

附件

## 浙江省售电侧改革试点方案

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《关于推进售电侧改革的实施意见》精神，制定本方案。

### 一、工作目标和基本原则

（一）工作目标。通过开展售电侧改革试点，引入竞争，逐步向社会资本开放售电业务，多途径培育多元化售电市场主体，大力促进配电网建设发展和提高配电运营效率，充分激发市场活力；放开售电侧价格，提升售电服务质量和用户用电水平；强化监管，规范市场行为，确保电力市场公平开放，加快构建有效竞争的市场结构和市场体系。

#### （二）基本原则。

**坚持市场主导。**还原电力商品属性，引入竞争，构建主体多元、竞争有序的电力市场体系，破除垄断格局，形成电力、服务等市场化价格机制，激发企业内在活力，使市场在资源配置中起决定性作用。

**坚持安全高效。**售电侧改革要确保电力供需平衡，确保民生用电，确保电力安全稳定。充分考虑电力体制改革的系统性和电力工业发展规律，确定改革路径，优先开放高新技术、产业园区

以及单位能耗、环保排放符合国家标准、产业政策的用户参与交易，有序、有效、稳妥推进。

**坚持改革创新。**创新政府管理方式，参与交易的市场主体采用公示和信用承诺制度，不实行行政审批。整合分布式能源、智能电网等新兴技术，促进电力生产者和消费者互动，提高服务质量和水平。

**坚持监管到位。**建立完善的监管体系和工作机制，保证电力市场公平开放，规范购售电交易行为，对各类市场主体实行严格监管。建立市场主体准入、退出机制以及信用评价机制和风险防范机制。

## **二、售电侧市场主体及相关业务**

**（一）电网企业。**电网企业是指拥有输电网、配电网运营权，承担其供电营业区保底供电服务的企业，确保居民、农业、重要公用事业和公益性服务等用电。电网企业需持有电力业务许可证（输电类、供电类）。

### **1. 电网企业应当履行的责任与义务。**

电网企业对供电营业区内的各类用户提供电力普遍服务；无歧视地向市场主体及其用户提供报装、计量、抄表、维修、收费等各类供电服务；保障电网公平无歧视开放，向市场主体提供输配电服务，公开输配电网络的可用容量和实际使用容量等信息；在保证电网安全运行的前提下，按照有关规定接入分布式电源；受委托承担供电营业区内的有关电力统计工作。提供统一规范的

信息系统接口，公平向售电企业和电力用户发布市场信息。

当售电公司终止经营或无力提供售电服务时，电网企业在保障电网安全和不影响其他用户正常供电的前提下，按照规定的程序、内容和质量要求向相关用户供电，并向不参与市场交易的工商业用户和无议价能力用户供电，按照政府规定收费。若营业区内社会资本投资的配电公司无法履行责任时，由政府指定其他电网企业代为履行。

电网企业按规定向交易主体收取输配电费用（含线损和交叉补贴），归集交叉补贴，代国家收取政府性基金。

## 2. 鼓励社会资本投资配电业务。

鼓励以混合所有制方式发展配电业务。逐步向符合条件的市场主体放开国家自主创新示范区、高新技术产业区、产业聚集区等新增园区的增量配电投资业务，以及存量电网企业供电区域中新建的供电范围清晰且相对独立的配电网络。社会资本投资增量配电网绝对控股的，即拥有配电网运营权，同时拥有供电营业区内与电网企业相同的权利，并切实履行相同的责任和义务。

国网浙江省电力公司以外的存量配电资产视同增量配电业务，按照实际覆盖范围划分配电区域。

## （二）售电公司。

1. 售电公司分类。售电公司分为三类，分别是电网企业的售电公司，社会资本投资增量配电网并拥有配电网运营权的售电公司，以及不拥有配电网运营权、不承担保底供电服务的独立售电

公司。

2. 售电公司经营区域。同一供电营业区内可以有多家售电公司，但只能有一家公司拥有该配电网运营权，并提供保底供电服务。同一售电公司可在多个供电营业区内售电。供电营业区可根据市场发展情况进行调整。

3. 售电公司经营原则。售电公司应当以购售电交易为核心业务，以服务用户为核心，以经济、优质、安全、环保为经营原则，实行自主经营，自担风险，自负盈亏，自我约束。鼓励售电公司提供合同能源管理、综合节能和用电咨询等增值服务。售电公司应当将市场价格水平及时传导给终端用户，让终端用户享受改革红利；应当执行国家节能减排政策，加强需求侧管理，执行峰谷电价、阶梯电价、差别电价、惩罚性电价等价格政策。售电公司管理办法另行制定。

4. 培育售电市场主体。允许电网企业组建独立法人、独立运作的售电公司，开展售电业务。电网企业应从人员、资金、信息等方面，确保所组建的售电公司市场化售电业务，与输配电业务、调度业务、非市场化售电业务分开。

鼓励国有大型发电企业、社会资本投资组建售电公司，开展售电业务。鼓励互联网龙头企业、电务企业、金融机构等投资组建售电公司，开展售电业务。

允许在国家自主创新示范区、高新技术产业区、产业聚集区，供水、供气、供热、冷热电三联供等公共服务行业和节能服务公

司等组建售电公司，开展售电业务。

(三) 用户。符合市场准入条件的电力用户，可以直接与发电公司交易，也可以自主选择与售电公司交易，或选择不参与市场交易。

### 三、售电侧市场主体准入与退出

#### (一) 售电公司准入条件。

1. 按照《中华人民共和国公司法》进行工商注册，具有独立法人资格。

2. 注册成立售电公司的资本要求：

(1) 资产总额在 2 千万元至 1 亿元人民币的，可以从事年售电量 6 至 30 亿千瓦时的售电业务。

(2) 资产总额在 1 亿元至 2 亿元人民币的，可以从事年售电量 30 至 60 亿千瓦时的售电业务。

(3) 资产总额在 2 亿元人民币以上的，不限制其售电量。

(4) 拥有配电网经营权的售电公司，其注册资本不低于其总资产的 20%。

3. 拥有与申请的售电规模和业务范围相适应的设备、经营场所，以及具有掌握电力系统基本技术经济特征的相关专职专业人员，有关要求另行制定。

4. 拥有配电网经营权的售电公司应取得电力业务许可证(供电类)。

#### (二) 直接交易用户准入条件。

1. 符合国家产业政策，单位能耗、环保排放均应达到国家标准。

2. 拥有自备电源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。

3. 微电网用户满足微电网接入系统的条件。

### （三）市场主体准入程序。

1. 符合准入条件的市场主体可自主选择电力交易机构注册，获取交易资格。

2. 办理注册时，自主交易市场主体应按固定格式签署信用承诺书，并按规定提交相关资料。

3. 接受注册后，电力交易机构应通过“信用中国”网站和省政府指定网站，将自主交易市场主体满足准入条件的信息、材料和信用承诺书向社会公示，公示期 1 个月。

4. 公示期满无异议的自主交易市场主体，注册手续自动生效。电力交易机构将公示期满无异议的市场主体纳入自主交易市场主体目录，实行动态管理并向社会公布。

5. 电力交易机构按月汇总自主交易市场主体注册情况，向国家能源局浙江监管办、省政府有关部门和政府引入的第三方征信机构备案。

有关市场主体准入、退出办法按照国家的规定执行。

### （四）市场主体退出。

1. 市场主体违反国家有关法律法规、严重违反交易规则和破产倒闭的须强制退出市场，列入黑名单，不得再进入市场。退出市场的主体经公示后，由电力交易机构从自主交易市场主体目录中删除，并注销市场交易注册。

2. 市场主体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。

#### **四、市场化交易**

（一）交易方式。市场交易包括批发和零售交易。在浙江电力交易有限公司注册的发电公司、售电公司、用户等市场主体可以自主双边交易，也可以通过交易机构集中交易。售电公司与售电公司、售电公司与发电企业等均可自主交易。拥有分布式电源或微网的用户可以委托售电公司代理购售电业务。有关交易方式另行制定。中小微企业可以“打捆”成立联合体、委托售电公司代理等多种方式参加购售电业务。

（二）交易要求。组建股份制浙江电力交易中心，对现有的交易中心进行股份制改造。参与交易的有关各方应符合电力市场建设的有关规定，到交易机构注册成为市场交易主体。市场有关各方应依法依规签订合同，明确相应的权利义务关系，约定交易、服务等事项。

（三）交易价格。放开的发用电计划电量通过市场交易形成价格，未放开的发用电计划电量执行政府规定的电价。市场交易

价格可以通过双方自主协商确定或通过集中撮合、市场竞价的方式确定。

配电区域内的售电公司或电力用户可以不受配电区域限制购电。向配电区域外电源购电的，购电价格由发电企业的交易价格、对应配电网电压等级的输电价格（含线损和政策性交叉补贴）、配电价格以及政府性基金及附加等四部分组成。配电区域内居民、农业、重要公用事业、公益性服务以外的用电价格，由发电企业或售电公司与电力用户协商确定市场交易价格，配电网接入电压等级对应的省级电网共用网络输配电价（含线损和政策性交叉补贴）、配电网的配电价格，以及政府性基金及附加组成；居民、农业、重要公用事业、公益性服务等用电，继续执行浙江省的目录销售电价。配电区域内的电力用户应当承担国家规定的政府性基金及附加，由配电公司代收、省级电网企业代缴。暂未核定输配电价的地区，可按现行电网购销价差作为电力市场交易输配电价。

增量配电区域的配电价格由浙江省价格主管部门依据国家输配电价改革有关规定制定，并报国家发展改革委备案。配电价格核定前，暂按售电公司或电力用户接入电压等级对应的省级电网共用网络输配电价扣减该配电网接入电压等级对应的省级电网共用网络输配电价执行。妥善处理电价交叉补贴，过渡期间由电网企业申报现有各类用户电价间交叉补贴数额，也可由省级价格主管部门明确过渡期标准或处理方式，纳入下一步输配电价改革统



筹平衡。

（四）结算方式。发电公司、电网企业、售电公司和电力用户应根据有关电力交易规则，按照自愿原则签订三方合同。电力交易机构负责提供结算依据。电网企业的售电公司，可向其供电的用户收费并开具发票；拥有配电网运营权的售电公司，可向其供电的用户收费并开具发票；独立的售电公司，由电网企业负责电费结算并开具发票。条件成熟时，探索多种电费结算模式。

为降低电费支付风险，可采用预付电费、金融担保等市场主体认可的方式，保证电费的支付。

## 五、分步实施

售电侧改革涉及面广、工作量大，是电力市场化改革的重要组成部分，需与各专项改革协调推进。可按照分步适时的思路积极稳妥推进。

一是扩大发用电直接交易。开展发电企业和用户间的直接交易，并逐步扩大参与直接交易用户的范围。通过双边协商、集中竞价等方式，大用户向发电企业直接购电，并对价格进行协商谈判，改变其仅从电网购电的单一模式，培育发电企业与用户的市场参与意识和风险管理意识。

二是适时启动售电侧改革试点。适应电力交易机构、交易平台，以及交易规则制度建设情况，适时推进电网企业、发电企业、社会资本组建售电公司，开展购售电业务。规范售电公司业务运营模式，明确售电公司与电网企业的业务与权责界限，建立保底

供电机制，完善售电市场的监管机制和信用体系。

三是促进售电市场全面开放。适应电力市场体系建设情况，在总结试点经验基础上，逐步实现售电侧市场的全面开放和多元化。进一步规范售电公司运营，健全售电市场的监管机制和信用体系，实现电价的双向传导，充分激发市场活力，促进社会资源的统筹优化配置。

## 六、信用体系建设与风险防范

（一）信息披露。建立信息公开机制，省发改委（省能源局）会同有关部门定期公布市场准入退出标准、负面清单、黑名单、监管报告等信息。市场主体在“信用中国”网站和省政府指定网站上公示企业有关情况和信用承诺，对企业涉电重大事项进行公告，并定期公布公司年报。

（二）信用评价。建立市场主体信用评价机制，省发改委（省能源局）、国家能源局浙江监管办依据企业市场履约情况等市场行为建立市场主体信用评价制度，评价结果向社会公示。建立黑名单制度，对严重违法、违规的市场主体，提出警告，勒令整改。拒不整改的列入黑名单，不得再进入市场。

（三）风险防范。强化信用评价结果应用，加强交易监管等综合措施，努力防范售电业务违约风险。市场发生严重异常情况时，国家能源局浙江监管办和省政府有关部门可对市场进行强制干预。

（四）强化监管。省发改委（能源局）、经信委、国家能源局

浙江监管办依据各自的职能职责对售电侧改革及时开展检查、指导、评估，对在改革过程中出现的新情况、新问题，积极研究探索解决的办法和途径，重大问题，及时报告。对改革不到位或政策执行有偏差的及时进行纠正。

建立电力交易督查机制，对各类准入交易企业的能耗、电耗、环保排污水平定期开展专项督查，及时查处违规交易行为，情节严重的追究相关责任。

国家能源局浙江监管办和省政府有关部门依据相关法律法规和监管要求，对市场主体准入、电网公平开放、市场秩序、市场主体交易行为、合同履行及信用、信息公开、电力普遍服务、电网企业关联售电公司独立经营等实施监管，依法查处违法违规行