

四川省经济和信息化厅
四川省发展和改革委员会
国家能源局四川监管办公室
四川省能源局

文件

川经信电力〔2021〕276号

四川省经济和信息化厅等4部门
关于印发《四川省2022年省内电力市场交易
总体方案》的通知

各市（州）经济和信息化主管部门、发展改革委（能源局），国家电网公司西南分部、国网四川省电力公司、四川电力交易中心，省能源投资集团公司、有关地方电网企业，有关发电企业、售电

公司、电力用户：

为深入贯彻《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）精神，按照国家发展改革委电价市场化改革等有关要求，全面落实省委省政府关于深化电力体制改革的安排部署，推进适应能源结构转型的电力市场机制建设，促进清洁能源消纳，推动绿色低碳优势产业高质量发展，经济和信息化厅牵头制定了《四川省2022年省内电力市场交易总体方案》。现予以印发，请贯彻落实。



四川省经济和信息化厅



四川省发展和改革委员会



国家能源局四川监管办公室



2021年12月24日

四川省 2022 年省内电力市场交易总体方案

为深入贯彻《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）精神，按照《国家发展改革委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）、《国家发展改革委办公厅关于组织开展电网企业代理购电工作有关事项的通知》（发改办价格〔2021〕809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）、《财政部 国家发展改革委 国家能源局关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》（财建〔2020〕4号）及其补充通知、《四川省人民政府关于深化四川电力体制改革的实施意见》（川府发〔2018〕26号）、《四川省人民政府办公厅转发四川省水电消纳产业示范区建设实施方案的通知》（川办发〔2019〕50号）、《中共四川省委关于以实现碳达峰碳中和目标为引领推动绿色低碳优势产业高质量发展的决定》等文件要求，全面落实省委省政府关于深化我省电力体制改革的安排部署以及省委十一届十次全会精神，深化电力市场化改革，推进适应能源结构转型的电力市场机制建设，促进清洁能源消纳，推动绿色低碳优势产业高质量发展，制定本总体方案。

一、市场准入条件

（一）电力用户

1. 四川省已核定输配电价的供电区域内工商业用户均须进

入市场，提高电力用户市场化参与度，原则上 10kV 及以上电力用户须直接从电力市场购电（指直接向发电企业或售电公司购电，下同），暂未直接从电力市场购电的电力用户由电网企业代理购电。居民（含执行居民生活用电价格类别的用户，下同）、农业用电由电网企业保障供应，执行目录销售电价政策。直接从电力市场购电的工商业电力用户统称为市场化工商业用户，暂由电网企业代理购电的工商业电力用户统称为代理工商业用户，居民、农业等由电网企业保障供应的电力用户统称为居民农业等保障类用户。

2. 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。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。

3. 电力用户市场准入还应满足以下要求。

（1）已注册的存量电力用户原则上不做调整。

（2）2021 年底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，须在年度交易开市前完成注册并公示无异议。

（3）2022 年年内新投产的工商业电力用户，在完成注册并公示无异议后，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电力交易平台开展市场注册。

(二) 发电企业

1. 2021 年底前并入四川主网的国家电力调度中心西南分中心（以下简称“西南网调”）直调水电企业留川部分和四川电力调度控制中心（以下简称“省调”）直调水电、火电、新能源（包括风电、光伏、生物质能，平价上网风光机组和光伏扶贫项目除外，下同）发电企业以及天然气分布式项目以热（冷）定电余电上网部分。

2. 建立绿电试点交易机制，有序推动新能源发电企业参与市场交易，发挥电力市场对能源清洁低碳转型的促进作用，增加市场化发电能力供给。风电、光伏发电企业在保障利用小时数以外的电量，须直接参与市场交易（指发电企业直接向售电公司或电力用户售电，下同）。

3. 2022 年年内新投产发电企业，不参与年度市场交易。但自投产之日起，可参与月度（月内）增量交易，按规定承接各类合同电量转让。

(三) 售电公司

按照国家和四川省有关售电公司的管理要求，在四川电力交易中心完成注册或者由其他电力交易中心推送，满足四川电力市场注册条件的售电公司，均可进入四川电力市场参与交易。

(四) 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。

二、市场交易品种

本方案包括批发市场和零售市场。其中批发市场的交易品种包括：常规直购、留存电量、战略长协、水电消纳示范、丰水期富余电量、清洁替代（电能替代、燃煤火电关停替代）、电网企业代理购电、合同转让。零售市场交易品种包括：常规直购、留存电量、战略长协、水电消纳示范、丰水期富余电量、清洁替代中的电能替代。

（一）常规直购

1. 参与范围。

（1）电力用户。

所有符合市场准入条件且未纳入战略长协实施范围的电力用户。

（2）发电企业。

所有符合市场准入条件的发电企业。

2. 交易电量。

（1）电力用户参与常规直购交易的电量丰、平、枯水期应分别按水火 8:2、6.5:3.5、5:5 的比例打捆购入火电电量。打捆购入的火电电量包括省内火电（指省内燃煤火电，下同）电量和省间外购电量（不含国家电力调度中心和西南网调直调水电企业留川部分，下同）两部分。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。

(2) 非高耗能电力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其纳入常规直购交易范畴电量的 60%，且全年分月风电、光伏电量占比应保持一致，置换的风电、光伏电量由电力交易平台按月自动匹配，此外非高耗能电力用户还可通过直接交易购入风电、光伏电量。高耗能电力用户不可将应打捆购入的火电电量置换为风电、光伏电量，但可选择直接交易购入风电、光伏电量。

(3) 风电、光伏发电企业与电力用户直接交易的电量按以下方式确定。

1) 根据风电、光伏全年保障利用小时数，按照一定的丰枯比例确定分月优先电量，风电、光伏发电企业优先电量以外的上网电量，须参与省内直接交易。

2) 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。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”）须全年全电量购入风电、光伏电量。

(4) 水电送出受限区域内拥有省调直调燃煤自备电厂的用电企业，在丰、平水期为促进水电消纳，停发自备机组所增加的下网电量，暂不打捆购入火电。

(5) 实际火电电量大于市场化工商业用户应打捆购入的火电电量时，超出部分由电力交易平台按月向代理工商商业用户配置。实际火电电量小于市场化工商业用户应打捆购入的火电电量

时，不足部分由新能源及燃气机组的优先电量补足，两类优先电量比例与电网企业代理购电电量中新能源及燃气机组的优先电量比例相同。

(6) 水电企业参与常规直购年度交易电量实行指标控制，在 2022 年全省电力电量平衡方案及节能调度优先电量计划中进行明确。单个水电企业参与常规直购年度交易电量的上限为其指标的 1.1 倍。常规直购月度（月内）交易不实行指标控制。

3. 交易组织。

(1) 省内火电交易方式。

1) 省内火电交易在月度（月内）开展。

2) 每月月前，省调根据来水预测、负荷平衡、年度计划等，制定当月省内火电发电预计划总量和分机组必发电量，在月度交易前公布。月内，根据系统实际运行情况，省调可动态补充增量部分，在月内交易前公布。

3) 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划分为对应高耗能和非高耗能电力用户两部分，在月度（月内）交易前公布。

4) 月度（月内）交易中，采用平台集中交易方式组织开展电能量增量交易，实行“发电侧单边报价、平台统一边际出清”，具体流程如下。

申报：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。对于必发电量部分，由电力交易平台自动申报，必发电量申报价格默认为省内火电最低限价。

出清：以各自对应的省内火电发电预计划总量为边界确定的最后一个中标机组的申报价格，作为高耗能和低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。

5) 月内交易中，采用双边协商交易方式组织开展发电企业省内火电电量合同转让交易，原则上优先转让必发电量，转让不带价差。

6) 月末，首先结合实际用电量，分别计算高耗能和低耗能电力用户应打捆购入火电电量；然后结合实际火电电量，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，以及高耗能和低耗能电力用户应打捆购入的省内火电电量和省间外购电量；最后结合高耗能和低耗能电力用户应打捆购入省内火电电量，分别按比例调整发电企业省内火电交易合同，并相应形成发电企业对应市场工商业用户和电网企业代理购电省内火电电量合同。

7) 事后，采用双边协商方式组织开展发电企业省内火电电量合同转让交易，原则上优先转让必发电量，转让不带价差。

(2) 水电交易方式。

1) 水电电量交易以年度交易为主。发用双方可采用双边协

商和平台集中方式进行交易。发用双方可按照全年丰平枯均衡结构申报电量，也可分月逐一申报电量参与平台集中交易。

2) 水电电量交易以月度（月内）交易为补充。设置结算月最后一周为交易关闸时间，结算月前三周组织双边协商和平台集中交易。双边协商交易可开展合同双侧调减交易、发用两侧合同转让交易，平台集中交易可开展电能量增量、合同双侧调减交易、发用两侧合同转让交易。

（3）风电、光伏交易方式。

电力用户在打捆购入火电电量或置换风电、光伏电量后，其余电量通过直接交易购入风电、光伏电量的交易方式与水电相同；全风光高耗能电力用户只能通过双边协商交易方式全年全电量购入风电、光伏电量。

4. 交易电价。

（1）水电交易电价。

水电交易电价通过市场化方式形成。为规范市场竞争，结合四川电力供需实际，对水电交易电价设置上下限。

年度交易采取分月交易电价的，按以下方式确定交易价格上下限：

丰水期交易电价下限为原水电标杆上网电价 278.2 元/兆瓦时按水期浮动后下浮 40%，上限为原水电标杆上网电价 278.2 元/兆瓦时按水期浮动后的价格。

平水期、枯水期交易电价上下限范围为原水电标杆上网电价 278.2 元/兆瓦时按水期浮动后上下浮动 20%。

年度交易采取全年综合交易电价的，按以下方式确定交易价格上下限：

交易价格上限=（丰水期交易电量占比×丰水期的分月交易电价上限）+（平水期交易电量占比×平水期的分月交易电价上限）+（枯水期交易电量占比×枯水期的分月交易电价上限）

交易价格下限=（丰水期交易电量占比×丰水期的分月交易电价下限）+（平水期交易电量占比×平水期的分月交易电价下限）+（枯水期电量交易占比×枯水期的分月交易电价下限）

月度（月内）交易电价上下限范围与年度交易分月交易电价上下限范围相同。

（2）非水电交易电价。

为落实国家发展改革委相关要求，做好“双控”工作，省内火电电量上网电价按“基准价+上下浮动”的市场化价格机制形成，其中基准价为401.2元/兆瓦时。非高耗能电力用户省内火电电量部分价格最高上下浮幅度为20%，高耗能电力用户省内火电电量部分价格最高下浮20%、上浮幅度不受20%限制。

配置和置换的新能源及燃气机组优先电量交易电价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）的标准执行。电力用户在打捆购入火电电量或置换风电、光伏电量后，其余电量通过直接交易购入的风电、光伏电量交易价格限价与水电相同。全风光高耗能电力用户全年全电量通过直接交易购入的风电、光伏电量交易价格不低于401.2元/兆瓦时。

配置和打捆购入的省间外购电量按当月省间外购电量均价

执行。

（二）留存电量

1. 参与范围。

（1）电力用户。

甘孜、阿坝、凉山三州以及其飞地园区内符合市场准入条件，且纳入 2022 年留存电量实施范围的电力用户。鼓励地方将符合条件的清洁绿色低碳优势产业项目优先纳入留存电量政策支持范围。

（2）发电企业。

2021 年底以前并入四川主网的甘孜、阿坝、凉山地区省调直调水电企业。

2. 交易电量。

2022 年留存电量总量按 80 亿千瓦时控制。三州发展改革委、经济和信息化局以及供电公司应在水期计划范围内确定发、用电企业 2022 年留存电量分月计划并分解到电力用户户号，发用电企业的留存电量分月计划（不含电网企业购电）应保证各月比例基本一致，并于 2022 年年度交易开市前 10 个工作日，报省发展改革委、经济和信息化厅。留存电量分月计划经年度留存电量批复文件确认后原则上不得进行调整。选择由售电公司代理的留存电量电力用户户号，其全部电量须由售电公司代理；未选择由售电公司代理的留存电量电力用户户号，其留存电量之外的电量可直接从电力市场购电或由电网企业代理购电。

3. 交易组织。

留存电量由四川电力交易中心根据电网公司分解到户号的政府计划，按照最小配对等方式对购售方及电量进行配对。发电侧留存电量可通过电力交易平台在本州内发电企业之间转让，用电侧留存电量可通过电力交易平台由电力用户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）之间转让。

4. 交易电价。

留存电量上网电价按照政府相关部门确定的电价执行。

（三）战略长协

1. 参与范围。

（1）电力用户。

1) 省委省政府重点扶持的企业、晶硅光伏、动力电池、大数据、电解氢用户。其中，晶硅光伏企业应属于《产业结构调整指导目录》（2019年本）中允许鼓励类企业，重点支持成都、乐山、眉山晶硅光伏产业发展。动力电池、大数据、电解氢要符合《关于进一步放开发用电计划扩大我省电力市场化交易的通知》（川经信电力函〔2018〕196号）、《关于进一步明确我省大数据等绿色高载能产业电力扶持政策有关事项的通知》（川经信电力函〔2018〕220号）的有关规定，重点支持宜宾动力电池产业、成都和雅安大数据产业、遂宁锂电产业发展。

2) 高炉渣提钛用户。指采用高温碳化—低温氯化等工艺从高炉渣中提取钛的企业。

3) 钒钛钢铁用户。属于国家允许鼓励类的钒钛钢铁企业、国防军工特殊钢生产企业、2020年内完成置换升级改造的短流

程炼钢企业。重点支持攀枝花、凉山钒钛产业发展。

具体电力用户名单由经济和信息化厅、省发展改革委会同相关单位确定。

（2）发电企业。

符合准入条件的水电、火电、风电、光伏发电企业。

2. 交易电量。

重点支持的钢铁企业参加战略长协交易电量按与常规直购相同的水火比例打捆购入火电电量，其余电力用户参加战略长协交易的电量实施全水电交易。战略长协用户水电电量部分，也可按水电方式实施风电、光伏直接交易。

3. 交易组织。

（1）纳入战略长协参与范围的电力用户，其水电部分交易方式以年度交易为主，月度（月内）交易为补充，与常规直购交易中水电部分相同。

（2）纳入战略长协参与范围的钢铁企业打捆购入火电电量方式与常规直购交易中火电部分相同。

4. 交易电价。

（1）水电交易电价。

水电交易电价通过市场化方式形成。为规范市场竞争，结合四川电力供需实际，对交易电价设置上下限，范围与常规直购交易中水电部分限价范围相同。

（2）非水电交易电价。

打捆购入的火电电量价格形成方式与常规直购火电部分相

同。配置的新能源及燃气机组优先电量交易电价，以及通过直接交易购入的风电、光伏电量交易限价与常规直购相同。

（四）水电消纳示范

1. 参与范围。

（1）电力用户。

纳入水电消纳示范交易的电力用户范围为甘孜州、攀枝花市、雅安市、乐山市、凉山州、阿坝州 6 个水电消纳示范区内，且在《四川省人民政府关于深化四川电力体制改革的实施意见》（川府发〔2018〕26 号）印发后新增的工业企业（含存量工业企业单独装表的扩建产能），不包括示范区所在市（州）境内转移搬迁企业和高耗能企业，示范区所在市（州）应将符合条件的清洁绿色低碳优势产业项目优先纳入水电消纳产业示范区政策支持范围。具体名单实行“一年一定”，由示范区所在市（州）政府主管部门会同当地供电公司审核确定后，报省发展改革委、经济和信息化厅、省能源局备案，抄送四川能源监管办、国网四川省电力公司。

（2）发电企业。

甘孜州、攀枝花市、雅安市、乐山市、凉山州、阿坝州 6 个水电消纳示范区内省调直调水电企业及西南网调直调水电企业留川部分。受电网安全约束及现有输电通道限制，水电消纳示范交易仅能在本市（州）示范区内电力用户和发电企业之间开展。

2. 交易电量。

（1）水电企业参与交易的电量认定原则。

水电消纳示范区弃水电量交易规模，由6市（州）有关部门与当地水电企业协商后报省能源局，由省直有关部门（单位）认定并明确至相应水电企业，原则上各水电企业弃水电量指标不低于2019年申报的2022年弃水电量水平。该指标不作为水电企业交易电量上限，各水电企业可自愿超过其指标签约。相关市（州）应积极推动发用双方协商，达成交易意向，各水电企业弃水电量指标应做到“能用尽用”。

（2）电力用户参与交易的电量认定原则。

经核定的符合准入条件的电力用户可交易电量按以下原则认定：2018年8月6日以后单独装表计量的新增工业电力用户为其全部工业生产用电量（不含纳入留存电量和由当地小水电电量保障的部分）；2018年8月6日以后扩建的工业电力用户，扩建产能单独装表计量后，扩建及原有产能工业用电量之和超出扩建前一年原有产能同期工业用电量的部分，且不超过扩建产能单独计量的工业用电量（不含纳入留存电量和由当地小水电电量保障的部分）。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。可交易电量之外的用电量须参与符合要求的其他交易品种交易。

（3）选择由售电公司代理的水电消纳示范交易用户户号，其全部电量须由售电公司代理；未选择由售电公司代理的水电消纳示范交易用户户号，其可交易电量之外的电量须直接从电力市场购电。

(4) 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。

3. 交易组织。

水电消纳示范交易在年度、月度（月内）分市（州）组织，均采用双边协商方式。

4. 交易电价。

交易电价通过市场化方式形成。为规范市场竞争，结合四川电力供需实际，对水电消纳示范交易电价设置上下限，范围与常规直购交易中水电部分限价范围相同。

(五) 丰水期富余电量

丰水期富余电量政策实施时间为 6—10 月。

1. 参与范围。

(1) 电力用户。

符合市场准入条件且供电电压等级在 10 千伏及以上的直接从电力市场购电工业用户均应参加丰水期富余电量交易，其中：留存电量用户可选择参加丰水期富余电量交易；除钢铁企业外的战略长协用户，可选择参加丰水期富余电量交易；新增工业用户的全部工业用电量和扩建工业用户的扩建产能的工业用电量，在参加水电消纳示范交易后，不同时参加丰水期富余电量交易。

(2) 发电企业。

所有符合市场准入条件的水电、风电、光伏发电企业。

2. 交易电量。

(1) 2021 年 10 月底以前投产的工业用户，以投产后 2019

—2021年丰水期月均用电量（不含农业、居民用电量）作为丰水期富余电量基数；2021年11月及以后新投产或复产的工业用户，以当月实际用电量（不含农业、居民用电量）的80%作为丰水期富余电量基数。基数电量及相关认定资料由国网四川省电力公司在年度交易开市前统一提供给四川电力交易中心，并报经济和信息化厅备案，备案后当年内原则上不得变动。

（2）直接从电力市场购电的电力用户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。

（3）实施全水电交易，也可按水电方式实施风电、光伏直接交易。

（4）选择由售电公司代理的丰水期富余电量电力用户户号，其全部电量须由售电公司代理；未选择由售电公司代理的丰水期富余电量电力用户户号，其富余电量之外的用电量须直接从电力市场购电。

3. 交易组织。

以年度交易为主，月度（月内）交易为补充，交易方式与战略长协交易中的水电部分相同。

4. 交易电价。

交易电价通过市场化方式形成。为规范市场竞争，结合四川电力供需实际，对丰水期富余电量交易电价设置上下限，范围与

常规直购交易中水电部分限价范围相同。

（六）清洁替代

清洁替代包括电能替代、燃煤火电关停替代。

1. 电能替代。

（1）参与范围。

1) 电力用户。

2017年1月1日以后新建和改造且纳入省发展改革委（能源局）电能替代目录的项目，建成投运后由项目业主自主申请，经市（州）发展改革委（能源局）、经济和信息化主管部门会同供电公司共同初审，省级相关部门认定，且在四川电力交易中心单独注册交易单元后，方可参加电能替代交易。电能替代电量包括电能替代项目本体及其辅助系统生产用电，应单独装表计量。

2) 发电企业。

所有符合市场准入条件的水电、风电、光伏发电企业。

（2）交易电量。

1) 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。

2) 实施全水电交易，也可按水电方式实施风电、光伏直接交易。

（3）交易组织。

以年度交易为主，月度（月内）交易为补充，交易方式与战略长协交易中的水电部分相同。

（4）交易电价。

交易电价通过市场化方式形成。为规范市场竞争，结合四川电力供需实际，对电能替代交易电价设置上下限，范围与常规直购交易中的水电部分限价范围相同。

2. 燃煤火电关停替代。

(1) 参与范围。

经济和信息化厅在 2022 年年度优先电量计划中明确的关停燃煤火电机组；所有符合市场准入条件的水电企业。

(2) 交易电量。

由经济和信息化厅测算后另行发文确定。

(3) 交易组织。

采取集中挂牌交易方式，以关停燃煤火电机组优先计划电量指标为标的，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燃煤火电机组。

(4) 交易电价。

电价标准为 80 元/兆瓦时（含 6% 增值税）。

(七) 合同转让

1. 参与范围。

符合市场准入条件的发电企业、电力用户和售电公司。

2. 交易电量。

合同转让交易分为发电侧合同转让交易、用电侧合同转让交易。批发市场中各交易品种合同原则上均可在发电侧或用电侧市

市场主体之间交易，优先计划合同、跨省跨区合同可在同一发电类型（风电、光伏视为同一发电类型）市场主体之间交易，电网企业不得转让代理工商业用户合同。

3. 交易组织。

（1）发电侧合同转让。

发电侧合同转让交易按年度、月度（月内）开展，可采取双边协商、平台集中转让和拍卖三种交易方式。年度合同转让交易原则上仅在发电企业超过自身能力签约的情况下实施，年度合同完成校核后，按双边协商、平台集中转让、拍卖的顺序进行。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）合同转让在月度（月内）交易关闸前开展，事后合同转让在月度（月内）交易关闸后开展，两者均采用双边协商和平台集中转让的方式。在年度、月度（月内）合同转让中，优先计划、跨省跨区、留存电量、水电消纳示范、燃煤火电关停替代、风电及光伏发电企业与全风光高耗能电力用户形成的直接交易合同不采用平台集中转让方式；在年度合同转让中，优先计划、跨省跨区、留存电量、燃煤火电关停替代交易合同不采用拍卖方式。水电企业在无正当理由情况下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合同电量的 40%。

在运燃煤火电机组不能与水电机组及新能源发电企业相互转让合同；燃气机组优先计划合同不能转让；风电、光伏发电企业与全风光高耗能电力用户形成的直接交易合同，仅能在风电、光伏发电企业之间相互转让；风电、光伏发电企业与除全风光高

耗能电力用户之外的电力用户形成的直接交易合同，以及水电企业直接参与市场交易（水电消纳示范交易、留存电量除外）形成的合同，可以在水电、风电、光伏发电企业之间转让；发电企业在仍有省内直接参与市场交易合同（不含留存电量、水电消纳示范）的情况下，原则上不得转让跨省跨区合同；水电消纳示范交易合同转让受让方只能承接其所在示范区内水电企业的出让合同；留存电量合同仅可在甘孜、阿坝和凉山三州本州内水电企业范围内转让。

（2）用电侧合同转让。

售电公司之间、电力用户之间、售电公司与电力用户之间可以进行合同转让交易。用电侧合同转让交易按年度、月度（月内）开展，年度合同转让交易可采取双边协商、平台集中转让和拍卖三种交易方式。月度（月内）合同转让交易包括事前（事中）合同转让交易和事后合同转让交易。事前（事中）合同转让交易在月度（月内）交易关闸前开展，事后合同转让交易在月度（月内）交易关闸后开展，两者均采用双边协商和平台集中转让的方式。在年度、月度（月内）合同转让中，留存电量、水电消纳示范、高耗能电力用户全年全电量与风光机组直接交易合同不采用平台集中转让方式。在年度合同转让中，留存电量合同不采用拍卖方式。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%。

留存电量交易合同只能在本州内留存电量电力用户（含飞地园区的留存电量电力用户）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和代理了本市（州）水电消纳示范电力用户的售电公司之间转让；全风光高耗能电力用户风光直接交易合同只能在全风光高耗能电力用户和代理了全风光高耗能电力用户的售电公司之间转让；除全风光高耗能电力用户以外的电力用户的风光直接交易合同，以及用电侧直接从电力市场购电（水电消纳示范交易、留存电量除外）形成的水电交易合同，可在除全风光高耗能电力用户以外的电力用户、代理了除全风光高耗能电力用户以外的电力用户的售电公司之间转让；电力用户打捆购入的火电电量合同、置换的风电及光伏电量合同、配置的新能源及燃气电量合同均不得转让。

4. 交易电价。

合同转让交易电价为合同的出让或买入电价，不影响出让方原有合同的电价，涉及的交易对象权责不受影响，不需要原交易对象确认。合同转让或拍卖成交电价与原合同电价之间的价差，由合同出让方或拍卖方承担。

（1）发电侧。

双边协商转让时，若转让价格与原有合同电价不一致，则交易电价上下限与常规直购交易中水电部分月度（月内）电能量增量交易电价上下限相同，跨省跨区交易合同、风电及光伏发电企业与高耗能电力用户形成的风光直接交易合同转让须与原合同电价保持一致。

平台集中转让交易电价上下限与常规直购交易中水电部分月度（月内）电能量增量交易电价上下限相同。

风电、光伏发电企业与高耗能电力用户形成的直接交易合同参与发电侧拍卖交易的，交易电价上限不限，下限为零；其他发电侧拍卖交易电价上限与常规直购交易中水电部分月度（月内）电能量增量交易电价上限相同，下限为零。

（2）用电侧。

双边协商转让时，若转让价格与原有合同电价不一致，则交易电价上下限与常规直购交易中水电部分月度（月内）电能量增量交易电价上下限相同，高耗能电力用户风光直接交易合同转让须与原合同电价保持一致。

平台集中转让交易电价上下限与常规直购交易中水电部分月度（月内）电能量增量交易电价上下限相同。

高耗能电力用户风光直接交易合同参与用电侧拍卖交易的，交易电价上限不限，下限为零；其他用电侧拍卖交易电价上限与常规直购交易中水电部分月度（月内）电能量增量交易电价上限相同，下限为零。

（八）电网企业代理购电

1. 电网企业代理工商业用户购电量包括执行保量保价的优先发电电量和市场化方式采购的火电电量。市场化方式采购的火电电量按以下方式执行：

代理工商业用户配置的省间外购电量=总省间外购电量*(实际火电电量-市场化工商业用户应打捆购入火电电量)/实际火电电量。

代理工商业用户配置的省内火电电量=实际火电电量-市场

化工商业用户应打捆购入火电电量-代理工商业用户配置的省间外购电量。

代理工商业用户配置的火电电量中省间外购电量占比与市场化工商业用户一致，火电电量价格与非高耗能电力用户应购买的火电电量价格相同。

2. 代理工商业用户可在每季度最后 15 日前选择下一季度起直接从电力市场购电，电网企业代理购电相应终止。四川电力交易中心应将上述变更信息于 2 个工作日内告知电网企业。拟选择 2022 年一季度开始直接从电力市场购电的，应在 2022 年 1 月 24 日之前在电力交易平台完成合同备案。

三、市场成员要求

市场成员包括各类发电企业、售电公司、电网企业、电力用户、市场运营机构等。市场成员应严格遵守以下要求：

（一）市场运营机构要求

1. 电力交易机构。

四川电力交易中心应按要求开展合规校核、交易组织、市场监测、信息披露等工作，保障电力市场交易的有序进行。

（1）合规校核。

开展各类市场主体的交易合规性校核，对发电企业按是否符合准入范围、签约电量是否合规、申报电量是否合规等进行校核；对用电企业按是否符合准入范围等进行校核；对售电公司按代理电力用户是否符合准入范围、签约电量电价是否合规、是否按规定提交履约保函、保险等进行校核，及时公布交易合规性校核结

果。

（2）交易组织。

拟定交易实施细则（含交易组织细则、电力交易平台操作流程、交易结算细则等），报经济和信息化厅、四川能源监管办备案后实施。

按市场总体方案和交易指导意见要求组织好各类市场交易，年度交易原则上应提前5天以上发布交易公告，制定月度（月内）交易日历表并提前发布，可根据市场特殊变化适当调整、增加临时交易，如因特殊原因对交易时间进行调整、增加临时交易等，应报政府相关部门同意并及时告知市场主体。

及时向各类市场成员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、拍卖交易价差费用、售电公司收入价差费用、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及输电服务等，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。按月向有关部门报送市场运营总体情况，按季度向有关部门报送履约保函、保险的收取使用情况。

（3）市场监测。

加强市场监测，及时识别交易签约价格明显偏离市场交易均价、交易或结算电量明显偏离实际等异常交易行为，发现可能存在的市场规则缺陷，提出提升市场公平效率和促进市场公平、充分竞争的相关建议，并向政府相关部门报送。

(4) 信息披露。

按照电力市场信息披露管理办法要求，做好信息披露管理，完善信息披露机制，督促市场成员做好市场信息披露工作，开展各类市场信息的统一归口发布。通过信息披露平台向经电力用户授权同意的售电公司、发电企业开放电力用户近三年内历史分时用电数据、用电信息等有关信息的查询权限；披露电网企业代理购电电量、价格。四川电力交易中心应会同省调建立健全信息交换机制，省调应按交易规则要求，向四川电力交易中心准确及时提供市场交易需要的可公开数据。

(5) 信息安全保障。

建立健全信息安全保障机制，四川电力交易中心应设置内设部门职能信息管理权限，控制关键信息知悉范围，定期开展信息安全薄弱环节排查，制定信息安全事故应急处置预案，做好事前主动防御，确保电力运行信息安全可控；建立电力交易从业人员回避和保密管理制度，避免泄露重要信息。

2. 电力调度机构。

西南网调、省调应按要求开展安全校核，组织现货交易，负责各类市场化交易结果的调度执行，保障电力生产稳定，实现节能调度。

(1) 安全校核。

负责开展发电能力校核和电网阻塞校核。

1) 发电能力校核。

水电及风电、光伏电站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，省调通过数据传输平台向四川电力交易中心提供水电及新能源电站发电能力。

①水电站发电能力校核。

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，按下列原则确定：

水电站枯水期 i 月发电能力 = MIN （可用机组容量 $\times 24 \times$ 运行天数 \times 系统控制系数，水电站报送的 i 月发电能力， $1.1 \times$ 近五年 i 月最大上网电量）；

水电站丰平水期 j 月发电能力 = MIN （可用机组容量 $\times 24 \times$ 运行天数 \times 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 年同期上网电量与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）交易安全校核设定为 0.95。

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。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，由省调、四川电力交易中心共同确定后，由省调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）交易发电能力校核时，水电站本次交易有约束成交电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市场交易合同电量 - 水电站月度优先计划发电量。

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（光伏电站前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，由省调、四川电力交易中心共同确定后，由省调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电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。

2) 电网阻塞校核。

仅开展月度（月内）电网阻塞校核，暂不开展年度分月电网阻塞校核。四川电力交易中心每周提交两次无约束成交交易结果，省调原则上在收到无约束成交交易结果后的一个工作日内完成安全校核。省调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。在送出受限区域内，优先安排月度优先电量、留存电量和水电消纳示范交易电量合同，剩余通道按其余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电量、留存电量和水电消纳示范交易电量合同，则按比例分配。

(2) 调度执行。

负责各类市场化交易的调度执行，在确保电网安全和电力可靠供应的前提下，严格按照《电网调度管理条例》以及年度电力电量平衡方案和节能调度优先电量计划实施电力调度，充分发挥水库电站调蓄作用，尽可能实现新能源全额保障性收购、减少水电弃水。负责依法依规落实四川电力交易中心提供的市场交易结

果，并及时向四川电力交易中心提供中长期市场出清交易所需的数据、现货市场出清和各类市场交易的执行结果等。

（二）发电企业要求

发电企业应认真做好电力生产组织工作，遵守市场规则，服从调度指挥，积极参与市场运营。

1. 规范交易：

（1）发电机组应按要求完成市场注册，准确填报相关信息。新投机组参与市场交易应向经济和信息化厅申报，由经济和信息化厅确认后参与。

（2）认真研究市场规则，规范参与市场交易，遵守调度纪律，按要求开展信息披露工作。

（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) 在与电力用户或售电企业达成协议后，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。

2) 出现市场串谋、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。

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行为的。

4) 违反法律、法规规定的其他情形。

2. 计划执行。

按照经济和信息化厅年度电力电量平衡方案和节能调度优先电量计划，做好优先电量执行与管控相关工作。

3. 计量改造。

按照《关于做好电力市场主体电能计量装置升级改造工作的通知》（川经信电力函〔2019〕718号）要求，完成电能计量装置改造升级工作。

（三）电力用户要求

电力用户应按要求认真做好参与市场交易的各项准备工作，包括电量认定、计量装置改造升级等，积极按照相关规定参与交易。

1. 规范交易。

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

（2）上一年购网用电量500万千瓦时以下的电力用户户号拟直接参与市场交易的，须通过售电公司代理，且当年内全部电量只能通过同一家售电公司进行交易。上一年购网用电量500万千瓦时及以上的电力用户户号拟直接参与市场交易的，可以选择与发电企业进行直接交易。

（3）按照《国家发展改革委等部门关于整治虚拟货币“挖矿”活动的通知》（发改运行〔2021〕1283号），以大数据等名义开展的虚拟货币“挖矿”活动用电不得参与市场交易。

（4）通过售电公司代理参与市场交易的电力用户，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。

(5) 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。

(6) 零售电力用户应按真实用电规模与售电公司签约，零售电力用户原则上应向与其建立购售电关系的售电公司披露其近三年的分月购网结算电量。

(7) 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) 同一户号与两家或两家以上售电公司签订购售电合同的，

或同时与发电企业和售电公司签订购售电合同的。

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的。

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。

(8) 因违反交易规则被限制交易或受到行政处罚的电力用户，其用电户号同期交易受限。

(9) 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用户从次月起强制退出市场，其市场化交易电量由经济和信息化厅商相关部门安排处理，给相关方造成损失的，电力用户应承担相应赔偿责任。

(10) 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，在电

力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，方可在电网企业办结相关业务。

2. 计量改造。

电力用户要高度重视电能计量装置改造升级工作，参与市场且与国网四川省电力公司存在电费结算关系的电力用户（包括独立地方电网、增量配电网）均应按照《关于做好电力市场主体电能计量装置升级改造工作的通知》（川经信电力函〔2019〕718号）要求，积极配合完成电能计量装置改造升级工作，实现电量信息自动采集，并将数据传送至国网四川省电力公司用电采集主站。2022年及以后新投产电力用户均应安装满足要求的电能计量装置。

（四）售电公司要求

售电公司在准许范围内代理零售电力用户，严格遵守市场规则，按要求履行相关义务，积极有序参与市场交易。

1. 代理范围。

售电公司可与纳入2022年市场准入范围的电力用户开展零售市场交易。

售电公司可代理零售用户参加批发市场交易，不得代理发电企业售电，不得代理其他售电公司购售电，也不得代理未纳入输配电价核定范围的地方电网企业及其网内电力用户参与市场化交易。

2. 规范交易。

(1) 售电公司与电力用户以双边协商方式按照标准文本签订年度购售电合同，相关购售电合同有效期应覆盖交易年。

(2) 售电公司须按照标准文本，与电力用户、电网企业签订市场化零售供用电合同，明确电费支付、抄表计量等责任。

(3) 售电公司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认真审查并承担相应法律责任，防止虚假欺诈行为。售电公司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、诉讼等全部责任由售电公司承担。

(4) 售电公司参与批发和(或)零售市场交易前，应按《国家发展改革委 国家能源局关于印发<售电公司管理办法>的通知》(发改体改规〔2021〕1595号)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。

(5) 售电公司代理零售电力用户参与市场交易，应按照“基础+浮动”的方式与零售电力用户约定交易量价，即售电公司与零售电力用户之间约定分月基础电量和对应的基础电价，电力用户超出基础电量的部分对应浮动电价。超过用电侧偏差考核阈值的零售电力用户，原则上应共同承担其售电公司最低20%的偏差考

核费用，具体由售电公司与零售电力用户协商确定。

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。

（6）对于某一交易品种，售电公司与发电企业年度双边协商约定的分月交易电量计划与该售电公司参加年度集中交易申报的分月交易电量之和，不得大于售电公司与零售电力用户签订的年度协议内该交易品种分月交易电量计划。

（7）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。

（8）单个售电公司年度市场交易电量不得超过全部市场电量的 20%。

（9）参与当年市场化交易的售电公司需确保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。对售电公司准入条件进行动态复核。

（10）建立保底售电公司管理制度，具体方案另行制定。

（11）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) 逾期未足额提供履约保函、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) 未持续满足注册条件，且未在规定时间内整改到位的。

6) 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。

7) 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。

8) 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的。

9) 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。

10) 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。

11) 依法被撤销、解散，依法宣告破产、歇业的。

12) 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。

13) 存在恶意虚增或虚减电量的。

14) 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。

15) 违反法律、法规规定的其他情形。

3. 退市程序。

售电公司退市程序按相关文件要求办理，退市前应妥善处理好在购售电合同和供用电合同相关事宜，电力交易机构在售电公司退出后保留其履约保函、保险6个月。自愿退市的售电公司，在申请退出之前应将所有已签订的购售电合同全部履行完毕或转让给其他售电公司，并结清所有费用，妥善处理其他相关事宜。强制退市的售电公司，应按合同约定承担相应违约责任，四川电力交易中心受政府主管部门委托，对其与发电企业和电力用户签订的购售电合同予以整体挂牌转让、双边协商交易等市场化方式处理。如市场化交易均未成交，自售电公司强制退市次月起，四川电力交易中心和省调不再继续执行其涉及的所有原购售电合同，发电企业相关合同计划作废，电力用户在通过其他售电公司参与市场前，按照保底售电公司、电网企业的顺序为电力用户提供保底服务。无正当理由退市的售电公司，原则上原法人及其法人代表三年内不得再参加市场化交易。

(五) 电网企业要求

电网企业应做好对电力用户的电网接入、抄表、计量改造、代理购电等市场服务工作，以及对居民、农业用户的保障供电工

作，及时开展电费结算，并配合政府主管部门做好市场主体相关认定等工作。

1. 市场服务。

为市场主体提供公平的输配电服务和电网接入服务，提供报装、计量、抄表等各类供电服务。要组织力量对不满足要求的市场主体电能计量装置进行改造升级、调试以及校核等工作，确保按时完成职责范围内的改造升级任务。积极配合售电公司、电力用户开展市场化零售供用电合同签订等工作。配合四川电力交易中心向相关市场主体提供电力用户历史分时用电量等信息。

2. 保障供电。

居民、农业用电由电网企业保障，执行现行目录销售电价政策，并保持价格稳定。

3. 电费结算。

承担市场主体各类电费的结算，承担合同转让交易价差费用的代收代付。

4. 配合认定。

电网企业应积极配合政府主管部门开展市场主体准入资格认定、市场交易电量核定等有关工作。

（六）其他要求

1. 发电企业与售电公司、批发电力用户采用双边协商方式对批发市场合同电量进行调减的，可同步调整交易电价，须签订纸质书面确认函并及时提交至四川电力交易中心（采用实人认证的电子化合同签约方式开展合同电量调减的无需签订纸质书面确

认函);采用双边协商方式开展电能量增量交易的,须签订纸质购售电合同并及时提交至四川电力交易中心(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购售电合同)。

2.对于除留存电量外的交易品种,每月零售电力用户可以与售电公司按双边协商的方式调整当月及当年后续月份分品种交易电量或交易价格,须签订纸质书面确认函或购售电合同并及时提交至四川电力交易中心(采用实人认证的电子化合同签约方式开展合同电量调整的无需签订纸质书面确认函或购售电合同)。零售电力用户分品种实际用电量超过其与售电公司约定的该品种基础电量的部分采用“开口合同”形式(合同价格为约定的浮动电价)进行结算。

3.售电公司代理零售用户的市场化结算结果在售电公司售电服务费不低于零时执行;在售电公司售电服务费低于零时,电力用户按当期水电电量交易电价上限和对应火电电量(高耗能或非高耗能)交易均价两者的加权均价预结算,在售电公司补齐缺额后,按照其代理零售用户的市场化结算结果进行清算。

4.由于计量装置故障、电力用户窃电、违约用电等原因需退补往月电量时,相关退补电量按对应月份电网企业代理购电价格开展电费结算,不纳入偏差考核和售电公司价差收入计算。对应月份电量难以确定的,按退补电量涉及天数平均折算。追补2021年11月25日前电量时,按对应月份目录电价水平结算。

四、偏差调整考核

(一) 交易电量偏差调整和考核按年度交易指导意见实施。按照发用两侧责任对等的原则实施偏差考核,发电侧偏差考核以装机类型对超(少)发电量按年度交易指导意见规定的阈值进行偏差考核;电力用户和售电公司以交易品种对超(少)用电量按年度交易指导意见规定的阈值进行偏差考核。

(二) 实施平水期水电节能调度平衡补偿,有关补偿原则、方式、超欠发电量的认定及调整按 2022 年全省电力电量平衡方案及节能调度优先电量计划要求执行。

(三) 加强对发用两侧滥用市场力、恶意套利的监测和管控,对有关部门认定的滥用市场力、恶意套利的市场主体,可对其实施限制合同电量转让、加大偏差考核标准等惩罚措施。

(四) 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、退市等相关处理。

五、市场信息披露

(一) 四川电力交易中心总体负责电力市场信息披露的实施工作,为市场主体信息披露提供便捷方式。四川电力交易中心应公平对待市场主体,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。

(二) 各市场主体和四川电力交易中心、西南网调、省调、电网企业应按国家和四川省电力市场信息披露相关文件要求做好市场信息披露工作，并对提供信息的真实性、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，情节严重的可暂停其交易资格或取消市场准入资格。

(三) 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。

(四) 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。

六、市场衔接事项

(一) 为进一步规范电力市场交易，促进电力及其上下游行业协同发展，参考运用国家有关合同示范文本，结合 2022 年度交易总体方案和电力交易指导意见对我省市场化交易合同示范文本进行修订完善。

(二) 坚持以中长期交易为主、现货交易为辅，统筹推进省内中长期与现货市场建设工作，做好 2022 年省内电力中长期交易（含优先计划）组织和合同签订工作。加快推进电力现货市场建设，在 2022 年继续开展长周期结算试运行。

(三) 落实国家发展改革委关于 2022 年电力中长期合同签订相关要求，扎实开展电力中长期合同“六签”工作。

1. 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近三年平均用电量或上一年用电量的 80%。售电公司年度零售市场与零售电力用户签约的某一品种分月基础电量应处于零售电力用户上一年分月实际结算电量的 85%至 115%之间。

(2) 水电竞价现货市场试运行期间，售电公司和批发电力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（考虑水火配比后）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。

2. 推动中长期合同规范化签约。各市场主体须按合同示范文本签订中长期合同，合同示范文本由政府相关部门另行印发。

3. 推动中长期合同见证签约。引入公共信用机构，强化对中长期交易合同履约的信用监管。

4. 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长期合同进行调整。

5. 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应按照《四川省发展和改革委员会关于进一步完善我省分时电价机制的通知》（川发改价格规〔2021〕499号）执行峰谷浮动。

6. 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并进行电子备案，该项工作纳入售电公司合规行为评价。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%。售电公司未采用基于实人认证的电子化合同签约方式时，须签订纸质购售电合同并扫描后上传电力交易平台进行线上备案，但无需向电力交易机构提交纸质合同备案。线上备案合同应与纸质合同一致，售电公司应对线上备案合同的真实性、准确性和完整性负责。

（四）各类发电企业优先计划电量的分解和确认，按照经济和信息化厅年度电力电量平衡方案和节能调度优先电量计划有关规定执行。

（五）省调要积极做好现货市场运营工作，促进中长期交易与现货交易有序衔接，为保证电力中长期合同履行作支撑。

（六）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。

（七）电网企业、售电公司和电力用户应按照《四川省可再生能源电力消纳保障实施方案（试行）》（川发改能源〔2021〕496

号)承担相对应的可再生能源电力消纳量。

(八)国网四川电网原非同价区(简称“非同价区”,下同)的大工业用户使用保障性小水电电量(指非同价区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后,用于保障非同价区大工业用户的剩余电量,下同)后,其缺口电量选择直接从电力市场购电的,相关市(州)主管部门会同供电公司在年度交易前将对应大工业用户户号的保障性小水电电量分月计划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。

七、组织实施监管

(一)经济和信息化厅牵头负责省内市场化交易总体工作;省发展改革委牵头负责电价政策有关工作;四川能源监管办牵头负责市场监管、信息披露和年度电力交易指导意见的编写;省能源局负责售电公司管理有关工作;国网四川省电力公司、西南网调、省调、四川电力交易中心负责具体组织实施。本方案相关政策以有关部门具体行文为准。

(二)市(州)各有关部门(单位)要严格把关,加强对企业执行国家产业政策、环保政策和节能减排政策监督检查,协调解决实施过程中出现的矛盾和问题,对涉及产业政策、环保政策和节能减排审查不严的部门,将进行追责。

(三)国网四川省电力公司、西南网调、省调、四川电力交易中心应按月将交易实施情况报经济和信息化厅、省发展改革

委、四川能源监管办、省能源局等部门，对实施过程中出现的异常或问题，及时分析原因、提出应对措施，并上报政府相关部门协调处理。

（四）市场管理委员会对市场成员开展自律管理，协助政府有关部门和四川能源监管办协调市场相关方在电力市场中发生的争议及其他相关事项，监督和纠正市场相关方不规范行为；听取市场主体诉求，提出合理意见建议，切实保障市场主体合法权益。

（五）本方案印发后，若国家出台新的相关政策，按照国家有关规定执行。

信息公开选项：依申请公开

四川省经济和信息化厅办公室

2021年12月24日印发

