

国家能源局四川监管办公室文件 四川省经济和信息化厅

川监能市场〔2022〕6号

关于明确2022年四川电力交易意见的通知

各市（州）经济和信息化主管部门，国网西南分部、国网四川省电力公司、四川能源投资集团公司，四川电力交易中心，有关地方电网企业，有关发电企业、售电企业、电力用户：

为推动四川电力市场平稳有序发展，规范电力市场交易秩序，根据《四川电力中长期交易规则》的有关要求，结合2022年省内电力市场交易安排，我们提出了组织开展2022年四川电力交易的意见，请遵照执行。

附件：关于组织开展2022年四川电力交易的意见

(此页无正文)



附件

关于组织开展 2022 年四川电力交易的意见

根据《四川电力中长期交易规则》(川监能市场〔2021〕11号,以下简称《交易规则》),结合2022年省内电力市场交易安排,按照安全稳定、因地制宜、统筹兼顾、积极稳妥的原则,就组织开展2022年四川电力交易提出以下意见。

1 交易品种与交易方式

1.1 省间市场

省间市场交易品种包括电能量交易和辅助服务交易。其中,电能量交易包括省间中长期交易和省间现货交易。

省间中长期交易在北京电力交易平台开展,省间现货交易在国调现货交易平台开展。省间中长期、现货、辅助服务交易规则按相关规定执行。

1.2 省内批发市场

省内批发市场交易品种包括电能量交易、合同转让交易、电网代理购电、辅助服务交易。

1.2.1 电能量交易

电能量交易包括常规直购交易、留存电量交易、战略长协交易、水电消纳示范交易、丰水期富余电量交易、电能替代交易。

电能量交易各品种申报价格上下限按四川省 2022 年省内电

力市场交易总体方案有关要求执行。

1.2.1.1 常规直购交易

(1) 电力用户参加常规直购交易的电量须按要求打捆购入火电电量。火电电量包括省内火电（指省内燃煤火电，下同）和省间外购电量（不含国调中心、西南网调直调水电企业留川电量，下同）。省内火电电量通过省内火电交易完成并由电力交易平台按月自动匹配，省间外购电量由电力交易平台按月自动匹配。

省内火电电能量增量交易在月度（月内）采用平台集中交易方式开展，实行“发电侧单边报价、平台统一边际出清”。基本流程如下：

每月月前，四川电力调度控制中心（以下简称“省调”）按要求制定当月省内火电发电预计划总量和分机组必发电量，并在月度交易前公布；月内，省调可根据系统实际运行情况动态补充增量部分，在月内交易前公布。

四川电力交易中心根据当月高耗能和非高耗能电力用户直接从电力市场购电的交易合同电量比例，将省内火电发电预计划总量和分机组必发电量按高耗能电力用户和非高耗能电力用户对应划分为两部分，在月度（月内）交易前公布。

月度（月内）交易申报时，省内火电机组分别申报对应高耗能和非高耗能电力用户的交易电量和交易价格。其中申报电量不超过本机组对应高耗能和非高耗能电力用户必发电量的 1.1 倍，申报价格不超过各自打捆购入省内火电电量的交易价格浮动范

围。必发电量部分由电力交易平台自动申报，申报价格默认为省内火电最低限价。

月度（月内）交易出清时，以各自对应的省内火电发电预计计划总量为边界确定的最后一个中标机组的申报价格，作为高耗能和非高耗能电力用户打捆购入省内火电电量的交易价格，形成发电企业省内火电电量合同。

月末，首先结合实际用电量，分别计算高耗能和非高耗能电力用户应打捆购入火电电量；其次结合实际火电电量，分别计算代理工商业用户应配置的省内火电电量和省间外购电量，以及高耗能和非高耗能用户应打捆购入的省内火电电量和省间外购电量；最后结合高耗能和非高耗能电力用户应打捆购入省内火电电量，分别等比例调整发电企业省内火电电量合同，并相应形成发电企业对应市场化工商业用户（指直接从电力市场购电的工商业用户）和代理工商业用户（指暂由电网企业代理购电的工商业电力用户，下同）省内火电电量合同。

（2）非高耗能用户可自愿将应打捆购入的火电电量置换为风电、光伏电量，置换后风电、光伏电量占比应不低于该用户纳入常规直购交易范畴电量的 60%，且该比例全年分月应保持一致。置换的风电、光伏电量由电力交易平台按月自动匹配。高耗能用户不可将应打捆购入的火电电量置换为风电、光伏电量，但可选择与风电、光伏发电企业（不含扶贫项目和平价上网项目，下同）直接交易购入风电、光伏电量。

(3) 电力用户在打捆购入火电电量或置换风电、光伏电量后，其余电量可通过直接交易购入水电、风电、光伏电量，三者交易方式相同且合并组织。未打捆购入火电电量的高耗能用户(以下简称“全风光高耗能用户”), 参与全风光高耗能双边协商交易，全年全电量购入风电、光伏电量。

(4) 风电、光伏发电企业全年各月超过其优先计划电量以外的上网电量，须参与省内直接交易。

(5) 常规直购交易水电部分的年度交易采用平台集中和双边协商方式组织；单个水电企业参与常规直购年度交易的电量实行指标控制。

1) 年度平台集中交易为电能量增量交易，采用复式撮合方式，同时组织发用双方全年丰平枯均衡电量结构和全年分月电量的平台集中交易，发用双方可自主选择其中一种或两种方式。参与全年丰平枯均衡电量结构平台集中交易的电量，采用全年综合交易电价；参与全年分月电量平台集中交易的电量（可申报任意某月或多月交易），采用分月交易电价。

复式撮合交易过程分为集中竞价和滚动撮合两个阶段，具体如下：

在集中竞价阶段，开展发用双侧（指发电侧与用电侧对应匹配，下同）电能量增量交易，即发电侧申报合同增持需求（拟售出电量），用电侧申报合同增持需求（拟购入电量），交易平台采用申报电价高低匹配的方式对发用双方的合同增持需求进行配对

出清。

在滚动撮合阶段，开展发用双侧电能量增量交易，即发电侧申报合同增持需求（拟售出电量），用电侧申报合同增持需求（拟购入电量），在规定的交易起止时间内，发用双侧可随时提交购电或者售电信息，交易平台按照价格优先、时间优先的原则进行滚动撮合成交。

2) 年度双边协商交易为电能量增量交易，发用双侧按照合同示范文本约定全年各月电量、电价，并在规定时间内在电力交易平台录入交易相关信息并确认，可采用全年综合交易电价，也可采用分月交易电价。

(6) 常规直购交易水电部分的月度（月内）交易采用平台集中和双边协商方式组织。

1) 平台集中交易采用复式撮合方式，交易过程分为集中竞价和滚动撮合两个阶段，具体如下：

在集中竞价阶段，开展发用双侧电能量增量交易，即发电侧申报合同增持需求（拟售出电量），用电侧申报合同增持需求（拟购入电量），交易平台采用申报电价高低匹配的方式对发用双方的合同增持需求进行配对出清。

在滚动撮合阶段，开展电能量增量交易、调减交易、合同转让交易，发用两侧（指发电侧和用电侧分别，下同）均可申报合同增持需求和合同减持需求。发（用）电侧合同增（减）持需求可以与对侧市场主体合同增（减）持需求相匹配，也可以与同侧

市场主体合同减（增）持需求相匹配。

2) 月度(月内)双边协商交易包括发用双侧调减交易、发用两侧合同转让交易。

1.2.1.2 留存电量交易

留存电量交易由电力交易平台根据政府计划，按照最小配对等方式对购售方及电量进行配对。

1.2.1.3 战略长协交易

(1) 重点支持的钢铁企业参加战略长协交易的电量应按要求打捆购入火电电量，其余电力用户参与战略长协交易的电量实施全水电交易。

(2) 战略长协交易水电部分年度交易组织方式与常规直购交易水电部分年度交易方式相同；月度(月内)交易组织方式与常规直购交易水电部分月度(月内)交易相同且合并组织。战略长协用户打捆购入火电电量方式，与常规直购用户打捆购入火电电量方式相同。战略长协用户可通过直接交易购入风电、光伏电量，交易方式与常规直购交易用户购入风电、光伏电量的方式相同。

1.2.1.4 水电消纳示范交易

(1) 水电消纳示范交易按不同消纳示范区分别组织年度、月度(月内)交易，仅采用双边协商方式，参与市场主体仅限于本市(州)示范区内水电企业和用电企业。

(2) 水电消纳示范区水电企业应做到弃水电量的“能用尽

用”，可自愿超过其申报的弃水电量规模签约。

(3) 电力用户户号可交易电量中未参加其他交易品种的电量，全部纳入水电消纳扶持范围；参加其他交易品种的，按其他交易品种执行。

(4) 参加水电消纳示范交易的电力用户户号，其可交易电量之外的电量须直接从电力市场购电。

(5) 可交易电量部分，实施全水电交易，不实施风电、光伏直接交易。

1.2.1.5 丰水期富余电量交易

(1) 丰水期富余电量政策实施时间为6-10月，为全水电交易，也可按水电方式实施风电、光伏直接交易。其年度、月度(月内)交易组织方式与战略长协交易水电部分相同且合并组织。

(2) 直接从电力市场购电的用户户号中纳入丰水期富余电量交易范围的，须参加丰水期富余电量交易，其实际用电量超过丰水期富余电量基数的部分即为丰水期富余电量；丰水期富余电量之外的电量须直接从电力市场购电。

(3) 丰水期富余电量按月度进行计算，原则上电力用户每月申报电量应超过10兆瓦时。

1.2.1.6 电能替代交易

(1) 电能替代交易为全水电交易，也可按水电方式实施风电、光伏直接交易。其年度、月度(月内)交易组织方式与战略长协交易水电部分相同且合并组织。

(2) 电能替代项目在明确纳入电能替代交易之后的电量，应全部参与电能替代交易。

1.2.2 合同转让交易

1.2.2.1 总体要求

(1) 合同转让交易分为发电侧合同转让、用电侧合同转让、燃煤火电关停替代交易和退市售电公司合同转让。

(2) 合同转让交易价格为合同的出让或买入价格，不影响出让方原有合同的价格，涉及的合同交易对象权责不受影响，不需要原合同交易对象确认。

(3) 各市场主体之间合同转让交易费用结算依据由四川电力交易中心统一出具。国网四川省电力公司负责开展合同转让交易价差费用的代收代付。

1.2.2.2 发电侧合同转让交易

1.2.2.2.1 基本要求

(1) 发电侧可开展合同转让的交易品种包括省间中长期交易、优先计划电量、常规直购交易、留存电量交易、战略长协交易、水电消纳示范交易、丰水期富余电量交易、电能替代交易、燃煤火电关停替代交易。

(2) 发电企业按照申报次日可发电量方式累加得到的月度发电计划不能参与合同转让交易；留存电量交易合同只能在本州内水电企业间转让；水电消纳示范交易合同只能在本市（州）示范区内水电企业间转让；在运燃煤火电机组不能与水电机组及新

能源发电企业之间相互转让合同；燃气机组优先计划电量合同不能实施转让；风电、光伏发电企业与全风光高耗能用户直接交易形成的合同，仅可在风电、光伏发电企业之间转让；风电、光伏发电企业与除全风光高耗能用户以外的市场化用户直接交易形成的合同，以及水电企业直接参加市场交易（除水电消纳示范交易、留存电量）形成的合同，可以在符合条件的水电、风电、光伏发电企业间之间转让；优先计划电量合同、省间中长期交易合同可在同一发电类型（风电、光伏视为同一发电类型）市场主体之间相互转让。

（3）在无正当理由情况下，发电企业在仍有省内直接交易形成的合同（不含留存电量交易合同、水电消纳示范交易合同）的情况下，原则上不得转让省间中长期交易合同。

（4）在无正当理由情况下，水电企业分月双边协商调减电量与出让合同电量之和原则上不超过该品种当月直接交易形成的省内市场化合同电量的40%。

1.2.2.2.2 交易方式

发电侧合同转让可采取双边协商、滚动撮合、复式撮合、拍卖四种交易方式，其中滚动撮合和复式撮合统称为平台集中转让。

水电、风电、光伏发电企业战略长协交易、丰水期富余电量交易、电能替代交易的合同，在年度平台集中转让、拍卖交易中合并组织；水电、风电、光伏发电企业除全风光高耗能以外的常规直购交易合同，在年度平台集中转让、拍卖交易中单独组织；

风电、光伏发电企业与全风光高耗能用户形成的常规直购交易合同在年度拍卖交易中单独组织。

水电、风电、光伏发电企业战略长协交易、丰水期富余电量交易、电能替代交易合同以及除全风光高耗能以外的常规直购交易合同，在月度（月内）平台集中转让交易中合并组织。

省间中长期交易、优先计划电量、留存电量交易、水电消纳示范交易、燃煤火电关停替代交易以及风电、光伏发电企业与全风光高耗能用户形成的常规直购交易合同不开展平台集中转让；省间中长期交易、优先计划电量、留存电量交易、燃煤火电关停替代交易合同不开展拍卖转让。

（1）水电合同转让

水电合同转让交易按年度、月度（月内）开展。年度合同转让交易原则上仅在水电企业超过自身能力签约的情况下实施，在年度合同完成校核后开展。

1) 双边协商方式

在年度、月度（月内）开展，各发电企业之间自主协商约定转让品种、转让电量、转让价格、转让月份等，并将达成的交易意向及相关信息录入电力交易平台并确认。

2) 滚动撮合方式

在年度、月度（月内）开展，发电企业向电力交易平台申报合同转让（受让）需求，包括拟转让品种、转让(受让)电量、合同价格、转让(受让)月度，形成转让(受让)包。在规定的交易

起止时间内，挂牌方可随时对本方的转让(受让)包进行分拆，形成多个拆分包，并可随时对拆分包的电量和价格进行修改。摘牌方以自身对应月度剩余能力为限进行摘牌，成交价格为挂牌价格，按价格优先、时间优先的顺序成交。原合同价格高于合同转出价格时，由受让方向出让方支付转让价差费用；原合同价格低于合同转出价格时，由出让方向受让方支付转让价差费用。

3) 复式撮合方式

在月度（月内）开展，发用双侧电能量增量交易、用电侧合同转让交易、发用双侧合同调减交易合并组织。

4) 拍卖方式

原则上仅在年度开展，当水电企业部分月度合同未通过校核，且双边协商和平台集中转让均未能转出时实施。

水电企业可自主选择各月除省间中长期交易、优先计划电量、留存电量交易、燃煤火电关停替代交易以外其他交易品种参与拍卖，在限定时间内未选择的，四川电力交易中心按价格由高到低的顺序安排参与拍卖的交易品种，并将交易品种、超限月份、超限电量形成一个拍卖包，并通过电力交易平台发布。

竞拍方应在自身各月发电剩余能力范围内选择拍卖包参与交易，可同时申报多个拍卖包。交易结束后，每个拍卖包按申报价格由低到高的顺序出清，价格相同时，按竞拍电量比例分配。出清价格与标的价格间的价差部分由出让方承担。

拍卖交易标的涉及的原合同交易对象权责不受影响。

5) 年度合同转让交易优先通过双边协商方式组织，再通过平台组织滚动撮合转让，双边协商和滚动撮合转让后依然没有成交的合同，由四川电力交易中心通过电力交易平台组织拍卖交易。年度合同转让原则上不组织省间中长期交易合同转让。

6) 水电月度（月内）合同转让包括事前（事中）合同转让和事后合同转让。事前（事中）合同转让采取双边协商和复式撮合的方式，在结算月前3周每周组织2次。事后合同转让采取双边协商和滚动撮合的方式，且事后合同电量转让原则上不应扩大发电侧市场主体的超发或欠发程度。

（2）火电合同转让

火电合同转让采用双边协商方式，仅组织月度（月内）交易，原则上优先转让必发电量的部分。

（3）风电、光伏合同转让

1) 风电、光伏发电企业与全风光高耗能用户直接交易形成合同，在年度组织双边协商和拍卖转让，在月度（月内）组织双边协商转让。

2) 风电、光伏发电企业与除全风光高耗能用户以外的电力用户直接交易形成合同的转让，按年度、月度（月内）开展，与对应交易品种水电合同转让合并组织。

3) 风电、光伏合同拍卖转让原则上仅在年度开展，当风电、光伏发电企业部分月度合同未通过校核，且双边协商和平台集中转让均未能转出时实施。拍卖方式与水电合同拍卖方式相同。风

电、光伏的优先计划电量合同不参与拍卖。

风电、光伏合同拍卖优先开展其与全风光高耗能用户直接交易形成的合同的拍卖，由风电、光伏发电企业参与竞拍。

风电、光伏发电企业拍卖其与除全风光高耗能用户以外的电力用户直接交易形成的合同时，风电、光伏企业可自主选择交易合同参与拍卖，与对应交易品种水电合同拍卖合并组织。

1.2.2.2.3 交易电价

(1) 水电合同转让

双边协商转让时，若转让价格与原合同价格不一致，则交易电价上下限与常规直购交易水电部分的月度（月内）电能量增量交易电价上下限相同；省间中长期交易合同转让交易电价须与原合同价格一致。

平台集中转让时，交易电价上下限与常规直购交易水电部分的月度（月内）电能量增量交易电价上下限相同。

拍卖转让时，交易电价上限与常规直购交易水电部分的月度（月内）电能量增量交易电价上限相同，下限为零。

(2) 火电合同转让

火电合同转让时，转让价格与原合同保持一致。

(3) 风电、光伏合同转让

风电、光伏发电企业采用双边协商转让与全风光高耗能用户直接交易形成的合同时，转让价格须与原合同电价保持一致。

风电、光伏发电企业采用双边协商转让与除全风光高耗能用

户以外的电力用户直接交易形成的合同时，若转让价格与原合同不一致，转让价格上下限与常规直购交易水电部分的月度（月内）电能量增量交易电价上下限相同；采用平台集中转让时，交易价格上下限与常规直购交易水电部分的月度（月内）电能量增量交易电价上下限相同。

拍卖转让风电、光伏发电企业与全风光高耗能用户直接交易形成的合同时，交易价格不设上限，下限为零。

拍卖转让风电、光伏发电企业与除全风光高耗能用户以外的电力用户直接交易形成的合同时，交易电价上限与常规直购交易水电部分的月度（月内）电能量增量交易电价上限相同，下限为零。

1.2.2.3 用电侧合同转让交易

1.2.2.3.1 基本要求

（1）售电公司之间、批发用户之间、售电公司与批发用户之间均可开展合同转让交易。

（2）用电侧可开展合同转让的交易品种包括常规直购交易、留存电量交易、战略长协交易、水电消纳示范交易、丰水期富余电量交易、电能替代交易。

（3）用电侧合同转让交易按年度、月度（月内）开展。在年度合同转让（不含拍卖）交易中，用电侧市场主体分月电量转让不超过该品种当月合同电量的 40%。

（4）售电公司不可承接未代理的交易品种，但在年度交易

中战略长协、丰水期富余电量、电能替代交易品种可互相承接；在月度（月内）交易中除全风光高耗能以外的常规直购、战略长协、丰水期富余电量、电能替代交易合同均可互相承接。

（5）留存电量交易合同只能在本州内留存电量电力用户（含飞地园区留存电量电力用户）之间进行转让；水电消纳示范交易合同只能在本市（州）示范区内水电消纳示范交易电力用户之间进行转让；全风光高耗能用户与风电、光伏发电企业直接交易形成的合同，只能在全风光高耗能用户之间转让；除全风光高耗能用户以外的常规直购用户与风电、光伏、水电企业直接交易形成的常规直购合同，在年度转让交易中仅可在除全风光高耗能用户以外的常规直购用户之间转让，在月度（月内）交易中可在除全风光高耗能用户以外的电力用户之间转让；除全风光高耗能用户以外的电力用户与风电、光伏发电企业直接交易（常规直购除外）形成的合同，以及用电侧直接从电力市场购电（常规直购、水电消纳示范交易、留存电量除外）形成的水电合同在年度、月度（月内）转让交易中均可在除全风光高耗能用户以外的电力用户之间转让。电力用户打包购入的火电电量合同、置换的风电及光伏合同、配置的新能源及燃气电量合同不得转让。

（6）国网四川电网原非同价区（简称“非同价区”，下同）地县调直调小水电总上网电量优先保障当地居民农业等保障类用户（指居民、农业等由电网企业保障供应的电力用户）后，用于保障非同价区大工业用户的剩余电量（以下简称保障性小水电电

量) 合同不可转让。

(7) 售电公司参加年度合同转让交易时, 承接的某交易品种合同电量与原持有的该交易品种合同电量之和不应超过该售电公司与零售用户该品种签约总电量。其中, 战略长协、丰水期富余电量、电能替代视为同一交易品种。

1.2.2.3.2 交易方式

用电侧合同转让可采取双边协商、滚动撮合、复式撮合、拍卖四种交易方式, 其中滚动撮合和复式撮合统称为平台集中转让。战略长协交易、丰水期富余电量交易、电能替代交易的合同, 在年度平台集中转让、拍卖交易中合并组织; 除全风光高耗能以外的常规直购交易合同, 在年度平台集中转让、拍卖交易中单独组织; 战略长协交易、丰水期富余电量交易、电能替代交易合同以及除全风光高耗能以外的常规直购交易合同, 在月度(月内)平台集中转让交易中合并组织。年度、月度(月内)合同转让中, 留存电量交易、水电消纳示范交易以及全风光高耗能用户的交易合同不开展平台集中转让; 留存电量交易合同不开展拍卖转让。

(1) 水电部分

1) 双边协商方式

在年度、月度(月内)开展, 转让双方自主协商约定转让品种、转让电量、转让价格、转让月份等, 并将达成的交易意向及相关信息录入电力交易平台并确认。

2) 滚动撮合方式

在年度、月度（月内）开展，批发用户或售电公司向交易平台申报合同转让（受让）需求，包括拟转让品种、转让（受让）电量、合同价格、转让（受让）月度，形成转让（受让）包。在规定的交易起止时间内，挂牌方可随时对本方的转让（受让）包进行分拆，形成多个拆分包，并可随时对拆分包的电量和价格进行修改。摘牌方自愿摘牌，成交价格为挂牌价格，按价格优先、时间优先的顺序成交。原合同价格高于合同转出价格时，由出让方向受让方支付转让价差费用；原合同价格低于合同转出价格时，由受让方向出让方支付转让价差费用。

3) 复式撮合方式

在月度（月内）开展，与发用双侧电能量增量交易、发电侧合同转让交易、发用双侧合同调减交易合并组织。

4) 拍卖方式

原则上仅在年度开展，在双边协商交易、平台集中转让交易均未能转出时实施。

售电公司可自主选择参与拍卖的交易合同，在限定时间内未选择的，四川电力交易中心按价格由低到高的顺序安排参与拍卖的交易合同，并将交易品种、超限月份、超限电量形成一个拍卖包，并通过交易平台发布。

竞拍方应在自身各月可签约空间范围内选择拍卖包参与交易，竞拍方可同时申报多个拍卖包。交易结束后，每个拍卖包按申报价格由高到低的顺序出清，价格相同时，按竞拍电量比例分

配。出清价格与标的价格间的价差部分由出让方承担。

拍卖交易标的涉及的原合同交易对象权责不受影响。

5) 在年度交易中，当售电公司水电消纳示范、全风光高耗能、除全风光高耗能以外的常规直购、其他交易品种（战略长协、丰水期富余电量、电能替代）批发市场年度合同电量按类别分月汇总后，超过其对应月份该类别零售市场签约电量，可优先通过双边协商方式进行转让，并采用滚动撮合方式组织开展集中转让。在双边协商转让、滚动撮合转让仍未能全部成交时，组织拍卖转让交易。

6) 月度（月内）合同电量转让包括事前（事中）合同电量转让和事后合同电量转让。事前（事中）合同电量转让采取双边协商和复式撮合的方式，在结算月前3周内每周组织2次。事后合同电量转让采取双边协商和滚动撮合的方式。

（2）风电、光伏部分

1) 全风光高耗能用户与风电、光伏发电企业直接交易形成的合同，仅采取双边协商方式。

2) 除全风光高耗能用户以外的电力用户与风电、光伏发电企业直接交易形成的常规直购合同，在年度平台集中转让交易、拍卖中与常规直购交易的水电部分转让方式相同且合并组织；除全风光高耗能用户以外的电力用户与风电、光伏发电企业直接交易（常规直购除外）形成的合同，在年度平台集中转让交易、拍卖中与除常规直购交易、水电消纳示范交易、留存电量以外的水

电合同转让方式相同且合并组织。

3) 除全风光高耗能用户以外的电力用户与风电、光伏发电企业直接交易形成的合同，在月度（月内）平台集中转让交易中与除全风光高耗能用户以外的电力用户的水电部分（不含水电消纳示范、留存电量）转让方式相同且合并组织。

1.2.2.3.3 交易电价

(1) 水电部分

双边协商转让时，若转让价格与原合同价格不一致，则交易电价上下限与常规直购交易水电部分的月度（月内）电能量增量交易电价上下限相同。

平台集中转让时，交易电价上下限与常规直购交易水电部分的月度（月内）电能量增量交易电价上下限相同。

拍卖转让时，交易电价上限与常规直购交易水电部分月度（月内）电能量增量交易电价上限相同，下限为零。

(2) 风电、光伏部分

全风光高耗能用户双边协商转让与风电、光伏发电企业直接交易形成的合同时，转让价格须与原合同电价保持一致。

除全风光高耗能用户以外的电力用户双边协商转让与风电、光伏发电企业直接交易形成的合同时，若转让价格与原合同不一致，转让价格上下限与常规直购交易水电部分的月度（月内）电能量增量交易电价上下限相同；采用平台集中转让时，交易价格上下限与常规直购交易水电部分的月度（月内）电能量增量交易

电价上下限相同。

拍卖转让全风光高耗能用户与风电、光伏发电企业直接交易形成的合同时，交易价格不设上限，下限为零。

拍卖转让除全风光高耗能用户以外的电力用户与风电、光伏发电企业直接交易形成的合同时，交易电价上限与常规直购交易水电部分的月度（月内）电能量增量交易电价上限相同，下限为零。

1.2.2.4 燃煤火电关停替代交易

燃煤火电关停替代交易采用年度集中挂牌方式开展。以关停燃煤火电优先计划电量为标的，组织水电企业摘牌，在丰水期执行。国网四川省电力公司按照摘牌发电企业的成交电量和价格主管部门核定的与电网结算电价向摘牌发电企业支付电费，其中补偿资金按照代扣代付方式支付给关停补偿燃煤火电企业，单位电量补偿标准为 80 元/兆瓦时（含 6% 增值税）。

1.2.2.5 退市售电公司合同转让交易

(1) 售电公司自愿或强制退出市场，其购售电合同可自主协商转让，也可采取批零合同整体挂牌的交易方式实施退市售电公司合同转让。

(2) 开市前，四川电力交易中心将退市售电公司自退市次月起所有未履行的批发市场和零售市场合同予以公告，包含但不限于批发合同分品种签约总量及签约均价、零售合同分品种签约总量及签约均价、履约保函或保险缴纳情况等。四川电力交易中

心将退市售电公司与发电企业和电力用户的购售电合同整体挂牌。

(3) 开市后，拟摘牌售电公司向交易平台申报摘牌费用，即受让整体批零合同的受入费用。摘牌售电公司最低受入费用为零。

(4) 按申报受入费用从高到低进行排序，价高者成交。

(5) 当退市售电公司售电服务费为负且未在规定时间内补足时，首先启用退市售电公司履约保函或保险，然后利用受入金额抵扣，最后不足部分由相应的电力用户按交易电量规模的比例分摊。如果受入金额有盈余，纳入市场平衡账户清算。

(6) 受让售电公司应在成交 3 个工作日内向四川电力交易中心完善履约保函或保险。逾期未完善的取消其成交资格，并纳入信用体系评价。原批零合同按原出清顺序由下一序位售电公司成交，若无替补售电公司，原批零合同按转让不成功处理。

(7) 启动保底售电服务时，相关要求另行明确。

1.2.3 电网代理购电

电网企业代理购电按照 2022 年四川省内市场化交易总体方案和四川省电网企业代理购电工作实施方案相关要求执行。

1.2.4 短期发电辅助服务交易

短期发电辅助服务交易是指在全网电力短缺的情况下，备用火电机组通过短时开机发电以平衡电网电力需求所提供的辅助服务。

(1) 短期发电辅助服务交易按以下原则组织：短期发电主要采用月度预挂牌的方式，按申报价格确定调用排序；每月上旬，四川电力交易中心通过交易平台发布短期发电辅助服务相关信息，包括但不限于开闭市时间、参与机组的指标性能要求及符合要求可参与的机组。

(2) 短期发电辅助服务仅由次月可开机的燃煤火电机组参与，发电企业通过交易平台申报机组短期发电的机组补偿单价。申报的机组补偿单价下限为 0 万元/兆瓦，上限暂定为：100 兆瓦级别 0.5 万元/兆瓦，200 兆瓦级别 0.4 万元/兆瓦，300 兆瓦级别 0.4 万元/兆瓦，600 兆瓦级别 0.33 万元/兆瓦，1000 兆瓦级别 0.3 万元/兆瓦。未主动申报的，视为按机组补偿单价下限申报。

机组短期发电辅助服务获得补偿费用=机组额定装机容量×申报的机组补偿单价×(1-机组开机并网小时数/168)

(3) 短期发电辅助服务按以下原则形成无约束交易结果：根据发电企业申报的机组补偿单价由低到高进行排序；申报价格相同时，按节能低碳序列进行排序。

(4) 四川电力交易中心在闭市后 1 个工作日内完成合规校核，并按交易规则出清形成无约束交易结果，提交给省调进行安全校核。省调应在 2 个工作日内将校核结果返回四川电力交易中心并公布。市场主体对所申报的数据负责，交易结果原则上不再另行签订合同。

(5) 省调在预测系统负荷平衡可由水电等可再生能源满足

时，不应调用短期发电辅助服务。机组短期发电辅助服务调用时间应控制在 168 小时内，超过 168 小时视为机组正常启停。被调用机组应在调度命令下达后规定时间内并网（距机组上次解网时间小于 24 小时、大于 24 小于 48 小时、大于 48 小时，并网时长分别不超过 8、15、18 小时）且在 4 小时内调至指定出力。无法开机的，按其装机容量对应级别的短期发电补偿价格上限进行考核，并按调用排序安排后序机组开机；不能在规定时间内并网或调至指定出力的，按每次 10 万元进行考核；开机达不到要求时间的按非计划停运处理。省调调用短期发电辅助服务时，应结合电网实际运行情况，原则上按需依次调用开机、逆序安排停机。市场主体对执行提出异议时，省调负责出具说明，四川电力交易中心负责公布相关信息。

(6) 短期发电辅助服务结算实行按月结清的方式，提供有效的短期发电服务不影响发电企业合同电量计划的执行。

(7) 短期发电辅助服务补偿费用和考核费用由当月所有省调直调发电企业和西南网调直调发电企业留川部分按上网电量比重进行分摊或返还。

1.3 省内零售市场

1.3.1 零售市场交易品种

零售市场交易品种包括常规直购交易、留存电量交易、战略长协交易、水电消纳示范交易、丰水期富余电量交易、电能替代交易。

1.3.2 零售市场签约方式

零售用户与售电公司采用双边协商的方式，依据合同示范文本按年度签订购售电合同，在规定时间内在电力交易平台录入交易相关信息并确认后建立购售电关系；与售电公司、电网企业签订市场化零售供用电合同或签订三方电费结算补充协议。售电公司和零售用户在年度购售电合同中按月约定交易电量、电价。售电公司与零售用户之间的零售交易电能量价格按不同交易品种分别约定。其中，电力用户打捆购入的火电、置换的风电和光伏、配置的新能源及燃气电量不需约定交易价格。

(1) 售电公司与零售用户之间应按照“基础价格+浮动价格”的方式约定电量、电价。即售电公司与零售用户之间分品种约定分月基础电量和对应的基础价格，并约定零售用户该品种分月实际结算电量超出基础电量的浮动价格。计算方式如下：

当第*i*月某品种基础电量≥零售用户第*i*月该品种实际结算电量时，第*i*月该品种零售电价=第*i*月该品种基础电价；

当第*i*月该品种基础电量<零售用户第*i*月某品种实际结算电量时，第*i*月该品种零售电价=[第*i*月该品种基础电量×第*i*月该品种基础电价+(第*i*月该品种实际结算电量-第*i*月该品种基础电量)×第*i*月该品种浮动电价]/第*i*月该品种实际结算电量。

(2) 年度交易中，对于除留存电量外的交易品种，售电公司与零售用户水电（风电、光伏）电量的基础电价可约定全年相同价格，也可按月约定不同价格。约定全年相同价格的，其全年

交易电价上下限与批发市场该交易品种对应的年度分月交易价格上下限按零售用户对应水期基础电量占比折算后的加权均价相同；约定分月不同价格的，其分月交易电价上下限与批发市场该交易品种月度（月内）交易电价上下限相同。零售用户浮动价格的限价范围与批发市场该交易品种月度（月内）交易限价范围相同。

（3）零售用户和售电公司可每月分品种参加基础电量增量交易，并约定增量电量及对应的交易价格，原浮动价格不变。基础电量增量交易价格不得高于当月原浮动价格，不得低于当月浮动价格下限。

零售用户和售电公司可逆序调减每月分品种基础电量，并相应调整基础电价。原约定全年相同价格的，调整后的基础电价应满足按调减后的基础电量对应水期占比折算后的加权均价的上下限范围；原约定分月不同价格的，调整后的基础电价应满足批发市场该交易品种月度（月内）交易电价上下限范围。调减基础电量后，不再执行原浮动电价。

（4）对 2021 年已全年直接参加市场交易的零售用户，某交易品种年度签约的分月基础电量应处于该用户该品种上一年分月实际结算电量 85%–115% 之间；对 2021 年未全年直接参加市场交易的电力用户，其年度签约的各交易品种基础电量之和应处于其上一年该月实际电量的 85–115% 之间。否则须按要求向四川电力交易中心提交承诺书。

若实际用电量情况与承诺情况不符，由四川电力交易中心对相关市场主体进行通报、纳入信用评价，并报政府相关部门。

(5) 参加丰水期富余电量交易的零售用户，其常规直购、战略长协交易品种签约的丰水期分月基础电量原则上应不超过该用户的富余电量基数；零售用户丰水期当月富余电量基数小于上一年度常规直购、战略长协该月实际结算电量 85% 的，该用户当月常规直购、战略长协交易签约电量不应低于其富余电量基数 85%；零售用户丰水期当月富余电量基数大于上一年度常规直购、战略长协该月实际结算电量 115% 的，该用户当月常规直购、战略长协交易签约电量不应高于其富余电量基数。

(6) 启动保底售电服务时，相关要求另行明确。

2 交易组织

2.1 市场参与基本要求

2.1.1 电力用户

(1) 符合准入条件并在四川电力交易平台完成注册的用户号可自愿选择由电网企业代购或直接从电力市场购电。直接从电力市场购电的，可按要求自主选择参与批发市场或零售市场。电力用户户号一旦与发电企业签订交易合同或确认与售电公司的代理关系，并将相关交易信息录入电力交易平台并确认后，均视为自愿直接从电力市场购电，原则上全部电量均应直接从电力市场购电，不得随意退出，不再由电网企业代理购电。

(2) 一个交易年内，零售用户选择参加零售市场交易的户

号，原则上均应由同一家售电公司代理。电力用户与售电公司一旦签定《四川省售电公司与电力用户购售电合同》，该零售用户选择参加零售市场交易户号的全部用电量均应向该售电公司购买。

(3) 电力用户应按真实用电规模与发电企业或售电公司签约。零售用户应向与其建立购售电关系的售电公司披露其近3年的分月购网结算电量。

(4) 已直接从电力市场购电的非高耗能电力用户户号连续三个月及以上未签订交易合同（含交易合同电量为零）的，视为违约退出。已直接参与市场交易的高耗能电力用户户号不得退出；尚未直接参与市场交易的高耗能电力用户户号原则上要直接参与市场交易，暂不能直接参与市场交易的由电网企业代理购电，用电价格由电网企业代理购电价格的1.5倍、输配电价、政府性基金及附加组成。拥有燃煤发电自备电厂、由电网企业代理购电的用户户号，用电价格由电网企业代理购电价格的1.5倍、输配电价、政府性基金及附加组成，对停机或从电网超规模购电的燃煤自备电厂，要严厉问责，加强核实督查，典型案例进行约谈通报。

(5) 同一电力用户户号同时在电力交易平台通过CFCA电子证书和实人认证方式与售电公司确定绑定关系并确认交易电量及交易电价等信息的，相关信息以通过实人认证方式确认的为准；同一电力用户在电力交易平台通过CFCA电子证书与两家或两家以上售电公司确定绑定关系并确认交易电量及交易电价等信息的，该电力用户在电力交易平台确认的零售交易无效，并报政府

相关部门严肃处理。年度交易时，零售用户发现其 CFCA 电子证书被冒用的，应及时向四川电力交易中心提交书面情况说明，申请挂失并更换 CFCA 电子证书后，重新录入、确认交易信息。

(6) 电力用户应以在电网企业单独立户缴费的主体在交易平台开展注册。

(7) 电力用户以户号为交易结算单元，按交易结算单元认可参与的交易品种、开展交易和结算。

(8) 地方电网、政府核准建设的增量配电网在核定配电价格前，其网内工商业电力用户可由所在供电区域内的供电企业整体打包直接从电力市场购电，未整体打包直接从电力市场购电的，其下主网电量（不含居民农业等保障类用户电量）纳入国网四川电力代理购电范畴，购电方式确定后当年内不得改变。多个地方电网企业、增量配电网企业属于同一企业集团的，分别以其下网电量为限进行结算。地方电网、政府核准建设的增量配电网在核定配电价格后，相关交易结算管理方式另行制定。

(9) 电力用户有以下情形之一的，报政府相关部门严肃处理：

1) 隐瞒有关情况或者以提供虚假申请材料等方式违法违规进入市场的。

2) 单位名称、法人代表、联系方式等注册信息不真实、不准确，且拒不按期整改的。

3) 披露信息不及时、不完整、不真实，且拒不整改的。

4) 通过招标、询价、竞争性谈判、双边协商等方式确定发电企业或售电公司，在达成协议后，随意更改或恶意毁约的；或无正当理由，在电力交易平台出清后不认可成交结果或交易成交后拒绝签订合同；或无正当理由，在签订合同后拒绝执行合同的。

5) 出现市场串谋、提供虚假材料、散布不实市场信息等严重扰乱市场秩序和严重违反市场交易规则行为。

6) 违规披露或散布其他市场主体私有信息造成经济损失或严重后果的。

7) 与其他市场主体发生购售电合同纠纷，经法院裁定为电力用户存在合同诈骗、经济诈骗等行为的，或经司法机构或司法鉴定机构裁定伪造公章等行为的。

8) 被有关部门和社会组织依法依规对严重违法失信行为做出处理，并被纳入电力行业“黑名单”的。

9) 法律、法规规定的其他情形。

(10) 因违反交易规则被限制交易或受到行政处罚的用户，该用户分户、并户、过户、改名、信息变更等不改变其受限性质。

(11) 参与市场化交易的电力用户不得拖欠电费，经电网企业确认的拖欠电费电力用户次月起强制退出，其市场化交易电量由经济和信息化厅商相关部门后安排处理，给相关方造成损失的，电力用户应承担相应赔偿责任。

(12) 电力用户发生并户、销户、过户、更名或者用电类别、电压等级等信息变化时，应当在电网企业办理变更的同时，在交

易平台办理注册信息变更手续。其中，电力用户发生并户、销户、过户或者用电类别变化时，需在妥善处理购售电合同、供用电三方协议等市场化交易相关事宜后，方可再电网企业办结相关业务。

2.1.2 售电公司

(1) 参与当年市场化交易的售电公司应确保在四川电力交易中心备案的资产总额满足交易电量需求，从业人员、办公场所以及技术支持系统满足准入要求，相关合同有效期覆盖交易年。四川电力交易中心对售电公司准入条件进行动态复核。

(2) 售电公司应按规定向四川电力交易中心提交履约保函或者履约保险等履约保障凭证，其中，对于过去 12 个月交易电量为零的售电公司，应按其预测年度交易电量规模提交履约保障凭证。四川电力交易中心负责履约保函、保险单的接收、管理、退还、使用申请、执行情况记录、履约额度跟踪和通报程序，并应建立履约额度跟踪预警机制。

(3) 已注册生效的售电公司有下列情形之一的，报政府相关部门严肃处理：

- 1) 售电公司存在结算售电服务费为负，且未在正式发布结算单后 10 个工作日内补齐的；
- 2) 逾期未提供履约保函、保险的；
- 3) 隐瞒有关情况或者以提供虚假申请材料等方式违法违规进入市场，或在参与市场过程中隐瞒有关情况或者提供虚假材料、虚假披露数据，且拒不整改的；

- 4) 严重违反市场交易规则，且拒不整改的；
- 5) 市场注册材料逾期未补齐，且拒不整改的；
- 6) 连续3年未在任一行政区域开展售电业务的；
- 7) 未持续满足注册条件，且未在规定时间内整改到位的；
- 8) 在与电力用户或发电企业达成协议后，随意更改或恶意毁约的；或无正当理由，在电力交易平台出清后不认可成交结果或交易成交后拒绝签订合同；或无正当理由，在签订合同后拒绝执行合同的；
- 9) 违规披露或散布其他市场主体私有信息造成经济损失或严重后果的；
- 10) 存在市场串谋、隐瞒有关情况、提供虚假材料误导合规调查、散布不实市场信息等严重扰乱市场秩序；
- 11) 企业违反信用承诺且拒不整改或信用评价降低为不适合继续参与市场交易的；
- 12) 被有关部门和社会组织依法依规对其他领域失信行为做出处理的；
- 13) 依法被撤销、解散，依法宣告破产、歇业的；
- 14) 存在通过“阴阳合同”等方式，恶意虚高商业综合体等转供电力用户零售价格的；
- 15) 存在恶意虚增或虚减电量的；
- 16) 与其他市场主体发生购售电合同纠纷，经法院裁定为售电公司存在合同诈骗、经济诈骗、伪造公章等欺诈行为或经司法

机构或司法鉴定机构裁定伪造公章等行为的；

17) 因核心业务交由其他个人或合作机构完成，造成用电侧市场主体同时与售电公司和发电企业签约或同时与多个售电公司签约的；

18) 违反法律、法规规定的其他情形。

(4) 自愿退出市场的售电公司，应妥善处理所有购售电合同和供用电合同或三方电费结算补充协议，并经交易平台公示后退市。

(5) 售电公司被强制退出，其所有已签订但尚未履行的购售电合同优先通过自主协商的方式，在 10 个工作日内完成处理；自主协商期满，退出售电公司未与合同购售电各方就合同解除协商一致的，由主管部门征求合同购售电各方意愿，通过电力市场交易平台以转让、拍卖等方式转给其他售电公司；经合同转让、拍卖等方式仍未完成处理的，已签订尚未履行的购售电合同终止履行，零售用户可以与其它售电公司签订新的零售合同，否则由保底售电公司代理该部分零售用户，并按照保底售电公司的相关条款与其签订零售合同，并处理好其他相关事宜。

(6) 当全部保底售电公司由于经营困难等原因，无法承接保底售电服务，由电网企业提供保底服务。

(7) 售电公司连续 12 个月及以上未签订交易合同（或交易合同电量为零）的，电力交易机构征得主管部门同意后暂停其交易资格，重新参与交易前须再次进行公示。

(8) 拥有配电网运营权的售电公司，其配电业务与参与市场的售电业务应当实现财务分离。

(9) 单个售电公司年度市场交易电量不得超过全部直接交易市场电量的 20%。

(10) 售电公司仅可与已纳入省内市场放开范围内的电力用户开展零售交易。

(11) 售电公司在获得零售用户授权认可后，可通过电力交易平台查询其签约零售用户近 3 年分月购网结算电量，有特殊需求的售电公司与零售用户在购售电合同中另行约定。

(12) 售电公司应根据相关规定，按照相应的合同示范文本，开展与发电企业、电网公司、代理参与市场交易的电力用户的购售电合同签订。

(13) 当多个售电公司与同一个用户重复签约时，相关售电公司纳入交易中心重点监测名单。

(14) 启动售电公司的保底售电业务时，相关要求另行明确。

2.1.3 发电企业

(1) 发电企业原则上按照调度单元设置交易单元参与市场，当不满足“同一企业法人、同一电价”的条件时，应对交易单元予以拆分。

(2) 参与燃煤火电关停替代交易的燃煤火电机组应在交易前按规定办理业务许可注销或变更手续。

(3) 已注册生效的发电企业有下列情形之一的，报政府相

关部门严肃处理：

- 1) 发电企业存在市场串谋、隐瞒有关情况、提供虚假材料误导合规调查、散布不实市场信息等严重扰乱市场秩序和严重违反市场交易规则行为的；
- 2) 与电力用户或售电公司达成协议后，随意更改或恶意毁约的；或无正当理由，在交易平台出清后不认可成交结果或交易成交后拒绝签订合同；无正当理由，在签订合同后拒绝执行合同的；
- 3) 与其他市场主体发生购售电合同纠纷，经法院裁定为发电企业存在合同诈骗、经济诈骗等行为的，或经司法机构或司法鉴定机构裁定伪造公章等欺诈行为；
- 4) 违反法律、法规规定的其他情形。

(4) 发电企业应根据相关规定，按照相应的合同示范文本，开展与电网公司、售电公司、电力用户的购售电合同签订（优先计划电量合同除外）。

2.2 年度交易组织

2.2.1 年度优先发电量分解

优先发电量分解按照 2022 年全省电力电量平衡方案及节能调度优先电量计划明确的分配原则进行。

2.2.2 年度交易组织时序及要求

(1) 省间市场年度交易原则上在省内批发市场年度交易和省内零售市场年度交易开市前开展。

(2) 省内批发市场年度电能量交易按平台集中与双边协商的方式同步组织开展；省内批发市场年度合同转让交易在省内批发市场年度电能量交易结束后开展。

(3) 零售市场年度交易与批发市场年度交易同步组织。

(4) 四川电力交易中心原则上应在年度交易开市前发布年度交易计划安排。

2.3 月度（月内）交易组织

2.3.1 月度优先发电量调整

月度优先发电量调整按照 2022 年全省电力电量平衡方案及节能调度优先电量计划明确的原则进行调整。

2.3.2 月度（月内）交易组织时序及要求

(1) 批发市场

电能量交易以结算月第 1 天为当月交易启动时间，结算月最后 1 周为当月交易闭市时间。在结算月前 3 周内，原则上每周组织 2 次平台集中交易和 2 次双边协商交易。售电公司、批发用户与发电企业采用双边协商方式调减电量的，可同步对电价进行调整。采用双边协商方式开展电能量增量交易、合同电量调减交易、合同转让交易的，须通过 CFCA 证书在电力交易平台确认并按照相应的合同示范文本签订纸质合同（采用实人认证的电子化合同签约方式开展电能量增量交易的无需签订纸质合同）。

短期发电辅助服务交易在每月底组织次月交易。

(2) 零售市场

1) 对于除留存电量外的交易品种，零售用户可与售电公司通过基础电量增量交易调增基础电量，并约定基础电量增量部分的价格；也可调减基础电量，并调整原基础电价。零售用户与售电公司开展某月基础电量增量交易和调减基础电量的总次数不超过2次，且在当月月度（月内）仅可开展1次。

2) 零售用户参加基础电量增量交易的，须通过CFCA证书在电力交易平台确认并按照相应的合同示范文本签订纸质合同（采用实人认证的电子化合同签约方式开展基础电量增量交易的无需签订纸质合同）。零售用户调减基础电量的，须通过CFCA证书在电力交易平台确认并按照相应的合同示范文本签订纸质合同（采用实人认证的电子化合同签约方式调减的无需签订纸质合同）。

(3) 四川电力交易中心原则上应在年度交易结束前，发布全年月度（月内）交易计划预安排表，遇政策、市场等变化时可进行调整。

2.4 其他交易组织

(1) 非同价区大工业用户优先使用当地留存电量指标，不足部分由当地保障性小水电电量补足。如留存电量和非同价区保障性小水电电量之和大于当地大工业用户用电需求，剩余非同价区保障性小水电电量作为电网企业优购电量（电网企业优先收购用于保障全网居民、农业用电的电量，下同）；如留存电量和非同价区保障性小水电电量之和小于当地大工业用户用电需求，缺口

部分用电量直接从电力市场购电，未直接从电力市场购电的由电网企业代理购电。

非同价区大工业用户缺口电量直接从电力市场购电的，相关市（州）政府会同供电公司根据当地地县调直调小水电企业（不含关停机组）前三年平均上网电量预测小水电分月上网电量，扣减居民农业等保障类用户预测用电量后，确定当地直接参加市场化交易各大工业用户户号的保障性小水电电量分月计划，在年度交易前推送至四川电力交易中心，并按月将保障性小水电电量均价推送至四川电力交易中心。保障性小水电电量分月计划应在电力交易平台形成合同，一经确定原则上不得进行调整。

（2）退市售电公司合同转让交易在年内根据售电公司退市情况灵活组织。

（3）市场主体所有交易价格（包括但不限于各类市场主体之间双边协商交易价格、平台集中交易价格、转让交易价格）均按 13%增值税的含税价申报。若市场主体按税法相关规定不适用 13%的增值税税率，实际结算时按照不含税金额不变为原则进行折算，即结算价格=交易价格/ $(1+13\%) \times (1+\text{适用增值税税率})$ 。

3 合规校核和安全校核

3.1 合规校核

四川电力交易中心负责对发电企业、电力用户和售电公司等市场主体参与交易的情况进行合规性校核，在交易开展前进行。

3.1.1 发电企业合规校核

(1)发电企业均应符合 2022 年市场准入条件，且已提交《风险告知书》和《入市承诺书》。

(2)水电企业年度常规直购分水期签约电量不得大于当年常规直购对应水期指标的 1.1 倍。

(3)水电、风电、光伏发电企业发电能力按照交易单元计算，年度分月发电能力和月度发电能力分别作为其参与年度和月度（月内）交易的约束条件。发电企业不得超发电能力签约或参与年度（月度、月内）市场交易，超签电量不予安排发电必须转出，由此造成的损失由发电企业自行承担。发电企业发电能力由调度机构在交易开展前提供给四川电力交易中心。

3.1.2 电力用户合规校核

(1)电力用户均应符合 2022 年市场准入条件，且已提交《风险告知书》和《入市承诺书》。

(2)年网购用电量 500 万千瓦时及以下的电力用户户号选择直接从电力市场购电的，须通过售电公司代理购电。

(3)同一户号不得既与售电公司签订购售电合同，又与发电企业签订购售电合同或由电网公司代理购电。

(4)未确定配电价格的省属及其他地方电网企业、增量配电网企业，供电范围内电力用户各月市场交易电量总和不得大于当月从主网下网电量。年度、月度（月内）交易之前暂按 2020、2021 年从主网相应月份实际下网的最大电量作为月度交易上限，如其网内用户交易电量大于此上限，由所在市州经济和信息化主

管部门商其他有关部门确定各用户交易电量上限并报四川电力交易中心。

3.1.3 售电公司合规校核

- (1) 售电公司已提交《风险告知书》和《入市承诺书》。
- (2) 售电公司代理电力用户应符合 2022 年市场准入条件，且代理的交易品种符合相关规定。
- (3) 售电公司代理电力用户总电量不得超过其资产总额许可代理电量规模。
- (4) 对于某一交易品种，售电公司批发市场合同中任何一个月的水电交易电量与通过直接交易购入的风电、光伏发电交易电量之和不得大于售电公司与零售用户签订的购售电合同中对应月份水电交易总电量与通过直接交易购入的风电、光伏发电交易总电量之和。

在年度交易过程中，售电公司自行负责对其批发市场分月签约总量进行把控；在年度交易结束后，四川电力交易中心对各售电公司是否超限签约进行集中校核。其中，战略长协、电能替代、丰水期富余电量等 3 个交易品种的水电部分（含按水电方式购入的风电、光伏电量）合并校核；水电消纳示范交易分地区单独进行校核；常规直购交易品种的水电部分（含按水电方式购入的风电、光伏电量）单独进行校核；代理全风光高耗能用户购入的风电和光伏电量单独校核。对超限签约电量组织合同转让交易，由此造成的损失由售电公司自行承担。

(5) 售电公司应按期提交履约保函或保险，且提交的保函额度或保险应不低于其零售电量规模所对应的额度。

3.2 安全校核

3.2.1 安全校核的周期和内容

安全校核周期分为年度（分月）校核、月度（月内）安全校核，主要内容包括发电能力校核、电网阻塞校核。

3.2.2 发电能力校核

为提高交易效率，水电和风电、光伏电站的发电能力校核由电力交易平台进行前置。在年度交易和月度（月内）交易开市前，调度机构通过数据传输平台等方式向四川电力交易中心提供水电及风电、光伏电站发电能力。如因水电及风电、光伏电站或送出线路临时检修等原因，导致发电能力发生变化，调度机构应及时更新并提交四川电力交易中心。四川电力交易中心以此为约束开展年度交易和月度（月内）交易出清，出清结果即视为同时通过了水电及风电、光伏电站发电能力安全校核。

3.2.2.1 水电机组发电能力校核

调度机构按以下原则确定水电站发电能力：

(1) 水电站的年度分月发电能力校核在考虑发电主辅设备检修计划、水工建筑物及库区或下游河道相关施工计划、综合用水需求、电网保供蓄水（消落）计划等情况后，算法如下：

1) 水电站枯水期 i 月发电能力 = $\text{MIN}(\text{可用机组容量} \times 24 \times \text{运行天数} \times \text{系统控制系数}, \text{水电站报送的 } i \text{ 月发电能力}, 1.1 \times \text{近五年})$

i月最大上网电量)

2) 水电站丰平水期 j 月发电能力=MIN(可用机组容量×24×运行天数×系统控制系数, 水电站报送的 j 月发电能力)。

其中: i=1-4,12 月; j=5-11 月;

丰平期水电站上报 j 月发电能力原则上不得超过近 5 年同期上网电量和弃水电量之和的最大值。

系统控制系数: 年度交易安全校核暂设定为 0.92 (水电站在交易前提出书面申请, 承诺本电站月度合同电量不转出并承担由此造成的后果, 可超过 0.92); 月度(月内)交易安全校核暂设定为 0.95。

3) 近五年内新投水电站可按设计的分月发电能力与近五年月度最大上网电量取大值参与计算。

(2) 水电站可根据历史发电、来水预测、蓄水(消落)计划、梯级水库运用等实际情况, 对发电能力提出 1 次调整申请, 经调度机构、四川电力交易中心共同确定后, 由调度机构将调整结果及原因通过数据传输平台提供给交易中心。

(3) 月度(月内)交易水电站发电能力校核时, 水电站本次交易有约束成交量不得超过本电站月度剩余可发电量上限。

水电站月度剩余可发电量上限 = 水电站月度发电能力-水电站当月已成交的所有交易合同电量(含省间交易电量)-水电站月度优先计划发电量。

3.2.2.2 风电、光伏电站发电能力校核

风电、光伏电站的年度分月发电能力校核在考虑发电主辅设备检修计划等情况后，按下列原则确定：

风电、光伏电站 i 月发电能力 = MIN(可用容量 ×24 × 运行天数 × 系统控制系数，风电、光伏电站报送的 i 月发电能力， 1.1 × 近五年 i 月最大上网电量)

系统控制系数：风电年度交易安全校核暂设定为 0.65 (风电站在交易前提出书面申请，承诺本电站月度合同电量不转出并承担由此造成的后果，可超过 0.65)，月度 (月内) 交易安全校核暂设定为 0.7 ；光伏年度交易安全校核暂设定为 0.25 (光伏电站在交易前提出书面申请，承诺本电站月度合同电量不转出并承担由此造成的后果，可超过 0.25)，月度 (月内) 交易安全校核暂设定为 0.3 。

近五年内新投风电、光伏电站可按设计的分月发电能力与近五年月度最大上网电量取大值参与计算，已建电站扩容容量参照已投运容量发电能力修正。风电、光伏电站可根据历史发电、资源能力预测等实际情况，对发电能力提出 1 次调整申请，经调度机构、四川电力交易中心共同确定后，由调度机构将调整结果及原因通过数据传输平台提供给交易中心。

月度 (月内) 交易机组发电能力校核时，风电、光伏电站本次交易有约束成交量不得超过机组月度剩余可发电量上限。

风电、光伏电站月度剩余可发电量上限 = 风电、光伏电站月度发电能力 - 风电、光伏电站当月已成交的所有市场交易合同电量

-风电、光伏电站月度优先计划发电量。

3.2.3 电网阻塞校核

考虑到年初在进行年度分月校核时，部分边界条件尚未完全明确，为最大程度促进年度交易开展，暂不开展年度分月电网阻塞校核。

月度（月内）电网阻塞校核按以下规则开展。

（1）四川电力交易中心每周提交两次无约束成交交易结果，调度机构原则上每周开展两次校核，在收到无约束交易结果后的一个工作日内完成安全校核。

（2）调度机构可根据电网运行实际和市场交易情况，在月内适时开展补充安全校核，并通过四川电力交易中心发布风险提示。校核未通过电量不予安排发电必须转出，由此造成的损失由发电企业自行承担。

（3）在送出受限区域内，优先安排月度优先计划电量、留存电量和水电消纳示范交易电量合同，剩余通道按其市场交易合同电量比例分配。如果输电容量无法保证月度优先计划电量、留存电量和水电消纳示范区交易电量合同，则按比例分配。

4 调度执行

4.1 非水发电厂

（1）风电、光伏、生物质等非水可再生能源电厂在确保电网安全的前提下，优先安排发电。

（2）燃煤火电在确保电网安全、电力稳定供应和可再生能

源发电最大化消纳的前提下，结合系统实际需要和年度必发电量计划统筹安排发电，满足系统调峰、调压、备用、可靠供电、水库水位控制等运行要求，原则上同一安全约束的燃煤火电年度累计必发电量（含转让）完成率偏差应在±2个百分点以内。

（3）燃气电厂原则上参照燃煤火电调度执行。

4.2 水电厂

4.2.1 枯水期

在确保电网安全和电力可靠供应的前提下，按不弃水原则调度发电，其中季调节及以上水电按水库水位控制要求均衡发电，5月底前各水库电站水位原则上均应完成水库消落计划（有特殊要求的情况除外）。

4.2.2 平水期

在有条件不弃水的情况下，采用枯水期调度执行模式实施节能调度，充分利用水库调蓄能力，尽可能减少和避免弃水。

4.2.3 丰水期

在确保电网安全和电力可靠供应的前提下，如具备不弃水条件，仍采用枯水期调度执行模式实施节能调度；在全网持续规模弃水（即非受限区域电厂开始弃水）时，采用丰水期调度执行模式。水电省间交易电量按照省间市场交易结果（含国家计划外送）和上级调度实际安排执行。

水电省内电量按月度省内合同电量总量（含优先计划电量和市场交易电量）计划安排发电。对于非受限区域电厂，月度省内

合同电量计划完成率应保持基本一致，原则上偏差应控制在±2个百分点以内。因电力供应保障实际需要、电厂原因（发电能力不足、月内交易不协调、设备故障等）和电网不可控因素（运行安全约束等）导致的偏差越限，调度机构应按月向四川能源监管办和政府有关部门报告相关情况，并向市场主体及时披露相关信息。对于受限区域电厂，应根据实际情况尽可能提高月度省内电量计划完成率。

5 交易结算

5.1 抄表计量与基础数据

5.1.1 抄表例日

2022年参与市场化交易的发电企业抄表时间暂按当前抄表例日执行；电力用户抄表时间应调整为每月25日。电网企业应逐步推进按自然月份计量上网电量、用电量。

5.1.2 基础数据

电网企业应当按照电力市场结算要求定期抄录发电企业（机组）和电力用户电能计量装置数据，并及时将计量数据提交电力交易机构。

5.2 发电侧结算

5.2.1 结算考核周期

按月进行结算和考核。

5.2.2 月度发电计划

（1）风电和光伏发电企业的扶贫项目及平价上网项目、生

物质等非水可再生能源发电保障性全额收购，月度发电计划按照申报次日可发电量方式累加形成，申报次日可发电量与实际发电量偏差超过 $\pm 20\%$ 的部分不进行累加。

(2) 其他发电企业的月度优先发电计划由政府相关部门下达，市场电量发电计划由市场交易合同确定。

5.2.3 结算顺序

按照省间优先计划电量、省间市场合同电量、调试电量、留存电量、省内优先计划电量及燃煤火电关停替代交易电量、其他省内市场合同电量、超发电量的顺序进行结算。

5.2.4 结算价格

1. 风电和光伏发电企业的扶贫项目和平价上网项目、生物质等非水可再生能源发电企业：

上网电量按价格主管部门核定的与电网结算电价（不含可再生能源电价补贴）进行结算。超发电量和少发电量在其月度发电计划电量 2%及以内的，免于支付偏差考核费用。超发电量和少发电量在其月度发电计划电量 2%以上的，均按丰水期常规直购月度（月内）水电交易电价上限的 10%支付偏差考核费用。

2. 未纳入市场交易的火电企业（含燃机）：

上网电量按价格主管部门核定的与电网结算电价进行结算。超发电量和少发电量在其月度发电计划 2%及以内的，免于支付偏差考核费用。超发电量和少发电量在其月度发电计划 2%以上的，均按对应水期常规直购月度（月内）水电交易电价上限的 10%

支付偏差考核费用。

3. 其他发电企业：

1) 发电企业在省内市场交易合同（水电、风电、光伏发电企业的省内市场交易合同为发电企业与市场化商业用户直接交易形成的合同；火电企业的省内市场交易合同为其通过省内火电交易形成的合同，下同）按交易价格结算，省内优先计划电量合同按价格主管部门核定的与电网结算电价（不含可再生能源电价补贴）进行结算。其中，向代理购电工商业用户配置的省内火电电量按省内火电企业与非高耗能电力用户之间的合同加权均价结算。

2) 超发电量在发电企业在省内市场交易合同电量 2%及以内的部分，按其省内市场交易合同加权均价结算，且免于支付偏差考核费用。超发电量在 2%以上的部分，在丰水期时不予结算，并按丰水期常规直购月度（月内）水电交易电价上限的 10%支付偏差考核费用；在平水期按其对应水期常规直购月度（月内）水电交易电价上限的 55%结算；在枯水期按其对应水期常规直购月度（月内）水电交易电价下限结算。

3) 少发电量在发电企业在省内市场交易合同电量 2%及以内的部分，免于支付偏差考核费用；少发电量在 2%以上的部分，按对应水期常规直购月度（月内）水电交易电价上限的 50%支付偏差考核费用。

5.3 用电侧结算

5.3.1 结算考核周期

按月进行结算和考核。

5.3.2 结算顺序

电力用户按留存电量、保障性小水电电量、水电消纳示范、常规直购（或战略长协）的顺序进行结算；参与丰水期富余电量交易的，其超过基数的部分按丰水期富余电量进行结算；参加电能替代的部分单独进行结算。省属及其他地方电网企业、增量配电网企业或其网内电力用户均按以上结算顺序进行结算。

5.3.3 结算价格

5.3.3.1 电力用户

(1) 电力用户根据市场交易合同量价信息以及实际用电量，按照上述用电侧结算顺序进行结算。对于未确定配电价格的省属及其他地方电网企业、增量配电网企业，整体作为一个购电主体参与市场化交易结算，以其供区范围内下网电量中工商业电力用户电量作为其每月参与市场的用电量进行结算。

(2) 电力用户按水电消纳示范、全风光高耗能、除水电消纳示范和全风光高耗能以外的其他交易品种3个类别进行偏差考核。其中，通过直接交易购入的风电、光伏电量与购入的水电电量合并计算偏差，保障性小水电电量不计算偏差。水电消纳示范分地区进行偏差考核。对批发用户，2%及以内的超用电量按电力用户该类别的当月合同加权平均价结算；2%以上超用电量按对应水期常规直购水电部分的月度（月内）交易电价上限结算，全风

光高耗能用户按当月批发市场中所有该类合同的最高价结算。对于零售用户用电量超过基础电量部分，在执行浮动电价的情况下，按合同约定的浮动价格进行结算；在因调减基础电量不再执行原浮动电价的情况下，按相应的基础电价结算。

2%及以内的少用电量免于支付偏差考核费用；2%以上的少用电量按对应水期常规直购水电部分的月度（月内）交易电价上限的70%支付偏差考核费用，全风光高耗能用户按该类合同加权均价支付偏差考核费用。

（3）用电侧保障性小水电电量电价按当地所有保障性小水电电量上网均价执行。

5.3.3.2 售电公司

（1）售电公司价差收入

售电公司按水电消纳示范、全风光高耗能、除水电消纳示范和全风光高耗能以外的其他交易品种3个类别分别计算价差收入。其中，水电消纳示范分地区纳入价差收入计算，留存电量和保障性小水电电量不纳入价差收入计算。打捆购入的火电、置换的风电及光伏合同、配置的新能源及燃气电量不纳入价差收入计算。

售电公司当月购售电价差收入= \sum 售电公司当月各类别直接交易购售电价差收入，其中：

售电公司当月各类别直接交易购售电价差收入= \sum 零售用户当月各类别直接交易结算电量×（售电公司当月各类别直接交易

售电均价-售电公司当月各类别直接交易购电均价)。

(2) 售电公司偏差考核

1) 售电公司按水电消纳示范、全风光高耗能、除水电消纳示范和全风光高耗能以外的其他交易品种3个类别分别进行偏差考核，考核原则与批发电力用户一致。售电公司当月各类别的偏差考核费用之和作为该售电公司当月的偏差考核费用。其中，水电消纳示范分地区进行偏差考核。售电公司代理的留存电量用户全部留存电量合同作为售电公司的留存电量合同。

2) 零售电力用户应承担的偏差考核费用，由电网企业统一随当月电费向零售电力用户收取；售电公司应承担的偏差考核费用，由电网企业向售电公司收取。

5.4 结算依据

四川电力交易中心应于次月15日前将结算依据推送至国网四川省电力公司，并按时向市场成员（含电网企业）出具批发和零售市场交易的结算依据，包括但不限于全部电量电费、偏差电量电费、偏差考核费用、合同转让价差费用、拍卖交易价差费用、售电公司价差收入、售电服务费、辅助服务费、分摊或返还的结算差额或盈余资金以及输电服务费等，同步向电网企业提供售电服务费为负的售电公司名单，并受理市场主体查询、复核等。电网企业根据相关规则，与市场主体进行电费结算和资金收付。

5.5 费用清算、返还或分摊

(1) 四川电力交易中心负责在每年3月底前对上一年度偏差

考核费用（含跨区跨省责任偏差费用和省内偏差考核费用）进行清算，并于4月将实际收取的偏差考核费用按上网电量比例返还至发电企业（含西南网调直调发电企业留川电量）。清算及返还情况及时报告四川能源监管办和政府相关部门。

（2）国网四川省电力公司负责在每年5月底前对上一年度发用两侧市场主体关于省内电力市场直接交易电量的结算费用差额进行清算，并于6月底前将该差额资金由发电企业（含西南网调直调发电企业留川电量）按上网电量比例进行分摊或返还。清算及分摊返还情况及时报告四川能源监管办和政府相关部门。

5.6 偏差考核电量免责

（1）市场主体接收电费结算依据后，应进行核对确认，对于偏差电费有异议的，应在3个工作日内告知四川电力交易中心，并向有关政府部门提交书面申诉材料，逾期未提交书面申诉材料的视同没有异议。

（2）发电侧因不可抗力、电网企业设备故障等原因造成合同执行偏差的，由四川能源监管办会同经济和信息化厅组织有关单位核实后，可予以免责；用电侧因不可抗力、有序用电限制等原因造成合同执行偏差的，由经济和信息化厅会同四川能源监管办组织有关单位核实后，可予以免责；因重大政策调整造成合同执行偏差的，由经济和信息化厅会同四川能源监管办组织有关单位核实后，可予以偏差减免、合同不予执行、退出直接市场交易等相关处理。

6 中长期合同签订相关要求及与现货市场的衔接

(1) 落实国家发展改革委关于进一步完善分时电价机制相关要求，纳入分时电价政策执行范围的市场化工商业用户中长期交易结算价格按照四川省分时电价相关规定执行峰谷时段浮动。

(2) 鼓励各市场主体签订长期合同。原则上连续参与市场三年以上或交易电量在一定规模以上的电力用户、售电公司可与发电企业签订3-5年长期合同；连续参与市场三年以上或交易电量在一定规模以上的电力用户及售电公司之间，可签订3-5年长期合同。当相关政策和市场规则发生变化时，市场主体可根据相关情况经双方协商后对中长期合同进行调整。

(3) 推动中长期合同高比例签约。

1) 售电公司年度批发市场中长期交易签约电量应不低于其全年零售市场签约电量的80%，批发电力用户年度批发市场中长期交易签约电量应不低于其近三年平均用电量或上一年用电量的80%。

2) 水电竞价现货市场结算试运行期间，售电公司和批发用户各月中长期交易签约电量须不低于当月实际用电量的95%，不足部分按常规直购月度（月内）电能量增量交易最高限价（考虑水火、水风光打捆购入后）的50%进行考核，考核费用纳入统一管理。

3) 电网企业和四川电力交易中心应及时向市场主体提供保障高比例签约所需的相关数据，如历史用电量、已签约电量等。

四川电力交易中心应定期向政府相关部门报送合同签约情况。对未达到上述高比例签约要求的，由政府相关部门进行通报，纳入四川电力交易中心重点监测名单，并纳入信用评价。

(4) 鼓励售电公司与零售用户采用基于实人认证的电子化合同签约方式完成购售电合同的签约工作，该项工作纳入售电公司信用评价。2022年全年售电公司采用基于实人认证的电子化合同签约方式完成签约的合同比例原则上应不低于50%。市场主体未采用基于实人认证的电子化合同签约方式时，仍须签订纸质购售电合同，扫描后上传电力交易平台进行线上备案，并通过CFCA证书在电力交易平台确认相关交易信息。线上备案合同和电力交易平台上确认的数据应与纸质合同一致，市场主体应对线上备案合同、确认数据的真实性、准确性和完整性负责。

(5) 四川电力现货市场结算试运行期间的相关补充规则另行下达。

7 市场监测与管控

7.1 市场监测

7.1.1 责任分工

(1) 四川能源监管办负责组织开展市场运营监测，四川电力交易中心按照“谁运营、谁监测”的原则负责市场运营监测的具体实施工作。

(2) 四川电力交易中心应当建立市场监测工作制度，明确负责部门和岗位、工作程序和工作要求；同步建设市场监测指标

体系，及时识别市场主体异常交易行为，发现可能存在的市场规则缺陷，提出提升市场效率和促进市场充分竞争的相关建议。四川电力交易中心以季度和年度为周期，根据市场监管情况形成市场分析报告，按有关规定报送电力监管机构和政府部门，同时按照有关规定披露市场监管和分析信息。

7.1.2 监测内容

市场监管内容包括市场结构、市场行为监测等。

(1) 市场结构监测是对市场主体在电力批发市场和零售市场中所占份额，以及有关市场集中度指标数值变化情况实施监测。

1) 同一投资主体（含关联企业）在电力市场中所占的市场份额不得超过规定限值。市场份额限值由四川能源监管办会同政府有关部门根据电力市场运营情况确定。

2) 市场集中度指标数值应处于合理区间。指标数值的合理区间由四川能源监管办会同政府有关部门根据有关理论标准，并结合电力市场运营情况确定。

(2) 市场行为监测是对市场主体参与市场交易的行为情况实施监测。

1) 市场主体应当公平参与市场竞争，不得以任何方式扰乱市场秩序，不得通过行使市场操纵力或串通报价、不正当竞争等违规行为谋取不正当利益；

2) 市场主体不得以不正当手段损害竞争对手的商业信誉或排挤竞争对手，不得利用虚假宣传等方式欺骗或误导交易对象。

3) 四川电力交易中心负责根据交易数据对市场主体异常交易行为进行识别，并及时报送四川能源监管办。市场主体异常交易行为包括但不限于：

交易签约价格明显偏离该品种市场交易均价的；用电侧交易签约电量明显偏离同期用电量的；发用两侧交易结算电量明显偏离合同电量的；用电侧中长期合同未满足高比例签约的；售电公司和批发用户未签订年度中长期交易合同且连续3个月无新增中长期交易成交电量的；售电公司与零售用户某一品种签约的分月基础电量低于零售用户上一年分月实际结算电量85%的或高于115%的。

7.2 市场管控

(1) 同一投资主体（含关联企业）市场份额超过市场份额限值的，或市场集中度指数超过合理区间的，应通过市场交易管理等方式将有关市场主体市场份额控制在一定范围内。

(2) 判定市场主体存在涉嫌异常交易行为的，四川电力交易中心为维护市场公共利益，应对其予以一定期间的重点监测，并报四川能源监管办处理。

(3) 存在市场操纵行为的，经四川能源监管办认定，根据市场自律管理有关要求，对相应市场主体采取相关监管措施。

8 其他事项

8.1 市场注册

8.1.1 发电企业

发电企业应在新投机组完成启动试运行 3 个工作日内根据交易需求和调度管理关系在相应的电力交易机构办理注册手续，在完成市场注册后，可参与相应准入范围内的市场交易。

8.1.2 售电公司

(1) 售电公司应按照准入和退出相关文件要求，在四川电力交易中心完成市场注册。四川电力交易中心对注册售电公司开展年度市场准入资格动态管理。

(2) 售电公司未按要求持续满足注册条件的，电力交易机构应立即通知售电公司限期 15 天内完成整改，售电公司限期整改期间，暂停其交易资格，未在规定期限内整改到位的，经主管部门同意后予以强制退出，同时将相关信息推送至全国信用信息共享平台。

8.1.3 电力用户

(1) 电力用户实行注册制。所有参与电力市场交易的电力用户均应在四川电力交易中心完成注册。

- 1) 已注册的存量市场用户原则上不做调整。
- 2) 对于 2021 年底之前投产的未注册电力用户，拟参与市场交易的，应提前完成注册并公示无异议。其中，拟参与 2022 年度交易的，须在年度交易闭市前完成注册并公示无异议。
- 3) 在 2022 年年内新投产的工商业电力用户，在完成注册手续并公示无异议后，下一结算周期起可直接从电力市场购电，在此之前由电网企业代理购电。

4) 逐步推进代理工商业用户在交易平台开展市场注册。

(2) 电力用户在四川电力交易中心进行注册时，注册的企业名称应与工商营业执照中的企业名称一致。其中，重点优势企业（项目）名称应与经济和信息化厅下达的用户名单中的企业名称一致。

(3) 售电公司应积极配合签约零售用户开展注册信息补充完善工作。四川电力交易中心将定期对市场主体已注册信息进行清查，对不合规行为进行通报，并向政府相关部门报告。

8.1.4 电网企业

开展代理购电业务的电网企业，须提前在四川电力交易中心完成注册。

8.2 交易合同

(1) 市场主体直接从电力市场购电前应在四川电力交易平台签署《风险告知书》和《入市承诺书》。承诺书中权利义务、电量电费结算等相关约定对市场主体具有法律约束力。

(2) 四川能源监管办组织对已印发的《四川省电力用户与发电企业年度双边交易购售电合同（示范文本）》、《四川省售电公司与发电企业年度双边交易购售电合同（示范文本）》、《四川省售电公司与电力用户购售电合同（示范文本）》进行修订，修订后的合同示范文本在 2022 年年度交易开市前通过四川电力交易中心以交易公告的形式发布，新发布的合同示范文本与原合同示范文本内容不一致的，以新发布的合同示范文本为准。

(3) 采用双边协商方式开展交易的市场主体应按照《四川省电力用户与发电企业年度双边交易购售电合同(示范文本)》或《四川省售电公司与发电企业年度双边交易购售电合同(示范文本)》签订购售电合同，确定交易电量、电价和违约责任等内容。双边协商的电量、电价等交易信息应录入电力交易平台并经双方确认。

(4) 售电公司与电力用户进行零售交易，双向自主选择并协商一致后，应按照《四川省售电公司与电力用户购售电合同(示范文本)》签订购售电合同，并与电网企业签订《四川省市场化零售供用电合同(示范文本)》三方合同或三方电费结算补充协议。

《四川省市场化零售供用电合同(示范文本)》或三方电费结算补充协议原则上应在年度交易完成后30天内完成签订，电网企业应积极配合售电公司和零售用户及时完成签订工作。市场主体应对合同的真实性及合同电量电价等关键信息的准确性进行审慎核查，认真审查并承担相应法律责任，防止虚假欺诈行为。市场主体不得将购售电合同签订等核心业务交由其他个人或机构完成，否则由此引发的市场纠纷、惩罚、诉讼等全部责任由市场主体自行承担。

(5) 所有市场化合同须在电力交易平台录入相关交易信息，市场主体应严格按照合同内容在交易平台录入并确认量、价等交易信息，经合规性审核和安全校核后方可生效执行，以电力交易平台发布的生效交易结果为准。

8.3 信息披露

(1) 四川电力交易中心总体负责市场信息披露的实施，为市场主体信息披露提供便捷方式。四川电力交易中心应当公平对待市场主体，无歧视、依法合规、及时披露市场信息。市场信息披露应统一在电力交易平台完成。

(2) 各市场主体和四川电力交易中心、西南网调、省调、电网企业应当按照国家和四川省电力市场信息披露相关要求做好市场信息披露工作，并对披露信息的真实性、准确性、完整性负责。信息披露质量纳入市场主体信用评价体系，对违反信息披露有关规定的市场主体，将依法依规纳入失信管理，问题严重的可暂停其交易资格或取消市场准入资格。

(3) 市场主体对披露的相关信息等有异议或者疑问时，可向四川电力交易中心提出，由四川电力交易中心责成信息披露主体予以解释和配合。

(4) 四川能源监管办负责对信息披露的执行情况开展监督和检查，对信息披露工作进行指导。

8.4 新机组参与市场及并网调试

(1) 新机组在完成启动试运行并在电力交易机构注册后，可参与相应准入范围内的市场交易，但应在 90 天内取得发电类电力业务许可证。逾期未取得的，取消后续市场参与资格，直至取得为止，并承担相应市场风险和违约责任。未履约完成的合同由四川电力交易中心采取拍卖转让等方式处理。

(2) 待启动投运的机组应提前向调度机构报送启动投运计划及启动调试等电量。具备投运条件的，调度机构应在次月月度发电计划中安排其启动调试等电量。原则上待启动投运的机组无发电计划不能进行启动投运，因特殊原因必须启动投运的，所发电量须接受超发偏差考核。

(3) 需并网试验的火电机组原则上应提前 1 个月向调度机构报送试验方案和计划，调度机构根据电网实际情况予以安排并列入相应月度发电计划。火电机组试验导致的超发、少发电量，由发电企业通过参与市场交易等方式自行负责解决。

抄送：省发改委，省能源局。

