朝阳市发展和改革委员会
朝阳市工业和信息化局 文件

朝发改发〔2026〕72号

关于转发《关于建立发电侧可靠容量补偿机制的通知》的通知

各县（市）区发改局、工信局，国网朝阳供电公司，各有关经营主体:

现将辽宁省发展和改革委员会、工业和信息化局《关于建立发电侧可靠容量补偿机制的通知》（辽发改价格〔2026〕600号）转发给你们，请认真贯彻执行。

附件：关于建立发电侧可靠容量补偿机制的通知

朝阳市发展和改革委员会　　朝阳市工业和信息化局

2026年11月11日

（此件公开发布）

关于建立发电侧可靠容量补偿机制的通知

各市发展改革委、工业和信息化局，国网辽宁省电力有限公司、国网东北分部、辽宁电力交易中心有限公司，有关经营主体:

为适应新型电力系统和电力市场体系建设需要，引导调节性电源平稳有序建设，保障电力安全稳定运行，加快构建适应新型能源体系的价格机制，按照国家发展改革委、国家能源局《关于完善发电侧容量电价机制的通知》（发改价格〔2026〕114号）等部署要求，结合我省电力市场运行情况，建立发电侧可靠容量补偿机制，现将有关事项通知如下。

一、实施范围

本通知实施范围现阶段包括合规在运的公用煤电机组、电网侧独立新型储能电站及省间外购电（目前暂仅考虑直流通道送电方式及纳入我省电力电量平衡的省外机组）。未来可结合电力市场建设情况逐步扩展至天然气发电、抽水蓄能等其他电源。省发展改革委（能源局）对纳入可靠容量补偿机制实施范围的主体清单进行认定后，书面告知省电力公司和相关主体，定期对清单进行动态调整。

对于纳入补偿范围的新建煤电机组、电网侧独立新型储能电站，自正式商运的次月起执行发电侧可靠容量补偿机制。

二、可靠容量核定

省发展改革委按年核定各类型电源的可靠容量，并将核定结果书面告知省电力公司和相关主体。

三、可靠容量补偿标准

统筹考虑电力供需关系、用户承受能力、电力市场建设进展等因素，以弥补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为基础，按年度确定可靠容量补偿标准。2027 年度可靠容量补偿标准按照 370 元/千瓦·年（含税）执行。后续结合我省电力市场运行以及机组成本变化情况适时调整。

四、可靠容量补偿电费结算

电源当年可获得的可靠容量补偿电费，按当年核定的可靠容量、可靠容量补偿标准、容量供需系数三者的乘积，减去上一年度的差额容量、可靠容量补偿标准、容量供需系数三者的乘积计算确定。

可靠容量补偿电费由省电力公司按月结算、按年清算。月度结算时，按当年核定的可靠容量、可靠容量补偿标准及容量供需系数执行；年度清算时，按上一年度的差额容量、可靠容量补偿标准及容量供需系数进行扣减，次年 2 月起平均分摊至本年度各月。

五、可靠容量补偿电费分摊

可靠容量补偿电费由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、省级辖区内抽水蓄能电站抽水电

量及外送电量进行分摊。

六、相关配套措施

（一）完善市场交易和价格机制

发电侧可靠容量补偿机制建立后，中长期交易价格下限调整为现货市场出清价格下限。《辽宁省电力市场结算实施细则》（试行 4.0 版）中“电力现货市场全天统一结算点加权均价限制不高于燃煤基准电价 1.5 倍”条款不再执行。

2027 年底前取消强制中长期签约比例相关考核要求。省内煤电机组可自愿选择采用年度至月度中长期交易合同各时段电量的一定比例与现货市场价格联动等灵活价格机制，并在中长期交易合同中明确。选择价格联动的，按 370 元/千瓦·年标准执行可靠容量补偿机制，并配套运行成本补偿机制；选择不联动的，中长期交易全部电量可签订固定价格合同，按 165 元/千瓦·年标准执行可靠容量补偿机制，暂不执行运行成本补偿。根据我省电力市场建设情况，逐步实现不再区分是否签订联动中长期合同，同步实行可靠容量补偿机制和运行成本补偿机制。

优化省间外购电价格形成机制，鼓励 90%的合同电量执行省内年度中长期交易均价，其余 10%的合同电量执行省内现货市场价格，推动市场交易价格真实反映电力供需基本面。

完善零售套餐价格形成机制，丰富零售套餐品种，合理优化套餐调整频次，扩大零售用户交易自由度，加强零售市

场信息披露，推动电力市场化改革红利充分传导至终端用户。

（二）建立发电侧可靠容量补偿电费扣减机制

配套执行《辽宁省发电侧可靠容量补偿电费扣减办法》，以激励电源增强顶峰能力为目标，根据机组实际未达到调度指令或年度核定的可靠容量的差额容量进行扣减，实行“按效付费、按年清算”。

（三）建立发电侧成本调查机制

配套执行《辽宁省发电侧运行成本调查实施细则》，同步建立成本审查机制，定期对各项数据进行收集和审查，规范成本申报、审核、争议处理与核验流程。

（四）建立电力市场报价替换机制

适时出台《辽宁省电力市场报价替换办法》，针对现货市场异常报价、行使市场力、价格信号失真等问题，在触发行为性测试条件时，启动行为性测试报价替换，推动现货市场价格回归真实成本与供需关系。目前执行《辽宁省现货电能量市场交易实施细则》（试行 4.0 版）中的市场力缓解措施，及时评估执行效果，适时优化完善相关政策。

（五）建立发电侧运行成本补偿机制

配套执行《辽宁省发电侧运行成本补偿实施细则》，根据煤电机组运行成本，对其为保障系统安全而产生的损失予以合理补偿，充分调动机组参与保供的积极性，现行市场规则下的其他发电侧补偿不再执行。

（六）建立用户电价承受能力评估制度

研究编制《辽宁省用户电价承受能力评估指引》，将用户电价承受能力评估结果作为确定可靠容量补偿标准，制定电力系统调节能力及新能源和新型储能发展规划、方案等，核准抽水蓄能等项目的重要依据。未开展用户电价承受能力评估的相关项目，不得纳入规划及核准，不得给予可靠容量补偿。

七、其他要求

（一）做好政策衔接

发电侧可靠容量补偿机制建立后，相关煤电机组不再执行原有容量电价政策。对纳入实施范围的电源可靠容量根据顶峰能力按统一原则进行补偿，公平反映不同电源对电力系统顶峰贡献。

（二）加强工作协同

省发展改革委会同省工业和信息化厅、东北能源监管局等有关部门，密切协作，周密组织落实，促进行业健康发展。省电力公司要做好结算工作，对可靠容量补偿电费单独归集、单独反映，建立全过程监测机制，及时研判苗头性、潜在性、趋势性问题，按月向省发展改革委报送可靠容量补偿电费结算信息统计、度电分摊执行等情况。电力交易中心要及时做好平台功能适配，确保政策平稳实施。

（三）做好政策宣传引导

各市发展改革委、工业和信息化局、省电力公司要结合

自身职能密切配合，加强政策解读和宣传引导，指导供电公司、发电企业向用户充分阐释建立可靠容量补偿机制对发挥煤电和新型储能等电源支撑调节作用、促进能源绿色低碳转型的重要意义，积极回应社会关切，确保政策有序执行。

本通知自2027年1月1日起试行，相关参数根据执行情况适时调整。现行政策与本通知不符的，以本通知为准。期间如遇国家政策调整，按国家规定执行。

附件：1.发电侧可靠容量补偿机制相关说明

2.辽宁省发电侧可靠容量补偿电费扣减办法

3.辽宁省发电侧运行成本调查实施细则

4.辽宁省发电侧运行成本补偿实施细则

辽宁省发展和改革委员会　　辽宁省工业和信息化厅

2026年11月9日

附件 1

发电侧可靠容量补偿机制相关说明

一、系统净负荷

系统净负荷=省内用电负荷（含线损）+外送负荷需求+备用容量－省内风电、光伏出力－季调节以下水电出力－不完全年调节水电出力－外购电力－除水电外非市场电源出力－可中断负荷容量。

其中，备用容量为电力系统用以平衡负荷、新能源引起的功率波动或发生事故后在规定时间内可供调用的电源容量。

季调节以下水电包括无调节（径流式）、日调节、周调节、月调节水电。

不完全年调节水电为具有一定调节库容的、能将枯水年丰水期一部分径流量储存起来，供枯水期使用的水电。

现阶段，省内用电负荷包含厂用电及自备电厂自发自用负荷，可中断负荷容量为用户根据电力系统需求可随时中断的负荷，可中断负荷容量暂取 0。

二、全年系统顶峰时段

原则上全年系统顶峰时段为电力系统全年 8760 小时的

净负荷从高到低排序，前3%的时段。初期，考虑政策平稳过渡，全年系统顶峰时段由全年系统净负荷高峰时段、月度系统净负荷高峰时段及供需紧张时段共同确定。其中，月度系统净负荷高峰时段与供需紧张时段的时段数之和按当月总时长的2%确定，全年系统顶峰时段的时段数按全年总时长的3%确定。供需紧张时段由调度机构根据实际运行情况提前在交易平台披露并同步标记。

三、全年系统顶峰时段最大持续时长

全年系统顶峰时段最大持续时长为全年系统顶峰时段中最大的持续小时数。初期，考虑对电网侧独立新型储能电站的政策扶持，全年系统顶峰时段最大持续时长暂按照8小时执行。

四、最大系统净负荷时段

最大系统净负荷时段为电力系统全年8760小时中最大系统净负荷出现的时段。

五、各类型电源的可靠容量

（一）煤电、气电、核电机组可靠容量按机组额定容量扣除综合厂用电率后确定，综合厂用电率依据近3年运行数据确定。大功率用电设备视为用户侧用电设备的，所用电量缴纳输配电费等。纳入我省电力电量平衡的省外机组另行规定。

（二）对于电网侧独立新型储能电站等发电时长受限机组，其可靠容量为交流侧最大放电功率乘以可靠容量系数，交流侧最大放电功率取年度较高及较低温度水平下实测放

电功率的较小值，可靠容量系数按交流侧最大放电功率时长除以近3年内全年系统顶峰时段最大持续时长的最高值确定，大于1时取1。

（三）外购电力直流通道可靠容量为直流通道纳入年度电力电量平衡的所有年度及以上合同约定的最大送电总功率乘以可靠容量系数，可靠容量系数按近3年内全年系统顶峰时段该通道送电平均负荷率的最小值确定。年度直流通道平均负荷率为该年全年每个系统顶峰时段平均负荷率的算术平均值，系统顶峰时段直流通道平均负荷率=该时段直流通道平均送电功率÷当年合同约定的最大总送电功率，大于1时取1。

（四）外购电力交流联络线可靠容量为所有交流联络线纳入年度电力电量平衡的年度及以上合同约定的最大送电总功率乘以可靠容量系数，可靠容量系数按近3年内全年系统顶峰时段所有交流联络线送电平均负荷率的最小值确定。年度交流联络线平均负荷率为该年全年每个系统顶峰时段平均负荷率的算术平均值，系统顶峰时段交流联络线平均负荷率=该时段交流联络线平均送电功率÷当年合同约定的最大总送电功率，大于1时取1。

（五）波动性电源（风电/光伏/季调节以下水电/不完全年调节水电）可靠容量为所有波动性电源额定容量之和乘以可靠容量系数，可靠容量系数按近3年内全年系统顶峰时段的平均负荷率和上一年全年平均负荷率的最小值确定。

波动性电源全年系统顶峰时段平均负荷率为每个全年

系统顶峰时段下所有波动性电源负荷率的算术平均值。

（六）非市场化机组可靠容量为所有非市场化机组额定容量之和乘以可靠容量系数，可靠容量系数按近3年内全年系统顶峰时段的平均负荷率和上一年全年平均负荷率的最小值确定。

非市场化机组全年系统顶峰时段平均负荷率为每个全年系统顶峰时段下所有非市场化机组负荷率的算术平均值。

六、容量供需系数

容量供需系数为系统总容量需求与总可靠容量的比值，暂参考近3年的最大值。初期，考虑用户电价承受能力，数值大于1时取1。现阶段，年度容量供需系数按照0.98执行。

其中，系统总容量需求按照最大系统净负荷时段的省内用电负荷（含线损）、外送负荷需求及备用容量之和确定。

系统总可靠容量为各类电源的可靠容量与外购电力可靠容量之和。

七、差额容量

差额容量指机组在全年系统顶峰时段内，因自身原因未能按调度指令提供其核定可靠容量的不足额度。

八、市场边际机组的选择原则

（一）参与现货市场交易且能够稳定获得市场收益；

（二）为可规模化发展、具备经济性的主力机组类型。

附件 2

辽宁省发电侧可靠容量补偿电费扣减办法

1 总则

1.1 制定依据

根据国家发展改革委、国家能源局《关于完善发电侧容量电价机制的通知》（发改价格〔2026〕114 号）规定，辽宁省发电侧可靠容量补偿机制建立后，为进一步明确可靠容量补偿电费扣减方法，充分发挥容量电价引导作用，特制定本办法。

1.2 适用范围

现阶段实施范围包括合规在运的公用煤电机组、纳入省发展改革委（能源局）清单制管理的电网侧独立新型储能及省间外购电（目前暂仅考虑直流通道送电方式）。纳入我省电力电量平衡的省外机组另行规定。

1.3 扣减原则

以激励机组增强顶峰能力为目标，对纳入可靠容量补偿机制的机组在上一年度全年系统顶峰时段内，其实际提供的容量与调度指令或年度核定的可靠容量之间的差额容量进

行扣减，实行“按效付费、按年清算”。

1.4 工作职责

1.4.1 省发展改革委

（1）负责对纳入可靠容量补偿机制实施范围的主体清单进行认定及动态调整，核定并公布可靠容量补偿电费扣减过程中的相关系数、各机组的年度可靠容量、综合厂用电率以及省间外购电可靠容量。

（2）牵头组织相关部门解决电网企业和发电企业对年度可靠容量补偿电费扣减结果存在争议的问题，并确认可靠容量补偿电费扣减最终结果。

1.4.2 省电网企业

（1）参与机组年度可靠容量的核定工作。

（2）制定可靠容量补偿扣减电费工作方案，根据电力调度机构提供的差额容量计算可靠容量补偿扣减电费。

（3）向省发展改革委、省工业和信息化厅报备年度可靠容量补偿电费扣减结果，根据经省发展改革委等相关部门确认的最终可靠容量补偿电费扣减结果，对可靠容量补偿电费进行清算。

1.4.3 省电力调度机构

（1）负责于次年初回溯确定并公布用于年度扣减的“全年系统顶峰时段”。

（2）负责记录、管理机组在全年系统顶峰时段内的运

行数据，作为扣减依据，每周第3个工作日前发布上周的差额容量。

（3）负责对供需紧张时段进行预测，并通过交易平台进行披露。

（4）负责确定各机组的年度差额容量，报请省发展改革委审批后，提交省电网企业。

（5）受理并核实发电主体的差额容量免扣减申请及异议申请，并在规定时间内予以答复。

1.4.4 发电主体

（1）应按照调度指令，在全年系统顶峰时段内履行其核定可靠容量的顶峰义务。

（2）因非自身原因导致无法履约时，应及时向电力调度机构提交免于容量差额扣减申请及相关证明。

（3）根据自身机组状况，每日申报次日出力受阻容量。

（4）对可靠容量补偿电费扣减结果有异议的，按省电网企业相关工作方案中的规定程序提出复核或申诉。

2 运行数据管理

机组在全年系统顶峰时段内的运行数据是可靠容量补偿电费扣减认定的依据。电力调度机构记录机组发电出力等指令信息，确保相关运行数据的记录和保存完整、准确。

3 差额容量认定

3.1 确定全年系统顶峰时段

电力调度机构负责在日前对次日供需紧张时段进行预测，并同步在交易平台进行披露。最终用于可靠容量补偿电费扣减的“全年系统顶峰时段”，由电力调度机构根据上一年度实际运行数据，按照发电侧可靠容量补偿机制回溯确定，报请省发展改革委于次年初向市场主体公布。

3.2 差额容量认定

差额容量指机组在全年系统顶峰时段内，因自身原因未能按调度指令提供其核定可靠容量的不足额度。

3.2.1 正常运行机组

（1）发电时长不受限机组

1）报量报价参与市场的机组，其差额容量=Avg（每个全年系统顶峰时段的差额容量）。其中，具备 AGC 功能的机组每个全年系统顶峰时段差额容量，为该时段每 5 分钟的差额容量的算术平均值；不具备 AGC 功能的机组每个全年系统顶峰时段差额容量，按该时段每 15 分钟的差额容量算术平均计算。

对于具备 AGC 功能的机组，正常跟踪 AGC 上调指令的，每 5 分钟的差额容量=出力受阻容量×（1—综合厂用电率）×α+Max｛0，Min[核定可靠容量，该时段内调度上调指令的平均值×（1—综合厂用电率）]—该时段内机组发电出力的最大值×（1—综合厂用电率)}。未跟踪 AGC 上调指令的，

每 5 分钟的差额容量=出力受阻容量×（1－综合厂用电率）×α+Max[0，核定可靠容量－出力受阻容量×（1－综合厂用电率）－该时段内机组发电出力的最大值×（1－综合厂用电率）]。其中，AGC 上调指令跟踪判别公式为：θ=每 5 分钟内 AGC 上调指令平均值÷该 5 分钟内机组发电出力最大值，当 θ 大于（1+允许偏差系数）时判别为不跟踪，当 θ 小于等于（1+允许偏差系数）时判别为跟踪，其中调度指令为包含市场出清结果与二次调频的综合指令，允许偏差系数暂定为 2%。α 为调整系数，暂定为 0.3，下同。

对于不具备 AGC 功能的机组，正常跟踪调度指令的，每 15 分钟的差额容量=出力受阻容量×（1－综合厂用电率）×α+Max[0，该时段上调调度指令平均值×（1－综合厂用电率）－该时段内机组发电出力的最大值×（1－综合厂用电率）]。未跟踪调度指令机组的，每 15 分钟的差额容量=出力受阻容量×（1－综合厂用电率）×α+Max[0，核定可靠容量－出力受阻容量×（1－综合厂用电率）－该时段内机组发电出力的最大值×（1－综合厂用电率）]。其中，调度指令跟踪判别公式为：δ=每 15 分钟内实时市场出清计划÷该 15 分钟内机组发电出力最大值，当 δ 大于（1+允许偏差系数）时判别为不跟踪，当 δ 小于等于（1+允许偏差系数）时判别为跟踪，允许偏差系数暂定为 2%。

2）报量不报价或不报量不报价参与市场的机组，其差额容量=Avg（每个全年系统顶峰时段的差额容量），每个全

年系统顶峰时段的差额容量为该时段每15分钟的差额容量算术平均值。每15分钟的差额容量=Max[0，核定可靠容量－该时段内机组发电出力的平均值×（1－综合厂用电率）]。

（2）发电时长受限的发电资源（包括电网侧独立新型储能电站等），其差额容量=Avg（每次连续的全年系统顶峰时段的差额容量），其中连续的全年系统顶峰时段初期暂取全年系统顶峰时段中大于等于4小时的时段。每次连续的全年系统顶峰时段的差额容量=核定可靠容量－该次连续的全年系统顶峰时段内的平均上网时长能力。其中，该次连续的全年系统顶峰时段内的平均上网时长能力=核定可靠容量×{Min（该次连续的全年系统顶峰时段起始时刻的储能荷电量，交流侧最大放电功率×该次连续的全年系统顶峰时段持续时长）－∑[Max（该次连续的全年系统顶峰时段内每15分钟的放电调度指令÷4－每15分钟的实际放电量，0）]}÷交流侧最大放电功率÷Min（最大放电时长，该次连续的全年系统顶峰时段持续时长）。

（3）省间外购电按照通道（主要指有稳定送电能力的直流通道）来认定差额容量，其差额容量=Avg（每个全年系统顶峰时段的差额容量），每个全年系统顶峰时段的差额容量=Max[0，核定通道可靠容量－该时段所有机组与辽宁省签订的年度及以上直流通道送电合同约定的送电功率×Min（该时段直流通道送电实际计量值÷所有机组与辽宁省签订的年度及以上直流通道送电合同约定的年度最大送电总

功率，1）]。

3.2.2 其他情形

（1）正常停运备用机组，其对应时段差额容量为 0。

（2）事故停机机组对应时段差额容量为核定可靠容量。

4 电费扣减计算与清算

4.1 电费扣减计算

机组当年可获得的可靠容量补偿电费=当年核定的可靠容量×当年容量补偿标准×当年容量供需系数－上一年度的可靠容量补偿扣减电费

上一年度的可靠容量补偿扣减电费=上一年度的差额容量×上一年度的容量补偿标准×上一年度的容量供需系数。

4.2 免于扣减情形

因下列非发电主体自身原因导致在全年系统顶峰时段内无法按调度要求履约的，经发电主体申请、电力调度机构核实确认后，该时段差额容量可计为 0：

（1）执行电力调度机构批准的计划检修（含临时检修和机组消缺）。

（2）因电网安全约束、输配电设施故障等电网原因被限制出力。

（3）遭遇不可抗力（如地震、冰灾等自然灾害）。

（4）机组正常启动后 12 小时内和计划停运前 12 小时

内。

（5）因执行调度指令未达到可靠容量的情况。

4.3 电费扣减清算

依据本办法扣减的可靠容量补偿电费按年清算，于次年逐月平滑处理。

当年的发电侧可靠容量补偿扣减电费在下一年度进行清算。经省发展改革委同意和备案后，电网企业根据各机组最终可靠容量补偿电费扣减结果，在下一年度从相关机组的月度可靠容量补偿电费中，按月等额进行相应扣减，扣减电费纳入系统运行费。

5 工作流程

5.1 结果生成与公示

电力调度机构应于每年 1 月 15 日前，完成上年度所有相关机组的差额容量计算和统计，并将差额容量计算结果推送至电网企业。上一年度可靠容量补偿电费扣减结果仅作清算使用，不影响本年度的可靠容量核定。

5.2 异议处理

发电主体对每周披露的差额容量有异议的，须在披露后 3 个工作日内向电力调度机构书面提出复核申请，逾期视为无异议。

发电主体对可靠容量补偿电费扣减结果有异议的，须在收到账单后 3 个工作日内向电网企业书面提出复核申请，逾

期视为无异议。

电力调度机构、电网企业应在接到申请后3个工作日内核实并予以书面答复。经协商仍有异议的，向省发展改革委提出申诉。

5.3 可靠容量补偿电费清算

经省发展改革委确认，电网企业应在次年2月起计算并开始清算发电企业上一年度可靠容量补偿扣减电费，扣减电费纳入系统运行费。

6 附则

6.1 政策衔接

发电侧可靠容量补偿机制建立后，原容量电价考核制度不再重复执行。

6.2 执行日期

本办法自2027年1月1日起试行，相关参数根据执行情况适时调整。

附件 3

辽宁省发电侧运行成本调查实施细则

1 总则

1.1 制定依据

根据《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9 号）、《关于建立煤电容量电价机制的通知》（发改价格〔2023〕1501 号）、《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136 号）、《关于完善发电侧容量电价机制的通知》（发改价格〔2026〕114 号）等文件规定，制定本实施细则。

1.2 成本调查范围

本细则所指成本调查范围，现阶段主要包括以“报量报价”方式参与现货市场、并按调度指令启停与运行的直调公用煤电机组、燃气机组，后续新增机组如需申请成本调查，统一参照本细则现有标准执行。

1.3 测算原则

机组发电成本测算遵循科学合理、公平公正的原则，规范统一测算基础数据后，逐步实现按照“一机一测”的原则进行测算。初期，暂根据压力等级（超超临界、超临界、亚临界、高压炉等）及装机容量等级（30 万千瓦级以下、30 万千瓦级、60 万千瓦级及以上）进行分类测算。

1.4 发电成本调查内容

本细则中机组发电成本主要包含固定成本和变动成本。固定成本的测算按国家及行业有关规定执行。现阶段，本细则主要明确各机组的启动成本、空载成本和电能量边际成本的测算方法。

1.5 工作职责

1.5.1 省发展改革委

（1）负责成本调查工作；

（2）受理市场主体对成本审核的最终申诉，并作出裁定。

1.5.2 电网企业

负责开展发电成本调查相关技术数据测算工作，测算结果作为成本审核依据。

1.5.3 发电主体

按照发电成本调查工作通知要求，按时完成数据填写及报送工作，报送信息遵循真实、及时、完整的原则，并配合开展发电成本调查相关技术数据测算工作。

2 启动成本

2.1 基本概念

启动成本是指将发电机从停机状态开机到并网时点产生的成本。

2.2 工况分类

根据停机时长，将燃煤机组的启动工况标准定义如下：停机时间 10 小时以内为热态启动，停机时间 10 小时（含）至 72 小时（含）为温态启动，停机时间 72 小时以上为冷态

启动。

2.3 核定依据

根据机组单次启动耗煤量/耗气量、耗油量、除盐水量、厂用电量、蒸汽量、环保耗材及化学药剂等情况核定机组启动成本。机组开机情况以电力调度机构提供的实际开停机时间作为判定依据。

2.4 计算方式

启动成本（元/次）=（启动燃料消耗×燃料相关成本）+其他启动成本+启动维护附加费。

其中，启动燃料消耗是发电机从停机状态开机到并网时点的耗煤量/耗气量、耗油量；燃料相关成本包括燃料购入价格、运输费用、附加燃料费等；其他启动成本是指启动过程中的除盐水量、厂用电量、蒸汽量、环保耗材及化学药剂所需要的费用；启动维护附加费是机组每启动一次所需要增加的额外维护费用。现阶段，启动维护附加费暂纳入固定成本，待条件成熟后分开计算。

2.5 燃料价格确定

燃料价格为到厂价，由各发电企业自行上报，并经审核后确定。

3 空载成本

3.1 基本概念

空载成本，是指发电机维持同步转速、输出电功率为零所需要消耗的燃料成本。

3.2 计算方式

空载成本（元/小时）=（空载燃料消耗×燃料相关成本）+维护附加费+运行附加费。

其中，空载燃料消耗指机组维持零出力所需的燃料消耗，通过在能耗曲线中设定出力为零，得到机组空载燃料消耗（kg/h 或 Nm^3/h）；燃料相关成本包括燃料购入价格、运输费用、附加燃料费等；维护附加费表示机组运行期间带来的设备磨损、维护需求等成本；运行附加费表示值班人员、监控系统、厂内运行等其他运营成本。现阶段，维护附加费及运行附加费暂纳入固定成本，待条件成熟后分开计算。

3.3 燃料价格

燃料价格的确定方式参照启动成本规则执行。

4 电能量边际成本

4.1 基本概念

电能量边际成本是指发电机组在一定出力水平增加单位出力所需增加的成本。当前，电能量边际成本考虑边际燃料成本、除盐水量、厂用电量、环保耗材及化学药剂费用等。其中边际燃料成本是指发电机组在一定出力水平增加单位出力所需增加的燃料成本。

4.2 计算方式

电能量边际成本（元/兆瓦时）=增量热耗率×燃料相关成本+其他变动成本+维护附加费+运行附加费+机会成本附加费。

其中，增量热耗率是机组每多生产 1MWh 电能额外消耗的燃料量，其计算基于机组能耗特性曲线，通过对供电能耗

曲线求一阶导数，得出最小技术出力至额定容量范围内的单位燃料消耗增量（kg/MWh 或 Nm^3/MWh）；燃料相关成本包括燃料购入价格、运输费用、附加燃料费等；其他变动成本包括除盐水量、厂用电量、环保耗材及化学药剂所需增加的成本（元/MWh）等。现阶段，维护附加费、运行附加费暂纳入固定成本，待条件成熟后分开计算，机会成本附加费暂不补偿。

4.3 燃料价格

燃料价格的确定方式参照启动成本规则执行。

5 成本申报机制

5.1 总则

由省发展改革委定期向发电主体发布发电成本调查工作通知，明确调查对象类型、数据提报模板更新说明、数据报送流程等内容。成本申报周期由省发展改革委自行评估确定，结合实际运行情况适时调整。

5.2 成本申报

5.2.1 基础信息填报。填报机组基本信息，包括机组名称、编号、装机容量、投产时间、所属电厂地理位置等；企业信息涵盖企业名称、统一社会信用代码、法定代表人、联系方式等，并按要求提供企业营业执照、电力业务许可证等资质证明材料。

5.2.2 成本明细填报。燃料成本（按采购批次录入燃料价格、采购量，同时将每批次燃料价格乘以采购量，汇总得出总采购成本）；运输成本（按实际运输费用发票，统计不同运输方式及里程对应的费用总和）；设备运维费用；维修

材料费；人工费用；环保设施运行费用、排污费用；设备折旧费用；场地租赁费用；启动成本所需燃料消耗量及其他油、水、电、汽、环保耗材及化学药剂等数据，以及不同出力特性下供电能耗曲线。

5.2.3 支撑材料提报。燃料成本方面，报送燃料采购合同及发票、煤炭质量检测报告等扫描件；涵盖机组运行小时数、发电量、上网电量、负荷率等机组运行数据资料；体现机组能源转换效率的热效率测试报告；最新的、具备合格检测资质的第三方检测机构出具的机组性能试验报告；记录启动次数、时间及停运时长的机组启动和停运记录；设备维护合同、发票，显示维护项目、费用及周期的运维成本资料；说明维修内容、更换零部件及人工费用的维修工单和记录及运维人员薪酬清单；反映环保投入的脱硫、脱硝、除尘设备运行费用清单、排污许可证及排污费用缴纳凭证、环保耗材及化学药剂费用清单。

5.2.4 数据取值说明。将成本明细数据计算过程以电子表格或文档形式报送。如设备折旧根据设备价值、使用寿命和残值，选用合适折旧方法进行计算；场地租赁按租赁合同约定的租金及租赁期限计算每年或每月的租赁成本；根据机组运行小时数、负荷率以及单位供电量燃料消耗指标，计算启动成本、空载成本等不同工况及出力特性下的成本曲线；设备运维费用根据设备维护合同、维修工单记录的维修项目和人工费用并按时间周期进行统计汇总；其他特殊成本（如环保设备的升级改造费用等），确保审核人员能清晰了解成

本计算的依据和过程。

6 成本审核机制

省发展改革委可根据需要委托具备相关资质的第三方机构进行成本审核、评估、实际测算及调查报告编制。

6.1 资料完整性审查

省发展改革委接收申报数据后，初步审核资料完整性。检查是否提交燃料采购合同、运维费用明细等必要文件，对缺失资料的企业发出补正通知，要求限期补充。

6.2 数据准确性审核

省发展改革委依据行业标准、市场价格信息进行交叉验证，审查成本数据准确性。比对燃料价格与市场均价，核查维修费用明细、人力成本计算等运维成本计算是否符合规定。对存疑数据要求企业补充说明或重新提报。按一定比例随机抽取数据样本进行现场核查。

6.3 结果公示与异议处理

省发展改革委对成本审核结果予以公示。市场主体如有异议，可向省发展改革委申诉，由省发展改革委进行重新评估，委托具备相关资质的第三方机构进行实际测算。对于无异议的异常项目及重新评估未通过的项目，在运行成本补偿计算过程中相关机组成本核定值执行原有补偿标准，审查通过后按新标准执行。

6.4 调查报告编制

省发展改革委根据审核通过的数据，按机组类型分类应用标准模型，完成相关成本的综合测算，并形成《发电机组

成本调查报告》。

7 保障机制

7.1 法人保障

发电企业法定代表人需签署《数据真实性承诺书》，对提报数据的完整性、准确性负法律责任。

7.2 专家审议

建立省成本测算专家库，针对技术争议、新型机组测算难题提供咨询意见，确保测算科学性与前瞻性。

8 附则

8.1 执行期限及其他

本细则自 2027 年 1 月 1 日起试行。附能耗曲线计算方式。

能耗曲线计算方式

1 基本概念

机组能耗曲线是描述机组在不同输出功率（或负荷）下，单位输出对应的能耗（如煤耗、电耗、油耗等）变化关系的曲线。

2 核定依据

发电企业需提供机组最近的、具备合格检测资质的第三方检测机构出具的性能试验报告，得到机组实测能耗曲线。

3 测算原则

根据机组的实测能耗数据，首先拟合机组供电总能耗（kg/h 或 Nm^3/h）与发电出力水平（MW）之间的函数关系。其中，若大功率用电设备已缴纳输配电费，则视为用户侧用电设备，其用电量不纳入厂用电量。

4 机组供电特性能耗曲线计算方法

4.1 获取机组平均能耗数据,即在 3 个不同出力水平(MW)下的平均能耗（kg/MWh 或 Nm^3/MWh）值（出力水平应至少包含机组最小技术出力或 50%容量对应出力、额定容量两点)。

4.2 将机组平均能耗值分别乘以对应出力水平,得到机组总能耗数据，即在不同出力水平下，发电一小时所消耗的燃料总量（kg/h 或 Nm^3/h)。

4.3 基于机组总能耗数据，采用最小二乘法，拟合机组总能耗（kg/h 或 Nm^3/h）与出力水平（MW）的函数关系表达式。

4.4 机组供电能耗特性曲线为：

$$F=mP^2+tP+k$$

其中：F 为火电机组供电总能耗（kg/h 或 Nm^3/h）；

P 为机组供电出力水平（MW）；

m，t，k 为能耗特性参数。

4.5 机组空载燃料消耗为：

空载燃料消耗=k

其中：k 为能耗特性参数。

4.6 机组增量热耗率为：

增量热耗率=2mP+t

其中：m，t 为能耗特性参数。

附件 4

辽宁省发电侧运行成本补偿实施细则

1 总则

1.1 制定依据

根据《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9 号）、《关于建立煤电容量电价机制的通知》（发改价格〔2023〕1501 号）、《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136 号）、《关于完善发电侧容量电价机制的通知》（发改价格〔2026〕114 号）等文件规定，制定本实施细则。

1.2 补偿范围

本细则所指运行成本补偿范围，现阶段主要包括以“报量报价”方式参与现货市场、并按调度指令启停与运行的直调公用煤电机组、燃气机组，后续新增机组如需申请运行成本补偿，统一参照本细则现有标准执行。

1.3 工作职责

1.3.1 省发展改革委

向电网企业提供核定成本补偿数据。

1.3.2 电网企业

（1）负责计算发电企业成本补偿费用。

（2）受理并核实发电主体的运行成本补偿费用异议申请，并在规定时间内予以答复。

1.3.3 发电主体

负责对发布的运行成本补偿费用结果进行核对。

2 运行成本补偿计算方法

2.1 运行成本补偿计算公式

机组运行成本包括启动成本、空载成本和电能量边际成本。按日根据启动成本、空载成本和电能量边际成本三者之和与现货实时市场电能量电费的差值确定机组运行成本补偿费用，当运行成本补偿为负时不进行补偿。计算公式如下：

$$F_{运行成本补偿}=Max[\sum(F_{启动成本}+F_{空载成本}+F_{电能量边际成本}-F_{实时市场}),0]$$

式中：

$F_{运行成本补偿}$为机组运行成本补偿费用；

$F_{启动成本}$为机组启动成本；

$F_{空载成本}$为机组空载成本；

$F_{电能量边际成本}$为机组电能量边际成本；

$F_{实时市场}$为机组实时市场电费。

2.2 运行成本取值原则

2.2.1 对于非必开机组，启动成本、空载成本、电能量边际成本分别取机组申报值与核定值中的较小值。

2.2.2 对于非自身原因必开机组（不含机组群约束），启动成本、空载成本、必开最小出力及以下电能量边际成本均取核定值，必开最小出力以上电能量边际成本取申报值与核定值中的较小值。非自身原因必开最小出力以调度机构相应专业给定值为准。

2.2.3 对于自身原因（含供热原因）必开机组（不含机组群约束），在必开最小出力及以下时段不给予运行成本补偿；在必开最小出力以上时段，启动成本、空载成本、必开最小出力以下电能量边际成本均取 0,必开最小出力以上电能量边际成本取申报值与核定值中的较小值。自身原因必开最小出力以相关发电企业申报、调度机构相应专业审核后确定的结果为准。

以上三种情况，启动成本、空载成本申报值下限为 0，上限为所属类型机组核定成本的最大值，迟报、漏报或不报时采用在交易平台申报的缺省值作为申报值；电能量边际成本申报值取交易平台申报的电能量报价曲线，若触发报价替换，则取替换后报价曲线；启动成本、空载成本、电能量边际成本核定值原则上按照各机组对应的核定成本分别确定。

3 分摊原则

市场运行成本补偿费用原则上由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、省级辖区内抽水蓄能电站抽水电量、外送电量共同分担。

4 附则

4.1 政策衔接

现阶段，运行成本补偿机制仅适用于自愿选择采用年度及月度中长期交易电量的一定比例与现货市场价格联动等灵活价格机制的省内煤电机组。根据我省电力市场化建设情况，我省将全面实行运行成本补偿机制，不再区分是否签订联动中长期合同。现行市场规则下的其他发电侧补偿不再执行。

4.2 执行期限

本细则自 2027 年 1 月 1 日起试行，相关参数根据执行情况适时调整。