专业部门监管规范的电力市场治理模式，有效保障市场的公平、公正、公开，维护市场主体的合法权益。国家能源局派出机构和省政府能源主管部门根据职能依法履行电力监管职责，对市场主体有关市场集中度、公平竞争、电网公平开放、交易行为等情况实施监管，对交易中心和调度机构执行市场规则的情况实施监管，对市场操纵行为开展调查，认证和处罚。交易中心内部的市场监督部门依据市场规则对市场运行和市场成员的行为进行监督，定期发布市场运行报告，保证市场的公平透明。

　　六、初期市场建设工作安排

　　电力市场建设是一项系统性工程，社会关注度高、影响面广，需稳妥有序推进。成立浙江省电力体制改革综合试点工作领导小组办公室，办公室设在省发展改革委（省能源局），办公室成员从相关单位抽调专职工作人员组成。领导小组办公室承担改革推进中的组织、协调、监督、指导等工作，负责电力市场建设日常工作，制定专项改革工作方案及相关配套措施，并组织实施。初期市场建设的各阶段主要工作安排如下：

　　（一）市场模式进一步论证

　　浙江初期电力市场模式选择应充分考虑浙江为能源净输入省份、外来电比例较高、民营经济发达、市场集中度较高等实际情况，也应考虑市场的发展延续性等问题。在现有市场模式研究的基础上，委托相关科研单位对浙江电力市场模式进行论证，优化初期市场模式。

　　（二）市场氛围培养

　　组织国内外典型电力市场专题研讨会，研究国内外电力市场化改革的发展历程和现状，总结比较不同市场模式的优缺点及其适用性，普及市场知识，培育市场意识，营造市场氛围。

　　（三）市场规则编制

　　根据初期市场建设目标，广泛开展项目咨询服务的意向征询，通过竞争性谈判等方式，引进具有丰富电力市场设计运行经验的国际国内咨询团队，协助开展市场设计建设，制定市场规则。市场规则是浙江电力市场建设运营的行为准则，涵盖市场建设运营的所有内容，主要包括现货市场运作、现货市场技术支持、合约市场运作、市场管理、电网安全、违规处罚、信用风险等。借鉴模式相近、运行成熟的国外典型市场规则，结合实际，制定浙江电力市场规则。制定市场规则应遵循公平、透明、可操作的原则，广泛征求各方意见，持续优化完善。

　　（四）技术支持系统开发

　　依照审定的市场规则，开发浙江电力市场技术支持系统。系统应具备现货市场、合约市场、辅助服务市场交易和管理等功能，并具可扩展性。技术支持系统符合国家的主要技术标准，实行统一标准、统一接口。

　　（五）开展培训并模拟运行

　　浙江电力市场技术支持系统建设完成后，对电网企业、发电企业、售电公司、电力用户等市场主体开展市场规则和技术支持系统的培训。适时开展初期市场模拟运行，并对发现的问题及时总结改进。待内、外部条件成熟后，浙江电力初期市场投入试运行。