

福建省发展和改革委员会 文件 国家能源局福建监管办公室

闽发改电力〔2022〕682号

福建省发展和改革委员会 国家能源局福建监管 办公室关于印发2023年福建省电力 中长期市场交易方案的通知

国网福建省电力有限公司、福建电力交易中心有限公司、各发电企业、售电公司：

经省政府同意，现将《2023年福建省电力中长期市场交易方案》印发给你们，请遵照执行。具体实施过程中若遇问题，请及时向省发改委报告（联系人：胡青，联系电话：0591-87063683）。

福建省发展和改革委员会

国家能源局福建监管办公室

2022年12月12日

（此件主动公开）

2023 年福建省电力中长期市场交易方案

根据国家电力体制改革工作部署，为稳妥推进电力市场化改革，保障电力安全稳定供应，建设新型电力系统，结合我省电力市场建设实际，制定本交易方案。

一、基本原则

坚持以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻落实党的二十大精神，贯彻落实国家发展改革委、国家能源局关于电力中长期合同签订履约工作要求，按照“安全稳定、统筹兼顾、平稳有序”原则，统筹推动电力中长期市场与现货市场有效衔接，健全中长期交易灵活调整机制，持续完善交易品种设计，保障市场平稳健康运行，促进能源绿色低碳发展。

二、市场主体

（一）发电企业

1. 燃煤发电机组（含热电联产机组、地方小火电和余量上网的燃煤自备机组，下同）全部上网电量参与市场交易。

2. 核电机组原则上全部上网电量（除华龙一号以外）参与市场交易。根据全省电力电量平衡及外送情况对核电机组市场化电量进行动态调整。

3. 符合国家建设项目审批条件、已投入商业运行的风电机组和电化学储能电站，可参与市场交易。

4. 余热余压余气发电机组（以下简称三余发电机组）参照地方小火电、余量上网的燃煤自备机组参与市场交易。

5. 水电、燃气发电、生物质发电、光伏发电、华龙一号核电机组上网电量和市场合约外的风电机组上网电量用于保障居民、农业优先购电。

(二) 电力用户

电力用户包括直接参与市场交易用户（以下简称直接交易用户）和电网企业代理购电用户（以下简称电网代购用户）。其中，直接交易用户包括直接向发电企业购电的批发用户和选择向售电公司购电的零售用户。年购电量 1000 万千瓦时及以上的直接交易用户可自主选择作为批发用户或零售用户，其余用户仅可作为零售用户。

1. 10 千伏及以上工商业用户（含电化学储能电站）原则上全部直接参与市场交易，鼓励 10 千伏以下工商业用户直接参与市场交易。

2. 暂未直接参与市场交易的工商业用户由电网企业代理购电，电网企业按相关规定和要求开展代理购电工作。

3. 2023 年起，新增 10 千伏及以上工商业用户，自并网运行起 6 个月内应全电量直接参与市场交易（含变压器增容和新增户号的 10 千伏及以上工商业用户）。

(三) 售电公司

1. 2022 年 10 月底前已注册生效并与代理用户签订零售市场购售电合同、按规定办理与代理用户的绑定关系、足额提交履约保函（保险）的售电公司可参与市场交易。

2. 售电公司与代理用户的绑定时间截至 2023 年年底。

三、交易电量规模

2023 年，全省电力市场直接交易电量计划约 2110 亿千瓦时(其中居民、农业等从市场采购电量约 160 亿千瓦时)，除居民、农业等优先购电电量由电网企业保障供应外，其余电量全部进入市场。

参与市场交易的各类发电机组交易电量预测如下：

- (一) 燃煤发电机组及三余发电机组：约 1280 亿千瓦时。
- (二) 核电机组（不含华龙一号）：约 620 亿千瓦时。
- (三) 省调统调的风电机组（含参加绿电交易的机组）：约 210 亿千瓦时。

四、交易组织

中长期交易按年度、月度及月内 3 个周期组织开展，交易方式包括双边协商、挂牌、集中竞价、滚动撮合等。

(一) 电力用户参与现货结算试运行前

1. 年度交易。主要开展清洁能源挂牌、双边协商和集中竞价交易。其中：

(1) 清洁能源挂牌交易。由享受可再生能源电价补贴的省调统调风电、核电和批发用户、售电公司、电网企业代理购电参与。风电、核电电量分别约为 60 亿千瓦时、326 亿千瓦时，具体名单及限额另行明确。购售两侧挂牌成交电量统一均分至 1—12 月。

(2) 双边协商交易。由燃煤发电、核电和批发用户、售电公司参与。燃煤发电、核电电量分别约为 540 亿千瓦时、108

亿千瓦时，具体名单及限额另行明确。

(3) 集中竞价交易。由燃煤发电、三余发电和批发用户、售电公司、电网企业代理购电参与。燃煤发电及三余发电电量约为 527 亿千瓦时，具体名单及限额另行明确。购售两侧集中竞价成交电量统一均分至 1—12 月。

电网企业代理购电参与年度集中竞价交易时，以报量不报价方式、作为价格接受者参与交易并优先出清。当集中竞价交易不成交时，开展年度电网企业代理购电挂牌补充交易，由燃煤发电、三余发电与电网企业代理购电参与。摘牌电量不足部分由当次交易准入机组按剩余限额等比例分摊。

年度双边协商和集中竞价交易，根据全省电力电量平衡及电网企业保障居民、农业购电情况，由省发改委适时调整交易电量限额。

2. 月度交易。主要开展合同调整、清洁能源挂牌、绿电双边协商、发用电两侧合同转让双边协商和集中竞价交易。其中：

(1) 合同调整交易。由燃煤发电、三余发电、核电、风电和批发用户、售电公司、电网企业代理购电参与。

(2) 清洁能源挂牌交易。由享受可再生能源电价补贴的省调统调风电、核电和批发用户、售电公司、电网企业代理购电参与。风电、核电每月挂牌电量另行明确。批发用户、售电公司参加清洁能源挂牌交易的电量限额按照最近一次实际月度结算电量确定，电网企业代理购电电量限额另行明确。

(3) 绿电双边协商交易。按照我省绿色电力交易试点方

案和实施细则要求组织开展。后续根据国家政策，适时增加绿电交易品种。

(4) 发用电两侧合同转让双边协商交易。由燃煤发电、三余发电、核电和批发用户、售电公司参与。

(5) 集中竞价交易。由燃煤发电、三余发电、核电和批发用户、售电公司、电网企业代理购电参与。电网企业代理购电参与月度集中竞价交易组织流程按照参与年度集中竞价交易执行。

此外，根据需要适时开展春节短周期等其他月度交易。

3. 月内交易。主要开展滚动撮合、电网企业代理购电挂牌、发用电两侧合同转让双边协商交易，交易标的为当月电能量。其中：

(1) 滚动撮合交易。由燃煤发电、三余发电、核电和批发用户、售电公司参与，按旬组织开展。发电企业、批发用户、售电公司可根据发用电计划变化情况，选择作为购电方或售电方，但每批次交易仅可选定一个交易方向（购电或售电）。

(2) 电网企业代理购电挂牌交易。由燃煤发电、三余发电和电网企业代理购电参与，摘牌电量不足部分由当次交易准入机组按剩余限额等比例分摊。

(3) 发用电两侧合同转让双边协商交易。根据市场运行情况另行确定该品种组织开展时间，由燃煤发电、三余发电、核电和批发用户、售电公司参与。

4. 年度中长期合同曲线分解。电力用户未参与现货结算试

运行期间，年度中长期交易分月合同电量按照均分的原则分解至当月 24 个时段（每日按小时分为 24 个时段，月 24 个时段为月内每日同一时段加总，即每月每日 0:00—01:00 电量加总为第一时段电量，以此类推，下同）。

（二）电力用户参与现货结算试运行期间

1. 年度交易合同曲线分解。年度交易合同曲线分解按照分解前后交易总量、成交价格不变的原则开展，年度交易尚未执行的分月合同电量按照双边协商或均分至当月 24 个时段等方式开展，具体另行明确。

2. 月度交易。按全天分 24 个时段分别组织交易或按典型曲线组织交易。

（1）合同调整交易。在确保后续月份合同总电量不变的情况下，对于双边协商交易，在发用双方协商一致后允许调整；对于集中交易，除电网企业代理购电外，分月电量不作调整。

（2）清洁能源挂牌交易。按照典型曲线方式组织开展，交易电量均分至每日 24 个时段，不可调整。

（3）绿电双边协商交易。继续沿用电力用户参与现货结算试运行前的交易方式。

（4）发电侧合同转让双边协商交易。交易双方自行协商约定月度 24 个时段的交易电量、电价，每日曲线形状相同。

（5）集中竞价交易。组织开展次月 24 个时段的中长期交易，按 24 个时段分别组织开展，各时段交易电量均分至每日，不可调整。

电网企业代理购电参与集中竞价交易时，按照电网代购用户典型负荷曲线将交易电量分解至 24 个时段。

3. 月内交易。在旬交易基础上，新增日滚动撮合交易。按全天分 24 个时段分别组织交易或按典型曲线组织交易，各时段成交电量均分至交易履约周期内每日。

(1) 滚动撮合交易。旬滚动撮合交易按旬组织开展次旬 24 个时段的中长期交易；日滚动撮合交易按照 D-3 日组织开展 D 日 24 个时段的中长期交易（如遇周末和节假日，则提前至最近的一个工作日开展），实现连续滚动开市。

(2) 电网企业代理购电挂牌交易。暂按照电网代购用户典型负荷曲线组织交易。摘牌电量不足部分由当次交易准入机组按剩余限额等比例分摊。

(3) 发用电两侧合同转让双边协商交易。根据市场运行情况另行确定该品种组织开展时间，由燃煤发电、三余发电、核电和批发用户、售电公司参与。

4. 日交易计划曲线。市场主体持有的通过分解和分时段交易形成的中长期合同（不含绿电交易合同）每日 24 个时段曲线，叠加形成最终的日交易计划曲线，作为中长期合约结算曲线。

5. 典型曲线确定。典型曲线可按一条平线、发电侧典型出力曲线或用电侧典型负荷曲线等方式确定，具体另行明确。

五、交易价格

(一) 直接交易用户用电价格由购电价格、输配电价、辅助服务费用、政府性基金及附加和为保障居民、农业用电价格

稳定的新增损益等组成。

(二) 电网代购用户价格按照电网企业代理购电相关规定执行。

(三) 双边协商交易的交易价格由交易双方自主协商确定，鼓励燃煤发电企业与批发用户、售电公司在双边交易合同中约定购电价格与煤炭价格挂钩联动的浮动机制，可通过每月开展的合同调整交易进行协商调整；集中竞价交易、挂牌交易的交易价格分别以统一出清价格和挂牌价格为准；滚动撮合交易每成交对的交易价格为购、售双方申报价格的算术平均值。

(四) 电网企业代理购电参与年度、月度挂牌补充交易及月内挂牌交易时，以最近一次月度集中竞价交易加权平均价格作为挂牌购电价格。

(五) 已直接参与市场交易在无正当理由情况下改由电网企业代理购电的用户，拥有燃煤发电自备电厂并由电网企业代理购电的用户，暂不能直接参与市场交易由电网企业代理购电的高耗能用户，购电价格按电网企业代理购电价格的 1.5 倍执行。

(六) 燃煤发电机组市场化交易价格在我省燃煤发电基准价基础上，上下浮动原则上不超过 20%，高耗能企业市场交易电价不受上浮 20% 限制。如后续国家政策变动，按最新政策执行。

六、交易安排

(一) 2022 年 12 月开始组织年度清洁能源挂牌交易、双

边协商交易、集中竞价交易以及春节短周期交易等。

(二) 2023 年 2 月起，每月组织开展月度合同调整、清洁能源挂牌、绿电双边协商、发用电两侧合同转让双边协商、集中竞价交易。

(三) 2023 年 2 月起，每月组织开展旬滚动撮合交易，下旬开展月内电网企业代理购电挂牌交易。

(四) 电力用户参与现货结算试运行期间，通过开展日及以上周期的中长期分时段交易，实现与现货市场有效衔接。

七、计量与结算

2023 年，考虑与我省电力现货市场建设同步，中长期交易在电力用户参与现货结算试运行前，交易成交电量为交易履约期内的总电量，交易价格为段 3 购电价格；电力用户参与现货结算试运行期间，中长期交易应与现货交易充分衔接。

(一) 电力用户参与现货结算试运行前，所有参与市场交易的发电企业和电力用户抄表起止时间统一为每月 1 日 0 时至该月最后一日 24 时，电力用户按照时段划分标准开展计量和抄表；电力用户参与现货结算试运行期间，发电企业和电力用户按照每天 24 个时段开展计量和抄表。不具备分时段计量采集条件的，暂按照各时段电量均分的原则形成分时段电量。

(二) 电力用户参与现货结算试运行前，电力用户购电价格按照 4 个时段划分标准和各时段的价格系数比执行，分时电价损益按月清算，有关规定另行制定。

4 个时段划分标准为：段 1 时段为 11:00—12:00、17:00

—18:00; 段2时段为10:00—11:00、15:00—17:00、18:00—20:00、21:00—22:00; 段3时段为8:00—10:00、12:00—15:00、20:00—21:00、22:00—24:00; 段4时段为00:00—8:00。

4个时段的价格系数比为1.8:1.6:1:0.4,即电力用户交易电价为段3购电价格,段1购电价格为交易电价上浮80%,段2购电价格为交易电价上浮60%,段4购电价格为交易电价下浮60%。暂不具备4个时段及以上计量采集条件的电力用户各时段购电价格均为段3购电价格。市场交易执行固定的目录输配电价等。

发电侧各时段结算价格均为交易成交价格(即段3交易价格)。

(三)电力用户参与现货结算试运行期间,市场主体各时段交易电价由市场交易形成,不再按第(二)点规定的时段划分标准和各时段价格系数比执行。

(四)发电企业、批发用户、售电公司的绿电交易可结电量与其他市场化交易电量之和按照“照付不议、偏差结算”原则开展结算。电力用户参与现货结算试运行前,发电企业、批发用户、售电公司按照全月电量开展结算和偏差考核,并月清月结。电力用户参与现货结算试运行期间,发用两侧按照现货方案开展结算,并按月或按日清分、按月结算。

(五)电网代购用户可按照我省相关规定在每月最后一个工作日前选择直接参与市场交易,电网企业代理购电相应终止,由此产生的偏差责任不予考核。

(六) 交易中心每月对市场主体偏差电量考核资金提供结算依据。

(七) 三余发电机组、电化学储能电站参与中长期交易的上网电量参照燃煤发电机组结算原则执行。

八、有关事项及要求

(一) 所有直接交易用户、电网代购用户，其参与年度交易电量限额为 2022 年度购电量（即 2021 年 11 月至 2022 年 10 月）的 80%，因并户删除的用电单元纳入主户计算，其余已删除或未生效的用电单元不纳入计算范围；对 2021 年 11 月后新投产企业，其参与年度交易电量限额按照 2022 年最大用电月份日均用电量的 80% 乘以 365 天计算。售电公司年度交易电量限额为其代理用户年度交易电量限额之和，并符合资产和履约保函（保险）相关要求。

(二) 直接交易用户 2023 年年度中长期合同签约电量应不低于上一年度用电量的 80%。燃煤发电企业 2023 年年度中长期合同签约电量应不低于上一年实际发电量的 80%，未按要求执行的另行研究处理。电力用户参与现货结算试运行期间，直接交易用户中长期合同签约电量比例应不低于实际用电量的 95%，具体另行明确。

(三) 每月最后一个工作日前注册生效的发电企业、批发用户和绑定生效的零售用户次月起参与市场交易。

(四) 清洁能源挂牌交易采用按等比例方式出清。参加清洁能源挂牌交易的风电机组应按照交易电量限额足额开展交

易，未完成交易的电量另行研究处理。

（五）保安全、保供热、保供应等必开机组签订足额中长期合同，省调直调热电联产机组年度交易限额按不少于 4500 小时计算。上述机组以及地方小火电、余量上网的燃煤自备机组、三余发电机组以“报量不报价”方式参与年度、月度竞价交易并优先出清。电力用户参与现货结算试运行前，上述机组如无法足额签订中长期合同，调度机构可按需调用机组，按最近一次月度集中竞价价格结算；电力用户参与现货结算试运行期间，上述机组偏差电量按照现货有关方案和规则执行。

（六）为增强我省电力保供能力，应急备用机组可按照我省相关电力市场化交易规定，参照常规燃煤机组参与市场交易。如后续国家政策变动，按最新政策执行。

（七）零售用户只可选择一家售电公司购电，避免与多家售电公司签订合同导致不必要的法律纠纷。已与多家售电公司签约的，应在年度交易绑定截止日前自行协商改由一家售电公司代理。售电公司和零售用户应妥善处理合同关系，需在年度交易绑定截止日内完成平台绑定，避免影响年度交易工作。

（八）年度交易开始前，对已直接参与市场交易但未在规定时间内完成绑定的零售用户，由保底售电公司暂时代理购电。暂时代理购电的零售用户和保底售电公司由交易中心按照企业名称的拼音字母排序，依次对应启动暂时代理购电服务，不再另行签订协议。零售用户在暂时代理购电期间不再参与除月度集中竞价以外的其他交易，购电价格按当月月度集中竞价价格

执行，若当月未开展月度集中竞价交易，购电价格则按最近一次月度集中竞价价格执行。暂时代理购电服务满一个月后，零售用户可自主选择与售电公司（包括保底售电公司）协商签订新的零售合同，保底售电公司不得以任何理由阻挠。依法依规开展保底售电服务工作，相关具体规定另行明确。

（九）各售电公司应依法依规积极做好与代理用户零售合同的签订和绑定工作，在规定时限内向交易中心备案，并严格按照合同条款开展结算，根据现货市场建设工作安排，适时开展零售合同补充协议签订工作。参与市场的零售用户可主动与售电公司沟通，积极完成零售合同签约绑定工作，维护自身权益。

（十）依据国家信息公开有关规定，进一步规范市场信息披露工作，重点加强批发、零售市场信息合规披露与公开管理，逐步完善售电公司运营评价和管理体系。交易中心应牵头做好市场主体准入与退出管理工作，要加强零售侧管理和服务工作，加快建设电力零售市场交易服务平台，设计零售套餐，规范零售市场合同范本，加强零售用户与售电公司签约管理，推动零售市场交易和结算清分工作线上开展，条件具备时零售结算以电力交易平台确认的零售套餐为准。

（十一）电网企业和交易中心要组织好新增用户入市工作，细化各项工作流程，切实落实好用户侧进市场的主体责任，应制定用电单元管理的相关办法，并报省发改委、福建能源监管办批准后实施。电网企业应持续做好市场准入与退出相关用电

单元管理工作，每半年开展自查评估并向省发改委、福建能源监管办报告。电网企业应加快推进计量表计、数据传输系统等改造升级，做好电网企业信息系统与交易平台数据贯通，具备本方案要求的各时段计量条件，确保交易顺利推进。

（十二） 对中长期交易产生的不平衡资金问题另行研究处理。

（十三） 省发改委会同福建能源监管办建立协调机制，按照各自职责分工，协调处理市场运行中出现的问题。对交易组织实施全过程进行监督，加强事中、事后监管，维持市场秩序。

（十四） 根据现货结算试运行工作安排，制定电力用户参与现货结算试运行期间中长期分时段交易和结算实施方案，并不断完善。

9.1.1.1.1

9.1.1.1.2

9.1.1.1.3