

# 云南电力市场燃煤发电交易实施办法

根据《云南省燃煤发电市场化改革实施方案（试行）》及云南电力市场交易规则，为做好燃煤发电市场化交易和结算相关工作，落实燃煤发电市场化改革政策，制定本办法。

## 一、燃煤发电电能量市场交易组织

### （一）市场主体

发电侧市场主体。全省统调燃煤发电企业。

用电侧市场主体。含全部市场化用户，包括直接参与市场化交易的用户和电网企业代理购电的用户。按照用电类型，分为非高耗能用户和高耗能用户，高耗能用户按照《高耗能行业重点领域能效标杆水平和基准水平（2021年版）》（发改产业〔2021〕1609号）明确的范围并结合云南实际执行（氮肥制造、磷肥制造企业暂不纳入），具体按照政府主管部门发布的名单执行，未纳入高耗能用户名单的暂按照非高耗能用户参与交易。

### （二）交易方式

建立燃煤发电交易市场，燃煤发电企业和批发交易用户、售电公司、电网企业代理购电用户可按照年度、月度、日等交易周期，通过双边协商、集中交易等方式自主开展交易。先期集中交易仅采用集中竞价方式组织。

试行期内，褐煤发电企业优先与非高耗能用户足额交易，高耗能用户要优先与烟煤无烟煤发电企业进行交易，售电公司按签约零售用户用电比例执行（涉及价格结算时也按照同

样原则执行，下同），参与煤电交易申报时明确非高耗能用户购电或高耗能用户购电。

采用双边交易方式时，褐煤发电企业与非高耗能用户双边合同优先出清，再出清其他双边合同。褐煤发电企业与非高耗能用户双边合同出清后，如非高耗能用户预成交电量（含已预成交的煤电电量及已出清的煤电双边合同电量）占应购买的煤电总电量比值达 95%及以上，则褐煤发电企业与高耗能用户的双边合同可出清预成交；如非高耗能用户预成交电量占应购买的煤电总电量比值小于 95%，则褐煤发电企业与高耗能用户的双边合同不成交。

采用集中竞价方式时，褐煤发电企业与非高耗能用户优先匹配出清，如预成交电量（含已预成交的煤电电量及已申报确认的煤电双边合同电量）占应购买的煤电总电量比值达 95%及以上，则褐煤发电企业继续与烟煤无烟煤发电企业、高耗能用户匹配出清；如非高耗能用户预成交电量占应购买的煤电总电量比值小于 95%，则褐煤发电企业不参与烟煤无烟煤发电企业、高耗能用户的匹配出清。

安全校核时，燃煤发电企业如安全校核未通过，按照时间倒序原则削减合同，合同削减时发用两侧同步削减。其中，褐煤发电企业安全校核未通过时，首先按照时间倒序原则削减高耗能用户合同，其次再按时间倒序原则削减非高耗能用户合同。

### （三）交易价格机制

1. 按照《国家发展改革委关于进一步深化煤电上网电

价市场化改革的通知》（发改价格〔2021〕1439号）规定，结合不同煤种发电成本情况，**燃煤发电上网电量市场交易价格在云南省燃煤发电基准价上下浮动20%区间内形成；高耗能用户交易电价不受上浮20%限制。**

2. 燃煤发电交易合约不纳入月度上调服务基准价、偏差电量基准价计算。

#### **（四）煤电西电东送与省内市场化交易的衔接**

按照省能源局2023年西电东送计划安排有关规定，做好煤电西电东送电量年度和月度预安排，在此边界下开展煤电省内市场化交易，事后根据西电东送实际送电情况和煤电企业实际上网电量情况进行煤电西电东送计划的调整确认，作为燃煤发电企业事后结算依据。

#### **（五）交易标的**

1. 燃煤发电企业。按照扣除西电东送计划电量后的发电能力，参与燃煤发电市场电能量交易。

2. 用电侧市场主体

年度购电比例测算发布。交易中心在年度交易前，计算交割年上年燃煤发电上网电量（扣除交割年西电东送计划）占省内市场化用电量的比例，上年11-12月可暂按1月份电量测算，枯平期和汛期分别计算一个比例。并根据年度交易中参与市场化交易的各类用户申报的用电需求（未申报的采用默认用电需求），与清洁能源发电企业申报的上网侧发电能力（扣除西电东送预分配电量）计算供应缺口比例（也按照枯平期和汛期分别计算一个比例）。如上述两个比例计算

结果相差不足 3%，则采用后者，否则采用前者。

月度购电比例测算发布。交易中心在月度交易前，发布交割月燃煤发电能力（扣除西电东送计划）与全部市场化用户用电需求的比例，其中燃煤发电能力由各发电企业申报，调度机构审核后，在月度交易前提供交易中心，交易中心以调度机构提供信息当日 24 点自动计算并发布比例。

计算各用户事前应购买的煤电电量。按照上述比例和用户的用电需求，在年度和月度交易前分别计算各类用户最低应购买的煤电电量，并向相应用户披露。

#### **（六）未成交煤电电量事前披露**

未成交煤电电量事前计算。月度直接交易结束后，用户应购买的煤电电量总量扣除已成交煤电电量，为未成交煤电电量。

用户侧未成交煤电电量事前披露。对用户披露未成交的煤电电量，用户事前未成交煤电电量=用户最低应购买的煤电电量-已成交的煤电电量，小于 0 时取 0。

#### **（七）电力用户未成交煤电电量事后调整确定**

各电力用户按照实际用电量等比例公平承担煤电实际上网电量扣除西电东送计划电量后的电量。

**各电力用户实际应购买的煤电电量计算。**各用户实际应购买的煤电电量=（煤电上网电量-煤电西电东送计划电量）/全部市场化用户用电量×各用户用电量。上述电量采用每月 6 日冻结数据，后续如电量调整变化，不再重新计算调整。

**各电力用户实际分摊的未成交电量计算。**各用户实际分

摊煤电未成交电量=用户实际应购买的煤电电量-已成交的煤电电量，小于0时取0。形成用户正式交易合同。售电公司按照高耗能用户、非高耗能用户分别计算实际分摊煤电未成交电量。

各电力用户实际分摊的未成交煤电电量价格。当非高耗能用户月度交易总成交量（含年度分月，下同）达到或超过非高耗能用户实际应购买的煤电总电量的50%时，非高耗能用户实际分摊的未成交电量价格为非高耗能用户月度煤电交易成交均价上浮5%；当非高耗能用户月度交易总成交量低于非高耗能用户实际应购买的煤电总电量的50%时，非高耗能用户实际分摊的未成交电量价格为燃煤基准价上浮5%。当高耗能用户月度交易总成交量达到或超过高耗能用户实际应购买的煤电总电量的50%时，高耗能用户实际分摊的未成交电量价格为高耗能用户月度煤电交易成交均价上浮5%；当高耗能用户月度交易总成交量低于高耗能用户实际应购买的煤电总电量的50%时，高耗能用户实际分摊的未成交电量价格为燃煤基准价上浮25%。售电公司按照其代理的非高耗能用户和高耗能用户实际分摊煤电未成交电量比例计算加权均价执行（设售电公司代理的非高耗能用户实际分摊煤电未成交电量为 $Q_{非}$ ，高耗能用户实际分摊煤电未成交电量为 $Q_{高}$ ，非高耗能用户实际分摊的未成交电量价格为 $P_{非}$ ，高耗能用户实际分摊的未成交电量价格为 $P_{高}$ ，售电公司实际分摊的未成交电量价格为 $(Q_{非} \times P_{非} + Q_{高} \times P_{高}) / (Q_{非} + Q_{高})$ ）。非高耗能用户月度煤电交易成交均价按照直接交易

的非高耗能用户及其煤电成交价格、由售电公司代理的非高耗能用户用电量及其煤电成交价格进行加权计算；高耗能用户月度煤电交易成交均价按照直接交易的高耗能用户及其煤电成交价格、由售电公司代理的高耗能用户用电量及其煤电成交价格进行加权计算。

## （八）燃煤发电企业未成交煤电电量事后调整

### 1. 偏差电量交易

发用电结束，西电东送计划电量事后调整确定后，各燃煤发电企业省内超发电量和少发电量可在燃煤发电企业间进行偏差电量转让，转让价格为少发电量原自主成交均价，转让电量不超过双方偏差电量。

各燃煤发电企业省内超发电量= $\max(\text{上网电量}-\text{西电东送实际电量}-\text{煤电市场自主成交电量}, 0)$

各燃煤发电企业省内少发电量= $\max(\min(\text{上网电量}-\text{西电东送实际电量}-\text{煤电市场自主成交电量}, 0), -\text{煤电市场自主成交电量})$

### 2. 各燃煤发电企业实际未成交电量计算

各发电企业实际未成交电量= $\text{各发电企业上网电量}-\text{西电东送计划事后调整后电量}-\text{已成交电量}$ （含自主成交和偏差电量交易成交电量），小于0时取0。

各发电企业实际未成交电量中，由于西电东送计划事后调减导致的未成交电量（“实际未成交电量”与“西电东送计划电量-西电东送事后调减后的电量”取小值），烟煤无烟煤发电企业按燃煤基准价上浮20%、褐煤发电企业按燃煤

基准价结算，其余实际未成交电量，烟煤无烟煤发电企业按燃煤基准价、褐煤发电企业按燃煤基准价下浮 10% 结算。

### （九）用户侧煤电-清洁能源电量置换

为满足电力用户实现低碳零碳生产经营，在电力用户未成交煤电电量事后分摊调整结束后，电力用户可参与煤电-清洁能源电量置换交易，交易方式为双边交易。

置换标的为煤电电量出让方自主成交的煤电电量加上实际分摊的未成交煤电电量和清洁能源电量出让方自主成交的清洁能源电量，置换价格为清洁能源市场月度偏差电量基准价。置换电量不得超过  $\min(\text{煤电电量出让方自主成交的煤电电量加上实际分摊的未成交煤电电量, 清洁能源电量出让方自主成交的清洁能源电量})$ 。

## 二、燃煤发电电能量市场结算

### （一）燃煤发电企业结算

#### 1. 结算电量

燃煤发电企业结算的合约电量  $Q_{\text{燃煤成交电量}}$  包括西电东送计划事后调整确定后的电量、自主交易成交的电量、偏差电量交易成交电量、实际未成交电量。合约价格  $P_{\text{燃煤成交电量}}$  为上述所有电量的加权平均值。

按照西电东送框架协议，云电送粤框架协议电量中的燃煤发电电量按省内、省外用电量占比纳入年度优先发电计划，双方年初商定电量，参与广东电力市场交易。年度合同按照云南省燃煤发电基准价上浮 20% 顺推形成落地电价结算。参与广东现货市场的电量，当价格低于云南省月度燃煤发电结

算价格时，按照云南省月度燃煤发电结算价格结算；当价格高于云南省月度燃煤发电结算价格时，按照广东现货市场价格结算。云电送桂电量及价格形成机制参照执行。上述煤电参与西电东送的市场机制和价格机制确定前，煤电西电东送计划电量暂按现行西电东送价格机制结算，煤电参与西电东送的市场机制和价格机制确定后，根据要求进行清算。

## 2. 少发电量考核

为激励燃煤发电企业全力完成交易计划，发用电结束后，参照清洁能源市场，由调度机构对燃煤发电企业的少发电量进行责任界定。燃煤发电企业偏差电量交易结束后，如还有少发电量，对燃煤发电企业自身原因造成的少发电量进行考核。其中，对于因西电东送计划电量事后调增导致的燃煤发电企业少发电量给予免责。

少发电量考核电费  $F_{\text{少发考核电费}}$  = min (max (调度界定自身原因少发电量，偏差交易后的少发电量) + (西电东送事后调增后的电量 - 西电东送计划电量), 0) × 煤电市场自主交易加权成交均价 (烟煤无烟煤与褐煤分别计算) × 5%

## 3. 结算电费

燃煤发电企业结算电费  $F_{\text{燃煤结算电费}}$  为：

$$F_{\text{燃煤结算电费}} = \min(Q_{\text{燃煤成交电量}}, Q_{\text{燃煤上网电量}}) \times P_{\text{燃煤成交电量}} + F_{\text{少发考核电费}}$$

其中， $Q_{\text{燃煤上网电量}}$  为燃煤发电企业的上网电量。

## 4. 预结算和正式结算

煤电实际分配的西电东送计划电量未确定前，暂按预分配的西电东送计划电量按照上述结算办法进行预结算，待实

际电量和价格确定后，再开展正式结算。

## （二）用户侧结算

批发交易用户自主交易成交的煤电电量、实际分摊的未成交煤电电量、煤电-清洁能源电量置换交易成交电量纳入批发交易用户月度合约中，按照《云南电力市场结算管理办法》中的结算原则进行结算。

## （三）煤电电量发用两侧结算差额资金

燃煤发电企业发用两侧结算差额资金纳入电力成本分担机制统一平衡，根据正式结算结果相应开展差额资金结算工作。

差额资金=用户侧自主成交的煤电电量×成交加权价格+实际分摊的煤电未成交电量×分摊加权均价-（燃煤发电企业结算的总电费-燃煤发电企业结算的西电东送总电费）-（煤电成交量+用户实际分摊的煤电电量-（煤电上网电量-煤电实际西电东送电量））×月度偏差电量基准价

其中，燃煤发电企业结算的西电东送总电费=燃煤发电企业事后调整确定的西电东送电量×西电东送电量结算价格。

## （四）免责和清退

1. 如由于年度和月度交易前分别计算的用户最低应购买的煤电电量大于事后计算的实际应购买的煤电电量，导致用户实际购买成交的煤电电量大于实际应购买的煤电电量，相应对用户超额购买的煤电电量费用进行清算，向用户清退；导致的清洁能源电厂超发电量予以免责。

用户侧受影响的超额购买煤电电量= $\min(\text{用户自主成交的煤电电量}, \max(\text{年度交易前计算的用户最低应购买的煤电电量}, \text{月度交易前计算的用户最低应购买的煤电电量})) - \text{用户实际应购买的煤电电量}$ ，如计算结果小于0则取0。用户侧受影响的超额购买煤电电量计算发布后不再调整。

向用户清退的电费= $\text{用户侧受影响的超额购买煤电电量} \times (\text{用户实际购买成交的煤电电量加权均价} - \text{月度上调服务基准价})$ ，如计算结果小于0则取0。清退的电费由电力成本分担机制支付。

相应对清洁能源发电企业超发电量进行免考核，免考核总电量按照用户侧受影响的超额购买煤电电量确定，对清洁能源电厂按照实际超发电量等比例分摊免责电量。

2. 如由于年度和月度交易前分别计算的用户最低应购买的煤电电量小于事后计算的实际应购买的煤电电量，导致用户自主成交的煤电电量小于实际应购买的煤电电量，相应对用户受影响的少购煤电电量费用进行清算，向用户清退；导致的清洁能源电厂少发电量予以免责。

用户侧受影响的少购煤电电量= $\text{用户实际应购买的煤电电量} - \max(\text{用户自主成交的煤电电量}, \min(\text{年度交易前计算的用户最低应购买的煤电电量}, \text{月度交易前计算的用户最低应购买的煤电电量}))$ ，如计算结果小于0则取0。

向用户清退的电费= $\text{用户侧受影响的少购煤电电量} \times (\text{用户侧实际分摊未成交电量价格} \times 5\%)$ ，如计算结果小于0则取0。清退的电费由电力成本分担机制支付。

相应对清洁能源发电企业少发电量进行免考核，免考核总电量按照用户侧受影响的少购煤电电量确定，对清洁能源电厂按照实际少发电量等比例分摊免责电量。

### 三、燃煤发电电量成本零售侧疏导

售电公司与零售用户的零售套餐费用由售电公司与零售用户自主定价成交的套餐电费和按规则分摊的售电公司煤电电量成本两部分组成。自主定价成交的套餐不得重复向零售用户分摊煤电电量成本。由昆明电力交易中心计算售电公司购买和分摊的煤电电量成本，等额单独向零售用户侧疏导分摊，其中高耗能用户每千瓦时实际应购买的煤电电量分摊的煤电成本应比非高耗能用户高 20%燃煤基准价，具体计算方式如下：

售电公司分摊至零售用户的煤电电量成本=售电公司煤电合约电量×（煤电合约价格-月度上调服务基准价）-向用户清退的电费。

其中，售电公司煤电合约电量=煤电市场自主成交电量+实际分摊的未成交电量。煤电-清洁能源电量置换交易结果不影响售电公司煤电合约电量。

非高耗能用户每千瓦时实际应购买的煤电电量分摊价格=（售电公司分摊至零售用户的煤电电量成本-0.2×燃煤基准价×售电公司代理的高耗能用户实际应购买的煤电电量）/售电公司代理用户实际应购买的煤电电量，如小于 0 则取 0。

高耗能用户每千瓦时实际应购买的煤电电量分摊价格=

(售电公司分摊至零售用户的煤电电量成本-非高耗能用户每千瓦时实际应购买的煤电电量分摊价格×售电公司代理的非高耗能用户实际应购买的煤电电量) /售电公司代理的高耗能用户实际应购买的煤电电量。

无售电公司代理零售用户按批发用户相同规则分摊未成交煤电电量并进行电费结算。

电网企业代理购电用户侧价格按照代理购电有关政策执行。

## **四、燃煤发电调节容量市场**

### **(一) 市场主体**

先期暂为未自建新型储能设施或未购买共享储能服务达到装机规模 10%的风电和光伏发电企业(含已建成项目)、全省烟煤无烟煤发电企业。

### **(二) 燃煤发电调节容量市场交易组织**

1. 按照“谁受益，谁承担”的原则，先期鼓励未自建新型储能设施或购买共享储能服务达到装机规模 10%的风电和光伏发电企业(含已建成项目)，向省内燃煤发电企业购买系统调节服务。燃煤发电企业最大发电能力和最小发电能力之间的可调节空间参与调节容量市场交易，试行期先按烟煤无烟煤发电企业额定装机容量的 40%参与燃煤发电调节容量市场交易(褐煤发电企业暂不参与)。

2. 组织烟煤无烟煤发电企业和未按装机规模 10%自建新型储能设施或未购买共享储能服务的风电场和光伏发电企业(含已建成项目)，以双边交易方式开展，标的物为年

度调节容量。新能源发电企业所购容量超出自用部分可参与调节容量市场交易。

3. 煤电调节容量价格由买卖双方在 220 元 / 千瓦 · 年上下浮动 30% 范围内申报，不多于两位小数。申报时应同时明确交易标的物交割起始月度，且交割起始月不得早于申报时间当月，交割终止月度统一为当年 12 月。

成交价格=申报价格×交割月度数÷12，保留两位小数。其中交割月度数为交割起始月度至当年 12 月的月度数。

### **(三) 燃煤发电调节容量市场结算**

对于在调节容量市场成交的容量，按照成交的容量和价格对成交双方进行结算。风电场和光伏发电企业支付调节容量市场电费，燃煤发电企业获得调节容量市场电费。

截止月度最后自然日，未足额自建新型储能设施、未足额购买共享储能服务且未足额购买燃煤发电系统调节服务的新能源项目，当月上网电价按清洁能源市场交易均价（即月度上调服务基准价）的 90% 结算，原上网电价均价低于清洁能源市场交易均价的 90% 的，按照原上网电价结算。

与原上网电价之间的结算差额资金纳入电力成本分担机制。

## **五、保障措施**

(一) 确保居民、农业用电价格稳定。居民（含执行居民电价的学校、社会福利机构、社区服务中心等公益性事业用户）、农业用电由电网企业保障供应，执行目录销售电价政策，不参与分摊燃煤发电电量。

（二）保持改革期间电价总体稳定。为防止燃煤发电市场化改革过程中电力市场价格大幅波动、对工商业用户正常生产经营造成负面影响，综合考虑近年来水电价格变化情况，试行期内水电和新能源全年分月电量电价加权平均电价在前3年年度市场均价上下浮动10%区间内形成，超过上限部分纳入电力成本分担机制。买卖双方可区分汛期、枯期发用电情况自主协商确定月度、月内等不同交易结算价格。试行期内水电和新能源发电企业与一般工商业用户、中小微企业交易价格原则上保持基本稳定。根据上述原则在具体执行中做好交易价格约束控制，水电和新能源开展年度、月度、日等各类周期的电力直接交易时，分月（及日交易）申报价格不超过前三年对应的月度上调服务基准价的算数平均值的上下浮动10%区间。

（三）鼓励燃煤发电企业增发保供。综合考虑燃煤发电市场交易和燃煤发电企业生产经营状况，视情通过电力成本分担机制对燃煤发电企业成本进行合理补偿，建立燃煤发电枯期多发奖励机制，保障燃煤发电企业正常生产供应不受影响。加快制定云南省电力成本分担机制管理办法，调节资金提取有关政策在调整前继续执行，视市场成熟度和电力行业发展需要逐步完善。

（四）着力增加电煤供应。严格执行省发展改革委、省能源局《关于落实煤炭市场价格形成机制的通知》（云发改价格〔2022〕925号），加大市场监管力度，稳定电煤市场价格。积极采取有效措施，加快提升省内电煤安全生产供应

能力。继续实施外购煤鼓励政策。

（五）支持新能源加快发展。综合考虑风光资源、开发成本，区分存量与增量，严格执行现行政策，坚持市场化改革方向，择机出台新能源价格形成机制相关政策，保障新能源开发合理收益，充分调动各方面积极性，加快建设新能源大省。强化新能源落实储能或调节服务责任，并与储能电价政策、分时电价机制改革相协调，实现不同调节方式的成本收益保持相对平衡，共同维护电力系统运行安全。

（六）加强电力市场监管。发展改革部门会同相关部门要密切关注煤炭、电力市场动态和价格变化，及时查处市场主体价格串通、哄抬价格、实施垄断协议、滥用市场支配地位等行为，对典型案例公开曝光，维护良好市场秩序。指导发电企业特别是市场份额大的企业统筹考虑市场承受能力，合理参与电力市场报价，促进市场交易价格合理形成。

本办法为《云南省燃煤发电市场化改革实施方案（试行）》配套办法，有效期保持一致，国家能源局云南监管办公室会同省发展改革委、省能源局负责解释，并根据市场运行情况开展动态评估，视需要及时作出调整修订。

附表 1：燃煤发电企业基本情况表

燃煤发电企业	额定装机容量（万千瓦）	设计煤种
昆明	60	烟煤
阳宗海	60	烟煤
宣威	60	烟煤
曲靖	120	烟煤
滇东	240	无烟煤
雨汪	120	无烟煤
小龙潭	60	褐煤
红河	60	褐煤
巡检司	60	褐煤
镇雄	120	无烟煤
威信	120	无烟煤