

# 海南省发展和改革委员会 文件 国家能源局南方监管局

琼发改运行〔2024〕1325号

## 海南省发展和改革委员会 国家能源局南方监管局 关于印发《海南省2025年电力市场化 交易方案》的通知

各市、县、自治县发展改革委，海南电网公司、海南电力交易中心，有关发电企业、电力用户、售电公司：

为贯彻落实国家及省有关电力体制改革工作部署，做好我省2025年电力市场化交易工作，保障电力市场稳定有序运行，结合我省电力发展和安全保供实际，我们组织制定了《海南省2025年电力市场化交易方案》。现印发你们，请遵照执行。

海南省发展和改革委员会



(此件依申请公开)

国家能源局南方监管局

2024年12月21日



# 海南省 2025 年电力市场化交易方案

为贯彻落实国家关于深化电力体制改革相关工作部署，做好 2025 年电力市场化交易工作，根据《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889 号）、《海南电力中长期交易规则》（南方监能市场〔2022〕92 号）、《稳控 2024-2025 年工商业电价工作实施方案》（琼发改价格〔2023〕1067 号）、《关于做好 2025 年电力中长期合同签约履约工作的通知》（发改运行〔2024〕1752 号）和海南电力市场相关配套实施细则等有关要求及我省电力系统运行实际，制定本方案。

## 一、市场化交易规模

落实国家关于有序推进全部工商业用户进入电力市场的要求，结合 2025 年我省统调机组装机和工商业用电预期，2025 年全年省内电力市场化交易规模预计约 262 亿千瓦时，包括各经营主体直接参与市场化交易电量和电网企业代理购电电量。其中燃煤、燃气发电机组发电上网电量全部进入市场；考虑优先发电和优先购电匹配情况，核电、风电、光伏企业设置保障居民、农业的优先计划电量，超过优先计划电量的富余上网电量可参与除电网代理购电外其他交易（详见附件 1）。

## 二、经营主体

经营主体包括电力用户、售电公司、发电企业和电网企业（代理购电）。各类经营主体应在海南电力交易中心有限责任公司（以下简称“交易中心”）注册后方可参与市场交易，适时推动独立储能等新型经营主体试点参与市场交易。

## **（一）电力用户**

10千伏及以上工商业电力用户原则上要直接参与市场交易，暂时无法直接参与市场交易的可由电网企业代理购电；鼓励其他工商业用户直接参与市场交易，未直接参与市场交易的默认由电网企业代理购电。根据市场发展情况，逐步缩小电网企业代理购电用户范围。

## **（二）发电企业**

已投产及计划2025年投产的海南统调燃煤、燃气、核电、集中式风电、光伏发电企业可参与市场化交易。

1. 燃煤、燃气全部机组。
2. 核电：昌江核电#1、#2机组。
3. 集中式风电、光伏：政府核准（备案）容量50MW及以上的场站（注：海上风电及计划2025年投产的风光场站不参与年度交易，只参与月度交易等）。

## **（三）售电公司**

售电公司应符合《售电公司管理办法》（发改体改规〔2021〕1595号）等有关要求。售电公司参与批发和（或）零售市场交易前，需根据自身资产总额及预计交易规模，向交易中心提交履约保函或者履约保险等履约保障凭证。

## **（四）参与市场交易要求**

根据《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格〔2021〕1439号）、《关于进一步做好电网企业代理购电工作的通知》（发改办价格〔2022〕1047号）等有关文件精神，结合海南实际，提出以下参与市场交易的要求：

1. 为推动更多工商业用户直接参与电力市场交易，逐步缩小代理购电用户范围，具备一定用电量规模（以统一社会信用代码统计）的10千伏及以上两部制工商业用户（详见附件2）要直接参与电力市场交易，如有调整另行发文通知。具体要求如下：

（1）2025年1月1日起，新投产的10千伏及以上且报装容量大于1000千伏安及以上的工商业用户，要在正式用电业务办结后3个月内（含办结月）完成市场注册并直接参与市场交易。

（2）2025年1月1日前已正式用电且年用电量300万千瓦时及以上的10千伏及以上两部制工商业用户，须在2025年3月15日前完成市场注册并从次月起直接参与市场交易。

（3）2025年1月1日前已正式用电且年用电量100万千瓦时及以上、300万千瓦时以下的10千伏及以上两部制工商业用户，须在2025年6月15日前完成市场注册并从次月起直接参与市场交易。

（4）2025年1月1日前已正式用电且年用电量50万千瓦时及以上、100万千瓦时以下的10千伏及以上两部制工商业用户，须在2025年9月15日前完成市场注册并从次月起直接参与市场交易。

（5）电网企业根据上述要求做好限期直接参与市场交易的工商业用户管理，负责根据2023年11月至2024年10月的历史用电量确定限期直接参与市场交易工商业用户名单，通过多种形式告知相关电力用户直接参与市场交易期限日期等要求，有序引导用户及时参与市场交易。

(6) 上述 10 千伏及以上两部制工商业用户未在规定时限内直接参与市场交易的，其全部用电量由电网企业代理购电并按电网代理购电价格的 1.1 倍执行。由此产生的增收收入纳入电网企业为保障居民、农业用电价格问题产生的新增损益统筹考虑。

2. 加快推进工商业用户直接参与交易，由电网企业代理购电的电力用户可在每月 15 日前选择次月起参与市场直接交易。交易中心应按期组织做好变更管理，每月的 17 日前汇总工商业用户变更进入市场直接交易的信息并告知电网企业。

3. 电压等级为 35 千伏及以上或者年度用电量 500 万千瓦时及以上的电力用户可直接参与批发市场交易或通过售电公司代理参与市场化交易；电压等级 35 千伏以下且年用电量 500 万千瓦时以下的电力用户须由售电公司代理参与市场化交易。电力用户按年选择参与批发或零售市场交易，新入市电力用户在注册时进行选择，一经选定，当年内不可修改。

4. 为优化海南市场结构，探索实施电力用户多交易单元灵活交易，对电压等级 110 千伏及以上且存在多用电户号的电力用户，允许其自主构建形成两个交易单元独立参与市场交易和结算，两个交易单元在同一时间周期内须全部参与批发交易或全部参与零售交易，参与零售交易时，两个交易单元可分别与不同的售电公司签订零售合同。

5. 电力中长期合同签订要求按国家关于电力中长期合同签订履约工作相关文件执行。

6. 为促进售电市场有序竞争，构建主体多元的电力市场，同一投资主体（含关联企业）绝对控股或相对控股的售电公司，全年售电规模不得超过市场总额的 20%。

(1) 售电公司当年的售电规模由已结算售电量和零售合约未执行月份预估售电量组成，零售合约未执行月份预估售电量按代理用户过去 12 个月历史实际月均用电量乘以未执行月数核算。

(2) 2025 年度交易及一季度交易时，根据直接参与市场交易的电力用户近 12 个月历史实际用电量乘以调节系数  $g_1$  核算市场总额。根据海南市场增长情况，调节系数  $g_1$  暂设为 1.3。从 2025 年 4 月 1 日起，根据已直接参与市场交易及要求限期直接参与市场交易的工商业用户近 12 个月历史用电量乘以调节系数  $g_2$  核算市场总额，调节系数  $g_2$  暂设为 1.15。

(3) 交易中心需加强零售市场监测，视市场运行情况及时提出调节系数  $g$  的调整建议，报市场管理委员会或省电力主管部门同意后进行调整。

7. 售电公司批发交易电量上限为售电公司资产总额、履约担保对应的电量规模及与其代理的零售交易用户近 12 个月历史实际用电量之和乘以调节系数的三者取最小值，调节系数  $y$  暂设为 1.3。

8. 电力用户以统一社会信用代码为唯一标识进行注册及参与市场化交易，已直接参与市场化交易的电力用户，其名下所有工商业用电量均通过市场直接交易购买。

9. 已直接参与市场交易（不含已在交易平台注册但未曾参与电力市场交易，下同）的电力用户在无正当理由情况下改由电网

企业代理购电的用电价格按海南省电网企业代理购电实施方案相关规定执行。尚未直接参与市场交易的高耗能电力用户原则上要直接参与市场化交易，暂不能直接参与市场交易的由电网企业代理购电，用电价格按海南省电网企业代理购电实施方案相关规定执行。

10. 已直接参与市场交易的电力用户未办理退市手续且未按时签约的，视为无合同用户，实际发生的电量按全偏差执行结算。

11. 新投产机组按照国家规定办理市场注册手续并履行有关承诺后，可参与 2025 年市场化交易。

(1) 常规电源新投产机组按省发展改革委和国家能源局南方监管局文件规定执行。

(2) 新能源场站投产当月电量视为调试电量，投产次月起可参与市场化交易。若新能源场站提前投产，参照同类型在运新能源场站市场化电量比例参与市场交易，其优先计划电量纳入保障居民农业优先购电总盘子；若新能源场站推迟投产，该场站原计划投产月至实际投产月的优先计划电量不足部分由其他在运新能源场站按当月优先计划电量等比例分摊。如新能源场站分月优先计划电量调整变化，以最新发布交易通知为准。新增备案的新能源场站参照执行。

(3) 未纳入入市名单（附件 1）的新并网新能源场站参照其他同装机容量在运新能源场站市场化电量比例参与市场交易，其优先计划电量纳入保障居民农业优先购电总盘子。

## **（五）市场风险防控**

1. 根据《售电公司管理办法》（发改体改规〔2021〕1595号）有关要求，售电公司应持续性满足注册条件，未持续性满足注册条件，且未在规定时间内整改到位的，交易中心将相关情况报省电力主管部门同意后实施暂停交易资格等惩戒措施，情节严重者，启动强制退市程序。

2. 为降低市场操纵风险，发电企业在单笔电力交易中的售电量不得超过其剩余最大发电能力，购电量不得超过其已售出电能量的净值（指多次售出、购入互相抵消后的净售电量）、电力用户和售电公司在单笔电力交易中的售电量不得超过其已购入电能量的净值（指多次售出、购入互相抵消后的净售电量）。

3. 若经营主体出现串通报价、恶意操纵市场、损害社会公共利益及其他经营主体的合法权益、提供虚假材料进入市场、不履行合约、欠费等违反市场规则，扰乱市场秩序行为的，交易中心应向省发展改革委和国家能源局南方监管局报告。

### 三、交易品种和组织

2025年中长期电能量交易按照年度、月度、周不同周期开展（不含绿色电力交易），根据市场运营需求，适时组织开展多日电能量交易。采用“绝对价格+分时量价曲线”模式申报，合同周期内交易的总电量按照分解曲线分解至小时，典型分解曲线以后续发布的交易通知为准。电力用户、售电公司和电网企业应准确预测其每月用电需求，并在该月第一次周交易开始前申报当月总用电需求。

年度交易主要开展年度双边协商交易、年度电网代理购电挂牌交易，按年度电量交易组织。

月度交易主要开展月度集中竞价交易、月度电网代理购电挂牌交易，按月度电量交易组织。月度集中竞价交易采用高低匹配出清，2025年 $K_{\text{竞价系数}}$ 暂设为0。

周交易主要开展周集中竞价交易，按周电量交易组织。

多日交易根据市场运营需求适时组织开展，按照后续印发的交易通知执行。

区域现货交易按照区域电力市场有关规则和最新印发的海南电力市场现货电能量交易实施细则执行。

跨省交易。支持省外和省内发电企业、售电公司（批发交易用户）根据省内供需情况参与省间市场化交易。

辅助服务交易。持续深化海南电力调峰辅助服务市场建设，推进第三方独立主体参与调峰辅助服务市场；开展海南省内备用辅助服务市场研究，做好与区域备用辅助服务市场相衔接。

零售交易。售电公司与电力用户原则上按照自然年签订合同，为维护市场稳定，鼓励电力用户与售电公司签订长期多年合同。未曾参与电力市场化交易的电力用户与售电公司零售服务关系在交易平台中确认后，即视同下个月起不从电网企业代理购电。

保底售电。为保障电力市场平稳运行，维护经营主体合法权益，减少相关合同纠纷，由于售电公司退市影响相应电力用户参与市场购电时，由交易中心组织启动保底售电服务，相关要求按最新印发的海南电力市场保底售电实施方案执行。

绿色电力交易。参照《南方区域绿色电力交易规则（试行）》《南方区域绿色电力证书交易实施细则》等文件，2025年海南绿电交易作为中长期交易，试点按以下要求执行：

（一）参与绿电交易的发电企业为总装机容量 50MW 及以上的集中式风电、光伏场站。

（二）绿色电力直接交易面向已参与中长期交易的市场主体，按照年度、月度周期组织，年度绿电交易在年度双边协商交易前开展，月度绿电交易在月度集中竞价交易前开展。

（三）为确保绿色电力全生命周期的追踪溯源，绿电交易结果应明确购、售电主体的对应关系。

（四）绿电交易方式以双边协商（年度、月度）为主，后续视系统功能建设情况适时推动挂牌、集中竞价等其他交易方式。环境溢价（绿证价格）价格区间范围上限为 0.05 元/千瓦时，下限为 0 元/千瓦时。

1. 参与绿电交易的发电企业与售电公司、电力用户按照交易规则自主协商形成交易结果，交易双方在规定时间内通过交易平台完成交易电量、电能量及绿证的交易价格以及分解曲线等交易信息申报与确认，经安全校核通过后，形成绿电交易合约。

2. 参与绿电交易的发电企业申报电量上限可参照其市场化交易电量上限设置，并与常规电能量交易共用上限。

3. 售电公司与零售用户签订的零售合同中除明确合同起止时间、零售双方主体、零售结算模式、电能量（服务费）价格、分月计划电量等事项外，若有绿色电力交易需求，需在合同中约定绿色电力交易电量比例及环境溢价（绿证价格）价格区间，以此作为委托售电公司参与绿电交易的依据，并参与售电公司批发侧环境溢价（绿证价格）电费分配。

4. 售电公司所代理的所有零售用户中均未有绿色电力交易需求的，不得在批发市场参与绿色电力交易。

5. 售电公司当月在批发市场中购买的绿电交易合约电量不应超过其代理零售用户分月绿电交易计划电量（零售合同分月计划电量×绿色电力交易电量比例）之和。

6. 售电公司应根据零售合同约定的环境溢价（绿证价格）价格区间在批发市场参与绿色电力交易，环境溢价（绿证价格）价格区间作为后续售电公司批发侧环境溢价（绿证价格）电费分配的依据之一。

（五）同一交易周期内参与绿电交易的风电、光伏企业对应合同电量，在保证电网安全运行的前提下，由电力调度机构予以优先安排，保证交易结果的优先执行。

（六）区域现货运行期间，绿色电力交易作为中长期交易合同按照现货市场规则执行。

（七）环境溢价（绿证价格）电费计算后续如有变动，以最新发布的相关实施细则或方案执行。

#### **四、市场关键机制**

##### **（一）容量电价机制**

参照《国家发展改革委 国家能源局关于建立煤电容量电价机制的通知》（发改价格〔2023〕1501号）等文件精神，研究适时建立我省气电容量电价机制，有关气电发电机组获得容量电费，工商业用户分摊容量电费，具体方案由省发展改革委另行通知。

##### **（二）政府授权合约机制**

1. 以核电、风光企业上网标杆电价（核电 0.4153 元/千瓦时，风光 0.4298 元/千瓦时）作为政府授权合约价格。当发电交易单元月市场电能量结算均价高于政府授权合约价格时，政府授权合约差价费用由全体工商业用户分享；当发电交易单元月市场结算均价低于政府授权合约价格时，不计算政府授权合约差价费用。

2. 政府授权合约差价费用计算及分享。电网企业根据交易中心发布的发电交易单元结算依据，根据发电交易结算市场实结电量和月市场电能量结算均价与政府授权合约价格的价差，计算政府授权合约差价费用，并按照全体工商业实际用电量进行分享。政府授权合约差价费用=发电交易单元市场结算电量×（月市场电能量结算均价-政府授权合约价格）；（月市场电能量结算均价-政府授权合约价格） $\leq 0$  时，不计算政府授权合约差价费用。

### **（三）发电企业交易价格**

所有类型发电企业直接交易价格在“基准价+上下浮动”范围内形成，其中，基准价为 0.4298 元/千瓦时，上下浮动原则上均不超过 20%，具体交易价格上限为 0.51576 元/千瓦时，下限为 0.34384 元/千瓦时。高耗能企业用户市场化交易电价不受上浮 20% 限制。风电、光伏企业享受国家可再生能源补贴的，参与常规电能量交易市场，可继续享受补贴。

## **五、交易结算**

### **（一）结算基本原则**

1. 发用电两侧解耦结算。经营主体合同电量和偏差电量以月度为单位，按照“月结月清”的原则开展结算。次年一季度前，交易中心根据发用两侧年度实际累计上网、用网电量、各自市场

合同电量、退补电量等，对各月份偏差结算电费和考核费用进行年度清算。

2. 交易结算按交易单元开展，具体上网、用网电量数据由电网企业提供。有优先发电计划的发电交易单元当月市场化结算电量等于发电交易单元实际上网电量扣减优先发电量，市场化结算电量由电网企业提供。

3. 月度结算时，优先结算跨区跨省市场结算电量电费，再结算省内中长期市场合约电费，最后结算偏差电量电费和分享（分摊）费用。跨区跨省市场结算电量电费由广州电力交易中心结算并向相关经营主体发布结算依据。偏差电量=当月市场化结算电量-跨区跨省结算电量-当月省内中长期合约电量。

4. 零售结算按照零售用户实际用电量及其代理的售电公司在交易平台登记备案确认的零售结算模式按月计算零售用户的电费。

5. 由于历史发用电量计量或抄表差错等原因需要进行电费退补调整的，由交易中心根据电网企业推送的修正电量等结算准备数据，在月底结算时重新计算有关经营主体的结算电费，并在最近一次结算周期中体现退补的金额。电量差错退补调整追溯期原则上不超过 12 个月。逾期超过 12 个月的电量差错，由电网企业按照差错月份的代理购电价格进行差错退补。

6. 批发用户（售电公司）达成买入交易时合约电量为正，达成卖出交易时合约电量为负；发电交易单元达成卖出交易时合约电量为正，达成买入交易时合约电量为负。

7. 开展现货市场结算试运行，按现货市场结算实施细则及

现货市场结算试运行实施方案相关要求进行了结算。

## **(二) 发电企业偏差结算价格**

1. 当燃煤、燃气发电交易单元超发时，偏差价格为当月全市场直接交易的集中交易加权平均价，若当月没有集中交易加权平均价，则取当月全市场直接交易的中长期合约加权均价。

2. 当核电、风电、光伏发电交易单元超发时，偏差价格为当月全市场直接交易的集中交易加权平均价和其自身省内中长期合约加权平均价取小者，若当月没有集中交易加权平均价，则取当月全市场直接交易的中长期合约加权平均价和其自身省内中长期合约加权平均价取小者。

3. 当发电交易单元少发时，因自身原因少发，偏差价格为当月全市场直接交易的集中交易加权平均价和其自身省内中长期合约加权平均价取大者；非自身原因少发，偏差价格为自身当月省内中长期合约（售电方）加权平均价；未经认定原因的偏差电量均视为自身原因产生。

## **(三) 批发用户（售电公司）和电网企业代理购电偏差结算价格**

偏差价格为当月全市场直接交易的集中交易加权平均价，若当月没有集中交易加权平均价，则取当月全市场直接交易的中长期合约加权平均价。

## **(四) 对电力用户设置峰谷浮动价格机制**

执行峰谷分时电价政策的电力用户实施峰谷分时段结算，对电力用户设置峰谷浮动价格机制，电力用户按照实际峰谷分时段电量与峰谷浮动价格开展结算。峰谷浮动价格=峰谷比例\*峰谷浮

动基准价，峰谷浮动基准价为当月全市场直接交易中长期合约加权均价。

### **（五）绿电电力交易结算**

1. 绿色电力交易电能量电费与环境溢价（绿证价格）电费分开结算。

2. 批发用户（售电公司）与发电企业绿色电力交易电能量电费部分按照常规电能量交易结算规则开展结算，即市场合约全电量结算，实际市场化结算电量与中长期市场的偏差电量按偏差价格结算；零售市场绿色电力交易电能量纳入常规电能量一起开展结算。

3. 环境溢价（绿证价格）电费以月度为周期，按当月绿色电力交易合同电量，发电交易单元市场化结算电量、批发用户（售电公司）实际用电量三者取小的原则确定结算数量（以兆瓦时为单位取整数），与环境溢价（绿证价格）采用“月结”结算模式开展结算。

4. 售电公司批发侧环境溢价（绿证价格）电费实际用电量按照其代理零售用户绿电交易计划电量与自身实际用电量二者取小的原则确定（以兆瓦时为单位取整数）并汇总。

5. 售电公司批发侧环境溢价（绿证价格）电费分配。零售用户的环境溢价（绿证价格）对应的电量之和等于售电公司批发侧环境溢价（绿证价格）对应电量。按照其代理签订绿色电力交易绿证结算服务合同的零售用户绿证结算电量比例分配售电公司批发环境溢价（绿证价格）的结算电量（以兆瓦时为单位取整数）；未分配售电公司批发环境溢价（绿证价格）的结算电量按照其代

理的零售用户实际用电量由大到小排序，并按照零售用户绿电交易计划电量与其已结算环境溢价（绿证价格）的电量差额，差额须满足以兆瓦时为单位取整数进行分配，不满足的顺延，直至分配完成为止。

6. 零售用户的环境溢价（绿证价格）应与其代理售电公司批发结算的环境溢价（绿证价格）相同。

7. 若同一经营主体与多个其他经营主体签订绿色电力交易合同，自身或代理用户的用电量或上网电量低于总合同电量的，该笔合同对应的自身用电量或上网电量按照该笔合同电量占总合同电量的比重等比例调减确定。

8. 未享受国家政策性补贴的风、光发电企业参与绿电交易产生的全部收益归发电企业所有；享受国家政策性补贴的风、光发电企业自主参加绿电交易产生的溢价收益在国家可再生能源补贴发放时扣减，发电项目放弃补贴的，参与绿电交易的全部收益归发电企业所有。

#### **（六）偏差电量考核结算**

1. 非现货市场结算试运行期间，按照最新印发的海南电力市场结算实施细则规定开展偏差电量考核结算。

2. 经营主体按交易单元以月度为周期进行偏差电量考核，超过允许偏差率以外的电量缴纳偏差考核费用。为保障电力供应平衡，经营主体允许的偏差率为±10%，超出允许的偏差率以外的电量缴纳偏差考核费用；偏差电量考核价格=当期燃煤机组基准电价×10%。

3. 电网企业代理购电为非营利行为，非现货市场结算试运行期间不做偏差电量考核。

4. 经营主体因偏差电量产生的考核费用按当月收取，由省级电网企业统一代收归集，不计入电网企业售电收入。因不可抗力造成考核的，经营主体可提请减免考核申请，在减免考核申请暂未完成认定时须全额缴纳考核费用。当减免考核完成认定后，对已缴纳的考核电费进行费用退补。偏差电量考核认定流程和要求按照《海南电力中长期交易偏差电量考核认定办法（试行）》执行。

5. 偏差电量考核费用按年度开展清算，每年3月31日完成上年度偏差电量考核费用清算工作，清算工作完成后，不再进行上年度偏差电量考核费用减免结算。

### **（七）结算退补管理**

非现货市场结算试运行期间，按照最新的海南电力市场结算实施细则规定开展跨月电量差错退补结算。当执行政府授权合约机制的发电交易单元发生电量差错退补时，开展其电量电费退补结算，不关联开展政府授权合约差价费用分享退补结算。

## **六、有关要求**

（一）各市县发改部门要加强电力市场改革政策宣传，积极营造良好电力市场改革氛围，有序推动工商业用户直接参与市场交易。电网企业和电力交易中心要全力配合各级政府主管部门做好专题宣传，通过营业场所、营业网站、微信公众号、供电服务热线、线上线下培训宣讲等多种渠道、多形式，确保对要求直接参与市场交易的用户告知到位，积极引导工商业企业直接参与电

力市场交易。电网企业按季度向省发展改革委、国家能源局南方监管局报告电网代理购电用户转直接参与市场交易情况。

(二) 各经营主体应严格落实《国家能源局综合司关于进一步规范电力市场交易行为有关事项的通知》(国能综通监管(2024)148号)要求,遵守电力市场交易规则,规范交易行为。如存在扰乱电力市场秩序的行为,一经查实,国家能源局南方监管局会同省发展改革委将依据《电力监管条例》《电力市场监管办法》等有关规定对相关经营主体进行严肃查处,并纳入失信联合惩戒对象。

(三) 市场运行过程中,遇国家电力市场化交易相关政策调整的,按最新政策执行,如遇有重大政策变化、规则调整的,可视情况组织经营主体重新签订批发、零售合同。

(四) 其他未尽事宜遵照相关政策规定执行。

附件: 1. 2025年海南省参与电力市场的核电、风电、光伏发电企业名单及分月优先计划电量

2. 2025年分批次直接参与电力市场交易工商业用户名单