

# 国家能源局四川监管办公室 四川省经济和信息化委员会

文件

川监能市场〔2017〕93号

## 关于印发《2017年四川电力交易 指导意见》的通知

各市（州）发展改革委（能源局、能源办）、经济和信息化委，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（暂行）》的有关要求，四川能源监管办、省经济和信息化委制定了《2017年四川电力交易指

导意见》。现予以印发，请遵照执行。



# 2017年四川电力交易指导意见

为加快四川电力市场建设，规范四川各类市场化交易，推动四川电力市场平稳有序发展，根据《四川电力中长期交易规则（暂行）》（川监能市场〔2017〕51号，以下简称《交易规则》）、《关于印发〈四川省2017年直购电和富余电量政策实施方案〉的通知》（川经信电力〔2017〕55号）、《关于印发2017年全省电力电量平衡方案及节能调度电力生产计划的通知》（川经信电力函〔2017〕62号），按照安全稳定、因地制宜、统筹兼顾、积极稳妥的原则，结合2017年四川电力交易实际，制定2017年四川电力交易指导意见。

## 一、交易品种、方式与限价

2017年四川市场交易品种包括电力直接交易、跨省跨区交易、富余电量增量交易、丰水期居民生活电能替代采购交易、合同电量转让交易、偏差电量调整交易、辅助服务交易和可再生能源跨省区现货交易等。

各厂发电机组（或调度单元，下同）优先发电合同及年度市场交易合同应事先分解到月。2017年优先发电合同及年度市场交易合同未分解到月的，发电企业应与电网企业、电力用户等协商，原则上应在6月底前完成分解。

### （一）电力直接交易

按《关于印发〈四川省2017年直购电和富余电量政策实施

方案〉的通知》（川经信电力〔2017〕55号）执行。月度增量直接交易主要采取集中竞价方式进行，限价与年度交易限价（浮动后）保持一致。

## （二）跨省跨区交易

跨省跨区交易可以在四川电力交易平台上开展，也可在区域或受端省（市、区）交易平台上开展。在四川电力交易平台上开展时主要采用挂牌交易方式进行。

## （三）富余电量增量交易

按《关于印发〈四川省2017年直购电和富余电量政策实施方案〉的通知》（川经信电力〔2017〕55号）执行。

## （四）丰水期居民生活电能替代采购交易

丰水期居民生活电能替代采购交易按月开展，由电网企业预测次月实行丰水期居民生活电能替代电价的用电电量，采用集中交易的方式代表居民用户优先向风电、光伏发电企业采购，不足部分向水电企业采购。

## （五）合同电量转让交易

1.1-5月：按现行转让模式执行。

2.6-12月：按《交易规则》模式执行。其中，留州电量暂不进行转让；风电、光伏丰水期参与居民生活电能替代采购交易电量只能在风电、光伏间转让，风电、光伏按照申报次日可发电量方式累加得到月度发电计划时电量不能转让；火电替代补偿交易暂按优先用于保障电网安全的火电机组发电（火火替代），然后再

组织实施水火替代的原则执行。

## （六）偏差电量调整交易

### 1.交易方式和执行

（1）1-5月：偏差电量考核按现行考核方式执行。

（2）6-10月：采用“单次预挂牌、丰水期平衡”的方式进行偏差电量调整，即将6-10月丰水期作为一个整体进行偏差电量调整工作。6-8月，按丰水期合同电量完成进度基本一致的方式组织发电。8月底，启动丰水期预挂牌方式的偏差电量调整工作，通过开展偏差电量调整交易，确定丰水期后期（9-10月）用于承担合同完成偏差的机组排序。9-10月，四川电力调控中心根据各机组丰水期整体合同完成率，判断丰水期基本电力供需形势。当电力供需形势紧张时（丰水期系统实际用电需求大于丰水期系统总合同电量时），基于预挂牌确定的机组排序，在满足电网安全约束的前提下，优先安排增发上调机组调用排序靠前的机组发电量，其余机组按合同电量安排发电计划；当电力需求不足时（丰水期系统实际用电需求小于丰水期系统总合同电量时），优先安排下调机组调用排序靠前的机组减发电量，其余机组按照合同电量安排发电计划。当丰水期实际用电需求严重偏离总合同电量时，省经济和信息化委可根据实际用电情况在9月市场交易开始前调整各发电机组优先发电量。

（3）11、12月：按《交易规则》执行。

### 2.优先消纳系数

机组类型	弃水时期				未弃水时期			
	$\lambda_1$	$\lambda_2$	$\lambda_3$	$\lambda_4$	$\lambda_1$	$\lambda_2$	$\lambda_3$	$\lambda_4$
风电、光伏、生物质能、无调节能力水电	0	1	2000	1.1	0	1	0	1.1
季调节能力水电	0	1.5	2000	1.05	0	1	0	1
年以上调节能力水电	0	2	2000	1	0	1	0	1
余热余压余气发电、超低排放燃煤火电	1000	1	1000	1	0	1	0	1
其他火电	2000	1	0	1	0	1.05	0	0.95

注：对应的上调、下调申报价格单位为元/兆瓦时。

### （七）辅助服务交易

- 开展前按《华中区域并网发电厂辅助服务管理实施细则》及《华中区域发电厂并网运行管理实施细则》进行考核和补偿。
- 开展后按《交易规则》执行。其中，自动发电控制产生的偏差电量6-8月纳入优先电量滚动；9-12月按《交易规则》执行，每月偏差电量总量上限为1000万千瓦时。

### （八）可再生能源跨省区现货交易

按《国家能源局关于开展跨区域省间可再生能源增量现货交易试点工作的复函》（国能监管〔2017〕49号）要求及相关国家、省内规定执行。

## 二、交易结算

### （一）结算数据

电力用户和发电企业原则上均按自然月份计量用电量和上

网电量，实现远程自动采集。不具备条件的可暂时保持现有计量抄表方式不变，且原则上不得调整抄表例日，因特殊原因确需调整抄表例日的，电网企业应履行相关审批手续，并报电力交易机构备案。

电网企业应按照电力市场结算要求将以下数据（包括但不限于）提交电力交易机构：

1. 每月 1 日前，提交统调发电厂上月上网电量、各发电厂每笔跨省跨区交易的日前发电计划电量及累加（含调度日内调整），电力用户（含趸售区用户）上月实际市场化用电量，售电企业绑定用户上月实际用电量，非市场电力用户上月实际用电量。
2. 每月 5 日前，提交辅助服务执行及考核情况。
3. 每月 25 日前，提交非市场电力用户的次月用电量计划汇总数。

## （二）发电侧结算

- 1.1-4 月：按现行结算方式进行结算和考核，并完成相应清算。
- 2.5 月：针对 5 月出现的为避免径流式水电弃水而超月度计划发电，从而导致库容水电减发无法完成月度发电计划的情况，按以下原则进行结算和清算：优先结算水电厂（含网调水电站留川电量，下同）市场电量，不足部分应通过合同转让方式解决；然后按水电厂批复电价结算其不超 5 月水电优先发电电量平均完成进度的电量，相对平均完成进度的超发和欠发电量通过优先发电电量转让交易解决。四川电力交易中心应在交易平台发布 5 月水

电优先发电电量平均完成进度和各水电厂相对平均完成进度的超发和欠发电量等信息，组织相关水电厂开展5月优先发电电量转让交易，转让相关水电厂超发和欠发电量。本次优先电量转让交易优先在发电集团内部、发电企业间开展，不足部分由交易平台按匹配对最少的原则配对出清。转让价格应综合考虑需缴纳的水资源费、库区基金和税收等，按超发电量不获利、欠发电量不损失的原则确定。按以上原则清算并结算后，全网水电厂5月优先发电电量完成情况视为一致，剩余丰水期优先发电电量分解到6-10月执行。

3.6-8月：按月度实际发电量进行结算，当月不进行电量偏差考核。结算时，根据月度发电计划按留州电量、外送电量、其他市场电量、优先发电电量的顺序结算，超发电量按优先发电电量结算。

4.9月：按月度实际发电量(含月度偏差调整电量)进行结算，当月不进行电量偏差考核。结算时，根据月度发电计划按留州电量、外送电量、其他市场电量、优先发电电量、偏差调整电量的顺序结算，超发电量不予结算。提供上调服务导致的增发电量，不大于实际上网电量减月度优先发电合同电量减市场合同电量的部分按其预挂牌价格获得补偿，超出部分不予补偿；提供下调服务导致的减发电量，不大于月度优先发电合同电量加市场合同电量减实际上网电量的部分按其预挂牌价格获得补偿，超出部分不予补偿，丰水期（6-10月）全部发电合同电量2%以内的减发电

量免于补偿。

5.10月：按“预挂牌丰水期平衡”的方式进行结算和考核，即根据丰水期(6-10月)优先发电电量计划和市场电量计划总和，按优先结算优先电量、再结算市场电量、偏差通过发电厂采用预挂牌丰水期平衡偏差方式进行处理的方式计算出丰水期结算总费用（含偏差考核费用），再扣减6-9月已支付费用后为10月结算费用。风电、光伏丰水期(6-10月)全部发电量参与市场化交易，考核和结算方式与水电一致。

6.11、12月：按《交易规则》执行。

### （三）用电侧结算

#### 1. 偏差考核阈值和标准

(1) 市场电力用户、售电企业偏差考核阈值  $k1=10$ ；非市场电力用户偏差考核阈值  $k2=10$ ，考核标准为上月报送的当月非市场电力用户用电总量预测值。

(2) 1-5月按现行方式进行考核，并完成相应清算。鉴于今年特殊情况，调整6-12月用电侧考核费用为：市场电力用户、售电企业、非市场电力用户6-10月按水期进行考核，11、12月按月进行考核。市场电力用户、售电企业期内（或月内，下同）10%以内的超用电量免于支付偏差考核费用，10%以外的超用电量按期内预挂牌上调服务最高价的5%（弃水时期）或10%（未弃水时期）支付偏差考核费用；期内5%以内少用电量免于支付偏差考核费用，5%以外的少用电量按其合同加权价的10%支付偏

差考核费用。参与富余电量增量交易的市场电力用户，当月实际用电增量未达到申报电量且负偏差电量超过 15%时，该市场电力用户次月起不再参与今年富余电量交易。非市场电力用户期内 10%以内的超用电量免于支付偏差考核费用，10%以外的超用电量按期内预挂牌上调服务最高价的 5%（弃水时期）或 10%（未弃水时期）支付偏差考核费用；5%以内少用电量免于支付偏差考核费用，5%以外的少用电量按期内预挂牌下调服务最高价的 10%支付偏差考核费用。

（3）对于趸售区市场用户，当趸售区所有市场用户的用电量之和不大于趸售电量时，按实际用电量进行结算，并按实际用电量与计划电量的偏差进行考核；大于趸售电量时，按自身月度计划电量同比打折进行结算，并按实际结算电量与计划电量的偏差进行考核。

## 2. 非市场电力用户负荷预测准确性奖励

在丰水期（6-10 月）、11 月、12 月各自期间，非市场电力用户的总用电量与计划电量正偏差在 0% 至 8% 之间时，电网企业获得预测准确性奖励。

奖励费用来源于当期非市场电力用户超用产生的结算费用（结算费用为正时），暂定为该费用的 50%。

奖励费用=50%×(优先发电合同电量加权平均价-机组上调电量补偿单价)×(非市场电力用户当期实际用电量-全额收购的可再生能源当期实际完成的优先发电电量-其他电源当期计划合

(同电量 - 外购电量 - 非统调统分电厂实际上网电量 - 电网公司内部核算发电厂实际上网电量)

优先发电合同电量加权平均价 = (可再生能源政府批复电价(不含补贴) × 全额收购的可再生能源当期实际完成的优先发电电量 + 其他电源政府批复电价(不含补贴) × 其他电源当期优先发电合同电量) / (全额收购的可再生能源当期实际完成的优先发电电量 + 其他类型电源当期优先发电合同电量)

以上用电量均按上年网损率折算到发电侧。

#### (四) 费用返还和分摊

1-5月发电侧、用电侧偏差清理按去年方式执行。6-12月发电侧偏差电费、用电侧偏差电费、上调服务所产生的电网企业结算费用在扣除电网企业获得的奖励费用外，统一用于支付下调机组的补偿费用和补偿资金平衡账户亏损，盈余或缺额部分按期由发电企业按上网电量比重新返或分摊。

### 三、风电、光伏丰水期参与市场

四川电网风电和光伏丰水期全部发电量参与市场化交易，优先参与丰水期居民生活电能替代采购交易，可参与月度增量直接交易、富余电量增量交易；对未参与市场化交易的风电、光伏企业所发电量，由电网企业按丰水期居民生活电能替代采购交易、月度增量直接交易、富余电量增量交易中的最低成交价收购。

### 四、安全校核

2017年安全校核按以下原则实施：交易时能确定安全校核外部条件（外部电网运行方式、机组跨省跨区交易电量、国调和网调机组留川电量等，下同）的，按《交易规则》执行；交易时不能确定安全校核外部条件的，按照只给出风险提示而不校核掉交易电量的原则执行。交易开展前，四川电力调控中心应给出本次交易的安全校核原则和原因，由四川电力交易中心在交易公告中予以公布。

四川电力调控中心在月度交易执行前应完成次月安全校核。对于交易时能确定安全校核外部条件的，安全校核不通过应按《交易规则》要求进行削减和交易结果再分配；对于交易时不能确定安全校核外部条件的，安全校核不通过不削减电量但应给出电量转让建议，四川电力交易中心负责发布转让提示并组织转让交易。四川电力交易中心提示转让的电量未完成造成的损失和考核由发电企业自行承担。

安全校核时应确保发电机组合同电量不超发电机组月度发电能力。发电机组月度发电能力应考虑发电机组检修计划等情况，按以下公式计算：

发电机组月度发电能力 =  $\min(\text{发电机组运行容量} \times 24 \times \text{运行天数} \times \text{系统控制系数}, \text{发电企业申报的发电机组月度发电能力})$

系统控制系数：年度、月度交易安全校核暂设定为 0.92（发电企业在交易前提出书面申请，承诺该发电机组月度合同电量不转出并承担由此造成的后果，可超过 0.92）；周交易安全校核暂设

定为 0.95。

网络约束受限区域内各发电机组交易电量校核原则：交易时能确定安全校核外部条件的，按装机容量等比例原则分配通道份额；交易时不能确定安全校核外部条件的，先确保网络约束受限区域内各发电机组年度优先发电合同次月分解电量，再按各发电机组签定的市场合同电量（不含合同转让电量）比例分配剩余通道。

## 五、其他事项

国网四川省电力公司、四川电力交易中心等市场成员应及时向四川能源监管办、四川省经济和信息化委报告实施过程中出现的特殊情况和问题，由四川能源监管办、四川省经济和信息化委商有关单位（部门）确定对应的处置措施和办法。对电力供应和电力生产秩序有重大影响的，由四川省经济和信息化委会同四川能源监管办协调解决。





---

抄送：四川省发改委，四川省能源局。

---

