

附件

东北区域电力市场结算实施细则

(征求意见稿 V1.0)

1.总则

为进一步完善东北区域电力市场体系、更好融入全国统一电力市场，规范电力市场电费结算行为，保障电力市场公平、公正、高效运营，维护电力交易各方的合法权益和社会公众利益，促进电力资源优化配置，落实《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）及其配套文件要求，根据《中华人民共和国能源法》《中华人民共和国电力法》《电力监管条例》《电力市场运行基本规则》《电力现货市场基本规则（试行）》《电力中长期市场基本规则》《电力市场注册基本规则》《电力市场计量结算基本规则》《电力市场信息披露基本规则》等规定，结合东北区域实际，制定本细则。

2.适用范围

本细则适用于在电力市场从事电力市场交易、参与电费结算活动的所有市场主体，包括但不限于：发电企业、售电公司、电力用户、新型经营主体、电网企业、市场运营机构等经政府批准参与电力市场交易的实体。

本细则适用于电费账单涵盖的费用结算，包括省间电力中长期

交易、省间电力现货市场的电费结算，以及容量电费、权益电费等市场外电费结算。

3.市场成员

经营主体应当按照《电力市场注册基本规则》及各省（区）电力市场实施细则要求，在电力交易平台办理市场注册、变更与注销，并进行实名认证。经营主体在履行市场注册程序后，参与区内省间市场。本细则所有电力市场成员的权利和义务遵照《电力市场运行基本规则》《电力市场计量结算基本规则》等有关规定执行。

本细则所称电力交易机构指北京电力交易中心市场交五部（以下简称京交五部）、各省（区）电力交易中心（以下简称省级交易机构）；本细则所称电力调度机构指东北电力调度控制中心（以下简称网调）及各省（区）电力调度控制中心（以下简称省调）。

本细则所称电网企业指国家电网有限公司东北分部（以下简称国网东北分部），国网辽宁省电力有限公司、国网吉林省电力有限公司、国网黑龙江省电力有限公司、国网内蒙古东部电力有限公司（以下简称各省电网公司）。

4.结算流程

4.1 结算准备

各责任主体需按时限依法依规提供真实、完整、准确地结算原始数据。

（一）网调应向京交五部、各省电网公司提供数据如下：

（1）日度数据。各省现货运行前1日（D-1）（日度数据按自

然日为单位计算，下同），网调将 D 日省间日前出清结果等相关数据推送至京交五部，并同步发送至各省电网公司。运行日后第 1 日（ $D+1$ ）将 D 日省间日内出清结果以及省间中长期、日前、日内交易的执行结果（各省各外送、外受关口的净功率曲线）等相关结算数据推送至京交五部，并同步发送至各省电网公司。

（2）月度数据。每月（ M 月）第 1 个工作日（月度数据按工作日为单位计算，下同）24:00 前提供 $M-1$ 月各省各外送、外受关口的历史差错电量至京交五部，并同步发送至各省电网公司。

（二）京交五部应向各省电网公司提供数据如下：

日度数据。运行日前 1 日（ $D-1$ ），京交五部将 D 日省间中长期交易结果等相关数据推送至网调，并同步发送至各省电网公司。

4.2 结算计算

结算计算分为日清算与月结算：

（1）日清算。 $D+3$ 日 24:00 前，京交五部完成 D 日日清分计算并发布临时日清分结果供市场经营主体确认及反馈意见；京交五部将各科目费用详细数据、计算过程及日清分结算单发送各省电网公司。

（2）月结算。每月第 5 个工作日 24:00 前，京交五部根据市场化电费计算结果，出具经京交五部核对的上月结算依据并发布给市场经营主体，并同步发送至各省电网公司进行校核。

4.3 结算校核

（1）市场经营主体应在每月第 6 个工作日 24:00 前完成结算依

据的核对、反馈和确认，逾期未反馈视为自动确认。

(2) 各省电网公司应在每月第 6 个工作日 24:00 前完成结算依据的校核。

4.4 发布正式结算依据

京交五部应于每月第 8 个工作日 24:00 前，于交易平台发布经风控审核正式结算依据。

4.5 发布电费账单与收付款

(1) 各省电网公司根据正式结算依据及非市场化电费计算结果编制电费账单，并于每月第 10 个工作日 24:00 前向市场经营主体发行上月电费账单。

(2) 各省电网公司按规则要求，依据电费账单完成电费收付工作，并保障电费资金安全。

(3) 市场经营主体未按规定时限缴纳电费的，各省电网公司在逾期次日启动催缴。可根据逾期程度，依法依规采取收取违约金、暂停市场交易资格、启用履约保函或信用担保物抵扣欠费等措施。

5. 电能量市场电费

5.1 省间发电侧电能量电费

省间发电侧电能量电费包含省间交易电费、关口增量购电电费、关口增量售电电费、应急调度电费等，计算公式如下：

$$F_{\text{电能}} = F_{\text{省间交易}} - F_{\text{关口购电}} + F_{\text{关口售电}} + F_{\text{应急调度}}$$

式中：

$F_{\text{电能}}$ 为省间发电侧电能量电费；

$F_{\text{省间交易}}$ 为省间交易电费；

$F_{\text{关口购电}}$ 为省间交易卖方在送端省外送关口节点的购电电费；

$F_{\text{关口售电}}$ 为省间交易买方在受端省外受关口节点的售电电费；

$F_{\text{应急调度}}$ 为省间应急调度电费。

5.1.1 省间交易电费

省间交易电费包括省间中长期电费、省间日前市场电费、省间日内市场电费等，计算公式如下：

$$F_{\text{省间交易}} = F_{\text{省间中长期}} + F_{\text{省间日前}} + F_{\text{省间日内}}$$

式中：

$F_{\text{省间交易}}$ 为省间交易电费；

$F_{\text{省间中长期}}$ 为省间中长期电费；

$F_{\text{省间日前}}$ 为省间日前市场电费；

$F_{\text{省间日内}}$ 为省间日内市场电费。

其中，

$$F_{\text{省间中长期}} = \sum (Q_{\text{省间中长期}} \times P_{\text{省间中长期}})$$

$$F_{\text{省间日前}} = \sum (Q_{\text{省间日前}} \times P_{\text{省间日前}})$$

$$F_{\text{省间日内}} = \sum (Q_{\text{省间日内}} \times P_{\text{省间日内}})$$

式中：

$F_{\text{省间中长期}}$ 为省间中长期电费；

$Q_{\text{省间中长期}}$ 为省间中长期合约分时电量（考虑网损折算，下同），省间中长期合约执行电量以市场运营机构调整后的分时

电量为准。各合约分时电量按输电通道实际送电量等比例调整。

$P_{\text{省间中长期}}$ 为省间中长期合约价格；

$F_{\text{省间日前}}$ 为省间日前市场电费；

$Q_{\text{省间日前}}$ 为省间日前出清电量（考虑网损折算，下同）；

$P_{\text{省间日前}}$ 为省间日前出清价格；

$F_{\text{省间日内}}$ 为省间日内市场电费；

$Q_{\text{省间日内}}$ 为省间日内出清电量（考虑网损折算，下同）；

$P_{\text{省间日内}}$ 为省间日内出清价格。

5.1.2 关口增量购电电费

$$F_{\text{关口购电}} = \sum (Q_{\text{省间中长期}} \times P_{\text{外送关口实时节点}}) + \sum (Q_{\text{省间日前}} \times P_{\text{外送关口实时节点}}) + \sum (Q_{\text{省间日内}} \times P_{\text{外送关口实时节点}})$$

式中：

$F_{\text{关口购电}}$ 为关口增量购电电费；

$Q_{\text{省间中长期}}$ 为省间中长期合约分时电量，省间中长期合约执行电量以市场运营机构调整后的分时电量为准。各合约分时电量按输电通道实际送电量等比例调整。

$Q_{\text{省间日前}}$ 为省间日前出清电量；

$Q_{\text{省间日内}}$ 为省间日内出清电量；

$P_{\text{外送关口实时节点}}$ 为外送关口所在节点的省内实时市场价格。

5.1.3 关口增量售电电费

$$F_{\text{关口售电}} = \sum (Q_{\text{省间中长期}} \times P_{\text{外受关口实时节点}}) + \sum (Q_{\text{省间日前}} \times P_{\text{外受关口实时节点}}) + \sum (Q_{\text{省间日内}} \times P_{\text{外受关口实时节点}})$$

式中：

$F_{\text{关口售电}}$ 为关口增量售电电费；

$Q_{\text{省间中长期}}$ 为省间中长期合约分时电量，省间中长期合约执行电量以市场运营机构调整后的分时电量为准。各合约分时电量按输电通道实际送电量等比例调整。

$Q_{\text{省间日前}}$ 为省间日前出清电量；

$Q_{\text{省间日内}}$ 为省间日内出清电量；

$P_{\text{外受关口实时节点}}$ 为外受关口所在节点的省内实时市场价格。

5.1.4 省间应急调度电费

省间应急调度电量按照对应的合约电价与外送关口所在节点的省内实时市场价格价差计算应急调度电费，计算公式如下：

$$F_{\text{应急调度}} = \sum [Q_{\text{应急调度}} \times (P_{\text{应急调度}} - P_{\text{外送关口实时节点}})]$$

式中：

$F_{\text{应急调度}}$ 为省间应急调度电费；

$Q_{\text{应急调度}}$ 为省间应急调度电量；

$P_{\text{应急调度}}$ 为省间应急调度价格；

$P_{\text{外送关口实时节点}}$ 为外送关口所在节点的省内实时市场价格。

5.2 用户侧电能量电费

省间用户侧电能量电费包含省间交易电费、关口增量购电电费、关口增量售电电费、权益电费等，计算公式如下：

$$F_{\text{电能}} = F_{\text{省间交易}} - F_{\text{关口购电}} + F_{\text{关口售电}}$$

式中：

$F_{\text{电能}}$ 为省间用户侧电能量电费；

$F_{\text{省间交易}}$ 为省间交易电费；

$F_{\text{关口购电}}$ 为省间交易卖方在送端省外送关口节点的购电电费；

$F_{\text{关口售电}}$ 为省间交易买方在受端省外受关口节点的售电电费；

5.2.1 省间交易电费

省间交易电费包括省间中长期电费、省间日前市场电费、省间日内市场电费等，计算公式如下：

$$F_{\text{省间交易}} = F_{\text{省间中长期}} + F_{\text{省间日前}} + F_{\text{省间日内}}$$

式中：

$F_{\text{省间交易}}$ 为省间交易电费；

$F_{\text{省间中长期}}$ 为省间中长期电费；

$F_{\text{省间日前}}$ 为省间日前市场电费；

$F_{\text{省间日内}}$ 为省间日内市场电费。

其中，

$$F_{\text{省间中长期}} = \sum (Q_{\text{省间中长期}} \times P_{\text{省间中长期}})$$

$$F_{\text{省间日前}} = \sum (Q_{\text{省间日前}} \times P_{\text{省间日前}})$$

$$F_{\text{省间日内}} = \sum (Q_{\text{省间日内}} \times P_{\text{省间日内}})$$

式中：

$F_{\text{省间中长期}}$ 为省间中长期电费；

$Q_{\text{省间中长期}}$ 为省间中长期合约分时电量，省间中长期合约执行电量以市场运营机构调整后的分时电量为准。各合约分时电量按输电通道实际送电量等比例调整。

$P_{\text{省间中长期}}$ 为省间中长期合约价格；

$F_{\text{省间日前}}$ 为省间日前市场电费；

$Q_{\text{省间日前}}$ 为省间日前出清电量；

$P_{\text{省间日前}}$ 为省间日前出清价格；

$F_{\text{省间日内}}$ 为省间日内市场电费；

$Q_{\text{省间日内}}$ 为省间日内出清电量；

$P_{\text{省间日内}}$ 为省间日内出清价格。

5.2.2 关口增量购电电费

$$F_{\text{关口购电}} = \sum (Q_{\text{省间中长期}} \times P_{\text{外送关口实时节点}}) + \sum (Q_{\text{省间日前}} \times P_{\text{外送关口实时节点}}) + \sum (Q_{\text{省间日内}} \times P_{\text{外送关口实时节点}})$$

式中：

$F_{\text{关口购电}}$ 为关口增量购电电费；

$Q_{\text{省间中长期}}$ 为省间中长期合约分时电量，省间中长期合约执行电量以市场运营机构调整后的分时电量为准。各合约分时电量按输电通道实际送电量等比例调整。

$Q_{\text{省间日前}}$ 为省间日前出清电量；

$Q_{\text{省间日内}}$ 为省间日内出清电量；

$P_{\text{外送关口实时节点}}$ 为外送关口所在节点的省内实时市场价格。

5.2.3 关口增量售电电费

$$F_{\text{关口售电}} = \sum (Q_{\text{省间中长期}} \times P_{\text{外受关口实时节点}}) + \sum (Q_{\text{省间日前}} \times P_{\text{外受关口实时节点}}) + \sum (Q_{\text{省间日内}} \times P_{\text{外受关口实时节点}})$$

式中：

$F_{\text{关口售电}}$ 为关口增量售电电费；

$Q_{\text{省间中长期}}$ 为省间中长期合约分时电量，省间中长期合约执行电量以市场运营机构调整后的分时电量为准。各合约分时电量按输电通道实际送电量等比例调整。

$Q_{\text{省间日前}}$ 为省间日前出清电量；

$Q_{\text{省间日内}}$ 为省间日内出清电量；

$P_{\text{外受关口实时节点}}$ 为外受关口所在节点的省内实时市场价格。

5.3 独立储能、虚拟电厂电能量电费

独立储能、虚拟电厂分别根据其发用电主体身份，参照发电侧、用户侧结算。

6.容量电费

6.1 容量电费结算

容量电费为可靠容量、容量补偿标准和容量供需系数三者的乘积，计算公式如下：

$$F_{\text{容量}} = C_{\text{容量}} \times P_{\text{容量}} \times \beta$$

其中，

$F_{\text{容量}}$ 为主体容量补偿费用；

$C_{\text{容量}}$ 为主体可靠容量；

$P_{\text{容量}}$ 为主体容量补偿标准；

β 为系统容量供需系数。

其中，省间外购电纳入系统可靠容量计算。采取独立控制区送电的，视为省内机组计算可靠容量；以其他方式送电的，外送电可

可靠容量为合同约定的通道落地点最大送电功率乘以可靠容量系数，可靠容量系数按近3年系统净负荷高峰时段送电曲线平均负荷率的最小值确定。平均负荷率=平均送电功率÷当年合同约定的通道落地点最大送电功率，大于1时取1；容量补偿标准为受端省市场边际机组在电能量和辅助服务市场不能回收的固定成本；系统容量供需系数为受端省系统需求（含外送功率及合理备用）与可靠容量总和的比值。

6.2 容量电费考核

容量电费考核可基于可靠容量的确认方式按以下两种方式开展：

（1）按可靠容量确定可靠容量的，按年一次性考核：

按可靠容量进行补偿的，按年一次性考核。对于省间外购电，除由于输电设施故障等原因外，在全年系统净负荷高峰时段通道未按约定提供可靠容量，则扣除不足可靠容量部分的全年容量补偿费用。

（2）按申报容量确定可靠容量的，按月分次考核：

按申报容量进行补偿的，按月分次考核。对于省间外购电，除由于输电设施故障等原因外，在月内系统净负荷高峰时段发生一次未按照约定提供所申报容量，则扣除不足申报容量部分的当月容量补偿费用，自然年内发生三次且不在同月内未按约定提供所申报容量，扣减全年容量电费。

容量电费由受端省全体工商业用户用电量、电网侧独立新型储

能电站充电电量、抽水蓄能抽水电量和省内未参与电能量市场交易的上网电量以及外送电量按电量比例分摊，具体分摊比例由省级价格主管部门确定。

7.权益电费

发电企业权益结算费用包括绿色电力环境权益电费，计算公式如下：

$$F_{\text{绿色电力环境权益}} = \sum (Q_{\text{绿电对应绿色电力环境权益}} \times P_{\text{绿色电力环境权益}})$$

式中：

$F_{\text{绿色电力环境权益}}$ 为绿色电力环境权益费用；

$Q_{\text{绿电对应绿色电力环境权益}}$ 为当月绿电对应绿色电力环境权益电量；

$P_{\text{绿色电力环境权益}}$ 为绿色电力环境权益价格。

其中：

$$Q_{\text{绿电对应绿色电力环境权益}} = \text{Min} (Q_{\text{绿电合同电量}}, Q_{\text{扣除机制电量的剩余上网电量}}, Q_{\text{用户用电量}})$$

8.网损费用

网损费用等于结算电量与网损折价的乘积，网损折价根据综合网损率计算。省间交易网损费用由买方主体承担。

9.输配电费

输配电费是随电费结算收取的，用于补偿电网经营企业为输送和分配电能所发生的全部成本支出和合理收益的科目。

输配按费用收取类型分为输配电量电费、输配容量电费、输配需量电费等。输配电量电费等于结算电量与输配电价的乘积，输配

容量电费、输配需量电费按照相关规定执行。

省间交易输配电费由买方主体承担。

10.系统运行费

辅助服务费用、容量电费等由用户身份承担的费用纳入系统运行费疏导，由各省工商业用户用电量、电网侧独立新型储能电站充电电量、抽水蓄能抽水电量和省内未参与电能量市场交易的上网电量以及外送电量按电量比例分摊，具体分摊比例由省级价格主管部门确定。

11.风险防控

11.1 电力市场结算风险监测机制

电力交易机构要建立逐日盯市机制，对参与电力市场交易的经营主体交易行为、结算计算情况以及结算担保品使用情况开展每日监测。电力交易机构要每日向电网企业财务部门报送监测数据。电网企业按月向各省省级价格主管部门报送本省风险监测汇总情况。

11.2 电力市场电费结算风险评估和处置机制

电网企业要根据监测数据，及时做好电费结算风险评估，充分考虑不同市场主体在交易方式、风险特征、资产状况和承受能力等方面的差异，对发电企业、售电公司和直接参与批发市场交易的电力用户实施差异化管理，履约保函须由国有商业银行出具，不得使用附带前置条件或免责条款的保险类产品。在发现经营主体履约风险敞口明显扩大、履约保障能力不足或存在其他影响电费结算安全情形时，应及时进行风险提示，根据风险程度依法依规采取相应的

风险处置措施。对于担保品额度不足的经营主体，由电力交易机构要求其及时补足，补足前暂停其参与中长期集中交易及现货日前市场交易。风险处置的相关情况应及时向各省省级价格主管部门报告。

11.3 组织实施

电网企业要主动承担电费结算风险监测和防控的主体责任，完善配套机制，建设技术支持系统，研究制定具体的电费结算风险监测与履约保障实施方案，并按规定报送价格主管部门备案。电力交易机构要严格按照《电力市场计量结算基本规则》提供交易合同和电子交易单等结算基础数据，配合电网企业做好电力市场结算复核和电费结算风险监测工作。电网企业要按照国家核定价格水平收取输配电费，输配电费严禁以任何形式用于电力市场交易结算风险的兜底垫付。由于电力市场交易产生的欠费损失应由电力交易机构股东依法依规承担，不得向输配电环节和市场经营主体传导。各单位在执行过程中如遇重大问题和情况，要及时报告各省省级价格主管部门。