

# 广东电力市场建设实施方案

为深入贯彻落实《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）、《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）文件精神，按照《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）有关要求，推动电力供应使用从传统方式向现代交易模式转变，建立符合广东实际情况的电力市场，制订本实施方案。

## 一、总体要求和实施路径

（一）总体要求。遵循市场经济基本规律和电力工业运行客观规律，坚持节能减排原则，综合考虑广东省实际情况，积极培育市场主体，建立公平、规范、高效的电力交易平台，引入市场竞争，打破市场壁垒，无歧视开放电网。逐步建立以中长期交易为主、现货交易为补充的市场化电力电量平衡机制；逐步建立以中长期交易规避风险，以现货市场发现价格，交易品种齐全、功能完善的电力市场。适时向省外市场主体开放，逐步形成竞争充分、开放有序、健康发展的广东电力市场体系。

（二）实施路径。组建相对独立、规范运作的电力交易机构，搭建公平、公正、公开、高效的电力交易平台；有序放开发用电计划和竞争性环节电价，逐步扩大市场主体范围

和市场电量规模；引入售电公司参与市场交易，建立健全售电侧市场机制；逐步建立包括中长期和现货市场等较为完整的电力市场；逐步建立科学、高效、开放的电力市场体系。

## 二、建设目标

（一）近期目标（2016年—2018年）。按程序组建相对独立的广东电力交易中心，建设完善广东电力交易平台功能，为市场发展提供支撑；制定广东电力市场交易规则，建立市场化的电量平衡机制。以年度双边协商和月度集中竞争电量合同为基础，交易品种进一步丰富，建立基于电量交易的日前交易市场和合约交易二级市场；市场主体范围进一步扩大，引入售电公司参加市场交易，逐步纳入核电、水电、气电等其他类型的发电企业，逐步降低电力大用户准入门槛，逐步放开一般用户通过售电公司参与市场；建立市场信用体系和风险防范机制，初步建立完善的电力市场体系。

（二）中远期目标（2019年—远期）。固定满足公益性、调节性需要的优先发购电电量计划，其他电量进入市场；建立基于发用电曲线的日前交易市场和辅助服务交易市场；逐步建立以中长期交易为主、现货交易为补充的市场化电力电量平衡机制；建立以中长期交易规避风险，以现货市场发现价格，交易品种齐全、功能完善的电力市场。

## 三、主要任务

（一）组建广东电力交易中心。

1. 组建广东电力市场管理委员会，省内各市场主体共同参与，建立投票议事机制，履行国家规定的相关职责。

2. 按照股份制公司形式组建交易中心，正式冠名为“广东电力交易中心有限责任公司”，简称“广东电力交易中心”。广东电力交易中心由广东电网有限责任公司控股，第三方机构及发电企业、售电企业、电力用户等省内市场主体参股。广东电力交易中心由广东电网公司负责具体筹建工作。

3. 按照“平稳起步、高效运作”的原则，起步和筹建阶段，由广东电网有限责任公司暂按现有模式保持广东电力交易中心合规运作。

## （二）建立完善的售电市场。

1. 逐步向社会资本开放售电业务，多途径培育售电侧市场主体，提高用户的参与度，赋予电力用户用电选择权。

2. 分阶段建立健全售电侧市场机制，通过电力市场竞争和需求侧管理，提升能源利用效率；通过为用户提供综合能源服务，促进互联网、节能服务等技术的应用。

3. 协调推进售电侧改革与输配电价改革及发用电计划改革，形成有效竞争的市场结构和市场体系。

## （三）建立优先购电、优先发电制度。

1. 有序放开发用电计划，通过建立优先购电制度保障无议价能力的用户用电，通过建立优先发电制度保障清洁能源、调节性电源优先上网发电，在保证电力供需平衡、保障社会秩序的前提下，逐步实现其余发用电管理通过市场化交易方式实施。

2. 在放开发用电计划中，统筹经济、节能、环保等因素，科学确定基数电量，落实“推行节能低碳电力调度”要求，

保障市场交易与节能低碳电力调度的有效衔接，兼顾电力市场建设和节能减排要求。

3. 在保障供需平衡的前提下，固定年度基数电量并按照市场化进程逐年缩减，形成市场化的电量平衡机制。

#### （四）建立相对稳定的中长期交易机制。

1. 建立健全市场主体自行协商签订合同，或通过参加交易机构组织的集中竞价交易签订合同的市场机制。中长期电能量市场的交易品种主要包括年度双边协商交易和月度集中竞争交易。

2. 年度基数电量可参与合同转让市场交易。

3. 可中断负荷、调压等辅助服务可签订中长期交易合同。

#### （五）建立有效竞争的现货交易机制。

1. 在保证安全、高效、环保的基础上，按成本最小原则建立现货交易机制，发现价格，引导用户合理用电，促进发电机组最大限度提供调节能力。

2. 由日前电量交易市场起步，与年度基数电量、年度双边协商电量、月度竞争电量相衔接，逐步过渡到日前发用电曲线交易市场。

3. 完善电力交易平台与调度、计量、营销等技术系统的互联互通和数据共享，满足日前市场“日清月结”的需要。

4. 适时开展日内现货市场和实时平衡市场的建设。

#### （六）建立合同转让交易机制。

1. 建立健全在统一平台上通过竞争方式实现合同电量

转让的交易机制。合同转让交易由广东交易中心统一组织和管理，调度机构对交易进行统一安全校核。合同转让交易包括年度基数电量、双边协商交易电量和竞争交易电量。

2. 拥有基数电量、双边协商交易电量或竞争交易电量的发电企业，可参与合同转让交易；拥有双边协商交易电量或竞争交易电量的电力用户和售电企业可逐步参与合同转让交易。

3. 合同电量转让应满足以下要求：

(1) 满足公益性用电要求、满足调峰调频和系统安全的要求、满足可再生能源保障性收购的要求。

(2) 发电企业之间合同电量转让交易原则上应满足节能减排要求。

(七) 完善省外购电交易机制。

1. 建立健全向省外购电的市场交易机制，跨省跨区送受电中的国家计划、“云电送粤”、“黔电送粤”等省政府间框架协议电量优先消纳，按照协议价格结算。

2. 允许协议外电量通过市场化交易方式在广东电力市场组织消纳，按照市场形成的价格结算。

(八) 建立市场风险防范机制。

1. 建立健全市场操纵力评价标准，加强对市场操纵力的预防与监管。

2. 加强调度管理，提高电力设备管理水平，确保市场在电力电量平衡基础上正常运行。

(九) 建立辅助服务交易机制。

1. 市场条件成熟时，按照“谁受益、谁承担”的原则，建立电力用户参与的辅助服务分担共享机制。

2. 在现货市场开展备用、调频等辅助服务交易，中长期市场开展可中断负荷、调压等辅助服务交易。

3. 用户可以结合自身负荷特性，自愿选择与发电企业或电网企业签订保供电协议、可中断负荷协议等合同，约定各自的辅助服务权利与义务。

#### （十）搭建电力市场交易技术支持系统。

1. 搭建功能完善的交易系统，系统功能满足中长期交易、现货交易和市场监管要求，满足广东售电市场的运行管理要求。

2. 系统建设遵循国家明确的基本交易规则和主要技术标准，实行统一标准、统一接口，由广东电力交易中心统一负责系统建设、运营和管理。

### 四、市场主体

（一）市场主体的范围。市场主体包括各类发电企业、电网企业（含地方电网、趸售市县、高新产业园区和经济技术开发区等）、售电企业、电力用户和独立辅助服务提供者等。各类市场主体均应满足国家节能减排和环保要求，符合产业政策要求，并在广东电力交易中心注册，通过广东电力交易平台参与交易，也可委托第三方代理。

#### （二）发电企业和用户的基本条件。

参与市场交易的发电企业，其项目应符合国家规定，单位能耗、环保排放、并网安全应达到国家和行业标准。新核

准的发电机组原则上参与电力市场交易。

参与市场交易的用户应为接入电压在一定电压等级以上，容量和用电量较大的电力用户。新增工业用户原则上应进入市场交易。符合准入条件的用户，选择进入市场后，应全部电量参与市场交易，不再按政府定价购电。对于符合准入条件但未选择参与直接交易或向售电企业购电的用户，由所在地供电企业提供保底服务并按政府定价购电。用户选择进入市场后，在一定周期内不可退出。适时取消目录电价中相应用户类别的政府定价。

（三）市场主体准入、退出管理。省经济和信息化委制定市场主体准入退出管理办法，明确市场主体准入、退出规则，并定期公布发电企业、电力用户、售电企业等市场主体准入目录和退出名单。进入目录的企业在广东电力交易中心完成注册后，进入市场参与交易。

## 五、市场运行

### （一）交易组织实施。

1. 广东电力交易中心负责市场运行组织工作，及时发布市场信息，组织市场主体参与中长期交易、发（用）电权交易、期货等衍生品交易，根据交易结果制定并下达年度、月度交易计划；负责交易合同管理；待市场逐步完善后，负责日前市场交易组织管理、日交易计划的分解和下达、跟踪计划执行情况。

2. 调度机构负责系统安全和实时平衡，向交易中心提供安全约束条件和基础数据，进行安全校核，形成调度计划

并执行，公布执行结果，并按照信息披露的要求向市场主体说明实际执行与交易计划产生偏差的原因。调度机构相关职责由相关调度机构按照调管范围承担。

## （二）中长期电能量交易合同的形成。

1. 年度双边协商交易通过市场主体自主协商，确定成交电量和成交价格。

2. 月度集中竞争交易通过在统一交易平台的集中撮合竞价，确定成交的电量和价格。

3. 初期，市场电量规模占总体用电需求比例较低的情况下，中长期电能量交易合同为实物合同，经安全校核后执行；后期，市场电量规模扩大后，逐步过渡到由市场主体自行选择签订为实物合同或差价合同，实物合同经安全校核后执行。

## （三）日前发电计划的形成。

根据双方约定的协商交易合同日分解电量、月度竞争交易日分解电量、日前市场成交电量编制日交易计划；根据基数电量、日交易计划电量、日前偏差调整电量编制日发电调度计划，经安全校核后下达执行。

市场条件成熟时，逐步过渡到根据日曲线交易计划生成日发电计划。

## （四）竞争性环节电价形成。

竞争性环节主要指月度集中竞争交易、日前竞价交易，竞争性环节的电价形成机制：

1. 输配电价核定前，日前曲线交易市场建立前，竞争性



环节电价主要实行单一电量电价，采用价差模式统一出清成交机制，具体如下：

（1）将用电侧申报价差、发电侧申报价差配对，用电侧申报价差减去发电侧申报价差形成交易价差对。价差对为负值时不能成交，价差对为正值或零时可以成交，价差对大的优先成交。

（2）发电侧申报价差相同时，机组能耗低者优先成交；机组能耗相同的，按申报电量比例分配。

（3）所有成交的价差对中，最后一个成交的用电侧与发电侧申报价差的算术平均值为统一出清价差。

2. 输配电价核定后，市场条件成熟时，竞争性环节价格根据分时段的电价竞争形成。

#### （五）合同执行偏差处理。

1. 市场建设初期：市场电量规模占比较小，中长期电能量交易以实物合同为主。采用月清月结模式处理合同执行偏差，其中：

对电力用户、售电公司采取月结月清的方式结算偏差电量。

对发电企业采取月结月清的方式结算偏差电量。电力调度机构应严格按照发电调度规则实施发电调度，执行过程中的偏差电量按照市场规则结算。结算顺序上，基数电量先于市场电量。偏差电量的价格机制具体为：

（1）将各发电企业参与月度集中竞争交易的申报价差折算为绝对价格。绝对价格等于发电企业政府核定上网电价

与申报价差之和。

(2) 按照机组类型分类，分别去掉 20%比例最高绝对价格和 20%比例最低绝对价格，剩余价格的算术平均值计为不同类型机组的发电偏差结算价格。形成的发电偏差结算价格应不高于广东省各类型机组标杆上网电价（含环保电价）与月度集中竞争交易成交价差之和，否则取后者为偏差结算价格。

(3) 偏差结算价格由电力交易机构封存，用于事后发电偏差电量结算。

2. 市场建设后期：探索全电量集中竞争的日前交易市场模式，采用日清月结模式进行合同偏差结算。

3. 合同偏差事后结算的模式下，调度机构负责按照公开发布的发电调度规则统一实施发电调度，搭建符合市场要求的调度自动化系统，主要通过系统自动实施发电调度，并按照信息披露的要求做好合同执行偏差的说明。

#### (六) 市场结算。

1. 交易机构根据市场主体签订的交易合同及平台集中竞争交易结果和执行结果，出具市场交易结算凭证。建立保障电费结算的风险防范机制。

2. 广东电力市场引入售电公司后的结算关系为：根据广东电力交易中心出具的交易结算凭证，与售电公司有委托协议的用户按照电网企业、售电公司、电力用户三方合同约定向电网企业缴费，电网企业向电力用户开具增值税发票；发电企业从电网企业获取上网电费，向电网企业开具增值税发

票；电网公司向售电公司支付或收取价差电费，售电公司向电网公司开具或获取相应的增值税发票。

（七）安全校核。市场交易应考虑全网安全约束。电力调度机构负责安全校核，并按时向规定机构提供市场所需的安全校核数据。

（八）阻塞管理。电力调度机构应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。条件成熟时，通过市场机制进行必要的阻塞管理，因阻塞管理产生的盈利或费用按责任分担。

（九）应急处置。当系统发生紧急事故时，相关电力调度机构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，政府有关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。当出现重大自然灾害、突发事件时，政府有关部门、国家能源局及其派出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。当市场运营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，国家能源局及其派出机构可依照相关规定和程序暂停市场交易。

（十）市场监管。南方能源监管局和省经济和信息化委根据职能依法履行省（区、市）电力监管职责，对市场主体有关市场操纵力、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。

## 六、信用体系建设

（一）建立完善市场主体信用评价制度。开展电力市场交易信用信息系统和信用评价体系建设。针对发电企业、供电企业、售电企业和电力用户等不同市场主体建立信用评价指标体系。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。

（二）建立完善市场主体年度信息公示制度。推动市场主体信息披露规范化、制度化、程序化，在指定网站按照指定格式定期发布信息，接受市场主体的监督和政府部门的监管。

（三）建立健全守信激励和失信惩戒机制。加大监管力度，对于不履约、欠费、滥用市场操纵力、不良交易行为、电网歧视、未按规定披露信息等失信行为以及发生重大以上生产安全责任事故的情况，要进行市场内部曝光，对有不守信行为的市场主体，要予以警告。建立并完善黑名单制度，严重失信行为直接纳入不良信用记录，并向社会公示；严重失信且拒不整改、影响电力安全的，必要时可实施限制交易行为或强制性退出，并纳入国家联合惩戒体系。

## 七、组织实施

在省深化电力体制改革部门联席会议的领导下，省经济和信息化委、发展改革委、南方能源监管局等有关部门，充

分发挥部门联合工作机制作用，组织协调发电企业、电网企业、售电公司和电力用户，切实做好电力市场建设试点工作。**省经济和信息化委**牵头，于2016年底完成广东电力交易中心组建，2016年—2020年逐步放开售电市场，2016年—2017年建立合约转让交易市场，2017年—2018年建立日前电量交易市场，2016年—2018年建立西电东送协议外电量的市场交易机制，2016年—2018年建立市场信用机制和风险防范机制；省发展改革委牵头，于2016年—2020年建立优先发购电机制、逐步放开发用电计划；南方能源监管局牵头，于2016年—2020年建立辅助服务市场、市场监管体系和制定市场交易规则；广东电力交易中心牵头，于2016年—2018年完善广东电力交易技术支持平台建设。