

国家发展和改革委员会 国家能源局 文件

发改运行〔2025〕1502号

国家发展改革委 国家能源局关于做好 2026 年 电力中长期合同签约履约工作的通知

各省、自治区、直辖市发展改革委、能源局，北京市城管委，天津市、辽宁省、上海市、重庆市、甘肃省工信厅（经信委），国家能源局各派出机构，国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司、中国华能集团有限公司、中国大唐集团有限公司、中国华电集团有限公司、国家电力投资集团有限公司、中国长江三峡集团有限公司、国家能源投资集团有限责任公司、国投电力控股股份有限公司、华润电力控股有限公司，北京电力交易中心、广州电力交易中心：

为贯彻落实党的二十届四中全会精神，加快建设新型能源体

系，推动建设全国统一电力市场，充分发挥电力中长期市场保供稳价基础性作用，保障电力平稳高效运行，现就做好 2026 年电力中长期合同签约履约工作通知如下。

一、做好 2026 年电力中长期合同高比例签约工作

（一）充分认识电力中长期合同高比例签约的重要意义。能源保障和安全事关国计民生，是须臾不可忽视的“国之大者”，要多措并举加强供需调节，提升能源供应保障能力。深化电力中长期市场建设，保障必要、合理水平的中长期合同签约比例，是电力保供稳价的必要手段，对于稳定电力生产供应基本秩序，稳定电力企业生产经营发展，稳定全社会电价水平和预期至关重要。

（二）合理确定燃煤发电等支撑性电源电力中长期合同签约比例要求。原则上，各地省内市场燃煤发电企业年度电力中长期合同总签约电量应不低于上一年实际上网电量的 70%，并通过后续合同签订，保障每月月度及以上电力中长期合同签约电量比例不低于预计市场化上网电量的 80%。各地可在确保电力电量平衡的情况下，随煤电容量电价标准提高适当放宽燃煤发电企业年度电力中长期合同签约比例要求，但原则上不低于 60%。对于电力供需较为紧张的地区，当地电力运行主管部门可在迎峰度夏（冬）等时段适度上调签约比例要求。

（三）明确用电侧签约比例要求。各地用户侧年度电力中长期合同签约电量比例要求，应考虑外送/受电、本地各类型电源年

度中长期合同签约比例要求、发电集中度、新能源机制电量等因素，科学量化测算确定，确保发用两侧总体供需匹配。同时，通过后续合同签订，保障用电侧每月月度及以上电力中长期合同签约电量比例不低于预计用电量的 80%。

（四）规范跨省跨区签约。对于优先发电规模计划明确的跨省跨区送电安排，送受双方要加强协同，全额签订年度电力中长期合同并明确分月计划和送电曲线，形成稳定的省间电力潮流，送电曲线应满足配套电源及通道有关运行功率要求。结合电力市场建设进程，在满足电力保供需求的基础上，可探索完善跨省跨区优先发电规模计划签约履约机制。各地要明确跨省跨区输电工程配套新能源。鼓励通过绿色电力交易形式落实跨省跨区优先发电规模计划。建立并完善大基地内部各电源整体参与电力市场交易模式。

二、提高电力中长期合同签约质量

（五）完善分时段、带曲线签约机制。各地应在年度电力中长期交易组织中实现电力中长期分时段交易。电力现货市场正式运行和长周期试运行地区应做好中长期市场与现货市场的有效衔接，交易时段数应不少于 24 个；其他省份要根据电力运行实际特别是净负荷曲线（指总负荷曲线减去风光等不可控电源发电出力曲线）变化，引导供需双方持续优化细化中长期交易时段划分，明确中长期合同曲线分解和调整方式。

（六）优化电力中长期价格形成机制。各地要做好峰谷分时

电价政策与市场交易电价的衔接，原则上直接参与市场用户不再执行政府规定的分时电价。鼓励中长期合同双方签订随市场供需、发电成本变化的灵活价格机制，各地不得强制要求签订固定价，可根据电力供需、市场结构等情况，要求煤电年度中长期合同中约定一定比例电量实行反映实时供需的灵活价格。

（七）加强电力中长期平衡管理和交易校核。各地要做好多周期电力电量平衡管理，结合供需形势做好量化测算，避免因各交易周期电力电量供需差异过大影响平衡。各地要完善中长期交易规则和方案，指导电力市场运营机构对电力中长期交易结果开展交易校核，考虑发电企业分时段发电能力、用户侧容量需求、历史用电量等因素设置交易上限，避免明显超发、超用电量签约。

三、保障电力中长期合同高效履约

（八）全面推动省内中长期连续交易、灵活交易。各地要充分考虑新能源发电特性、负荷特性等，实现省内电力中长期连续交易，完善交易合同灵活调整机制，方便各类电源和用户开展偏差调整，促进交易结果贴近实际运行。鼓励相关经营主体根据自身需求，灵活开展电力中长期合同转让等交易，提升合同履约质量。

（九）提高跨省跨区中长期交易质效。电力交易机构要持续完善跨经营区和跨省跨区中长期交易细则，提高交易频次，稳步扩大多通道集中优化出清交易组织范围，逐步实现全局优化。跨

省跨区月内交易中，因电力安全保供等需要，市场交易可不受输电通道常规送电方向、送电类型约束。跨省跨区送电配套电源，在满足优先发电规模计划后仍有富余能力的，可在月内依次参与向规划送电省份、电源所在省份和其他省份送电的电力中长期交易。

（十）规范电力中长期交易秩序。国家能源局派出机构要会同地方主管部门加强经营主体中长期交易行为监测，针对经营主体滥用市场力操纵市场价格、违规串谋等行为，要依法依规予以查处。电力市场运营机构应加强市场监测分析，及时发现电力市场运行中存在的趋势性、苗头性风险，并报告当地电力运行主管部门和相关部门，避免电力市场失灵风险外溢影响电力安全可靠供应。

四、完善电力中长期合同保障机制

（十一）完善电力中长期合同签约约束机制。各地应建立并完善促进电力中长期合同高质量签约、履约的具体机制，结合本地电力市场运行情况，科学合理制定配套措施，保障中长期合同签约比例满足政策文件要求。国家发展改革委、国家能源局完善市场交易信用评价指标体系，指导电力交易机构开展信用评价并将相关结果共享至全国信用信息共享平台和“信用能源”系统平台。

（十二）有效落实跨省跨区优先发电规模计划。统筹利用跨省输电通道，优先保障国家能源战略、规划以及政府间协议明确

的送电安排，优先满足年度等长周期送电需求。送受双方对于送电曲线及价格存在分歧的，可报请国家发展改革委、国家能源局协调，并及时通过交易平台明确电量分解安排、曲线，保障电力安全运行。若在国家规定的期限内未达成一致，由电力交易机构按优先发电规模计划电量均匀分摊至通道运行时段形成送电曲线。

五、时间安排

各地政府主管部门和国家能源局派出机构要认真落实有关要求，做好本地区电力中长期市场建设各项工作。各地要在 2025 年 12 月 10 日前向国家发展改革委、国家能源局书面反馈 2026 年年度交易组织安排。北京、广州电力交易中心要根据跨省跨区送受电有关安排，加强组织服务，配合送受电主体在 12 月 25 日前完成全国 2026 年年度跨省跨区电力中长期合同签约。

