

广东省发展和改革委员会 广东省能源局

粤发改价格函〔2026〕1848号

广东省发展改革委 广东省能源局关于 明确我省新能源就近消纳价格政策 有关事项的通知

各地级以上市发展改革局（委），广东电网公司、深圳供电局、广东电力交易中心：

为贯彻落实《国家发展改革委 国家能源局关于完善价格机制促进新能源发电就近消纳的通知》（发改价格〔2025〕1192号），推动新能源实现更高水平就近消纳，结合我省实际，现就新能源就近消纳价格机制有关事项通知如下。

一、新能源就近消纳价格机制适用范围

新能源就近消纳项目，是指电源（风电、太阳能发电、生物质发电等新能源发电）、负荷、储能等作为整体与公共电网连接，形成清晰物理界面和安全责任界面、以新能源发电为主要电源的

项目。现阶段主要包括绿电直连、源网荷储一体化、零碳园区等就近消纳模式。就近消纳项目电源应接入用户和公共电网产权分界点的用户侧，新能源年自发自用电量占总可用发电量比例不低于 60%，占总用电量比例不低于 30%、2030 年起新增项目不低于 35%；项目应当具备分表计量条件，由电网企业在发电、厂用电、并网、自发自用、储能等关口安装计量装置，准确计量各环节电量数据。

对于在同一用地红线内建设分布式新能源的项目，继续按照《广东省能源局关于贯彻落实〈分布式光伏发电开发建设管理办法〉的实施意见（试行）》（粤能规〔2025〕2 号）等文件要求执行。

二、新能源就近消纳执行价格政策

按照“谁受益、谁负担”原则，对电力系统提供的稳定供应服务，就近消纳项目公平承担输配电费、系统运行费等费用；未接入公共电网的项目，不缴纳稳定供应保障费用。

（一）输配电费

就近消纳项目按容（需）量缴纳输配电费，下网电量不再缴纳系统备用费、输配环节的电量电费，其他按现行规定执行。

月度容（需）量电费计算方法为：容（需）量电费=按现行政策缴纳的容（需）量电费+所在电压等级现行平均电量电价标准（不含价区交叉补贴）×平均负荷率×730 小时×接入公共电网

容量。其中，平均负荷率暂按全省 110 千伏及以上工商业两部制用户（不含就近消纳项目用户、拥有自备电厂的用户、发电企业厂用电等特殊工商业用户）上一年平均负荷率执行；接入公共电网容量为项目同时使用的受电变压器容量及不通过变压器接入的高压电动机容量之和。

容量备份项目（两路及以上多回路供电项目），可选择继续按现行两部制输配电价模式缴费，其中容（需）量电费按现行政策执行，电量电费根据实际用电量（含自发自用电量）以及所在电压等级电量电价标准缴纳。

（二）系统运行费及其他

就近消纳项目使用公共电网时视同工商业用户，暂按下网电量缴纳系统运行费、保障居民农业用电价格稳定的新增损益分摊、上网环节线损、政府性基金及附加等费用，暂不执行功率因数考核。项目自发自用电量参照我省自备电厂缴纳政策缴纳政府性基金及附加。

三、平均负荷率确定及公布

广东电网公司会同深圳供电局每年年初测算前一年平均负荷率水平并报省发展改革委审核，审核通过后，每年 1 月底前在官方网站进行公布，作为当年就近消纳项目输配电费结算的依据。

平均负荷率=前一年全省售电量÷ Σ （分月运行容量×分月运

行小时数), 其中, 运行容量按照在运的受电变压器容量及不通过变压器接入的高压电动机容量之和确定; 分月运行小时数与售电量统计口径一致, 即未按完整月度运行的按实际运行时长计算。

四、新能源就近消纳项目市场参与方式

就近消纳项目原则上作为统一整体参与电力市场。项目上网电量交易和价格结算按照电力市场规则执行。项目新能源上网电量不纳入新能源可持续发展价格结算机制; 纳入机制电价的电源项目(含已纳入机制电价但项目实际未投产), 转为就近消纳项目后视为自愿退出机制电价, 不再纳入机制电价执行范围。项目用电时, 应当直接参与市场交易, 不得由电网企业代理购电。

五、其他事项

就近消纳项目业主单位在取得有关主管部门批复(备案)后, 向电网企业提出接网申请, 自主确定接入电网容量, 与电网企业签订供用电合同、购售电合同、并网调度协议, 明确安全等相关责任。电网企业应严格按照要求进行审核, 向满足并网条件的项目提供电网接入服务和结算服务, 每月底前将上个月就近消纳项目输配电费、系统运行费等有关情况报告省发展改革委(价格处)。

现行相关政策规定与本通知不符的, 按照本通知规定执行。执行期间如国家和省有新规, 从其规定。

(此页无正文)



2026年10月14日

公开方式：主动公开

抄送：广东省财政厅、国家税务总局广东省税务局。