

四川电力交易中心有限公司

川电交易司公告 2021-13 号

关于发布 2021 年四川电力市场 结算细则的通知

各市场主体：

2021 年四川电力市场结算细则已于 2 月 24 日向四川省经济和信息化厅、国家能源局四川监管办公室备案，现予以发布。

- 附件：1. 2021 年四川电力市场结算细则
2. 2021 年四川电力市场结算算例

四川电力交易中心有限公司

2021 年 2 月 25 日



附件 1

2021 年四川电力市场结算细则

第一部分 发电侧结算细则

一、结算细则主要变化

(一) 水电结算的变化

1. 品种结算顺序进行了调整。

(二) 火电结算的变化

1. 新增了火电增发交易结算。

(三) 新能源发电结算的变化

1. 新增了燃煤火电关停替代交易结算；
2. 对枯水期偏差电量结算价格进行了调整。

二、2021 年结算细则

(一) 结算和考核周期说明

以结算月为周期(省调电厂结算周期：上月 26 日至本月 25 日；二滩电厂结算周期：自然月)，按月结算和考核。

若在次月 12 日前，月度优先合同计划尚未最终确认、事后转让交易未完成，则根据当时已有的合同计划按照本结算规则出具预结算单，并进行预考核。待优先合同计划确认、事后转让交易完成后，再出具正式结算单。正式结算与预结算的电费差额在下月的结算中多退少补。

(二) 上网电量来源

电网企业于每月 30 日前将本月并网统调电厂上网电量（含调试电量、加减电量等），次月 1 日前将二滩电厂上网电量等传递至电力交易中心。

(三) 结算方式

1. 水电、燃煤火电、燃气电厂结算方式

(1) 结算顺序

各成分结算顺序：①省间优先发电量、②省间市场合同电量、③调试电量、④留存电量、⑤铝电合作、⑥省内优先发电量、⑦省内其他市场合同电量、⑧超发电量、⑨超发/欠发偏差考核

(2) 各成分合同来源

结算顺序		月度合同来源	
优先级	成分	水电	燃煤、燃气
1	省间优先发电量（即川电东送和送重庆 9 亿千瓦时）	以电力调度机构每月提供的各电厂跨省跨区交易日计划电量（含日内调整）月累计值作为该成分的合同电量参与结算	—
2	省间市场合同电量（即除川电东送和送重庆 9 亿千瓦时外的其他外送电量）	在北京交易中心平台进行的外送交易以电力调度机构每月提供的各电厂跨省跨区交易日计划电量（含日内调整）月累计值作为该成分的合同电量；电力调度机构组织的交易（如外送现货交易等）以电力调度机构提供的交易结果月累计值作为该成分的合同电量参与结算；低压侧外送交易以当月交易结果作为该成分的合同电量参与结算	—
3	调试电量	以电网公司提供的实际调试电量进行结算，该调试电量要相应从其当月省内优先发电合同电量中扣除，若调试电量大于其优先发电合同电量，调试电量仍按实结算，但需接受超发偏差考核	
4	留存电量	以留存电量当月交易结果作为该成分的合同电量参与结算	—

5	铝电合作	以铝电合作当月交易合同电量作为该成分的合同电量参与结算	—
6	省内优先发电合同电量（包含优先计划电量、有关奖励补偿电量）	以省经信厅下达的优先电量作为该成分的合同电量参与结算	以省经信厅下达的月度优先计划扣减自动匹配的直接交易合同电量后作为该成分的合同电量参与结算
7	省内其他市场合同电量（包含常规直购、战略长协、电能替代、自备机组停发替代、低谷弃水、富余电量、水电消纳示范、火电增发交易等）	以当月所有省内市场交易合同电量作为该成分的合同电量参与结算	以当月交易合同电量（含火电增发交易、自动匹配的直接交易等合同电量）作为该成分的合同电量参与结算
8	超发电量	—	—
9	超发/欠发偏差考核	—	—

（3）上网电量结算

将上网电量按上表中 1-7 的结算顺序依次结算。若上网电量大于或等于上表 1-7 各成分的总合同电量，则 1-7 均按合同电量结算，超出部分按超发电量结算；如果上网电量小于 1-7 各成分的总合同电量，则从 7 开始倒序扣减各级别电量，在同一结算优先级内的每种成分、每笔合同（包括原合同、转让、调增、调减等合同）等比例扣减。

（4）偏差考核及超发电量的结算

①超发和欠发电量的计算

实际上网电量大于总合同电量的部分为超发电量，小于总合同电量的部分为欠发电量。

5月水电的欠发电量分为节能调度欠发电量和非节能调度欠

发电量，5月水电的超发电量分为节能调度超发电量和系统超发电量。

◆ 节能调度欠发电量的计算：

库容电站节能调度欠发电量=MIN（5月末水库蓄能值-5%×蓄能值，月度欠发电量，当月自身剩余优先电量）；

库容电站下游电站节能调度欠发电量=MIN（上游库容电站节能调度欠发电量×上游库容电站平均耗水率/下游电站机组设计耗水率，月度欠发电量，当月自身剩余优先电量）；

上述公式中的“当月自身剩余优先电量”指在节能调度超欠发电量认定的时点，水电厂扣减掉已转让出去的优先电量后当月自身剩余的优先计划电量，不含承接他厂转入的优先电量。

◆ 节能调度超发电量的计算：

当全网节能调度欠发电量≤全网水电超发电量时，节能调度超发电量=自身超发电量/全网水电超发电量×全网节能调度欠发电量；系统超发电量=自身超发电量-节能调度超发电量；

当全网节能调度欠发电量>全网水电超发电量时，节能调度超发电量=自身超发电量；系统超发电量=0

② 阈值和偏差考核价格

丰水期（6-10月）：超发电量不予结算，总合同2%及以内的超发、欠发电量免于支付考核费用，总合同2%以上的超发电量按丰水期常规直购月度（月内）交易最高限价的10%（0.025372元/千瓦时）支付偏差考核费用，总合同2%以上的欠发电量按丰水期常规直购月度（月内）交易最高限价的50%（0.126859元/千瓦时）支付偏差考核费用。

枯水期（1-4月、12月）和平水期11月：超发电量按对应水期常规直购月度（月内）交易最高限价的55%结算（枯水期为：0.228597元/千瓦时，11月为：0.183612元/千瓦时），不再支付超发偏差考核费用。总合同2%及以内的欠发电量免于支付偏差考核费用，总合同2%以上的欠发电量按对应水期常规直购月度（月内）交易最高限价的50%支付偏差考核费用（枯水期为：0.207815元/千瓦时，11月为：0.166920元/千瓦时），其中，枯水期铝电合作交易的欠发电量按60元/兆瓦时额外支付偏差考核费用。

平水期5月：水电节能调度超发电量按各电厂自身批复电价作为优先电量结算；其余超发电量按对应水期常规直购月度（月内）交易最高限价的55%结算（0.183612元/千瓦时）。水电节能调度欠发电量认定后，相应调减当月优先合同计划电量；其余欠发电量，总合同2%及以内免于支付偏差考核费用，2%以上按对应水期常规直购月度（月内）交易最高限价的50%支付偏差考核费用（0.166920元/千瓦时）。

单位：元/千瓦时

水电、燃煤火电、燃气电厂	丰水期 (6-10月)	枯水期 (1-4月、12月)	11月	5月
超发电量结算价格	0	0.228597	0.183612	水电节能调度超发电量结算价格：电厂自身批复价格 其余超发电量：0.183612
超发考核价格	0.025372	-	-	-
欠发考核价格	0.126859	0.207815 (铝电合作的欠发电量按60元/兆瓦时额外支付偏差考核费用)	0.166920	水电节能调度欠发电量：- 其余欠发电量：0.166920

2. 非水可再生能源（风电、光伏、生物质电厂）结算方式

（1）计划来源

当月未纳入市场化交易（燃煤火电关停替代交易、居民电能替代交易）范围时，月度发电计划（含常规直购自动配置的风电、光伏电量）按照其向调度机构申报的次日可发电量累加形成。申报次日可发电量与实际发电量偏差超过±20%的部分不累加进月度发电计划。

当月纳入市场化交易（燃煤火电关停替代交易、居民电能替代交易）范围时，汇总其所有合同电量（含优先发电合同和市场交易合同）作为其月度发电计划。

（2）上网电量结算

丰水期（6-10月）：除光伏扶贫项目外的风电、光伏、生物质等非水可再生能源上网电量（包括超发电量）按居民电能替代交易价格进行结算；光伏扶贫项目上网电量全额（包括超发电量）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，下同）进行结算。

枯水期（1-4月、12月）：除光伏扶贫项目外的风电、光伏、生物质等非水可再生能源上网电量（不含超发电量）按价格主管部门核定的与电网结算电价进行结算，超发电量按枯水期常规直购月度（月内）交易电价上限的55%（0.228597元/千瓦时）进行结算；光伏扶贫项目上网电量全额（包括超发电量）按价格主管部门核定的与电网结算电价进行结算。

平水期（5月、11月）：风电、光伏、生物质等非水可再生能源上网电量全额（包括超发电量）按价格主管部门核定的与电网结算电价进行结算。

(3) 偏差考核

实际上网电量大于月度发电计划的部分为超发电量，小于月度发电计划的部分为欠发电量。

月度发电计划 2%及以内的超发、欠发电量免于支付考核费用，月度发电计划 2%以上的超发、欠发电量需支付考核费用。

偏差考核价格=丰水期常规直购月度（月内）交易最高限价×10%

其中：风、光、生物质电厂（扶贫光伏除外）枯水期的超发电量按枯水期常规直购月度（月内）交易电价上限的 55%（0.228597 元/千瓦时）进行结算，不再支付超发偏差考核费用。

单位：元/千瓦时

非水可再生能源		丰水期	枯水期	平水期
风、光、生物质电厂 （扶贫光伏除外）	超发电量结算价格	居民电能替代 交易价格	0.228597	价格主管部门核定的 与电网结算电价
	超发考核价格	0.025372	0	0.025372
	欠发考核价格	0.025372		
扶贫光伏	超发电量结算价格	价格主管部门核定的与电网结算电价		
	超发、欠发考核价格	0.025372		

(四) 留存电量结算

留存电量均按照交易平台每月配对成交结果作为电厂当月留存电量合同进行结算，若有转让，按照出让方原有合同的价格与受让方（即发电方）进行电量电费结算。

四川电力交易中心统一向电网公司和相关电厂出具留存电量电费结算依据，包含留存电量交易合同双方、当月合同电量、电价、结算电量、电费等结算数据。发电企业据此结算依据与对

应的电网公司结算留存电量电费。若电厂与州供电公司已预结算的，须依据交易中心出具的正式结算单及时与州供电公司进行多退少补。

（五）燃煤火电关停替代交易结算

四川电力交易中心依据关停补偿挂牌交易结果，按照摘牌新能源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出具电量电费结算依据，其中补偿资金 0.08 元 / 千瓦时（含 6% 增值税），由国网四川省电力公司按照代扣代付方式支付给关停燃煤电厂。若有转让，该合同与受让方（即发电方）进行电量电费结算，但补偿资金仍从原摘牌发电企业的电费中代扣。

（六）转让合同结算

1. 转让合同的结算

转让合同按照出让方原有合同的价格与受让方（即发电方）进行电量电费结算。

2. 转让价差费用的结算

四川电力交易中心依据交易平台转让成交结果，统一在月度结算单中向相关电厂出具转让价差费用结算依据，包含转让交易合同双方、转让成交电量、原合同价格、合同转出成交价格、转让价差、转让价差费用、收款方、付费方等结算数据。

当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（价差已含增值税），出让方向受让方开具发票；

当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（价差已含增值税），受让方向出让方开具发票。

国网四川省电力公司在合同转让交易双方协商一致时，接受合同转让交易双方委托，承担合同转让交易价差费用的代收代付，双方自行开具增值税发票。

（七）辅助服务交易结算

1. 黑启动辅助服务

按照关于印发《四川黑启动辅助服务市场交易细则（试行）》的通知（川监能市场（2019）54号文）要求结算，由电力调度机构按结算周期向交易中心提供交易执行和考核情况，由交易中心进行补偿费用以及相关分摊费用的计算，并提供结算依据。

补偿费用：按交易成交价结算；调用黑启动成功且达到约定技术标准的电厂，可获得100万元/次的调用补偿。黑启动辅助服务补偿费用由省调直调电厂的上网电量和网调、国调电厂的留川电量按比例分摊。

考核费用：纳入“两个细则”统一管理。

2. 短期发电辅助服务

由电力调度机构按结算周期向交易中心提供交易执行结果，以及相关数据和信息。由交易中心进行补偿费用、相关分摊或返还费用的计算，并提供结算依据。

调用补偿费用：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）。

考核费用：被调用机组未能按电力调度机构调令开机的，按其装机容量对应级别的短期发电补偿价格上限考核；不能在规定时间内并网或调至指定出力的，按10万元/次考核；开机达不到

要求时间的由电力调度机构按非计划停运处理。

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。

3. 其余辅助服务

由电力调度机构按结算周期向交易中心提供“两个细则”以及其他辅助服务交易补偿费用、相关分摊或返还费用，由交易中心出具结算依据。

(八) 其他事项

1. 结算单发布后，发电企业在3个工作日内完成核对工作，逾期未确认则视同没有异议。

2. 政府有关部门有新政策出台，则按照新政策要求进行结算。未尽事宜，均按照政府有关部门发布的政策执行。

第二部分 用电侧结算细则

一、结算细则主要变化

(一) 调整火电配置价格

2021年火电配置价格为燃煤火电优先电量年度加权均价。

(二) 调整留存电量、铝电合作用户参与市场方式

取消“留存电量、铝电合作不可由售电公司代理”限制，留存电量、铝电合作交易品种可由售电公司代理参与市场化交易结算。其中售电公司代理的留存用户全部留存电量合同作为售电公司的留存电量合同。铝电合作单独进行价差收入计算，留存电量

不纳入售电公司价差收入计算。

（三）调整铝电合作品种结算顺序

电力用户按照留存电量、铝电合作、水电消纳示范、自备机组停发替代、常规直购（或战略长协）的顺序进行结算。

（四）调整偏差考核类别

按计划内交易品种（含常规直购、除电解铝企业留存电量外的留存电量）、计划外交易品种（含战略长协、富余电量、低谷弃水、电能替代、自备机组停发替代）、电解铝企业电量（含铝电合作电量、电解铝企业留存电量）、水电消纳示范 4 个类别分别进行偏差考核。其中，水电消纳示范分地区进行偏差考核。

（五）调整偏差考核标准

用电侧偏差考核阈值标准变化，其中 3%以上的超用电量按超用品种对应水期月度（月内）交易电价上限结算；3%以上的少用电量的少用偏差考核价格为对应水期常规直购月度（月内）交易电价上限的 70%。

二、2021 年结算细则

（一）电力用户

1. 结算顺序

批发用户和零售用户按留存电量、铝电合作、水电消纳示范、自备机组停发替代、常规直购（或战略长协）的顺序进行结算；参与富余电量交易的，其超过基数的部分按富余电量进行结算；电能替代、低谷弃水单独进行结算。

2. 电量来源

每月 30 日前，国网四川省电力公司将电力用户实际参与市

场的用电量传递至交易中心。各交易品种电量来源如下：

电能替代用户：单独装表计量，其计量点当月电量作为用户的月实际用电量。

低谷弃水用户：用户丰水期各月低谷时段实际用电量作为参与市场化交易结算的用电量。其余电量（高峰和平段）执行目录电价。

水电消纳示范用户：电网企业按照《四川省 2021 年省内电力市场交易总体方案》（川经信电力〔2021〕21 号）中明确的原则确定水电消纳示范可交易电量，即为水电消纳示范用电量。

留存电量、铝电合作、常规直购、战略长协、自备机组停发替代、富余电量用户：用户参与市场化交易的计量点电量作为用户的实际用电量。

3. 市场化交易电量分割及电价匹配规则

（1）四川省已核定输配电价的供电区域内电力用户执行方式：

①对于单一交易品种的用户

对于单一留存电量用户：以合同为限结算留存电量。当实际用电量小于或等于留存合同电量时，全电量结算为留存电量。当实际用电量大于留存合同电量时，按照留存合同结算留存电量，超出部分按目录电价结算。

具体计算方式详见附件 2：算例 1、算例 2

对于单一铝电合作、常规直购、战略长协、水电消纳示范、自备机组停发替代、电能替代用户：当月实际用电量全部结算为该品种电量。

具体计算方式详见附件 2：算例 3-算例 6

对于单一富余电量用户：当月参与富余电量交易的用户，其月度富余增量全部结算为富余电量。

其中：月度富余增量=实际月度用电量-富余电量基数。富余电量基数按《四川省 2021 年省内电力市场交易总体方案》（川经信电力〔2021〕21 号）规定进行确定，按目录电价结算。

具体计算方式详见附件 2：算例 7、算例 8

对于单一低谷弃水用户：当月谷段实际用电量全部结算为低谷弃水电量。

具体计算方式详见附件 2：算例 9、算例 10

②对于多种交易品种的用户

用户当月未参与富余电量交易：按照留存电量、铝电合作、水电消纳示范、自备机组停发替代、常规直购（或战略长协）顺序依次进行结算。当用电量大于以上各品种合同电量时，剩余电量结算为最后结算序列交易品种电量。

用户当月参与富余电量交易：超出基数部分电量全部结算为富余电量。基数内电量按照留存电量、铝电合作、水电消纳示范、自备机组停发替代、常规直购（或战略长协）顺序依次进行结算，当基数大于以上各品种合同电量之和时，基数内剩余电量结算为最后结算序列交易品种电量；若用户只参与留存电量与富余电量交易，基数内电量以留存合同为限结算留存电量，当基数大于留存合同电量时，基数内剩余电量按目录电价结算。

其中：对参与水电消纳示范品种的零售用户，当代理其的售电公司水电消纳示范批发合同电量小于零售用户对应地区水电

消纳用电量（即为水电消纳示范可交易电量）时，以零售用户水电消纳示范用电量比例对售电公司该地区水电消纳示范批发合同电量进行分摊，以分摊的批发合同作为零售用户的水电消纳示范合同进行电量清分。

对参与自备机组停发替代的多交易品种的批发用户，自备机组停发替代以有关部门核定的分月交易电量上限与计划外交易品种合同电量的较小值作为其合同进行电量清分。

具体计算方式详见附件 2：算例 11-算例 14

③对已参与市场但未参与交易的用户

已参加市场交易的用户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，用户从退出当月至年底的用电量，在用户缴纳输配电价的基础上，按照政府核定的目录电价的 1.2 倍执行。

具体计算方式详见附件 2：算例 15

（2）省属及其他地方电网企业的用户执行方式：

未纳入全省输配电价核定范围的供电区域内符合准入条件的用户，可由所在区域的电网企业整体作为一个购电主体参与市场化交易结算，以其下网电量中符合市场准入范围的电量作为其每月参与市场的用电量，按照已核定输配电价的供电区域内电力用户电量分割和电价匹配规则进行结算。配电价核定后，其网内符合上述准入条件的电力用户可直接参与交易结算，以下网电量为限，按照已核定输配电价的供电区域内电力用户电量分割和电价匹配规则进行结算。

具体计算方式详见附件 2：算例 16

(3) 增量配电网的用户执行方式：

政府核准建设的增量配电网在确定配电价格前，以其下网电量中符合市场准入范围的电量作为其每月参与市场的用电量整体参与交易结算；配电价格确定后，其网内符合准入条件的电力用户可直接参与交易结算。增量配电网企业或其网内电力用户均按照已核定输配电价的供电区域内电力用户电量分割和电价匹配规则进行结算。

4. 火电与风电（光伏）配置规则

每月根据批发用户、零售用户的常规直购、常规长协（指纳入战略长协的钢铁企业）结算电量，按规定比例计算出水电结算电量与火电、风电（光伏）结算电量。常规直购、常规长协火电、风电（光伏）结算电量即为火电、风电（光伏）配置电量，由交易平台自动配置，其中火电配置价格为燃煤火电优先电量年度加权均价，风电（光伏）配置价格为价格主管部门核定的与电网企业结算电价（不含可再生能源电价补贴）。火电、风电（光伏）配置电量不纳入偏差考核计算。

5. 偏差考核方式

对用户按计划内交易品种（含常规直购、除电解铝企业留存电量外的留存电量）、计划外交易品种（含战略长协、富余电量、低谷弃水、电能替代、自备机组停发替代）、电解铝企业电量（含铝电合作电量、电解铝企业留存电量）、水电消纳示范 4 个类别分别进行偏差考核。其中，水电消纳示范分地区进行偏差考核。具体计算方式如下：

(1) 超用偏差考核

3%以上的水电超用电量按超用品种对应水期月度（月内）交易电价上限结算；3%及以下的水电超用电量按电力用户超用品种的当月水电合同加权平均价结算。其中计划内交易品种（含常规直购、除电解铝企业留存电量外的留存电量）3%以上的水电超用电量按常规直购月度（月内）交易电价上限结算，电解铝企业电量（含铝电合作电量、电解铝企业留存电量）3%以上的水电超用电量按铝电合作月度（月内）交易电价上限结算。

表 2-1 超用结算价格

单位：元/千瓦时

交易品种	枯水期	平水期	丰水期
电解铝企业电量	0.41563	0.33384	0.16915
计划内交易品种	0.41563	0.33384	0.25372
计划外交易品种	0.41563	0.33384	0.16915
水电消纳示范	0.41563	0.33384	0.16915

（2）少用偏差考核

3%及以下的水电少用电量免于考核，3%以上的水电少用电量按规定进行偏差考核。

少用偏差考核价格=对应水期常规直购月度（月内）交易电价上限*70%，即为：

表 2-2 少用偏差考核价格

单位：元/千瓦时

水期	少用考核价格
枯水期	0.29094
平水期	0.23369
丰水期	0.17760

少用偏差考核电费=少用偏差考核价格×少用偏差考核电量

（二）售电公司及零售用户

电网公司于每月 30 日前，将当月售电公司绑定零售用户参与市场的用电量报送交易中心，交易中心按照批发用户结算原则对零售用户进行电量分割和电价匹配，并统一对售电公司进行偏差考核和价差收入计算。交易中心将零售用户市场化电量、电价及承担的偏差考核电费，售电公司承担的偏差考核电费、价差收入等相关信息发送电网公司进行电费结算。主要流程如下：

1. 确定零售用户结算方案

根据售电公司和零售用户年度购售电合同中签订的分品种水电基础电量、水电基础价格、浮动价格，以及售电公司与零售用户调减的电量与价格，形成零售用户当月的合同电量、合同电价，据此开展结算。其中，留存用户以其批发合同电量、合同电价开展结算。

2. 开展零售用户结算工作

按照电力用户结算规则，对零售用户进行电量分割与电价匹配。其中常规直购、常规长协结算电量按规定比例计算出水电结算电量与火电、风电（光伏）结算电量，火电、风电（光伏）结算电量为火电、风电（光伏）配置电量，由交易平台自动配置，不纳入偏差考核与价差收入计算。

根据售电公司与零售用户签订的分月基础电量、基础价格、浮动价格等合同信息以及实际用电量按月分品种计算零售电价，具体计算方式：

- ①当某品种基础电量 \geq 零售用户该品种实际结算电量时，
该品种零售电价=该品种基础电价
- ②当某品种基础电量 $<$ 零售用户该品种实际结算电量时，

该品种零售电价=[该品种基础电量×该品种基础电价+（该品种实际结算电量-该品种基础电量）×该品种浮动电价]/该品种实际结算电量。

3. 开展售电公司偏差考核电费计算

交易中心根据售电公司批发交易水电合同与零售用户水电结算情况，对售电公司按计划内交易品种（含常规直购、除电解铝企业留存电量外的留存电量）、计划外交易品种（含战略长协、富余电量、低谷弃水、电能替代、自备机组停发替代）、电解铝企业电量（含铝电合作电量、电解铝企业留存电量）、水电消纳示范甘孜、水电消纳示范阿坝、水电消纳示范凉山、水电消纳示范攀枝花、水电消纳示范雅安、水电消纳示范乐山 9 个品种（以下称为交易品种 k，下同）分别进行偏差考核。售电公司代理的留存用户全部留存电量合同作为售电公司的留存电量合同。具体计算方式如下：

（1）超用电量结算

3%以上的水电超用电量按交易品种 k 对应水期月度（月内）交易电价上限结算；3%及以下的水电超用电量按售电公司超用品种的当月水电合同加权平均价结算。其中计划内交易品种（含常规直购、除电解铝企业留存电量外的留存电量）3%以上的水电超用电量按常规直购月度（月内）交易电价上限结算，电解铝企业电量（含铝电合作电量、电解铝企业留存电量）3%以上的水电超用电量按铝电合作月度（月内）交易电价上限结算。

（2）少用偏差考核

3%及以下的水电少用电量免于考核，3%以上的水电少用电量

按规定进行偏差考核。当水电少用电量大于该品种水电成交电量的 3%时,具体计算方式如下:

①少用偏差考核电量

售电公司交易品种 k 少用电量= Σ 零售用户交易品种 k 水电结算电量-售电公司与电厂交易品种 k 的水电成交电量。

售电公司交易品种 k 少用偏差考核电量=|交易品种 k 少用电量|-3% \times 售电公司与电厂交易品种 k 的水电成交电量

②少用偏差考核价格

少用偏差考核价格=对应水期常规直购月度(月内)交易电价上限*70%

③少用偏差考核电费

售电公司交易品种 k 少用偏差考核电费=交易品种 k 少用偏差考核电量 \times 交易品种 k 少用偏差考核价格

4. 开展零售用户偏差考核电费计算

由于售电公司与零售用户之间按照“基础价格+浮动价格”的方式签订电量、电价,故不对零售用户进行超用偏差考核。交易中心每月根据售电公司与零售用户签订的偏差考核电费承担比例,按计划内交易品种(含常规直购、除电解铝企业留存电量外的留存电量)、计划外交易品种(含战略长协、富余电量、低谷弃水、电能替代、自备机组停发替代)、电解铝企业电量(含铝电合作电量、电解铝企业留存电量)、水电消纳示范分别计算零售用户承担少用偏差考核电费。

具体计算方式如下:

(1) 计算零售用户自身少用偏差考核电费

按计划内交易品种（含常规直购、除电解铝企业留存电量外的留存电量）、计划外交易品种（含战略长协、富余电量、低谷弃水、电能替代、自备机组停发替代）、电解铝企业电量（含铝电合作电量、电解铝企业留存电量）、水电消纳示范 4 个类别对各零售用户分别计算少用偏差考核电费。

3%及以内的水电少用电量免于考核，3%以上的水电少用电量按规定进行偏差考核。当水电少用电量大于该品种水电成交电量的 3%，具体计算方式如下：

①少用偏差考核电量

零售用户交易品种 k 少用电量=零售用户交易品种 k 水电结算电量-零售用户交易品种 k 水电合同电量，其中：

零售用户交易品种 k 水电合同电量=年度购售电合同中签订的交易品种 k 水电基础电量-月度交易品种 k 水电调减电量

零售用户交易品种 k 少用偏差考核电量= | 零售用户交易品种 k 少用电量 | -3%×零售用户交易品种 k 水电合同电量

②少用偏差考核价格

少用偏差考核价格=对应水期常规直购月度（月内）交易电价上限*70%

③少用偏差考核电费

零售用户交易品种 k 少用偏差考核电费=零售用户交易品种 k 少用偏差考核电量×零售用户交易品种 k 少用偏差考核价格

(2) 计算售电公司绑定的零售用户偏差考核费用总和

分别按计划内交易品种（含常规直购、除电解铝企业留存电量外的留存电量）、计划外交易品种（含战略长协、富余电量、

低谷弃水、电能替代、自备机组停发替代)、电解铝企业电量(含铝电合作电量、电解铝企业留存电量)、水电消纳示范甘孜、水电消纳示范阿坝、水电消纳示范凉山、水电消纳示范攀枝花、水电消纳示范雅安、水电消纳示范乐山交易品种计算售电公司绑定的零售用户应发生的偏差考核电费总和。

(3) 计算零售用户实际向电网企业支付的偏差考核费用 F

$$F = f_{\text{售电公司计划内}} \times k_{\text{计划内}} \times \left(f_{\text{用户计划内}} / \sum f_{\text{用户 } i \text{ 计划内}} \right) + f_{\text{售电公司计划外}} \times k_{\text{计划外}} \times \left(f_{\text{用户计划外}} / \sum f_{\text{用户 } i \text{ 计划外}} \right) + f_{\text{售电公司电解铝}} \times k_{\text{电解铝}} \times \left(f_{\text{用户电解铝}} / \sum f_{\text{用户 } i \text{ 电解铝}} \right) + f_{\text{售电公司水电消纳示范 } j} \times k_{\text{水电消纳示范 } j} \times \left(f_{\text{用户水电消纳示范 } j} / \sum f_{\text{用户 } i \text{ 水电消纳示范 } j} \right)$$

其中：

F 表示零售用户实际向电网企业支付的偏差考核费用

$f_{\text{售电公司计划内}}$ 表示售电公司计划内交易品种少用偏差考核总费用

$f_{\text{售电公司计划外}}$ 表示售电公司计划外交易品种少用偏差考核总费用

$f_{\text{售电公司电解铝}}$ 表示售电公司电解铝企业电量少用偏差考核总费用

$f_{\text{售电公司水电消纳示范 } j}$ 表示该零售用户所在的水电消纳示范区 j 内售电公司水电消纳示范交易品种少用偏差考核总费用

$k_{\text{计划内}}$ 表示售电公司与零售用户约定的计划内交易品种少用偏差考核总费用向用户分摊的比例

$k_{\text{计划外}}$ 表示售电公司与零售用户约定的计划外交易品种少用偏差考核总费用向用户分摊的比例

$k_{\text{电解铝}}$ 表示售电公司与零售用户约定的电解铝企业电量少用偏差考核总费用向用户分摊的比例

k 水电消纳示范 j 售电公司与零售用户约定的水电消纳示范地区 j
交易品种少用偏差考核总费用向用户分摊的比例

$f_{\text{用户计划内}}$ 表示用户自身计划内交易品种少用偏差考核费用

$f_{\text{用户计划外}}$ 表示用户自身计划外交易品种少用偏差考核费用

$f_{\text{用户电解铝}}$ 表示用户自身电解铝企业电量少用偏差考核费用

$f_{\text{用户水电消纳示范 } j}$ 表示用户自身水电消纳示范交易品种少用偏差考核费用

$\Sigma f_{\text{用户 } i \text{ 计划内}}$ 表示与售电公司绑定（签订购售电合同）的所有零售用户应发生的计划内交易品种少用偏差考核费用总和

$\Sigma f_{\text{用户 } i \text{ 计划外}}$ 表示与售电公司绑定（签订购售电合同）的所有零售用户应发生的计划外交易品种少用偏差考核费用总和

$\Sigma f_{\text{用户 } i \text{ 电解铝}}$ 表示与售电公司绑定（签订购售电合同）的所有零售用户应发生的电解铝企业电量少用偏差考核费用总和

$\Sigma f_{\text{用户 } i \text{ 水电消纳地区 } j}$ 表示与售电公司绑定（签订购售电合同）的水电消纳示范区 j 内所有零售用户应发生的水电消纳示范品种少用偏差考核费用总和

5. 开展售电公司价差收入计算

根据售电公司批发交易合同与零售用户结算情况，分别计算出每个交易品种购电均价、售电均价、结算电量以及售电公司价差收入。

售电公司价差收入 = Σ 售电公司交易品种 k 购售电价差收入（留存电量交易品种不计算价差收入），其中：

售电公司交易品种 k 价差收入 = Σ 零售用户交易品种 k 水电结算电量 \times （售电公司交易品种 k 水电售电均价 - 售电公司交易

品种 k 水电购电均价)，其中：

(1) 售电均价

售电公司交易品种 k 售电均价 = Σ (零售用户交易品种 k 水电结算电量 \times 零售用户交易品种 k 水电结算价格) / Σ 零售用户交易品种 k 水电结算电量

(2) 购电均价

①当交易品种 k 结算电量小于或等于批发成交电量的 103% 时，

售电公司交易品种 k 购电均价 = 售电公司交易品种 k 水电批发成交合同均价

②当交易品种 k 结算电量大于批发交易成交电量的 103% 时，结算电量超出批发交易成交电量的 103% 部分，按交易品种 k 对应水期月度（月内）交易电价上限结算，纳入售电公司购电成本。

售电公司交易品种 k 购电均价 = $[(\text{售电公司交易品种 k 水电批发成交合同均价} \times \text{售电公司交易品种 k 水电批发交易成交量} \times 103\%) + (\text{零售用户交易品种 k 水电结算电量} - \text{售电公司交易品种 k 水电批发交易成交量} \times 103\%) \times \text{交易品种 k 对应水期月度（月内）交易电价上限}] / \text{零售用户交易品种 k 水电结算电量}$

6. 售电公司、零售用户确认结算结果

交易中心将售电公司售电服务费、零售用户结算单推送至售电公司、零售用户确认。

7. 零售用户电费及售电公司月度售电服务费结算

交易中心将零售用户市场化电量、电价及承担的偏差考核电费，售电公司月度售电服务费（含价差收入和售电公司承担的偏差考核电费）等相关信息发送电网企业。电网企业负责据此汇总输配电费、基本电费、力调电费和代征费等后，向零售用户收取电费；向售电公司支付（收取）月度售电服务费。

（三）用电侧合同电量转让及交易费用结算

1. 转让合同的结算

转让合同按照出让方原有合同的价格与受让方进行电量电费结算。

2. 转让价差费用的结算

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。电网企业在合同转让交易双方协商一致时，接受合同转让交易双方委托，承担合同转让交易价差费用的代收代付，双方自行开具增值税发票。

当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（价差已含增值税），受让方向出让方开具发票；

当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（价差已含增值税），出让方向受让方开具发票。

（四）其他事项

1. 结算单发布后，市场主体应在 3 个工作日内完成核对工作，逾期未确认则视同没有异议。

2. 政府有关部门有新政策出台，则按照新政策要求进行结算。未尽事宜，均按照政府有关部门发布的政策执行。

附件 2

2021 年四川电力市场结算算例

第一部分 发电侧结算算例

一、水电、燃煤火电、燃气电厂结算算例

(一) 当实际上网电量 \geq 总合同(计划)电量

单位: 万千瓦时

上网电量		650		备注
合同(计划)电量		结算电量	结算价格	
省间优先发电量	30	30	按成交价格	即川电东送和送重庆 9 亿千瓦时
省间市场合同电量	70	70	按成交价格	除川电东送和送重庆 9 亿千瓦时以外的其他外送
留存电量	100	100	-	由甘孜、阿坝、凉山地市(州)供电公司与电厂进行电费结算
铝电合作	50	50	按成交价格	
省内优先发电合同电量	200	200	按批价(水期浮动)	
省内其他市场合同电量	120	120	按成交价格	包含常规直购、战略长协、电能替代、自备机组停发替代、低谷弃水、富余电量、水电消纳示范、火电增发等
超发电量	-	80	丰水期: 0 元/千瓦时 平水期: 0.183612 元/千瓦时 枯水期: 0.228597 元/千瓦时	
偏差考核电量	-	68.6	超发考核价格: 丰水期: 0.025372 元/千瓦时 平水期: 不考核 枯水期: 不考核	总合同(计划)2%以上的偏差电量纳入考核
电厂收益	$\text{电厂收益} = \text{各品种结算电量} \times \text{对应结算价格} + \text{超发结算电量} \times \text{对应结算价格} - \text{偏差考核电量} \times \text{对应结算价格} + \text{其他费用}$			其他费用包括: 各类辅助服务交易费用、代收代扣款等

(二) 当实际上网电量<总合同(计划)电量

单位: 万千瓦时

上网电量		500		备注
合同(计划)电量		结算电量	结算价格	
省间优先发电量	30	30	按成交价格	即川电东送和送重庆9亿千瓦时
省间市场合同电量	70	70	按成交价格	除川电东送和送重庆9亿千瓦时以外的其他外送
留存电量	100	100	-	由甘孜、阿坝、凉山地市(州)供电公司 与电厂进行电费结算
铝电合作	50	50		
省内优先发电合同电量	200	200	按批价(水期浮动)	
省内其他市场合同电量	120	50	按成交价格	1. 包含常规直购、战略长协、电能替代、自备机组停发替代、低谷弃水、富余电量、水电消纳示范、火电增发等; 2. 结算电量<合同电量, 所有省内市场合同等比例扣减
欠发电量	-	70	-	
偏差考核电量	-	58.6	欠发考核价格: 丰水期: 0.126859元/千瓦时 平水期: 0.166920元/千瓦时 枯水期: 0.207815元/千瓦时	总合同(计划)2%以上的偏差电量纳入考核
电厂收益	电厂收益=各品种结算电量×对应结算价格- 偏差考核电量 ×对应结算价格+其他费用			其他费用包括: 各类辅助服务交易费用、代收代扣款等

二、风电、太阳能(除扶贫光伏)、生物质电厂结算算例

(一) 丰水期全电量参与居民电能替代交易

1. 当实际上网电量≥月度发电计划电量

单位：万千瓦时

上网电量		90		备注
合同（计划）电量		结算电量	结算价格	
居民电能替代交易电量	40	40	按成交价格	
常规直购合同电量	20	20	0.4012 元/千瓦时	常规直购合同结算电量要扣减其与居民电能替代交易的价差费用
超发电量	-	30	同居民电能替代交易结算价格	
偏差考核电量	-	28.8	0.025372 元/千瓦时	月度发电计划 2%以上的偏差电量纳入考核
电厂收益	$\text{电厂收益} = \text{居民电能替代交易结算电量} \times \text{对应结算价格} + \text{常规直购合同结算电量} \times \text{对应结算价格} + \text{超发结算电量} \times \text{对应结算价格} - \text{偏差考核电量} \times \text{对应结算价格} + \text{其他费用}$			其他费用包括：各类辅助服务交易费用、代收代扣款等

2. 当实际上网电量<月度发电计划电量

单位：万千瓦时

上网电量		50		备注
合同（计划）电量		结算电量	结算价格	
居民电能替代交易电量	80	40	按成交价格	结算电量<合同电量，所有省内市场合同等比例扣减；常规直购合同结算电量要扣减其与居民电能替代交易的价差费用
常规直购电合同电量	20	10	0.4012 元/千瓦时	
欠发电量	-	50	-	
偏差考核电量	-	48	0.025372 元/千瓦时	月度发电计划 2%以上的偏差电量纳入考核
电厂收益	$\text{电厂收益} = \text{居民电能替代交易结算电量} \times \text{对应结算价格} + \text{常规直购合同结算电量} \times \text{对应结算价格} - \text{偏差考核电量} \times \text{对应结算价格} + \text{其他费用}$			其他费用包括：各类辅助服务交易费用、代收代扣款等

（二）平水期

1. 当实际上网电量≥月度发电计划电量

单位：万千瓦时

上网电量		100		备注
合同（计划）电量		结算 电量	结算价格	
调试电量	-	55	0.4012 元/千瓦时	以电网公司提供的实际调试电量进行结算
优先发电合同电量	40	0	0.4012 元/千瓦时	电厂向调度机构申报的次日可发电量累加得到其月度总发电计划；优先合同计划电量扣除调试结算电量后用于优先电量结算
常规直购合同电量	50	45	0.4012 元/千瓦时	平台自动配置
超发电量	-	0	-	
偏差考核电量	-	8.2	0.025372 元/千瓦时	月度发电计划 2%以上的偏差电量纳入考核
电厂收益	$\text{电厂收益} = \text{调试电量} \times \text{对应结算价格} + \text{优先发电合同结算电量} \times \text{对应结算价格} + \text{常规直购合同结算电量} \times \text{对应结算电价} + \text{超发结算电量} \times \text{对应结算价格} - \text{偏差考核电量} \times \text{对应结算价格} + \text{其他费用}$			其他费用包括：各类辅助服务交易费用、代收代扣款等

2. 当实际上网电量<月度发电计划电量

单位：万千瓦时

上网电量		80		备注
合同（计划）电量		结算 电量	结算价格	
调试电量	-	50	0.4012 元/千瓦时	以电网公司提供的实际调试电量进行结算
优先发电合同电量	40	0	0.4012 元/千瓦时	电厂向调度机构申报的次日可发电量累加得到其月度总发电计划；优先合同计划电量扣除调试结算电量后用于优先电量结算
常规直购合同电量	50	30	0.4012 元/千瓦时	平台自动配置
欠发电量	-	10	-	
偏差考核电量	-	8.2	0.025372 元/千瓦时	月度发电计划 2%以上的偏差电量纳入考核

电厂收益	$\text{电厂收益} = \text{调试电量} \times \text{对应结算价格} + \text{优先发电合同结算电量} \times \text{对应结算价格} + \text{常规直购合同结算电量} \times \text{对应结算电价} - \text{偏差考核电量} \times \text{对应结算价格} + \text{其他费用}$	其他费用包括：各类辅助服务交易费用、代收代扣款等
------	---	--------------------------

(三) 枯水期

1. 当实际上网电量 \geq 月度发电计划电量

单位：万千瓦时

上网电量		100		备注
合同（计划）电量		结算电量	结算价格	
优先发电合同电量	70	70	0.4012 元/千瓦时	
燃煤火电关停替代/常规直购合同电量	20	20	0.4012 元/千瓦时	根据燃煤火电关停替代摘牌电量扣补偿资金(0.08 元 /千瓦时)支付给关停火电
超发电量	-	10	0.228597 元/千瓦时	
偏差考核电量	-	8.2	0 元/千瓦时	不再支付超发偏差考核费用
电厂收益	$\text{电厂收益} = \text{优先发电合同结算电量} \times \text{对应结算价格} + \text{燃煤火电关停替代/常规直购合同结算电量} \times \text{对应结算电价} + \text{超发结算电量} \times \text{对应结算价格} - \text{偏差考核电量} \times \text{对应结算价格} + \text{其他费用}$			其他费用包括：各类辅助服务交易费用、代收代扣款等

2. 当实际上网电量 $<$ 月度发电计划电量

单位：万千瓦时

上网电量		50		备注
合同（计划）电量		结算电量	结算价格	
优先发电合同电量	40	40	0.4012 元/千瓦时	
燃煤火电关停替代/常规直购合同电量	30	10	0.4012 元/千瓦时	结算电量 $<$ 合同电量，所有省内市场合同等比例扣减
欠发电量	-	20	-	
偏差考核电量	-	18.6	0.025372 元/千瓦时	月度发电计划 2%以上的偏差电量纳入考核
电厂收益	$\text{电厂收益} = \text{优先发电合同结算电量} \times \text{对应结算价格} + \text{燃煤火电关停替代/常规直购合同结算电量} \times \text{对应结算价格}$			其他费用包括：各类辅助服务交易费用、

	$- \text{偏差考核电量} \times \text{对应结算价格} + \text{其他费用}$	代收代扣款等
--	---	--------

三、扶贫光伏发电厂结算算例

1. 当实际上网电量 \geq 月度发电计划电量

单位：万千瓦时

上网电量		50		备注
合同（计划）电量		结算电量	结算价格	
优先发电合同电量	40	40	0.4012 元/千瓦时	电厂向调度机构申报的次日可发电量累加得到其月度总发电计划
超发电量	-	10	0.4012 元/千瓦时	
偏差考核电量	-	9.2	0.025372 元/千瓦时	月度发电计划 2%以上的偏差电量纳入考核
电厂收益	电厂收益=优先发电合同结算电量 \times 对应结算价格+超发结算电量 \times 对应结算价格- $ \text{偏差考核电量} \times \text{对应结算价格} + \text{其他费用}$			其他费用包括：各类辅助服务交易费用、代收代扣款等

2. 当实际上网电量 $<$ 月度发电计划电量

单位：万千瓦时

上网电量		30		备注
合同（计划）电量		结算电量	结算价格	
优先发电合同电量	40	30	0.4012 元/千瓦时	电厂向调度机构申报的次日可发电量累加得到其月度总发电计划
欠发电量	-	10	-	
偏差考核电量	-	9.2	0.025372 元/千瓦时	月度发电计划 2%以上的偏差电量纳入考核
电厂收益	电厂收益=优先发电合同结算电量 \times 对应结算价格- $ \text{偏差考核电量} \times \text{对应结算价格} + \text{其他费用}$			其他费用包括：各类辅助服务交易费用、代收代扣款等

第二部分 用电侧结算算例

一、四川省已核定输配电价的供电区域内电力用户

(一) 单一留存用户

1. 用户用电量大于合同电量

算例 1: 用户 A_1 为 10 千伏大工业用户, 6 月用电量为 150 万千瓦时, 留存合同电量为 120 万千瓦时, 留存合同加权价为 0.17 元/千瓦时。

步骤 1: 计算留存结算电量

留存结算电量 = $\text{MIN}(\text{用电量}, \text{留存合同电量}) = \text{MIN}(150, 120) = 120$ 万千瓦时, 结算电价为 0.17 元/千瓦时

步骤 2: 结算用电量剩余电量

剩余电量 = 用电量 - 留存结算电量 = $150 - 120 = 30$ 万千瓦时, 由电网企业按照目录电价结算

步骤 3: 计算偏差考核电费

超用电量按目录电价结算, 不再进行偏差考核

2. 用户用电量小于合同电量

算例 2: 用户 A_2 为 10 千伏大工业用户, 6 月用电量为 100 万千瓦时, 留存合同电量为 120 万千瓦时, 留存合同加权价为 0.17 元/千瓦时。

步骤 1: 计算留存结算电量

留存结算电量 = 用电量 = 100 万千瓦时, 结算电价为 0.17 元/千瓦时

步骤 2: 计算偏差考核电费

留存偏差电量 = 留存结算电量 - 留存合同电量

=100-120=-20 万千瓦时，为少用

留存偏差考核电量=|偏差电量|-3%的合同电量=|100-120|-3%×120=16.4 万千瓦时

少用偏差考核价格=6 月常规直购月度（月内）交易电价上限*70%=0.17760 元/千瓦时

少用偏差考核电费=少用偏差考核电量×少用偏差考核电价=16.4×0.17760=2.91 万元

（二）单一常规直购用户

单一自备机组停发替代、战略长协、电能替代用户与单一常规直购批发用户水电结算方式一致。

1. 用户水电结算电量大于水电合同电量

算例 3:用户 B₁ 为 10 千伏大工业用户，4 月用电量为 150 万千瓦时，常规直购水电合同电量为 90 万千瓦时，常规直购水电合同均价为 0.27 元/千瓦时。燃煤火电优先电量年度加权均价为 0.42 元/千瓦时。

步骤 1：结算常规直购电量

常规直购结算电量=用电量=150 万千瓦时

（1）常规直购水电结算电量

常规直购水电结算电量=150×0.7=105 万千瓦时

因为，常规直购水电结算电量大于常规直购水电合同电量，为超用，所以

常规直购水电合同结算电量=90×（1+3%）=92.7 万千瓦时，结算价格为 0.27 元/千瓦时

常规直购水电超用结算电量=105-92.7=12.3 万千瓦时，结算价格 0.41563 元/千瓦时（注：计划内交易品种月度（月

内) 交易电价上限= (0.2782 × (1+20%) × (1+24.5%))
=0.41563 元/千瓦时)

(2) 常规直购火电结算电量

常规直购火电结算电量=150×0.3=45 万千瓦时, 结算电
价为 0.42 元/千瓦时

(3) 常规直购结算均价

常规直购结算均价= (92.7×0.27+12.3×0.41563+45×
0.42) /150=0.32694 元/千瓦时

步骤 2: 计算偏差考核电费

由于该户为超用, 故不进行偏差考核

2. 用户水电结算电量小于水电合同电量

算例 4: 用户 B₂ 为 10 千伏大工业用户, 4 月用电量为 80
万千瓦时, 常规直购水电合同电量为 65 万千瓦时, 常规直
购水电合同均价为 0.27 元/千瓦时, 燃煤火电优先电量年度
加权均价为 0.42 元/千瓦时。

步骤 1: 结算常规直购电量

常规直购结算电量=用电量=80 万千瓦时

(1) 常规直购水电结算电量

常规直购水电结算电量=80×0.7=56 万千瓦时

常规直购水电结算电量小于常规直购水电合同电量, 为
少用

常规直购水电合同结算电量=56 万千瓦时, 结算价格为
0.27 元/千瓦时

(2) 常规直购火电结算电量

常规直购火电结算电量=80×0.3=24 万千瓦时, 结算电

价为 0.42 元/千瓦时

(3) 常规直购结算均价

常规直购结算均价 = $(56 \times 0.27 + 24 \times 0.42) / 80 = 0.315$ 元/千瓦时

步骤 2: 计算偏差考核电费

常规直购偏差电量 = 常规直购水电结算电量 - 常规直购水电合同电量 = $56 - 65 = -9$ 万千瓦时, 为少用

常规直购偏差考核电量 = $|\text{偏差电量}| - 3\%$ 的合同电量 = $9 - 3\% \times 65 = 7.05$ 万千瓦时

少用偏差考核价格 = 4 月常规直购月度 (月内) 交易电价上限 * 70% = 0.29094 元/千瓦时

少用偏差考核电费 = 少用偏差考核价格 * 少用偏差考核电量 = $7.05 \times 0.29094 = 2.05$ 万元

(三) 单一水电消纳用户

1. 用户水电消纳示范电量大于合同电量

算例 5: 用户 C₁ 为 2020 年投产的 10 千伏大工业用户, 6 月水电消纳示范用电量为 200 万千瓦时, 水电消纳示范合同电量为 150 万千瓦时, 合同加权价为 0.075 元/千瓦时。

步骤 1: 计算水电消纳示范结算电量

水电消纳示范结算电量 = 水电消纳示范用电量 = 200 万千瓦时, 大于合同电量, 为超用

水电消纳示范合同结算电量 = 水电消纳示范合同电量 * 103% = $150 \times 103\% = 154.5$ 万千瓦时, 结算电价为 0.075 元/千瓦时

水电消纳示范超用结算电量 = 水电消纳示范用电量 - 水

电消纳示范合同结算电量=200-154.5=45.5 万千瓦时，结算价格为 0.16915 元/千瓦时（注：水电消纳示范月度（月内）交易电价上限=（0.2782×（1-20%）×（1-24%））=0.16915 元/千瓦时）

水电消纳示范结算均价=（154.5×0.075+45.5×0.16915）/200=0.09642 元/千瓦时）

由于用户水电消纳示范批发合同电量为 150 万千瓦时，所以用户的水电消纳示范结算电量中 150 万千瓦时执行水电消纳输配电价，剩余的 50 万千瓦时执行正常输配电价。

步骤 2：计算偏差考核电费

由于该户为超用，故不进行偏差考核

2. 用户水电消纳示范电量小于合同电量

算例 6：用户 C₂ 为 2020 年投产的 10 千伏大工业用户，6 月水电消纳示范用电量为 200 万千瓦时，水电消纳示范合同电量为 250 万千瓦时，合同加权价为 0.075 元/千瓦时。

步骤 1：计算水电消纳示范结算电量

水电消纳示范结算电量=水电消纳示范用电量=200 万千瓦时，小于合同电量，为少用，结算电价为 0.075 元/千瓦时

步骤 2：计算偏差考核电费

水电消纳示范偏差电量=水电消纳示范结算电量-水电消纳示范合同电量=200-250=-50 万千瓦时，为少用

水电消纳示范偏差考核电量=|偏差电量|-3%×水电消纳示范合同电量=50-3%×250=42.5 万千瓦时

少用偏差考核价格=6 月常规直购月度（月内）交易电价

上限结算*70%=0.1776 元/千瓦时

少用偏差考核电费=少用偏差考核电量×少用偏差考核
电价=42.5×0.1776=7.55 万元

(四) 单一富余电量用户

1. 月度富余增量大于合同电量

算例:7: 用户 D₁ 为 10 千伏大工业用户, 6 月用电量为 150 万千瓦时, 富余合同电量为 40 万千瓦时, 富余合同加权价为 0.1 元/千瓦时, 富余电量基数为 80 万千瓦时。

步骤 1: 计算用户月度富余增量

月度富余增量=用电量-富余电量基数=150-80=70 万千瓦时

步骤 2: 计算富余结算电量

富余结算电量=月度富余增量= 70 万千瓦时, 富余结算电量大于富余合同电量, 为超用

富余合同结算电量=富余合同电量×103%=40×103%=41.2 万千瓦时, 结算电价为 0.1 元/千瓦时

富余超用结算电量=月度富余增量-富余合同结算电量=70-41.2=28.8 万千瓦时, 结算价格为 0.16915 元/千瓦时

(注: 计划外交易品种月度(月内)交易电价上限=(0.2782×(1-20%)×(1-24%))=0.16915 元/千瓦时)

富余电量结算均价=(41.2×0.1+28.8×0.16915)/70=0.12845 元/千瓦时

步骤 3: 结算用电量剩余电量

剩余电量=用电量-富余结算电量=150-70=80 万千瓦时, 由电网企业按照目录电价结算

步骤 4: 计算偏差考核电费

由于该户为超用, 故不进行偏差考核

2. 月度富余增量小于合同电量

算例 8: 用户 D_2 为 10 千伏大工业用户, 6 月用电量为 150 万千瓦时, 富余合同电量为 100 万千瓦时, 富余合同加权价为 0.1 元/千瓦时, 富余电量基数为 80 万千瓦时。

步骤 1: 计算用户月度富余增量

月度富余增量=用电量-富余电量基数=150-80=70 万千瓦时

步骤 2: 结算富余电量

富余结算电量=月度富余增量= 70 万千瓦时, 小于富余合同电量, 为少用, 结算电价为 0.1 元/千瓦时

步骤 3: 结算用电量剩余电量

剩余电量=用电量-富余结算电量=150-70=80 万千瓦时, 由电网企业按照目录电价结算

步骤 4: 计算偏差考核电费

富余偏差电量=富余结算电量-富余合同电量=70-100=-30 万千瓦时, 为少用

结算的偏差考核电量=|偏差电量|-3%的合同电量=30-3%×100=27 万千瓦时

少用偏差考核价格=6 月常规直购月度(月内)交易电价上限*70%=0.1776 元/千瓦时

少用偏差考核电费=少用偏差考核价格×少用偏差考核电量=0.1776×27=4.80 万元

(五) 单一低谷弃水电量用户

1. 用户谷段用电量大于合同电量

算例 9: 用户 E_1 为 10 千伏大工业用户, 6 月用电量为 200 万千瓦时, 其中谷段用电量为 60 万千瓦时, 低谷弃水合同电量为 50 万千瓦时, 合同加权价为 0.075 元/千瓦时。

步骤 1: 计算低谷弃水结算电量

低谷弃水结算电量=谷段用电量=60 万千瓦时, 大于合同电量, 为超用

低谷弃水合同结算电量=低谷弃水合同电量 \times 103%=50 \times 103%=51.5 万千瓦时, 结算电价为 0.075 元/千瓦时

低谷弃水超用结算电量=谷段用电量-低谷弃水合同结算电量=60-51.5=8.5 万千瓦时, 结算价格为 0.16915 元/千瓦时 (注: 计划外交易品种月度 (月内) 交易电价上限=(0.2782 \times (1-20%) \times (1-24%))=0.16915 元/千瓦时)

低谷弃水结算均价=(51.5 \times 0.075+8.5 \times 0.16915)/60=0.08834 元/千瓦时)

高峰和平段电量由电网企业按照目录电价结算

步骤 2: 计算偏差考核电费

由于该户为超用, 故不进行偏差考核

2. 用户谷段用电量小于合同电量

算例 10: 用户 E_2 为 10 千伏大工业用户, 6 月用电量为 200 万千瓦时, 其中谷段用电量为 40 万千瓦时, 低谷弃水合同电量为 50 万千瓦时, 合同加权价为 0.075 元/千瓦时。

步骤 1: 计算低谷弃水结算电量

低谷弃水结算电量=谷段用电量=40 万千瓦时, 小于合同电量, 为少用, 结算电价为 0.075 元/千瓦时

高峰和平段电量由电网企业按照目录电价结算

步骤 2：计算偏差考核电费

低谷弃水偏差电量=低谷弃水结算电量-低谷弃水合同电量=40-50=-10 万千瓦时，为少用

低谷弃水偏差考核电量=|偏差电量|-3%×低谷弃水合同电量=10-3%×50=8.5 万千瓦时

少用偏差考核价格=6 月常规直购月度（月内）交易电价上限*70%=0.1776 元/千瓦时

少用偏差考核电费=少用偏差考核电量×少用偏差考核电价=8.5×0.1776=1.51 万元

（六）参与常规直购与富余电量用户

1. 用电量大于合同电量

算例 11：用户 F₁ 为 110 千伏大工业用户，6 月用电量为 350 万千瓦时，常规直购水电合同电量 100 万千瓦时，常规直购水电合同均价为 0.19 元/千瓦时；计划外交易品种（富余电量）合同电量 100 万千瓦时，计划外交易品种合同加权价 0.1 元/千瓦时，富余电量基数为 150 万千瓦时。燃煤火电优先电量年度加权均价为 0.42 元/千瓦时。

步骤 1：计划内交易品种结算电量

该用户计划内交易品种为常规直购

常规直购结算电量=MIN（用电量，富余电量基数）=MIN（350, 150）=150 万千瓦时

（1）常规直购水电结算电量

常规直购水电结算电量=常规直购结算电量×0.7=150×0.7=105 万千瓦时

因为，常规直购水电结算电量大于常规直购水电合同电量，为超用，所以

常规直购水电合同结算电量=100×103%=103万千瓦时，
结算价格为0.19元/千瓦时

常规直购水电超用结算电量=105-103=2万千瓦时，结算
价格0.25372元/千瓦时（注：6月计划内交易品种月度（月
内）交易电价上限=(0.2782×(1+20%)×(1-24%))=0.25372
元/千瓦时）

（2）常规直购火电结算电量

常规直购火电结算电量=150×0.3=45万千瓦时，结算电
价为0.42元/千瓦时

（3）常规直购结算均价

常规直购结算均价=(103×0.19+2×0.25372+45×
0.42)/150=0.25985元/千瓦时

步骤2：计划外交易品种结算电量

该用户计划外交易品种为富余电量

月度富余增量=用电量-富余电量基数=350-150=200万
千瓦时，

富余结算电量=月度富余增量=200万千瓦时

因为，富余结算电量大于富余合同电量，为超用，所以
富余合同结算电量=100×103%=103万千瓦时，结算价格
为0.1元/千瓦时

富余超用结算电量=200-103=97万千瓦时，结算价格为
0.16915元/千瓦时（注：计划外交易品种月度（月内）交易
电价上限=(0.2782×(1-20%)×(1-24%))=0.16915元/

千瓦时)

富余电量结算均价= $(103 \times 0.1 + 97 \times 0.16915) / 200 = 0.13354$ 元/千瓦时

步骤 3: 计算偏差考核电费

(1) 计划内交易品种偏差考核

由于计划内交易品种为超用, 故不进行偏差考核

(2) 计划外交易品种偏差考核

由于计划外交易品种为超用, 故不进行偏差考核

2. 用电量小于合同电量

算例 12: 用户 F_2 为 110 千伏大工业用户, 6 月用电量为 200 万千瓦时, 常规直购水电合同电量 120 万千瓦时, 常规直购水电合同均价 0.19 元/千瓦时; 计划外交易品种 (富余电量) 合同电量 100 万千瓦时, 计划外交易品种 (富余电量) 合同加权价 0.1 元/千瓦时, 富余电量基数为 150 万千瓦时。燃煤火电优先电量年度加权均价为 0.42 元/千瓦时。

步骤 1: 结算计划内交易品种电量

该用户计划内交易品种为常规直购

常规直购结算电量=MIN (用电量, 富余电量基数) =MIN (200, 150) =150 万千瓦时

(1) 常规直购水电结算电量

常规直购水电结算电量=常规直购结算电量 $\times 0.7 = 150 \times 0.7 = 105$ 万千瓦时

因为, 常规直购水电结算电量 $<$ 常规直购水电合同电量, 为少用, 所以

常规直购水电合同结算电量=105 万千瓦时, 结算价格为

0.19 元/千瓦时

(2) 常规直购火电结算电量

常规直购火电结算电量=150×0.3=45 万千瓦时，结算电价为 0.42 元/千瓦时

(3) 常规直购结算均价

常规直购结算均价=(105×0.19+45×0.42)/150=0.259 元/千瓦时

步骤 2：结算计划外交易品种电量

该用户计划外交易品种为富余电量

月度富余增量=用电量-富余电量基数=200-150=50 万千瓦时，

富余结算电量=月度富余增量= 50 万千瓦时

因为，富余结算电量<富余合同电量，为少用，所以

富余合同结算电量=50 万千瓦时，结算价格为 0.1 元/千瓦时

步骤 3：计算偏差考核电费

(1) 计划内交易品种偏差考核

常规直购偏差电量=常规直购结算电量-常规直购合同电量=105-120=-15 万千瓦时，为少用

常规直购偏差考核电量=|偏差电量|-3%的合同电量=15-3%×120=11.4 万千瓦时

少用偏差考核价格=6 月计划内交易品种月度（月内）交易电价上限结算*70%=0.1776 元/千瓦时

少用偏差考核电费=少用偏差考核价格×少用偏差考核电量=11.4×0.1776=2.02 万元

(2) 计划外交易品种偏差考核

富余偏差电量=富余结算电量-富余合同电量
=50-100=-50万千瓦时，为少用

富余偏差考核电量=|偏差电量|-3%×富余合同电量
=50-3%×100=47万千瓦时

少用偏差考核价格=6月常规直购月度(月内)交易电价
上限结算*70%=0.1776元/千瓦时

富余偏差考核电费=少用偏差考核电量×少用偏差考核
电价=47×0.1776=8.35万元

(3) 总体偏差考核电费

该用户当月总体偏差考核电费=常规直购偏差考核电费
+计划外交易品种偏差考核电费=2.02+8.35=10.37万元

(七) 参与留存电量与富余电量用户

算例 13: 用户 G 为 10 千伏大工业用户, 6 月用电量为
250 万千瓦时, 留存合同电量为 120 万千瓦时, 留存合同加
权价为 0.17 元/千瓦时; 计划外交易品种(富余电量)合同
电量为 130 万千瓦时, 计划外交易品种(富余电量)合同加
权价为 0.1 元/千瓦时, 富余电量基数为 150 万千瓦时。

步骤 1: 计划内交易品种留存结算电量

该户计划内交易品种为留存电量

留存结算电量=MIN(富余电量基数, 留存合同电量)=MIN
(150, 120)=120 万千瓦时, 结算电价为 0.17 元/千瓦时

步骤 2: 计划外交易品种结算电量

该户计划外交易品种为富余电量

月度富余增量=用电量-富余电量基数=250-150=100 万

千瓦时

富余结算电量=月度富余增量=100 万千瓦时，结算电价为 0.1 元/千瓦时

步骤 3：结算用电量剩余电量

剩余电量=富余电量基数-留存结算电量=150-120=30 万千瓦时，由电网企业按照目录电价结算

步骤 4：计算偏差考核电费

(1) 计划内交易品种偏差考核

留存偏差电量=留存结算电量-留存合同电量=120-120=0 万千瓦时，偏差电量为 0 万千瓦时，偏差考核电费为 0 万元

(2) 计划外交易品种偏差考核

富余偏差电量=富余结算电量-富余合同电量=100-130=-30 万千瓦时，为少用

富余偏差考核电量=|偏差电量|-3%×合同电量=30-3%×130=26.1 万千瓦时

少用偏差考核价格=6 月常规直购月度（月内）交易电价上限结算*70%=0.1776 元/千瓦时

少用偏差考核电费=少用偏差考核电量×少用偏差考核电价=26.1×0.1776=4.64 万元

(3) 总体偏差考核电费

该用户当月总体偏差考核电费=计划内交易品种偏差考核电费+计划外交易品种偏差考核电费=0+4.64=4.64 万元

(八) 参与水电消纳示范与常规直购用户

算例 14：用户 H 为 10 千伏大工业用户，6 月用电量为

400 万千瓦时，其中水电消纳示范用电量 200 万千瓦时，常规直购水电合同电量 180 万千瓦时，常规直购水电合同均价为 0.19 元/千瓦时；水电消纳示范合同电量 150 万千瓦时，水电消纳示范合同加权价 0.08 元/千瓦时。燃煤火电优先电量年度加权均价为 0.42 元/千瓦时。

步骤 1：水电消纳示范结算电量

水电消纳示范结算电量= MIN（水电消纳示范用电量，水电消纳示范合同电量）= MIN（200,150）=150 万千瓦时，结算价格为 0.08 元/千瓦时

步骤 2：计划内交易品种结算电量

该用户计划内交易品种为常规直购

常规直购结算电量=用电量-水电消纳示范结算电量
=400-150=250 万千瓦时

（1）常规直购水电结算电量

常规直购水电结算电量=常规直购结算电量×0.7=250×0.7=175 万千瓦时，结算电价为 0.19 元/千瓦时

（2）常规直购火电结算电量

常规直购火电结算电量=250×0.3=75 万千瓦时，结算电价为 0.42 元/千瓦时

（3）常规直购结算均价

常规直购结算均价=（175×0.19+75×0.42）
/250=0.25900 元/千瓦时

步骤 3：计算偏差考核电费

（1）水电消纳示范偏差考核

水电消纳示范偏差电量=水电消纳示范结算电量-水电

消纳示范合同电量=150-150=0 万千瓦时，偏差考核电费为 0 万元。

(2) 计划内交易品种偏差考核

常规直购偏差电量=常规直购水电结算电量-常规直购水电合同电量=175-180=-5 万千瓦时，由于少用电量低于合同电量的 3%，故偏差考核电费为 0 万元。

(九) 已参与市场但三个月未参与交易的用户

算例 15：用户 I 为 10 千伏大工业用户，1-9 月参与了水电消纳示范交易，10-12 月未参与市场化交易，10-12 月水电消纳示范用电量分别为 100 万千瓦时、110 万千瓦时、120 万千瓦时。

步骤 1：结算市场化电量

10 月市场化结算电量=10 月用电量=100 万千瓦时，结算价格= $0.2782 \times (1-20\%) \times (1-24\%) = 0.16915$ 元/千瓦时

11 月市场化结算电量=11 月用电量=110 万千瓦时，结算价格= $0.2782 \times (1+20\%) = 0.33384$ 元/千瓦时

12 月市场化结算电量=12 月用电量=120 万千瓦时，三个月及以上未签订直接交易协议的，视为违约退出，第三个月在电力用户缴纳输配电价的基础上，按照政府核定的目录电价的 1.2 倍执行，该用户为 10 千伏大工业用户，结算价格= $0.5402 \times 1.2 = 0.64824$ 元/千瓦时

二、未纳入四川输配电价核价范围的地方电网

算例 16：某未纳入输配电价核算的独立地方电网企业，6 月趸售下网电量为 5000 万千瓦时，其中纳入市场准入范围

的经营性电力用户电量为 4500 万千瓦时。

步骤 1：计算该趸售区电网企业参与市场的用电量

用电量=该电网企业纳入市场准入范围的经营性电力用户电量=4500 万千瓦时

步骤 2：用户结算和考核

按照已核定输配电价的供电区域内用户电量分割和电价匹配规则进行结算，并按规定进行偏差考核

三、售电公司与零售用户

算例 17：某售电公司代理 3 个 110 千伏大工业用户参与水电消纳示范雅安、水电消纳示范攀枝花品种交易。该售电公司 6 月水电消纳示范雅安批发市场水电合同（含年度、月度、周交易）电量 150 万千瓦时，水电合同均价为 0.08 元/千瓦时；水电消纳示范攀枝花批发市场合同（含年度、月度、周交易）电量 300 万千瓦时，合同均价为 0.10 元/千瓦时。假设售电公司与零售用户签订的结算方案如下表：

单位：万千瓦时、元/千瓦时

用户	交易品种	水电消纳电量	基础电量和电价				浮动交易电价（仅水电电量部分）	承担考核比例
			交易总电量	其中：水电电量		其中：新能源电量		
				交易电量	交易电价	占比(%)		
U	水电消纳示范雅安	80	70	70	0.08	-	0.1	20.00%
V	水电消纳示范雅安	100	90	90	0.1	-	0.12	20.00%
W	水电消纳示范攀枝花	280	300	300	0.12	-	0.14	20.00%

步骤 1：零售用户结算

(1) 用户结算

① 用户 U 水电消纳示范雅安结算

水电消纳示范雅安结算电量=用电量=80 万千瓦时

因为水电消纳示范雅安结算电量>基础电量，所以

基础电量部分 70 万千瓦时按基础电价 0.08 元/千瓦时结算；超基础电量部分（80-70）万千瓦时按浮动电价 0.1 元/千瓦时结算

水电消纳示范雅安结算均价
=水电消纳示范雅安结算电费/水电消纳示范雅安结算
电量

$$= (70 \times 0.08 + 10 \times 0.1) / 80 = 0.0825 \text{ 元/千瓦时}$$

②用户 V 水电消纳示范雅安结算

水电消纳示范雅安结算电量=用电量=100 万千瓦时
因为水电消纳示范雅安结算电量 > 基础电量，所以
基础电量部分 90 万千瓦时按基础电价 0.1 元/千瓦时结
算；超基础电量部分（100-90）万千瓦时按浮动电价 0.12
元/千瓦时结算

水电消纳示范雅安结算均价
=水电消纳示范雅安结算电费/水电消纳示范雅安结算
电量

$$= (90 \times 0.1 + 10 \times 0.12) / 100 = 0.102 \text{ 元/千瓦时}$$

③用户 W 水电消纳示范攀枝花结算

水电消纳示范攀枝花结算电量=用电量=280 万千瓦时
因为水电消纳示范攀枝花结算电量 < 基础电量，所以
水电消纳示范攀枝花结算均价=0.12 元/千瓦时

(2) 水电消纳输配电价电量清分

由于售电公司水电消纳示范雅安批发合同电量为 150 万
千瓦时，用户 U、V 的水电消纳用电量合计为 180 万千瓦时。
以零售用户对应地区水电消纳示范用电量比例对售电公司

该地区水电消纳示范批发合同电量进行分摊，各零售用户分摊的批发合同电量作为其水电消纳示范合同电量。

①用户 U 水电消纳输配电价电量清分

用户 U 水电消纳示范雅安分摊的批发合同电量= $150/180 \times 80=66.67$ 万千瓦。因为用户 U 水电消纳示范雅安分摊的批发合同电量 $<$ 水电消纳用电量，所以

分摊合同部分 66.67 万千瓦时按水电消纳输配电价结算；剩余部分 $(80-66.67)$ 万千瓦时按正常输配电价结算。

②用户 V 水电消纳输配电价电量清分

用户 V 水电消纳示范雅安分摊的批发合同电量= $150/180 \times 100=83.33$ 万千瓦。因为用户 V 水电消纳示范雅安分摊的批发合同电量 $<$ 水电消纳用电量，所以

分摊合同部分 83.33 万千瓦时按水电消纳输配电价结算；剩余部分 $(100-83.33)$ 万千瓦时按正常输配电价结算。

③用户 W 水电消纳输配电价电量清分

由于售电公司水电消纳示范攀枝花批发合同电量为 300 万千瓦时，用户 W 的水电消纳用电量为 280 万千瓦时。

用户 W 水电消纳用电量 280 万千瓦时全部按水电消纳输配电价结算。

步骤 2：售电公司偏差考核

(1) 水电消纳示范雅安偏差考核

水电消纳示范雅安偏差电量= Σ 用户水电消纳示范雅安结算电量- Σ 售电公司与电厂水电消纳示范雅安成交电量= $180-150=30$ 万千瓦时，为超用，所以不进行偏差考核。

(2) 水电消纳示范攀枝花偏差考核

水电消纳示范攀枝花偏差电量= Σ 用户水电消纳示范攀枝花结算电量- Σ 售电公司与电厂水电消纳示范攀枝花成交电量=用户 W 水电消纳示范攀枝花结算电量- Σ 售电公司与电厂水电消纳示范攀枝花成交电量=280-300=-20 万千瓦时,为少用。

水电消纳示范攀枝花偏差考核电量= $|\text{水电消纳示范攀枝花偏差电量}|-3\% \times \text{水电消纳示范攀枝花批发市场成交电量}=20-300 \times 3\%=20-9=11$ 万千瓦时

少用偏差考核价格=6 月常规直购月度(月内)交易电价上限*70%=0.1776 元/千瓦时

水电消纳示范攀枝花偏差考核电费: $f_{\text{售电公司水电消纳攀枝花}}=\text{水电消纳示范攀枝花偏差考核电量} \times \text{水电消纳示范攀枝花偏差考核电价}=11 \times 0.1776=1.95$ 万元

(3) 售电公司偏差考核电费

售电公司水电消纳示范雅安少用偏差考核电费:

$$f_{\text{售电公司水电消纳雅安}}=0 \text{ 万元}$$

售电公司水电消纳示范攀枝花少用偏差考核电费:

$$f_{\text{售电公司水电消纳攀枝花}}=1.95 \text{ 万元}$$

步骤 3: 零售用户偏差考核电费计算

(1) 用户 U 偏差考核电费

售电公司水电消纳示范雅安为超用,所以不进行偏差考核。

(2) 用户 V 偏差考核电费

售电公司水电消纳示范雅安为超用,所以不进行偏差考核。

(3) 用户 W 偏差考核电费

零售用户 W 水电消纳示范攀枝花偏差考核电费： $f_{\text{用户 W 水电消纳攀枝花}} = f_{\text{售电公司水电消纳攀枝花}} \times k_{\text{水电消纳攀枝花}} \times (f_{\text{用户水电消纳攀枝花}} / \sum f_{\text{用户 i 水电消纳攀枝花}}) = 1.95 \times 20\% \times 1 = 0.39$ 万元

步骤 4：售电公司实际承担偏差考核电费

售电公司实际承担水电消纳示范雅安少用偏差考核电费为 0 万元；

售电公司实际承担水电消纳示范攀枝花少用偏差考核电费=

$1.95 - 0.39 = 1.56$ 万元

步骤 5：售电公司价差收入计算

(1) 水电消纳示范雅安价差收入

由于水电消纳示范雅安为超用，3%及以上的超用电量按水电消纳示范月度（月内）交易电价上限结算，所以

售电公司水电消纳示范雅安购电均价=〔（售电公司水电消纳示范雅安批发成交合同均价×售电公司水电消纳示范雅安批发交易成交量×103%）+（零售用户水电消纳示范雅安结算电量-售电公司水电消纳示范雅安批发交易成交量×103%）×对应水期水电消纳示范月度（月内）交易电价上限〕/零售用户水电消纳示范雅安结算电量=（ $0.08 \times 150 \times 103\% + (180 - 150 \times 103\%) \times 0.16915$ ）/180=0.09263 元/千瓦时（注：水电消纳示范电量月度（月内）交易电价上限= $0.2782 \times (1-20\%) \times (1-24\%) = 0.16915$ 元/千瓦时）

水电消纳示范雅安售电均价=（用户 U 水电消纳示范雅安结算电量×用户 U 水电消纳示范雅安结算电价+用户 V 水

电消纳示范雅安结算电量×用户 V 水电消纳示范雅安结算电价) / (用户 U 水电消纳示范雅安结算电量+用户 V 水电消纳示范雅安结算电量) = (80×0.0825+100×0.102) / (80+100) = 0.09333 元/千瓦时

水电消纳示范雅安价差收入=零售用户水电消纳示范雅安结算电量×(售电公司水电消纳示范雅安售电均价-售电公司水电消纳示范雅安购电均价) = 180 × (0.09333-0.09263) = 0.13 万元

(2) 水电消纳示范攀枝花价差收入

水电消纳示范攀枝花购电均价=0.10 元/千瓦时

水电消纳示范攀枝花售电均价=用户 W 水电消纳示范攀枝花结算电价=0.12 元/千瓦时

水电消纳示范攀枝花价差收入=零售用户水电消纳示范攀枝花结算电量×(售电公司水电消纳示范攀枝花售电均价-售电公司水电消纳示范攀枝花购电均价) = 280 × (0.12-0.10) = 5.6 万元

(3) 总价差收入

售电公司价差收入=∑售电公司交易品种 k 购售电价差收入

=水电消纳示范雅安价差收入+水电消纳示范攀枝花价差收入=0.13+5.6=5.73 万元。

算例 18: 某售电公司代理 3 个 110 千伏大工业用户参与常规直购与计划外交易品种交易。该售电公司 6 月常规直购批发市场水电合同(含年度、月度、周交易)电量 3000 万千瓦时,水电合同均价为 0.20 元/千瓦时;计划外交易品种

批发市场水电合同电量 7200 万千瓦时，水电合同均价 0.10 元/千瓦时。用户 X 自备机组停发替代核定的 6 月交易电量上限为 600 万千瓦时。燃煤火电优先电量年度加权均价为 0.42 元/千瓦时，假设售电公司与零售用户签订的结算方案如下表：

单位：万千瓦时,元/千瓦时

用户	交易品种	用电量	富余基数	基础电量和电价					浮动交易电价 (仅水电电量部分)	承担考核比例
				交易总电量	其中：水电电量		其中：火电/新能源电量			
					交易电量	交易电价	交易电量	交易价格		
X	常规直购	6000	2500	3000	2100	0.22	900		0.23	40.00%
	富余电量			3000	3000	0.1	—	—	0.08	35.00%
	自备机组停发替代			500	500	0.12	—	—	0.14	
y	常规长协	5000	4000	3500	2450	0.12	1050	—	0.1	30.00%
	富余电量			1200	1200	0.09	—	—	0.12	
Z	常规直购	1200	1500	1250	875	0.2	375	—	0.21	25.00%
	富余电量			100	100	0.08	—	—	0.09	
合计		12200	8000	12450	10125	—	2325	—	—	—

(1) 用户 X 结算

① 自备机组停发替代结算

自备机组停发替代结算电量=MIN(富余电量基数, 自备机组停发替代调整后合同电量, 自备机组停发替代核定的交易电量上限)=500 万千瓦时

自备机组停发替代结算均价=0.12 元/千瓦时

② 常规直购结算

常规直购结算电量=富余电量基数-自备机组停发替代结算电量=2500-500=2000 万千瓦时

常规直购水电结算电量=常规直购结算电量×0.7=2000×0.7=1400 万千瓦时

因为常规直购实际结算电量（水电电量部分）<基础电量（水电电量部分），所以

常规直购水电结算电价=0.22 元/千瓦时

常规直购火电结算电量=常规直购结算电量×0.3=2000×0.3=600 万千瓦时

常规直购火电结算电价=0.42 元/千瓦时

常规直购结算均价 = (1400 × 0.22+600 × 0.42) /2000=0.28 元/千瓦时

③富余电量结算

月度富余增量=用电量-富余电量基数=6000-2500=3500 万千瓦时

富余结算电量=月度富余增量=3500 万千瓦时

富余结算电价：富余实际结算电量>基础电量,所以：

基础电量部分 3000 万千瓦时按基础电价 0.10 元/千瓦时结算；超基础电量部分（3500-3000）万千瓦时按浮动电价 0.08 元/千瓦时结算

富余结算均价=富余结算电费/富余结算电量

= (3000 × 0.10+500 × 0.08) /3500=0.09714 元/千瓦时

④计划外交易品种结算

计划外交易品种水电结算电量=500+3500=4000 万千瓦时

计划外交易品种水电结算均价=(500 × 0.12+3000 × 0.1+500 × 0.08) /4000=0.10 元/千瓦时

(2) 用户 Y 结算

①常规长协结算

常规长协结算电量=MIN(用电量, 富余电量基数)=4000
万千瓦时

常规长协水电结算电量=常规长协结算电量 \times 0.7=4000
 \times 0.7=2800 万千瓦时

常规长协水电结算电价：因为常规长协实际结算电量
(水电电量部分) $>$ 基础电量(水电电量部分)，所以

基础电量部分 2450 万千瓦时按基础电价 0.12 元/千瓦
时结算；超基础电量部分(2800-2450)万千瓦时按浮动电
价 0.10 元/千结算

常规长协水电结算均价=(2450 \times 0.12+350 \times 0.10)
/2800=0.11750 元/千瓦时

常规长协火电结算电量=4000 \times 0.3=1200 万千瓦时,结
算均价 0.42 元/千瓦时

常规长协结算均价=常规长协结算电费/常规长协结算
电量=((2450 \times 0.12+350 \times 0.10)+(1200 \times 0.42))/4000=
0.20825 元/千瓦时

②富余电量结算

月度富余增量=用电量-富余电量基数=5000-4000=1000
万千瓦时

富余结算电量=月度富余增量=1000 万千瓦时

富余结算电价：富余实际结算电量 $<$ 基础电量,所以结
算电价=0.09 元/千瓦时

富余结算均价=0.09 元/千瓦时

③计划外交易品种结算

计划外交易品种水电结算电量=2800+1000=3800 万千瓦

时

计划外交易品种水电结算均价 = $(2450 \times 0.12 + 350 \times 0.10 + 1000 \times 0.09) / 3800 = 0.11026$ 元/千瓦时

(3) 用户 Z 结算

① 常规直购结算

常规直购结算电量 = 用电量 = 1200 万千瓦时

常规直购水电结算电量 = 常规直购结算电量 $\times 0.7 = 1200 \times 0.7 = 840$ 万千瓦时

因为常规直购实际结算电量（水电电量部分） < 基础电量（水电电量部分），所以

常规直购水电结算电价 = 0.20 元/千瓦时

常规直购火电结算电量 = $1200 \times 0.3 = 360$ 万千瓦时

常规直购结算均价 = $(840 \times 0.20 + 360 \times 0.42) / 1200 = 0.26600$ 元/千瓦时

② 富余电量结算

由于该用户用电量小于富余电量基数，故富余结算电量为 0 万千瓦时

步骤 2：售电公司偏差考核

(1) 计划内偏差考核

计划内偏差电量 = 常规直购水电偏差电量 = Σ 用户常规直购水电结算电量 - Σ 售电公司与电厂常规直购的水电成交电量 = 用户 X 常规直购水电结算电量 + 用户 Z 常规直购水电结算电量 - Σ 售电公司与电厂常规直购的水电成交电量 = $(1400 + 840) - 3000 = 2240 - 3000 = -760$ 万千瓦时，为少用。

计划内偏差考核电量 = 常规直购偏差考核电量 = | 常规直

购偏差电量 $|-3\% \times$ 常规直购批发市场成交电量 $=760-3000 \times 3\%=760-90=670$ 万千瓦时

少用偏差考核价格 $=6$ 月常规直购月度(月内)交易电价上限 $\times 70\%=0.1776$ 元/千瓦时

计划内偏差考核电费 $=$ 常规直购偏差考核电费: $f_{\text{售电公司计划内}} =$ 计划内偏差考核电量 \times 计划内偏差考核电价 $=670 \times 0.1776=118.99$ 万元

(2) 计划外交易品种偏差考核

计划外交易品种偏差电量

$=\Sigma$ 用户计划外交易品种水电结算电量 $-\Sigma$ 售电公司与电厂计划外交易品种水电成交电量

$=$ 用户 X 富余结算电量 $+$ 用户 X 自备机组停发替代结算电量 $+$ 用户 Y 常规长协水电结算电量 $+$ 用户 Y 富余结算电量 $-\Sigma$ 售电公司与电厂计划外交易品种水电成交电量 $= (3500+500+2800+1000) -7200=600$ 万千瓦时,为超用,所以不进行偏差考核。

(3) 售电公司偏差考核电费

售电公司当月计划内少用偏差考核电费:

$f_{\text{售电公司计划内}}=118.99$ 万元

售电公司当月计划外交易品种少用偏差考核电费:

$f_{\text{售电公司计划外}}=0$ 万元

步骤 3: 零售用户偏差考核电费计算

(1) 用户 X 偏差考核电费

① 计划内偏差考核

计划内偏差电量 $=$ 常规直购水电偏差电量 $=$ 常规直购水

电结算电量-常规直购水电调整后合同电量
=1400-2100=-700万千瓦时，为少用。

计划内偏差考核电量=常规直购偏差考核电量=|常规直购水电偏差电量|-3%×常规直购调整后合同电量
=700-3%×2100=637万千瓦时

少用偏差考核价格=6月常规直购月度(月内)交易电价
上限结算*70%=0.1776元/千瓦时

计划内偏差考核电费： $f_{\text{用户 X 计划内}} = \text{计划内偏差考核电量} \times \text{计划内偏差考核电价} = 637 \times 0.1776 = 113.13$ 万元

②计划外交易品种偏差考核

计划外交易品种偏差电量=(富余结算电量+自备机组停发替代结算电量)-(富余调整后合同电量+自备机组停发替代调整后合同电量)=(3500+500)-(3000+500)=500，为超用，不进行偏差考核。

(2) 用户 Y 偏差考核

计划外交易品种偏差考核

计划外交易品种偏差电量=(常规长协水电结算电量+富余结算电量)-(常规长协水电调整后合同电量+富余调整后合同电量)=(2800+1000)-(2450+1200)=150万千瓦时，为超用，不进行偏差考核。

(3) 用户 Z 偏差考核

计划内偏差考核

计划内偏差电量=常规直购水电偏差电量=常规直购水电结算电量-常规直购水电调整后合同电量=840-875=-35万千瓦时，为少用。

计划内偏差考核电量=常规直购偏差考核电量=|常规直购水电偏差电量|-3%×常规直购调整后合同电量=35-3%×875=8.75万千瓦时

少用偏差考核价格=6月常规直购月度(月内)交易电价上限结算*70%=0.1776元/千瓦时

计划内偏差考核电费： $f_{\text{用户Z计划内}} = \text{计划内偏差考核电量} \times \text{计划内偏差考核电价} = 8.75 \times 0.1776 = 1.55$ 万元

(4) 售电公司代理零售用户应发生的少用偏差考核费用总和

①售电公司代理零售用户计划内应发生的少用偏差考核

售电公司代理零售用户应发生的计划内偏差考核费用总和： $\sum f_{\text{用户i计划内}} = f_{\text{用户X计划内}} + f_{\text{用户Y计划内}} + f_{\text{用户Z计划内}} = 113.13 + 0 + 1.55 = 114.68$ 万元

②售电公司代理零售用户计划外交易品种应发生的少用偏差考核

售电公司代理零售用户应发生的计划外交易品种偏差考核费用总和： $\sum f_{\text{用户i计划外}} = f_{\text{用户X计划外}} + f_{\text{用户Y计划外}} + f_{\text{用户Z计划外}} = 0.00$ 万元

(5) 零售用户实际向电网企业支付的偏差考核费用 F

$F = f_{\text{售电公司计划内}} \times k_{\text{计划内}} \times (f_{\text{用户计划内}} / \sum f_{\text{用户i计划内}}) + f_{\text{售电公司计划外}} \times k_{\text{计划外}} \times (f_{\text{用户计划外}} / \sum f_{\text{用户i计划外}})$

①零售用户 X 实际向电网企业支付的偏差考核电费：

因售电公司计划外交易品种为超用，故不向零售用户分摊考核费用。

$$F_x = f_{\text{售电公司计划内}} \times k_{\text{计划内}} \times (f_{\text{用户 X 计划内}} / \sum f_{\text{用户 i 计划内}}) = 118.99 \times 40\% \times (113.13 / 114.68) = 46.95 \text{ 万元}$$

②零售用户 Y 实际向电网企业支付的偏差考核电费：

因售电公司计划外交易品种为超用，故不向零售用户分摊考核费用。

$$F_y = f_{\text{售电公司计划外}} \times k_{\text{计划外}} \times (f_{\text{用户 Y 计划外}} / \sum f_{\text{用户 i 计划外}}) = 0 \text{ 万元}$$

③零售用户 Z 实际向电网企业支付的偏差考核电费：

因售电公司计划外交易品种为超用，故不向零售用户分摊考核费用。

$$F_z = f_{\text{售电公司计划内}} \times k_{\text{计划内}} \times (f_{\text{用户 Z 计划内}} / \sum f_{\text{用户 i 计划内}}) = 118.99 \times 25\% \times (1.55 / 114.68) = 0.40 \text{ 万元}$$

(6) 售电公司实际承担的偏差考核费用

售电公司实际承担的偏差考核费用=售电公司少用偏差考核费用-售电公司代理零售用户实际支付的少用偏差考核费用总和=118.99-(46.95+0.40)=71.64 万元

步骤 4：售电公司价差收入计算

(1) 计划内价差收入

计划内购电均价=常规直购水电购电均价=0.20 元/千瓦时

计划内售电均价=常规直购水电售电均价=〔(用户 X 常规直购水电结算电量×用户 X 常规直购水电结算电价)+(用户 Z 常规直购水电结算电量×用户 Z 常规直购水电结算电价)〕 / (用户 X 常规直购水电结算电量+用户 Z 常规直购水电结算电量) = (1400×0.22+840×0.20) / (1400+840) = 0.21250 元/千瓦时

计划内差收入=常规直购价差收入=零售用户常规直购水电结算电量×(售电公司常规直购水电售电均价-售电公司常规直购水电购电均价)=2240×(0.21250-0.20)=28.00万元

(2) 计划外交易品种价差收入

由于计划外交易品种为超用,3%及以上的超用电量按对计划外交易品种月度(月内)交易电价上限结算,所以

售电公司计划外交易品种水电购电均价=〔(售电公司计划外交易品种水电批发成交合同均价×售电公司计划外交易品种水电批发交易成交量×103%)+(零售用户计划外交易品种水电结算电量-售电公司计划外交易品种水电批发交易成交量×103%)×计划外交易品种月度(月内)交易电价上限〕/零售用户计划外交易品种水电结算电量=
$$(0.10 \times 7200 \times 103\% + (7800 - 7200 \times 103\%) \times 0.16915) / 7800 = 0.10340 \text{ 元/千瓦时}$$

计划外交易品种售电均价=〔(用户X计划外交易品种水电结算电量×用户X计划外交易品种水电结算电价)+(用户Y计划外交易品种水电结算电量×用户Y计划外交易品种水电结算电价)〕/(用户X计划外交易品种水电结算电量+用户Y计划外交易品种水电结算电量)=[4000×0.10+3800×0.11026]/(4000+3800)=0.10500元/千瓦时

计划外交易品种价差收入=〔零售用户计划外交易品种水电结算电量×(售电公司计划外交易品种水电售电均价-售电公司计划外交易品种水电购电均价)〕=7800×(0.10500-0.10340)=12.48万元

(5) 总价差收入

售电公司价差收入= Σ 售电公司交易品种 k 购售电价差
收入=计划内价差收入+计划外交易品种价差收入
=28.00+12.48=40.48 万元。