

广东省有序放开发用电计划和推进节能 低碳电力调度实施方案

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〕4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，做好售电侧改革试点工作和适应电力市场建设，完善节能低碳电力调度机制，推进广东省发用电管理改革，制定本方案。

一、总体思路、主要原则和工作目标

（一）总体思路。

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。在放开发用电计划中，落实“推行节能低碳电力调度”要求，统筹经济、节能、环保等因素，科学设计电力市场竞争规则，保障市场交易与节能低碳电力调度的有效衔接，促进电力市场建设和节能减排目标实现。

（二）主要原则。

坚持市场主导。在保证电力安全可靠供应的前提下，通过有序缩减发用电指导计划、开展发电企业与电力用户市场化交易，逐步扩大市场化电量比例，加快电力电量平衡从以计划手段为主向以市场手段为主转变，为建设电力市场提供空间。

坚持保障民生。政府保留必要的公益性、调节性发用电指导计划，以确保居民、农业、重要公用事业和公益性服务等用电。在有序放开发用电指导计划的过程中，充分考虑企业和社会的承受能力，保障基本公共服务的供给，

坚持节能减排和低碳环保。优先保障水电和规划内可再生能源发电上网，在市场交易组织过程中充分考虑能耗、环保指标等因素，推进节能低碳电力调度，促进清洁高效环保机组优先发电。

坚持保障安全和供需平衡。统筹市场与计划两种手段，引导供需两端积极参与调峰调频，保障电力电量平衡，提高电力供应安全可靠水平。

坚持分步实施有序推进。综合考虑电源结构、电价水平、市场基础等因素，按电源类型和用电用户类型等逐步放开发用电计划，为扩大电力市场化规模提供基础。

（三）工作目标。

建立优先发电和优先购电制度，逐步放开发用电计划。随着市场体系不断完善，优先发电、优先购电之外的电力电

量全部通过市场交易形成。发用电放开的不同阶段都应落实节能低碳调度原则，在保证电力供需平衡和电网安全运行的前提下，实现电力电量平衡从计划手段为主平稳过渡到以市场手段为主，促进西电东送与省内市场有效衔接。

二、建立优先购电制度

（一）优先购电基本内容。优先购电是指按照政府定价优先购买电力电量，并获得优先用电保障。优先购电用户在编制有序用电方案时列入优先保障序列，原则上不参与限电，初期不参与市场竞争。

（二）优先购电适用范围。一产用电，三产中的重要公用事业、公益性服务行业用电，以及居民生活用电优先购电。重要公用事业、公益性服务包括党政军机关、学校、医院、公共交通、金融、通信、邮政、供水、供气等涉及社会生活基本需求，或提供公共产品和服务的部门和单位。

（三）优先购电保障措施。

一是发电机组共同承担。优先购电对应的电力电量由所有公用发电机组共同承担，相应的销售电价、上网电价均执行政府定价。

二是加强需求侧管理。在负荷控制系统、用电信息采集系统基础上，推广用电用能在线监测和需求侧管理评价，积极培育电能服务，建立完善我省电力需求侧管理平台。推进需求侧资源参与市场竞争，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，约定各自的权利与义务，在辅助服务市场建立后，引导和鼓励具有负荷调节能力的用户自主参与辅助服务市场化交易，建立电力用户参与的辅助服务分担共享机制，逐步形成占最大用电负荷 3%左右的需求侧机动调峰能力，保障轻微缺电情况下的电力供需平衡。

三是实施有序用电。常态化、精细化开展有序用电工作。制定有序用电方案，进行必要演练，增强操作能力。出现电力缺口或重大突发事件时，对优先购电用户保障供电，其他用户按照有序用电方案确定的顺序及相应比例分担限电义务。通过实施有序用电方案，保障严重缺电情况下的社会秩序稳定。

四是加强农村地区、贫困地区和革命老区电力供应保障，不断改善供电服务和供电质量。

三、建立优先发电制度

（一）优先发电基本内容。优先发电是指按照政府定价或同等优先原则，优先出售电力电量。优先发电容量通过充分安排发电量指导计划并优先执行予以保障，拥有分布式风电、太阳能发电的用户通过供电企业足额收购予以保障，目前不参与市场竞争。

（二）优先发电适用范围。综合考虑国家发展和改革委员会、国家能源局《关于有序放开发用电计划的实施意见》中明确的优先发电适用范围和《广东省节能发电调度试点工作实施方案》中节能排序靠前电源类型的有效承接，结合节能低碳

电力调度要求，确定我省优先发电制度及发电序位如下：

1. 纳入规划的风能、太阳能、生物质能等可再生能源；
2. 满足调峰调频和电网安全需要的电量；
3. 热电联产机组“以热定电”电量；
4. 水电发电；
5. 考虑调峰需求的核电发电；
6. 余热、余压、余气等资源综合利用机组发电；

其中，1-5类机组发电列为一类优先保障，6类机组发电列为二类优先保障。另根据国家《关于有序放开发用电计划的实施意见》，为落实国家能源战略、确保清洁能源送出，跨省跨区送受电中的国家计划、地方政府协议送电量优先发电。

（三）优先发电保障措施。一是**充分预留发电空间**。按照优先发电序位安排年度发电指导计划；适当增加贫困地区、革命老区机组发电量；适当增加实施碳捕集（CCUS）示范项目发电量。二是**加强西电消纳**。西电东送中国家计划、省级政府协议明确的送电量优先消纳，并优先安排输电通道。三是**统一预测出力**。调度机构统一负责调度范围内风电、太阳能发电出力预测，可再生能源发电企业应加强出力预测工作，将预测结果报相应调度机构。四是**全网统一协调**。充分利用水电预报调度成果，科学安排机组组合，充分挖掘系统调峰潜力，合理调整旋转备用容量，在保证电网安全运行的前提下，促进清洁能源优先上网，保障电力电量平衡。面

临弃水弃风弃光情况时，及时预告有关情况，及时公开相关调度和机组运行信息。**五是**组织实施替代。逐步开展优先发电权交易，实现优先发电权的替代、置换、流通等。**六是**鼓励调峰服务。修订火电运行技术规范，提高调峰灵活性，为消纳可再生能源腾出调峰空间，鼓励开展不同类型的调峰辅助服务交易。

四、分步骤有序放开发用电计划

（一）分阶段逐步放开用户购电。

在市场建设过程中，按用户用电量和电压等级分阶段逐步放开用户参与市场交易的电量比例。

第一阶段：放开的大用户包括：

1. 年用电量在 800 万千瓦时及以上，且属于省级大型骨干工业或位于省产业转移工业园内的企业。

2. 年用电量在 8000 万千瓦时及以上的其他大型工业企业。

3. 年用电量在 5000 万千瓦时及以上的商业电力大用户。

放开的一般用户包括：年用电量在 800 万千瓦时以下，且位于省产业转移工业园内的企业。

第二阶段：放开 110 千伏、35 千伏及以上电压等级工商业用户，及部分 10 千伏及以上电压等级工商业用户参与。

第三阶段：放开 10 千伏及以上电压等级用户，允许部分优先购电的企业和用户自愿进入市场。

（二）分阶段逐步放开发电管理。

随着用电逐步放开，综合考虑电网安全运行约束，相应放开一定比例的发电容量参与市场化交易。初期，保留各类优先发电，放开煤机优先发电之外的电力电量进入市场。具备条件时，尽快放开各类优先发电进入电力市场。

第一阶段：稳步推进煤机市场交易规模扩大。煤机中优先发电之外的发电量指导计划逐步放开，开展市场化交易。热电联产机组“以热定电”电量逐步放开进入市场，在基数指导计划电量中适当考虑机组供热需求，主要通过市场交易获得保证供热的所需电量。

第二阶段：核电、气电、水电等机组发电量指导计划逐步放开，进入市场交易。随着市场机制的不断完善，以热定电电量、调峰调频电量优先发电进入市场交易。

（三）逐步放开跨省跨区送受电。

第一阶段：国家计划、省级政府协议明确的西电东送电量优先消纳，计划外电量按市场规则参与竞争。

第二阶段：逐步减少国家计划、省级政府协议电量，增加市场竞争电量份额。

五、保障电力电量平衡

积极推进中长期电力市场建设，坚持节能低碳发电调度和公开、公平、公正原则，参照以下步骤做好电力电量平衡工作。

（一）预测供需平衡。每年年底，预测次年全省电力供需平衡情况，预测总发用电量，根据西电东送国家计划、省

级政府协议电量，测算省内机组平均发电利用小时数。点对网方式送电我省的发电机组视同省内机组。

(二) 预测省内市场交易电量需求。根据符合准入条件并注册的电力用户需求，预测省内市场化交易电量需求。

(三) 确定基数电量指导计划规模。根据省内电量需求预测、西电东送国家计划、省级政府协议电量以及省内市场交易电力用户电量需求预测确定基数电量指导计划规模。基数电量指导计划包括优先发电，确保基数电量指导计划规模不小于优先发电的电量下限。

基数电量指导计划规模=省内电量需求预测 - 西电东送国家计划、省级政府协议电量 - 省内市场交易电量需求预测。

(四) 安排优先发电。规划内的风能、太阳能、生物质能等可再生能源发电按保障性利用小时数优先安排；充分安排保障电网调峰调频和安全运行需要的电量；采暖期适当考虑热电联产机组供热需求安排电量；兼顾资源条件、系统需要，合理安排水电发电；兼顾调峰需要，合理安排核电发电；合理安排余热、余压、余气等资源综合利用机组发电。

(五) 安排基数电量指导计划。综合考虑优先发电计划、年度检修计划等因素，按照现行的节能发电调度规则，安排基数电量指导计划。基数电量指导计划执行政府定价。

(六) 组织年度双边协商交易。组织符合条件的电力用户和发电企业，通过双边协商方式确定交易电量和交易价

格，年度双边协商交易结果须满足电网安全约束，要尽可能确保用户用电负荷特性不得恶化，避免加大电网调峰压力，不得影响低谷电力平衡和保障供热需要，尽可能避免非理性竞争，保障可持续发展。

年度双边协商交易需坚持节能低碳原则，其中燃煤机组根据煤耗水平确定机组可参与交易的小时数限额，计算公式为：

燃煤发电企业可参与年度双边协商交易的小时数上限 = 年度平均双边协商交易小时数 × [k0 - k1 × (发电企业发电煤耗 - 全省平均发电煤耗) / 全省平均发电煤耗]

其中，k0、k1 由广东电力交易中心市场管理委员会提出建议，省政府有关部门会同能源监管机构发布；全省双边协商交易平均小时数根据全年双边协商交易电量、参与双边协商的机组容量测算得来，根据机组可参与交易的小时数限额即可测算得出对应的电量限额。按此实施，若机组的煤耗等于全省平均煤耗，则最大可参与双边协商交易的小时数为全省双边协商基准小时数；若机组的煤耗低于全省平均煤耗，则最大可参与双边协商交易的小时数上浮一定幅度，反之下浮一定幅度，以引导不同煤耗机组在双边协商交易环节落实节能低碳要求。

（七）组织集中竞争交易。组织符合条件的电力用户和发电企业，通过集中竞争方式确定交易电量和交易价格，交易结果须满足电网安全约束。通过动态调整集中竞争交易电

量规模，保障供需平衡。

现货市场建立前，每月组织月度集中竞争交易，集中竞争中需体现节能低碳原则，燃煤机组根据煤耗水平确定机组可参与月度交易的小时数限额，计算公式为：

燃煤发电企业月度交易小时数上限 = 月度市场交易平均小时数 × [k0 - k1 × (发电企业发电煤耗 - 全省平均发电煤耗) / 全省平均发电煤耗]

其中，月度市场交易平均小时数根据月度市场交易电量、参与集中竞争的机组容量测算得来，根据机组可参与交易的小时数限额即可测算得出对应的电量限额。

（八）实施替代发电。基数电量指导计划、年度双边协商交易合同确定后，在满足调峰调频和系统安全要求、满足可再生能源保障性收购要求的条件下，可组织发电企业通过集中竞争方式按照节能低碳原则实施替代发电。对于年度节能发电调度组合方案中排序靠后的煤电机组，按照保障电厂基本运转的原则安排基数电量指导计划，同时推进实施替代发电，鼓励这部分机组的基数指导计划电量、双边协商交易电量转由节能环保指标优的大机组代发。

（九）优化机组组合。在保障电网安全的前提下，优化机组运行方式，减少机组启停频次，提高机组运行负荷率，降低燃煤消耗，减少污染物排放，落实节能低碳发电调度要求。

（十）保障供需平衡。推进建立市场化的电力电量平衡

机制，固定基数指导计划电量并优先结算，实际用电、发电与预测的偏差进行相应的偏差结算。随着电力市场的成熟，逐步放开发用电指导计划，除纳入规划的可再生能源发电、国家计划和政府间框架协议内的西电、保障优先购电的基数电量外，其余发电量放开进入市场。建立完善的现货市场交易机制，以市场化的方式实现电力资源的优化配置，促进可再生能源和西部水电消纳，推进节能低碳电力调度。

六、组织实施

（一）工作机制。全省节能低碳调度和发用电管理改革工作在广东省深化电力体制改革部门间联席会议统筹指导下推进，省发展改革委为改革方案实施牵头部门，及时组织协调相关问题并向国家主管部门和省政府报告相关情况。各部门、各单位要加强配合沟通，及时协调解决改革进程中遇到的重大问题。

（二）责任分工。**省发展改革委**负责牵头制订年度发电组合方案和制订修改完善改革相关规则。**省经济和信息化委**负责牵头组织市场交易组织工作，确保市场建设与发用电管理改革有效衔接。**南方能源监管局**负责牵头发用电计划执行的监管工作。**省环境保护厅**负责做好发电厂环保排放在线监测系统与电力调度系统的联网运行，加强信息公开和监督。**电网经营企业**负责公平、无歧视开放电网，提供输配电服务。**电力调度机构**负责开展安全校核，在保障电网安全运行和电力有序供应的前提下形成调度计划并执行，负责实时平衡和

系统安全。电力交易机构负责市场交易实施工作。各发电企业严格执行发用电管理和调度规则，配合做好相关支撑系统建设。

（三）加强支撑体系建设。省发展改革委牵头会同省经济和信息化委、国家能源局南方监管局、电力调度和交易机构建立评估调整机制和公开机制，规范规则修订和指标调整流程，加强对市场主体的信息公开。电力调度机构和交易机构推进智能化电力调度系统和交易平台建设，确保调度交易有效衔接，组织推进能耗、供热、污染物排放、碳排放等指标在线监测系统建设。