

广西壮族自治区工业和信息化厅

广西壮族自治区发展和改革委员会 文件

国家能源局南方监管局

桂工信运行〔2023〕895号

广西壮族自治区工业和信息化厅 广西壮族自治区发展和改革委员会 国家能源局南方监管局关于印发2024年广西电力市场交易实施方案的通知

各市工业和信息化局、发展改革委，广西电力交易中心，各电网企业，各相关发电企业、售电公司、电力用户：

根据《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889号）、《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)、《国家发展改革委关于进一步完善分时电价机制的通知》(发改价格〔2021〕1093号)、《关于建立煤电容量电价机制的通知》(发改价格〔2023〕1501号)、《关于做好2024年电力中长期合同签订履约工作的通知》(发改运行〔2023〕1662号)等文件要求,为稳妥有序推进我区电力市场建设,实现中长期电力市场与现货电力市场的有序衔接,现将《2024年广西电力市场交易实施方案》印发给你们,请遵照执行。



2023年12月29日

公开方式：主动公开

广西壮族自治区工业和信息化厅办公室

2023年12月29日印发

2024 年广西电力市场交易实施方案

为稳妥有序推进我区电力市场建设，逐步实现省级电力市场与南方区域电力市场、中长期电力市场与现货电力市场的有序衔接，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）、《国家发展改革委关于进一步完善分时电价机制的通知》（发改价格〔2021〕1093号）、《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889号）、《广西电力中长期交易规则》（南方监能市场〔2021〕200号）、《关于建立煤电容量电价机制的通知》（发改价格〔2023〕1501号）等相关文件要求，结合广西电力运行及市场交易实际，制订本实施方案。

一、市场规模

有序推动工商业用户进入电力市场，2024年广西电力市场规模预计920亿千瓦时左右。

二、市场主体

（一）电力用户

放开10千伏及以上工商业电力用户（两部制用电）参与直接交易。

（二）售电公司

售电公司按照《售电公司管理办法》（发改体改规〔2021〕1595号）及广西电力市场注册管理办法等有关规定执行。

（三）发电企业

1. 广西电网地市级及以上电力调度机构调管的燃煤（含兴义电厂#2 机组，下同）、燃气、核电发电企业，集中式风电（不含海上风电项目，下同）、集中式光伏发电企业参与市场化交易；丰水期期间视情况放开水电发电企业参与市场化交易；适时放开地方电网内的发电企业按国家有关规定和市场交易规则参与市场化交易；自备机组公平承担社会责任，符合相关条件后可参与市场化交易；分布式电源按有关规定参与市场化交易。

2. 燃煤发电企业全电量（含新投产机组商运后电量）进入市场；红沙核电 1、2、3 号机组全电量进入市场，4 号机组暂不进入市场；燃气发电企业自愿选择进入市场；集中式风电、光伏发电企业超过等效上网电量的电量参与市场化交易，集中式风电发电企业等效利用小时数为 800 小时，集中式光伏发电企业等效利用小时数为 500 小时。

3. 纳入国家可再生能源发电补贴项目清单范围的风电、光伏发电项目参与市场化交易的，相关电量补贴资金按照国家有关规定执行。符合条件的燃气发电企业仍可根据政府文件享受相应补贴。后续将根据国家和自治区工作要求、优发电源界定、电网代理购电规模、市场供需等情况适时调整电源入市要求。

4. 2024 年 1 月 1 日前满足交易条件，但未注册参与市场化交易的风电、光伏等发电企业机组，须于 2024 年 3 月 20 日前

完成市场注册；对于 2024 年 1 月 1 日起新投产的风电、光伏等发电企业，自进入商业运营月份起第三个自然月的 20 日前（含进入商业运营月）应办理注册入市手续，进入商业运营时间按《广东、广西、海南发电机组进入及退出商业运营实施细则》规定执行。完成注册后，后续月份上网电量参与市场交易及结算。如未按期完成注册导致未能及时参与交易的，其相应月份上网电量认定为自身原因造成的超发电量，由省级电网（含广西电网有限责任公司、广西新电力投资集团有限责任公司，下同）根据发电企业政府授权合约机制、发电企业偏差结算价格机制等对超发电量进行结算，并作为电网企业代理工商业用户购电电量来源。

（四）独立储能

符合有关规定的独立储能，按规定办理备案手续，签订并网调度协议和购售电合同后，可在广西电力交易中心（以下简称“交易中心”）办理注册手续，可自愿分别按照发电企业、电力用户身份注册参与交易。其他要求按国家、自治区有关文件执行。

三、市场交易价格

（一）发电企业交易价格

发电企业采用“基准价+上下浮动”的市场化上网电价机制，按照峰段、平段、谷段三个时段分别形成分时段交易价格。燃煤发电企业平段交易价格上下限分别为核定上网电价上下浮

20%，其他发电企业平段交易价格可在核定上网电价基础上上浮 20%，价格下限最低为 0；峰段交易价格上下限为各自平段交易价格上下限的 1.15 倍；谷段交易价格上下限为各自平段交易价格上下限的 0.85 倍。价格具体浮动幅度由市场交易形成。峰段、平段、谷段各时段划分参照政府主管部门有关文件执行，鼓励通过分时段交易价格拉大峰谷价差。各发电企业分时段交易价格上下限详见附录 1。

（二）电力用户市场购电价格

1. 市场交易用户用电价格由电能量交易价格、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用、政府性基金及附加、市场损益分摊或分享、峰谷浮动价格等组成。

2. 电网企业代理购电用户购电价格按现行政策形成，电网企业通过市场化方式采购的各时段电量价格根据标的月（周）各时段批发交易用户市场交易计划加权平均价格（不含绿色电力交易环境溢价及合同电量转让交易价格、代购合同电量转让交易、多方多年合作协议价格，下同）确定。

3. 由电网企业代理购电的 10 千伏及以上两部制用户代理购电价格按照《关于做好第三监管周期输配电价和电网企业代理购电落实工作有关事项的通知》（桂发改价格〔2023〕404 号）等有关要求执行，如遇调整按最新规定执行。

4. 峰谷浮动价格机制。按照峰平谷设置价格浮动系数，其中峰段为 w_1 ，谷段为 w_2 ，尖峰电价在峰段电价基础上上浮 w_3 形

成，峰平谷价格比例为 $w_1:1:w_2$ (w_1 暂定为 1.5, w_2 暂定为 0.5, w_3 暂定为 0.2; 正式开展分时段交易结算后, w_1 调整为 1.4, w_2 调整为 0.6, w_3 维持不变, 下同)。对电力用户设置峰谷浮动机制, 电力用户按照实际分时段电量及峰平谷电价开展结算, 具体执行范围参照政府主管部门相关文件要求, 如遇调整按新规定执行。

交易价格的峰谷浮动以广西燃煤发电基准价(420.7 元/兆瓦时)作为基准, 峰段上调价格为燃煤发电企业基准价 $\times (w_1-1)$, 即 210.35 元/兆瓦时(正式开展分时段交易后为 168.28 元/兆瓦时), 谷段下调价格为燃煤发电企业基准价 $\times (1-w_2)$, 即 210.35 元/兆瓦时(正式开展分时段交易后为 168.28 元/兆瓦时), 尖峰上调价格=燃煤发电企业基准价 $\times (w_1 \times (1+w_3) -1)$, 即 336.56 元/兆瓦时(正式开展分时段交易后为 286.08 元/兆瓦时); 电力用户峰段(尖峰)电量结算价格=峰段交易价格+峰段(尖峰)上调价格; 电力用户谷段电量结算价格=谷段交易价格-谷段下调价格。

5. 高耗能企业交易价格按国家、自治区有关政策规则执行。

6. 市场损益分摊或分享、峰谷浮动价格等均在终端电力用户执行, 售电公司不参与分摊或分享。

四、市场交易安排

(一) 交易安排

2024 年广西电力市场化交易主要按年度、月度和周组织。

其中，年度主要开展年度市场电量交易、年度电网企业代理购电交易；月度主要开展月度市场电量直接交易、月度市场合同电量转让交易、月度电网企业代理购电交易、月度代购合同电量转让交易；周主要开展周市场电量直接交易、周电网企业代理购电交易；根据国家及广西有关规定开展绿色电力交易、绿证交易、低谷电力消纳交易和需求侧响应交易，适时开展现货电能量交易。相关交易参数详见附录 2。

（二）交易要求

1. 2024 年按照峰段、平段、谷段三个时段开展分时段交易，其中上半年根据各时段交易电量总和及平段交易价格开展交易结算，并开展分时段模拟结算。下半年具备条件后，分别按照峰段、平段、谷段开展分时段交易正式结算，具体安排另行通知。

2. 各类交易品种交易电量须分解至小时，中长期电能量交易分时曲线在现货环境下应用。其中年分月、月分日典型曲线包括统调负荷曲线（附录 3）、大工业用户负荷曲线（附录 4）；日分时典型曲线包括统调负荷曲线、大工业用户负荷曲线、日分时电量比例 D1、日分时电量比例 D2。采用双边协商、挂牌交易方式的，可采用自定义分解曲线或典型曲线；电网企业代理购电交易采用统调负荷曲线，采用集中竞价、滚动撮合交易方式的各类交易，年分月、月分日、日分时典型曲线按照大工业用户负荷执行，可视市场情况增加相关典型曲线种类。

3. 2024年7月起，分时段交易具备正式结算条件时，增量配电网及其网内用户应满足分时段交易要求，增量配电网满足分时段交易要求且网内无市场用户的，可选择整体打包作为一个购电主体参与市场交易。若增量配电网及其网内用户在规定时限内仍不满足分时段交易要求的，相关规定另行制定。

4. 作为参加交易并成交的必要条件，售电公司的履约保障凭证生效日期应不晚于交易标的开始日期，终止日期不早于交易标的月份次月起6个自然月最后一天。参与交易时，售电公司应确保其信用额度占用率不超过100%。

5. 为保障交易的灵活性，同一次交易增加至3个交易员账号进行交易操作。

（三）交易品种

1. 年度市场电量交易

采用双边协商、挂牌交易方式，标的物为发电企业、电力用户2024年市场化上网电量、外购电量（不含留存电量，下同），鼓励签订多年电力中长期合同。其中，分时段交易电量、分时段交易价格应分别明确。

2024年年度市场电量直接交易规模为550亿千瓦时，允许2023年底及2024年新投产煤电机组参与2024年年度交易，具体名单及投产时间详见附录6。新投产煤电机组完成正式注册后可参与其他市场交易，且不得调整年度交易月度分解计划。新投产煤电机组若未按期完成正式注册，相关月份如存在月度

因偏差电量。发电企业电网企业代理购电年度交易与年度市场电量交易共用上限。

广西能源股份有限公司等其他电网企业（以下简称“其他电网”）、增量配电网网内电源满足不了电网代理购电用户的用电量时，暂由省级电网根据发、用电量预测情况统一开展电网代理购电。

3. 月度市场电量直接交易

采用集中竞价方式，按月度组织，标的物为发电企业、电力用户次月市场化上网电量、外购电量，其中发电企业作为售电方参与交易，批发交易用户作为购电方参与交易。

4. 合同电量转让交易

包括发电合同、用电合同电量转让交易，采用双边协商方式，按月度组织。标的物为次月合同电量，交易价格为代发、代用价格，其中出让的分月、分日、分时电量不允许超过原合同分解曲线，各类型发电企业合同电量可相互转让。

5. 代购合同电量转让交易

开展发电合同电量转让交易，采用双边协商方式，按月度组织，交易价格为代发价格，标的物为次月代购合同电量。月度代购合同电量转让交易须按原合同分解曲线转让，各类型发电企业合同电量可相互转让。

6. 周市场电量直接交易

采用滚动撮合交易方式，标的物为发电企业、电力用户当

月市场化上网电量、外购电量。其中发电企业可作为售电方、购电方参与交易，批发交易用户可作为购电方、售电方参与交易。周市场电量直接交易每周定期组织开市，原则上每月开展四次，发电企业交易单元周市场电量可申报卖出额度（与电网企业代理购电周交易共用额度）、批发交易用户交易单元²周市场电量可申报买入额度分别为月度可申报卖出（买入）额度的四分之一。开展以次周电量为标的的交易后，按照“周清月结”方式进行结算，具体要求另行通知。

7. 绿色电力交易

绿色电力交易方案按照国家、南方区域规则以及广西实施方案开展，交易方案另行制定。

8. 低谷电力消纳及需求侧响应交易

按照广西低谷电力消纳交易实施方案、广西电力市场化需求响应实施方案及相关规定执行。

9. 现货电能量交易

根据南方区域电力现货市场结算试运行要求，对部分日开展现货结算试运行，与区域电力市场配套的现货电能量交易方案另行制定。

五、交易结算

（一）结算原则

1. 以月度电量为标的组织交易时，按照“月清月结”的原

² 电力用户以法人单位开展注册，按所属电网等条件划分作为不同交易单元参与中长期交易，交易单元承担电力用户权利和义务。

则开展市场化结算工作；以周电量为标的组织交易时，按照“周清月结”的原则开展市场化结算工作。开展峰平谷分时段正式结算后，按月（周）峰平谷电量分别开展结算。

2. 交易结算及市场损益分配按交易单元开展。不满足按交易单元计量条件的发电企业，可按照总上网电量结合交易单元发电量比例，或以调度自动化系统采集计算的交易单元电量比例拟合分配形成。具体电量数据由电网企业提供。

3. 开展现货结算试运行时，按现货结算实施细则及现货市场结算试运行方案相关要求进行结算。

4. 零售结算按照广西电力市场零售结算管理办法执行，未建立零售关系的电力用户按批发交易用户结算原则开展结算及统计。

5. 各类型发电企业市场电量按以下方式计算：燃煤、核电、储能企业发电交易单元月/周（分时段）市场电量=月/周（分时段）上网电量；风电、光伏发电交易单元月/周（分时段）市场电量=月/周（分时段）上网电量-月/周（分时段）上网电量×等效上网电量比例 α ；燃气发电交易单元月/周（分时段）市场电量= \min [月/周（分时段）上网电量，月/周（分时段）交易电量]。

6. 电力用户用电交易单元月/周（分时段）市场电量=用电交易单元月/周（分时段）上网电量-用电交易单元月/周（分时段）留存电量；储能企业用电交易单元月/周（分时段）市

场电量=用电交易单元月/周（分时段）用网电量。

7. 因计量装置故障等引起的市场主体电量差错（含 2023 年差错电量），电网企业应提供相关支撑材料，电力交易机构根据差错电量实际发生时间按市场规则开展市场退补。市场追溯期原则上从差错电量实际发生月份起不超过 12 个月，因差错电量引起的市场损益、发用电量电费差额纳入次月市场损益进行平衡。超过 12 个月的，电力用户差错电量由电网企业按实际发生月份的电网代理购电价格进行结算。

（二）发电企业偏差结算价格

1. 电网企业代理购电偏差电量原则上不匹配至参与市场交易的发电企业，根据发电交易单元各时段电量偏差原因，将偏差电量分为非自身原因偏差和自身原因偏差。不同原因产生的偏差电量根据偏差率不同，分别设置不同发电偏差结算价格系数 $N_{正,t}$ 、 $N_{负,t}$ ，相关参数见附录 8。

2. 偏差电量应按月（周）认定，发电交易单元的偏差电量，由广西电网电力调度控制中心（以下简称“广西中调”）会同交易中心按发电交易偏差电量认定办法进行认定。

各电网企业应在 N+1 月 28 日前向交易中心提供 N 月发、用电量差错情况（如有），交易中心应于 N+2 月 1 日前向广西中调提供各发电企业偏差电量计算结果，广西中调据此进行认定，并会同交易中心于 N+2 月 4 日前对 N 月偏差电量认定结果进行公示，公示 1 天，公示结束后，广西中调应于 N+2 月 6 日

前将 N 月偏差电量认定结果提交至交易中心，由交易中心开展偏差结算。对难以认定的情形，由广西中调会同交易中心研究提出处理意见建议，报自治区政府主管部门和能源监管机构审定。在偏差电量未认定前，暂按偏差价格系数为 1 进行发电偏差电量预结算，后续根据最终认定结果进行清算。

3. 各市场主体根据信息披露情况，综合电厂自身发电能力及电网需求，做好交易执行偏差风险评估。以电网安全约束为依据开展安全校核，交易结果实行偏差结算，安全校核结果无需严格物理执行。

4. 对于发电企业恶意申报电量、电价产生的超额偏差收益，原则上需进行回收。当出现发电企业多批次报价趋同、报价与成本严重偏离等情况，可按交易价格一定比例进行结算。具体方案另行规定。

（三）批发交易用户偏差结算价格

批发用户交易单元偏差电量根据偏差率不同，设置不同用电偏差结算价格系数 $U_{正,t}$ 、 $U_{负,t}$ ，相关参数见附录 9。

（四）电网企业代理购电交易偏差结算价格

1. 电网企业代理购电交易偏差电量根据偏差率不同，设置不同用电偏差结算价格系数 $U_{正,t}$ 、 $U_{负,t}$ ，相关参数见附录 10。

2. 省级电网非市场电源向市场反向供电电量对应的实际购电度电成本由省级电网进行测算，当出现省级电网非市场电源向市场反向供电时，省级电网应于次月 25 日前向自治区政府

主管部门报送当月省级电网非市场电源反向向市场供电的购电成本并抄送交易中心。

（五）其他电网趸售（网间）偏差结算价格

其他电网负偏差电量的结算价格参照广西电网现行平均购电成本（现阶段参照国家发展改革委核定我区基期（2021年）居民生活、农业生产用电用户平均购电价格334.5元/兆瓦时）执行；如有调整按最新标准执行。

六、市场关键机制

（一）煤电容量电价机制

根据《国家发展改革委 国家能源局关于建立煤电容量电价的机制的通知》（发改价格〔2023〕1501号）等文件精神，建立我区容量电价机制，有关发电机组获得容量电费，工商业用户分摊容量电费，具体方案由自治区发展改革委另行通知。

（二）政府授权合约机制

广西电网地市级及以上电力调度机构调管的核电发电企业，集中式风电、光伏发电企业执行政府授权合约机制。

1. 合约电量

参与市场交易的核电发电企业交易单元政府授权合约电量为交易单元全部上网电量。

参与市场交易的集中式风电、光伏发电企业交易单元政府授权合约电量为交易单元市场化上网电量，非市场电量仍按核定上网电价结算。

2. 合约价格

核电发电企业，集中式风电、光伏发电企业政府授权合约价格由自治区另行明确。

3. 对标价格

政府授权合约对标价格为标的月各时段批发交易用户市场交易计划加权平均价格。

4. 结算原则

(1) 各发电企业自主参与市场交易，确定交易电量、交易价格等信息，按照市场交易规则及有关规定进行结算。发电企业结算费用=市场化结算费用+政府授权合约差价费用。

(2) 当对标价格大于等于合约价格时，政府授权合约差价费用=政府授权合约电量×(合约价格-对标价格)× K_c ， K_c =发电交易单元标的月各时段市场交易计划加权平均价格/对标价格(K_c 四舍五入保留3位小数，下同)，暂定 K_c 最小取值为0.9。

(3) 当对标价格小于合约价格时， K_c =对标价格/发电交易单元标的月各时段市场交易计划加权平均价格，在政府授权合约执行初期：

当 $K_c \geq 1$ 时，政府授权合约差价费用=政府授权合约电量×(合约价格-对标价格)× K_c ，暂定 K_c 最大取值为1.1。

当 $K_c < 1$ 时，政府授权合约差价费用=政府授权合约电量×(合约价格-发电交易单元标的月各时段市场交易计划加权平均价格)。

(4) 计算政府授权合约差价费用时，发电交易单元标的月各时段市场交易计划加权平均价格保留 2 位小数，应包含合同电量转让交易价格、代购合同电量转让交易价格等，不含绿色电力交易环境溢价（绿证价格）。当发电交易单元标的月无交易计划时，Kc 按 1 执行。

(5) 具备条件的市场主体签订多方多年合作协议的，有关要求另行明确。

(三) 煤电价格联动机制

根据国家最新政策规定，当电煤价格波动超出一定范围时，视市场运行情况启动煤电价格联动机制。当综合煤价高于或低于一定值时，煤电机组平均发电成本（扣减变动成本补偿后）超过或低于允许上下浮部分，按照一定比例对电量进行补偿或回收，相关费用由全部工商业用户分摊或分享，具体方案另行制定。

(四) 煤电成本补偿机制

为平衡内陆燃煤电厂与沿海燃煤电厂间的成本差异，建立煤电成本补偿机制，即内陆燃煤电厂当月在广西消纳的上网电量，按照内陆燃煤电厂与沿海燃煤电厂的核定基准上网电价之差给予补偿，补偿费用纳入市场损益费用平衡。兴义 2 号机组、燃气机组市场电量参照内陆燃煤电厂补偿标准执行。

(五) 发电企业价格平衡机制

当发电企业各合同（或交易单，不含发电企业出让合同及

买入电量、偏差电量，下同）交易价格超过交易上限价格时，该交易合同实际结算价格按交易上限价格执行，由此产生的盈余费用纳入市场损益分配机制处理。

（六）市场损益分配机制

1. 市场损益包括市场用户侧电量电费（含电网企业代理购电）与市场发电侧电量电费间的差额电费（含省级电网向市场反向供电的对应返还）（以下简称“发用不平衡电费”）、执行政府授权合约产生的差价费用、上月损益分配差额、因发用市场主体电量、电费退补产生的差额费用等科目。

2. 市场损益费用按照“取之于市场，用之于市场”原则结合市场主体经营情况进行分享或分摊。2024年市场损益费用先用于平衡煤电成本补偿费用，不足则以市场损益实际费用为准，若有剩余暂由市场用户（含电网企业代理购电电量、储能企业用网电量）按当月市场电量分享（分摊），如有变化，按最新规定执行。

3. 市场损益费用按月计算，按“月清月结”原则开展分配。后续发生退补、重算等造成的损益差额纳入后续计算月份整体市场损益进行滚动平衡。

七、市场秩序管理

（一）共同维护市场秩序。各市场主体应合法合规公平参与市场竞争，遵守交易规则、入市协议、信用承诺等，履行交易合同约定的各项权利义务；电力市场管理委员会建立市场自

律监督机制，对参与市场交易的各方实施市场内部自律管理，组织签订自律公约，发挥市场自律和社会监督作用，设立投诉举报通道，收集掌握电力市场相关问题线索，监督和纠正扰乱电力市场正常秩序的行为。交易中心建立企业法人及其法定代表人、董事、监事、高级管理人员信用记录，将其纳入全国信用信息共享平台，实施从业人员资格管理及信用管理。

（二）持续加强市场运行监控。交易中心对供需情况、市场结构、交易价格、交易行为、履约风险、信用情况等市场运行情况加强监测，重点监测滥用市场操纵力、串通报价、不正当竞争、在广西电力交易平台外另行订立背离平台内交易合同实质性内容（包括但不限于合同价格、交易模式、结算方式）的其他协议等不良交易行为；重点监测售电公司利用信息不对称优势、市场优势地位等截留批发市场电价改革红利、不合理加价等不当价格行为。

（三）强化对不良交易行为惩处。对市场自律监督及运行监测发现的市场运行异常及风险，交易中心应及时向自治区政府主管部门及监管机构报告，并按国家信用管理规定、相应市场规则进行处置；对不良交易行为可实施包括但不限于以下措施：警示、约谈、公开函询、市场通报、冻结注销交易账户、暂停交易资格、强制退市等，情节严重的，可推动取消相应企业在我区从事电力市场交易的权限。

八、其他

（一）其他未尽事宜按《广西电力市场中长期电能量交易实施细则（非现货环境下）》、《广西电力批发市场结算实施细则（非现货环境下）》等执行。

（二）进一步发挥市场机制优势，通过市场化交易促进新能源消纳，对于保障性收购及市场合同签订以外的新能源发电量，电力调度机构应以最大限度消纳为目标制定调度计划，不做全额消纳的安排。

（三）在落实省间扶贫电量协议的基础上，鼓励区内发电企业、售电公司（批发交易用户）根据区内供需情况参与省间市场化交易；积极融入南方区域电力市场，按照区域市场有关方案和规则参与试运行。

（四）交易中心应加强和规范信息披露工作，进一步满足市场主体信息需求，及时准确的披露各电源市场交易均价、各类市场损益信息、向零售服务用户披露对应售电公司年度交易市场电量中购电电源成分占比等市场信息，维护市场主体合法权益。

（五）加强电力市场履约监管，做好履约风险监测预警。交易中心按照本方案要求，及时开展政策宣贯活动，组织我区电力市场交易各项工作，并将相关交易情况汇总反馈自治区工业和信息化厅。

（六）电网企业需做好参与交易用户分时段计量表计的安装维护，指导用户科学合理申报分时段用电计划，引导用户调

整用电行为，错峰用电、削峰填谷，提升系统运行效率。各电力用户和发电企业应配合电网企业做好计量装置改造和维护工作，已进入市场交易但在计量装置故障后拒不配合开展维护的，次月起退出市场交易，由责任方自行承担相应后果。

（七）各地市工信部门和电网企业积极组织辖区内电力用户、发电企业参与全年电力市场交易，做好宣传和指导工作。

（八）本方案及附录表格中有关参数，可由交易中心根据市场运行情况提出调整建议，报自治区政府主管部门和能源监管机构，按程序进行调整。

（九）本方案执行过程中，遇国家、自治区电力市场化改革相关政策调整的，按最新政策执行。

附录 1

各发电企业分时段交易价格上下限情况表

单位：元/兆瓦时

序号	电源类型	核定上网电价(含税)	峰段		平段		谷段	
			交易价格上限	交易价格下限	交易价格上限	交易价格下限	交易价格上限	交易价格下限
1	内陆燃煤电厂	422.70	583.33	388.88	507.24	338.16	431.15	287.44
2	沿海燃煤电厂	414.70	572.29	381.52	497.64	331.76	422.99	282.00
3	核电	406.30	560.69	0	487.56	0	414.43	0
4	风电、光伏	420.70	580.57	0	504.84	0	429.11	0
5	燃气电厂	420.70	580.57	0	504.84	0	429.11	0
6	兴义#2 机组 (燃煤电厂)	426.61	588.70	425.45	524.82	382.86	460.94	340.27
7	储能企业	420.70	580.57	387.04	504.84	336.56	429.11	286.08

备注：1. 批发交易用户交易价格上限参照兴义#2 机组执行，交易价格下限按 0 执行；

2. 发电合同电量转让交易价格上下限根据受让方电源类型参照执行，用电合同电量转让交易价格上限参照兴义#2 机组执行，交易价格下限按 0 执行；

3. 风电、光伏、燃气发电企业交易价格不含补贴电价；

4. 内陆燃煤电厂包括：富川、六景、贵港、合山、来宾、神鹿、仁义、永福电厂；沿海燃煤电厂包括：钦州、防城港、北海、珠城电厂。

附录 2

广西电力市场中长期电能量交易基本参数表

序号	交易参数名称	参数取值	说明
1	风电等效上网电量比例 α_1	0.335 (=风电等效利用小时数/近三年风电平均发电利用小时数)	用于计算风电市场化上网电量，保留 3 位小数
2	光伏等效上网电量比例 α_2	0.480 (=光伏等效利用小时数/近三年光伏平均发电利用小时数)	用于计算光伏市场化上网电量，保留 3 位小数
3	各发电类型近三年平均发电利用小时数	燃煤 4431 小时，核电 8091 小时，风电 2386 小时，光伏 1042 小时，燃气 1672 小时。储能暂按 600 小时执行。	用于计算各发电企业交易单元年度交易电量上限。风电、光伏剔除等效利用小时数后，近三年利用小时数分别按照 1586 小时、542 小时执行。
4	发电企业交易单元年度交易电量上限调整系数 f_1	核电 0.6，其他电源 0.4	用于计算各发电企业交易单元年度交易电量上限。
5	发电企业交易单元月度净合同电量上限调整系数 f_2	1	用于计算发电侧月度净合同电量上限
6	批发交易用户交易单元年度交易月度净合同电量上限调整系数 y_1	详见附录 5	用于计算批发交易用户年度交易分月净合同电量上限
7	电力用户历史用电量调整系数 y_2	0.9	用于计算交易系统无历史用电量数据的电力批发用户/电力零售用户历史同期月份实际用电量
8	批发交易用户交易单元月度净合同电量上限调整系数 y_3	0.9	用于计算批发交易用户月度净合同电量上限
9	发电侧累计合同电量上限调整系数 f_3	4	用于计算发电侧月度累计合同电量上限
10	用电侧累计合同电量上限调整系数 y_4	4	用于计算用电侧月度累计合同电量上限

附录 3

2024 年中长期电能量交易统调负荷典型分解曲线比例参考表

年分月权重					
1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月
8.27%	6.76%	7.78%	7.51%	8.22%	8.44%
7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
9.38%	9.38%	9.07%	8.27%	8.04%	8.88%
月分日权重					
日期类型	工作日	周六	周日	法定节假日	调休节假日
日权重	1	0.98	0.98	0.89	0.92
日分时权重					
时点	工作日	周六	周日	法定节假日	调休节假日
0:00	0.0393	0.0404	0.0404	0.0415	0.04
1:00	0.0373	0.0383	0.0384	0.0383	0.0372
2:00	0.0358	0.0367	0.0368	0.0361	0.0352
3:00	0.0348	0.0356	0.0357	0.0347	0.034
4:00	0.0342	0.035	0.035	0.0339	0.0333
5:00	0.0345	0.035	0.0351	0.0339	0.0334
6:00	0.0365	0.0363	0.0363	0.0353	0.0351
7:00	0.0385	0.0379	0.0378	0.0371	0.0371

8:00	0.0415	0.0407	0.0403	0.04	0.0407
9:00	0.0438	0.0429	0.0425	0.0422	0.0433
10:00	0.044	0.0433	0.0429	0.0427	0.0437
11:00	0.044	0.0434	0.0432	0.0428	0.0439
12:00	0.0423	0.0418	0.0418	0.042	0.0424
13:00	0.0422	0.0421	0.0422	0.0415	0.0421
14:00	0.0426	0.0427	0.0428	0.0413	0.0422
15:00	0.0432	0.0431	0.0433	0.0418	0.0426
16:00	0.0439	0.0438	0.0442	0.0431	0.0435
17:00	0.0458	0.0457	0.0458	0.0459	0.046
18:00	0.0462	0.0461	0.046	0.0473	0.0474
19:00	0.0473	0.0469	0.0469	0.0489	0.049
20:00	0.0475	0.0476	0.0477	0.0495	0.0497
21:00	0.047	0.0465	0.047	0.0489	0.0485
22:00	0.0453	0.0453	0.0453	0.0472	0.0465
23:00	0.0425	0.0429	0.0426	0.0441	0.0432

备注：1. 上述年分月曲线根据 2024 年-2026 年运行方式，选取 2024 年统调负荷调度预测值确定；月分日、日分时曲线根据 2022 年 1 月 1 日至 2023 年 9 月 10 日统调负荷历史数据确定

2. 法定节假日为：元旦当天（1 月 1 日）、春节 3 天（农历正月初一、初二、初三）。清明节当天（农历清明当日），劳动节当天（5 月 1 日），端午节当天（农历端午当日），中秋节当天（农历中秋当日），国庆节 3 天（10 月 1 日至 3 日），共计 11 天。具体日期安排以政府正式发布的 2024 年度节假日安排为准；

3. 调休节假日为：全年节假日对应的假期安排中，除法定节假日外的部分，具体日期安排以政府正式发布的 2024 年度节假日安排为准。

附录 4

2024 年中长期电能量交易大工业用户典型分解曲线比例参考表

年分月权重					
1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月
7.33%	5.83%	8.39%	8.08%	8.28%	8.21%
7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
9.04%	8.73%	8.4%	8.53%	10.16%	9.02%
月分日权重					
日期类型	工作日	周六	周日	法定节假日	调休节假日
日权重	1	1	0.98	0.85	0.92
日分时权重					
时点	工作日	周六	周日	法定节假日	调休节假日
0:00	0.0434	0.0441	0.0446	0.0451	0.0418
1:00	0.0431	0.0435	0.044	0.0464	0.0414
2:00	0.0422	0.0426	0.0437	0.0454	0.0415
3:00	0.0419	0.0421	0.0429	0.0445	0.0412
4:00	0.0413	0.0419	0.0422	0.0436	0.0409
5:00	0.0411	0.0415	0.0423	0.0433	0.04
6:00	0.0399	0.0407	0.0406	0.0416	0.039

7:00	0.0399	0.04	0.0402	0.0395	0.0396
8:00	0.0419	0.0414	0.0413	0.0397	0.0405
9:00	0.0425	0.0422	0.042	0.0413	0.0418
10:00	0.0413	0.0409	0.0404	0.0393	0.0403
11:00	0.0401	0.0398	0.04	0.038	0.0398
12:00	0.0386	0.0385	0.0385	0.0385	0.0395
13:00	0.0401	0.0395	0.0402	0.0389	0.041
14:00	0.0412	0.0411	0.0407	0.0396	0.0417
15:00	0.0413	0.041	0.0403	0.0389	0.0419
16:00	0.0429	0.0428	0.0415	0.0404	0.0426
17:00	0.0425	0.0428	0.041	0.0393	0.0429
18:00	0.0416	0.0417	0.0417	0.0403	0.0435
19:00	0.0424	0.0419	0.0414	0.0431	0.0433
20:00	0.0424	0.0426	0.0421	0.0435	0.0442
21:00	0.0427	0.0425	0.0425	0.0436	0.0438
22:00	0.0428	0.0422	0.043	0.0434	0.044
23:00	0.0429	0.0427	0.0429	0.0428	0.0438

备注：1. 上述年分月曲线根据 2022 年 1 月至 2022 年 12 月大工业用户历史用电量确定。月分日、日分时根据 2023 年 5 月广西电网大工业用户用电量确定；

2. 法定节假日为：元旦当天（1 月 1 日）、春节 3 天（农历正月初一、初二、初三）。清明节当天（农历清明当日），劳动节当天（5 月 1 日），端午节当天（农历端午当日），中秋节当天（农历中秋当日），国庆节 3 天（10 月 1 日至 3 日），共计 11 天。具体日期安排以政府正式发布的 2024 年度节假日安排为准；

3. 调休节假日为：全年节假日对应的假期安排中，除法定节假日外的部分，具体日期安排以政府正式发布的 2024 年度节假日安排为准。

附录 5

2024 年批发交易用户年度交易月度净合同电量调整系数表

2024 年月份	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月
上限电量参考月份	2023 年 1 月	2023 年 2 月	2023 年 3 月	2023 年 4 月	2023 年 5 月	2023 年 6 月
调整系数 y_1	1.4	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
2024 年月份	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
上限电量参考月份	2023 年 7 月	2023 年 8 月	2023 年 9 月	2023 年 10 月	2023 年 11 月	2022 年 12 月
调整系数 y_1	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2

备注：2024 年用电需求根据 2022 年 11 月至 2023 年 11 月历史用电量考虑用电增长后确定。考虑春节影响，因此 2024 年 1 月调整系数有所差异。

附录 6

2023 年底及 2024 年煤电机组投产情况表

单位：兆瓦

电厂名称	机组类型	机组编号	容量	投产时间	实际运行月份数
钦州电厂三期	煤电	#5	660	2023 年 12 月	12
北海电厂二期	煤电	#3	660	2024 年 1 月	11
钦州电厂三期	煤电	#6	660	2024 年 3 月	9
北海电厂二期	煤电	#4	660	2024 年 3 月	9

备注：1. 2024 年 1 月 1 日前已投产的发电企业交易单元，实际运行月份数均参照 12 个月执行。

2. 以上电厂均为沿海燃煤电厂。

附录 7

同一投资主体的发电企业及其关联售电公司名单

序号	售电公司名称	发电企业名称
1	广西钦钦售电有限公司	国投钦州发电有限公司、国投广西风电有限公司、国投钦州第二发电有限公司
2	国投广西新能源发展有限公司	
3	广西国开能源销售有限公司	
4	广西国钦能源有限公司	
5	中国华电集团清洁能源有限公司	三江华电福瑞新能源有限公司、钦州华电福瑞新能源有限公司、华电福新南丹新能源有限公司、平果华电福新风力发电有限公司、华电福新环江新能源有限公司、钦州华电福新风力发电有限公司、广西南宁华电新能风力发电有限公司、华电福新柳州新能源有限公司、华电福新马山风力发电有限公司、三江县协合风力发电有限公司、融安协合风力发电有限公司、马山协合风力发电有限公司、华电南宁新能源有限公司、中国华电集团贵港发电有限公司
6	华电广西能源有限公司	
7	广西防核售电有限公司	中广核新能源凌云有限公司、中广核新能源钦州有限公司、中广核新能源百色有限公司、中广核贵港港南风力发电有限公司、北流大冲山风电有限公司、中广核兴业风力发电有限公司、兴业中广核新能源有限公司、中广核钟山风力发电有限公司、广西防城港核电有限公司
8	广西中广核合同能源管理有限公司	
9	中电广西防城港能源有限公司	中煤防城港电力有限公司
10	广西广投乾丰售电有限责任公司	广西投资集团来宾发电有限公司、广西广投北海发电有限公司、广西桂旭能源发展投资有限公司
11	广西广投鑫源热电有限公司	

12	广西国电投博能售电有限公司	广西田林兴龙新能源有限公司、广西梧州市铜镬风力发电有限公司、广西资源国电投绿动新能源有限公司、广西钦州国电投新能源有限公司、广西藤县启元新能源有限公司、广西陆川县国垦光伏发电有限公司、南宁吉昇新能源有限公司、上林县鑫安光伏电力有限公司、广西国电投浙桂新能源有限公司、广西国电投思恩新能源有限公司、龙州县百熠新能源科技有限公司、广西田林锐航新能源有限公司、广西光泰新能源开发有限公司、广西合山市中电投新能源发电有限责任公司、钦州鑫金光伏电力有限公司、钦州金安新能源有限公司、东兴市浩阳新能源有限公司、广西灵山大怀山新能源有限公司、马山协合古零风力发电有限公司、国家电投集团广西金紫山风电有限公司、国家电投集团广西灵川风电有限公司、国家电投集团广西兴安风电有限公司、上电平南新能源有限公司、国家电投集团广西梧州新能源有限公司、融安协合白云岭风力发电有限公司、国家电投广西宾阳新能源发电有限责任公司、国家电投集团广西长洲水电开发有限公司
13	华能广西能源销售有限责任公司	华能融水新能源有限公司、华能那坡新能源有限公司、华能怡海（钦州）新能源有限责任公司、华能富川风力发电有限公司、华能南宁清洁能源有限责任公司、华能河池清洁能源有限责任公司、华能贵港清洁能源有限责任公司、华能桂林燃气分布式能源有限责任公司
14	广西国能能源销售有限公司	国能横州新能源有限公司、国能国华（广西）新能源有限公司、国能藤县能源发展有限公司、国能广投北海发电有限公司、国电优能玉林风电有限公司、国家能源集团广西电力有限公司容县分公司、国能北投灌阳风电有限公司、国电优能全州风电有限公司、国电优能恭城风电有限公司、梧州国能水电开发有限公司、国能广投柳州发电有限公司、国能永福发电有限公司、国能南宁发电有限公司
15	广西大唐桂冠电力营销有限公司	广西大唐庆丰新能源有限公司、广西大唐桂晨新能源有限公司、广西大唐浔州新能源有限公司、大唐桂冠来宾兴宾区新能源有限公司、大唐桂冠田东新能源有限公司、横

		县江南发电有限公司隆安新能源分公司、龙滩水电开发有限公司藤县新能源分公司、大唐桂冠隆林新能源有限公司、大唐桂冠合山新能源有限公司、大唐桂林新能源有限公司、大唐富川新能源有限公司、大唐恭城新能源有限公司、广西大唐桂冠新能源有限公司博白分公司、广西大唐桂冠新能源有限公司、横县江南发电有限公司、广西桂冠电力股份有限公司昭平分公司、扶绥广能电力开发有限公司、龙滩水电开发有限公司合山发电公司
16	华润电力（广西）销售有限公司	华润新能源（岑溪）有限公司、华润新能源（南宁）有限公司、华润新能源（象州）有限公司、华润风电（苍梧）有限公司、华润风电（田东）有限公司、华润风电（贺州）有限公司、华润新能源（苍梧）有限公司、华润新能源（容县）风能有限责任公司、华润风电（玉林）有限公司、广西润电风能（北流）有限公司、华润风电（象州）有限公司、华润电力（贺州）有限公司

附录 8

2024 年广西电力市场中长期发电交易单元偏差电量结算价格系数表

发电类型	偏差类型	偏差率区间		偏差结算价格系数	偏差价格系数值	
					非自身原因	自身原因
煤电、核电、气电 发电企业	正偏差	第一阶	(0, 5%]	$N_{正, 1}$	1	0.98
		第二阶	(5%, 20%]	$N_{正, 2}$	0.97	0.95
		第三阶	(20%, +∞)	$N_{正, 3}$	0.95	0.85
	负偏差	第一阶	[-5%, 0)	$N_{负, 1}$	1	1.02
		第二阶	[-20%, -5%)	$N_{负, 2}$	0.95	1.05
		第三阶	(-100%, -20%)	$N_{负, 3}$	0.95	1.1
风电、光伏发电企业、 储能企业	正偏差	第一阶	(0, 10%]	$N_{正, 1}$	1	0.98
		第二阶	(10%, 20%]	$N_{正, 2}$	0.97	0.95
		第三阶	(20%, +∞)	$N_{正, 3}$	0.95	0.85
	负偏差	第一阶	[-10%, 0)	$N_{负, 1}$	1	1
		第二阶	[-20%, -10%)	$N_{负, 2}$	1.025	1.05
		第三阶	(-100%, -20%)	$N_{负, 3}$	1.05	1.1

备注：1. 发电交易单元因非自身原因的偏差率=因非自身原因的偏差电量/合同电量，当合同电量=0 时，视为偏差率区间位于第三阶。

2. 发电交易单元因自身原因的偏差率=因自身原因的偏差电量/合同电量。当合同电量=0 时，视为偏差率区间位于第三阶。

附录 9

2024 年广西电力市场中长期用电交易单元偏差电量结算价格系数表

偏差类型	偏差结算价格系数	偏差率区间		偏差价格系数值
正偏差	$U_{正, 1}$	第一阶	(0, 5%]	1.005
	$U_{正, 2}$	第二阶	(5%, 20%]	1.05
	$U_{正, 3}$	第三阶	(20%, +∞)	1.1
负偏差	$U_{负, 1}$	第一阶	[-5%, 0)	1.005
	$U_{负, 2}$	第二阶	[-20%, -5%)	0.95
	$U_{负, 3}$	第三阶	(-100%, -20%)	0.9

备注：用电交易单元偏差率=偏差电量/合同电量，当合同电量=0时，视为偏差率区间位于第三阶。

附录 10

2024 年广西电力市场电网企业代理购电偏差电量结算价格系数表

偏差类型	偏差结算价格系数	偏差率区间		偏差价格系数值
正偏差	$U_{正, 1}$	第一阶	(0, 30%]	1.005
	$U_{正, 2}$	第二阶	(30%, 60%]	1.05
	$U_{正, 3}$	第三阶	(60%, +∞)	1.1
负偏差	$U_{负, 1}$	第一阶	[-30%, 0)	1.005
	$U_{负, 2}$	第二阶	[-60%, -30%)	0.95
	$U_{负, 3}$	第三阶	(-100%, -60%)	0.9

备注：电网企业代理购电偏差率=偏差电量/电网企业工商业代理购电量，电网企业工商业代理购电量取《电网企业代理购电信息表》中公告的工商业代理购电量（含趸售、总线损）。