

国家能源局东北监管局文件

东北监能市场〔2020〕112号

关于印发《东北电力辅助服务市场 运营规则》的通知

国网公司东北分部，辽宁、吉林、黑龙江省电力公司，蒙东电力公司，各有关发电企业：

东北电力辅助服务市场自2017年1月1日启动以来效果良好，保障了电网安全，缓解了电热矛盾，提高了可再生能源消纳水平，促进了节能减排，提升了电力企业经济效益。但随着电源建设不断增加、电网负荷不断发展，近两年也出现了东北全网火电尖峰受阻容量较大、新能源企业单位分摊金额提升、不同种类电源分摊比例不平衡等新情况和新问题。按照国家能源局要求，针对东北电力运行中出现的新情况和新问题，我局制定了新版

《东北电力辅助服务市场运营规则》(以下简称《规则》),经广泛征求意见和评估论证修改完善,现印发给你们,请遵照执行。

2020年10月1日零点起,按照《规则》启动市场模拟运行。模拟运行期间按照本规则进行数据统计、模拟申报、模拟考核、信息发布。东北电力辅助服务市场运行和结算仍执行原版《东北电力辅助服务市场运营规则》(东北监能市场〔2019〕63号)。

国网公司东北分部负责组织市场模拟运行,并落实与模拟运行相关技术支持系统、人员、资金等必要条件,指导协调各省(区)电力公司模拟运行相关技术工作。通过模拟运行要全面验证《规则》可操作性,积累市场运行经验;培育市场主体熟悉规则、适应规则;检验技术支持系统,为下一阶段正式运行奠定基础。各发电企业要认真学习《规则》,积极参与市场模拟运行,总结积累市场经验。

国网公司东北分部要在12月15日前向东北能源监管局提交10月、11月模拟运行分析报告。

请各有关单位认真履行自身职责,加强协调配合,圆满完成模拟运行各项工作。遇重大问题,及时向我局报告。

联系人:市场监管处 张策

电 话:024-23148969

传 真:024-23148994

邮 箱:dbj_zc@126.com

附件：东北电力辅助服务市场运营规则



抄送：国家能源局市场监管司，辽宁省工业和信息化厅，辽宁省能源局，吉林省能源局，黑龙江省发展和改革委员会，内蒙古自治区工业和信息化厅，内蒙古自治区能源局。

国家能源局东北监管局

2020年9月22日印发

东北电力辅助服务市场运营规则

第一章 总则

第一条 为建立辅助服务分担共享新机制,发挥市场在资源配置中的决定性作用,保障东北地区电力系统安全、稳定、经济运行,促进风、光、核电等清洁能源消纳,按照《国家能源局关于同意开展东北区域电力辅助服务市场专项改革试点的复函》(国能监管〔2016〕292号)要求,制定本规则。

第二条 本规则制定依据为《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)及其相关配套文件、《电力监管条例》(国务院令 第432号)、《国家能源局关于推动东北地区电力协调发展的实施意见》(国能电力〔2016〕179号)、《并网发电厂辅助服务管理暂行办法》(电监市场〔2006〕43号)、《国家能源局关于印发完善电力辅助服务补偿(市场)机制工作方案》(国能发监管〔2017〕67号)、《国家发展改革委 国家能源局关于提升电力系统调节能力的指导意见》(发改能源〔2018〕364号)、国家发展改革委 国家能源局关于印发《清洁能源消纳行

动计划（2018-2020年）》的通知（发改能源规〔2018〕1575号）以及国家有关法律、法规及行业标准。

第三条 本规则适用于东北地区并网发电机组、电力用户等开展的辅助服务交易行为。东北电力辅助服务市场所有成员必须遵守本规则。

第四条 本规则所称辅助服务是指为维护电力系统的安全稳定运行，保证电能质量，由并网发电厂或电力用户提供的除正常电能生产外的市场化辅助服务。

第五条 发电企业参与辅助服务市场要严格执行调度指令，要以确保电力安全、供热安全为前提，不得以参与辅助服务市场交易为由影响居民供热质量。

第六条 国家能源局东北监管局（以下简称东北能源监管局）负责电力辅助服务市场的监督与管理，负责监管本规则的实施。

第二章 市场成员

第七条 东北电力辅助服务市场成员包括市场运营机构和市场主体。

第八条 东北电力辅助服务市场运营机构为东北地区省级及以上电力调度、交易机构。其主要职责是：

- （一） 管理、运营东北电力辅助服务市场；
- （二） 建立、维护市场交易的技术支持平台；

- (三) 依据市场规则组织交易，按照交易结果进行调用；
- (四) 与市场主体进行结算；
- (五) 发布市场信息；
- (六) 评估市场运行状态，对市场规则提出修改意见；
- (七) 紧急情况下中止市场运行，保障系统安全运行；
- (八) 向东北能源监管局提交相关市场信息，接受监管。

第九条 电力辅助服务市场的市场主体为东北地区的并网发电厂（包括火电、风电、光伏发电、核电、抽水蓄能电厂），以及经市场准入的电储能和可中断负荷电力用户。风电场和光伏电站自并网发电之日起纳入辅助服务管理范围。火电、核电机组自基建调试完成正式交付生产运行之日起纳入辅助服务管理范围。火电机组参与范围为单机容量 10 万千瓦及以上的燃煤、燃气、垃圾、生物质发电机组；风电、光伏发电参与范围为所有网、省调直调的风电场和光伏电站及各级电力调度机构调度指挥的接入 35 千伏及以上系统的风电场和光伏电站。

第三章 调峰辅助服务

第一节 定义

第十条 本规则所指调峰辅助服务是并网发电机组、可中断负荷或电储能装置，按照电网调峰需求，通过平滑稳定地调整机组出力、改变机组运行状态或调节负荷所提供的服务。

第十一条 东北电力调峰辅助服务（以下简称调峰辅助服务）分为基本义务调峰辅助服务和有偿调峰辅助服务。有偿调峰辅助服务在东北电力调峰辅助服务市场中交易，暂包含实时深度调峰、可中断负荷调峰、电储能调峰、火电停机备用调峰、火电应急启停调峰、跨省调峰等交易品种。

第十二条 调峰辅助服务市场中火电机组实际发生的调峰深度不作为核定最小运行方式的依据。

第十三条 除“火电停机备用调峰”外的其他调峰辅助服务，不影响发电企业年度电量合同的执行。

第二节 实时深度调峰交易

第十四条 实时深度调峰交易是指火电厂开机机组通过在日内调减出力，使火电厂机组平均负荷率小于或等于有偿调峰基准时提供辅助服务的交易。火电机组提供实时深度调峰服务，须能够按照电力调度机构的指令，满足一定调节速率要求，随时平滑稳定地调整机组出力。

第十五条 实时深度调峰交易的购买方是风电、光伏、核电以及出力未减到有偿调峰基准的火电厂。

第十六条 平均负荷率是指火电厂单位统计周期内开机机组的平均负荷率。平均负荷率小于或等于有偿调峰补偿基准时获得辅助服务补偿；平均负荷率大于有偿调峰补偿基准时参与分摊调

峰补偿费用。核电负荷率参照火电计算。

$$\text{平均负荷率} = \frac{\text{火电厂开机机组发电电力}}{\text{火电厂开机机组容量}} \times 100\%$$

火电机组按许可容量进行计量和结算，取得电力业务许可证（发电类）前，以核准容量为准。

第十七条 火电厂有偿调峰基准见下表：

时期	火电厂类型	有偿调峰补偿基准
非供热期	纯凝火电机组	负荷率 50%
	热电机组	负荷率 48%
供热期	纯凝火电机组	负荷率 48%
	热电机组	负荷率 50%

东北能源监管局可根据东北地区火电厂最小运行方式、电网调峰缺口以及辅助服务补偿资金情况对有偿调峰基准进行调整。

第十八条 单位统计周期是交易量计算的基本时间单位，以15分钟为一个周期进行统计，在每个统计周期中计算调峰辅助服务购售双方收支费用。

第十九条 实时深度调峰交易采用“阶梯式”报价方式和价格机制，发电企业在不同时期分两档浮动报价，具体分档及报价上、下限见下表：

时期	报价档位	火电厂类型	火电厂负荷率	报价下限 (元/kWh)	报价上限 (元/kWh)
非供热期	第一档	纯凝火电机组	40% < 负荷率 ≤ 50%	0	0.4
		热电机组	40% < 负荷率 ≤ 48%		

	第二档	全部火电机组	负荷率≤40%	0.4	1
供热期	第一档	纯凝火电机组	40%<负荷率≤48%	0	0.4
		热电机组	40%<负荷率≤50%		
	第二档	全部火电机组	负荷率≤40%	0.4	1

第二十条 实时深度调峰交易在日内调用时，由电力调度机构按照电网运行实际需要，根据日前竞价结果由低到高依次调用。

第二十一条 实时深度调峰交易补偿费用按照各档有偿调峰电量及对应市场出清价格进行统计，考虑火电厂最大能力负荷率后进行结算。其中，有偿调峰电量是指火电厂在各有偿调峰分档区间内平均负荷率低于有偿调峰基准形成的未发电量，档内市场出清价格是指单位统计周期内同一档内实际调用到的最后一台调峰机组的报价。

第二十二条 火电厂获得补偿费用根据开机机组不同时段调峰深度所对应的两档阶梯电价进行统计，其中非供热期实时深度调峰费用减半处理。考虑最大能力负荷率之前的火电厂实时深度调峰费用计算方式如下：

$$\text{火电厂实时深度调峰费用} = \sum_{i=1}^2 (\text{第}i\text{档有偿调峰电量} \times \text{第}i\text{档实际出清电价}) \times \text{修正系数} k$$

其中，供热期 $k=1$ ，非供热期 $k=0.5$ 。

第二十三条 在供热期如火电厂机组运行容量超过核定的最小运行方式开机容量时，火电厂获得的调峰补偿费用按最小运行方式开机容量占实际运行容量的比例折算后进行结算。

第二十四条 实时深度调峰有偿辅助服务补偿费用由省内负荷率高于有偿调峰基准的火电厂及风电场、光伏电站、核电厂共同分摊，其中供热期风电场、光伏电站、核电厂按照电量的两倍计算分摊费用，计算方式如下：

(一) 火电厂分摊方法：参与分摊的火电厂根据实际负荷率的不同，分三档依次加大分摊比重，进行“阶梯式”分摊。具体分摊金额按照以下方式计算：

公式：火电厂调峰分摊金额=[火电厂修正后发电量/(省区内参与分摊的所有火电厂总修正后发电量+省区内参与分摊的所有风电场总修正后发电量+省区内参与分摊的所有光伏电站总修正后发电量+省区内核电厂总修正后发电量)]×调峰补偿总金额

$$\text{火电厂修正后发电量} = \sum_{i=1}^3 (\text{第}i\text{档实际发电量} \times \text{修正系数}k_i)$$

其中，火电厂发电量按不同负荷率区间进行分档，负荷率小于70%部分为第一档，负荷率在70%至80%之间部分为第二档，负荷率高于80%部分为第三档，对应三档的修正系数分别为 $k_1=1$ 、 $k_2=1.5$ 、 $k_3=2$ 。

(二) 风电场分摊方法：参与分摊的风电场按照修正后发电量比例进行分摊。具体分摊金额和修正后发电量按照以下方式计算：

公式：风电场调峰分摊金额=[风电场修正后发电量/(省区内参与分摊的所有火电厂总修正后发电量+省区内参与分摊的所有风电场总修正后发电量+省区内参与分摊的所有光伏电站总修正后发电量+省区内核电厂总修正后发电量)]×调峰补偿总金额

$$\text{风电场修正后发电量} = \text{风电场实际发电量} \times \text{修正系数}d \times \text{修正系数}p \times \text{修正系数}z$$

其中，供热期 $d=2$ ，非供热期 $d=1$ 。国家认定的风电特许权项目 $z=0.8$ ，无补贴风电场及上网电价与本省火电环保标杆电价价差低于0.01元的风电场 $z=0.5$ ，其他风电场 $z=1$ 。风电场上年利用小时数等于或高于上年度保障性收购小时数的修正系数 $p=1$ ，低于上年度保障性收购小时数200小时

以内的修正系数 $p=0.9$ ，每降低 200 小时修正系数 p 减小 0.1，直至修正系数 $p=0$ ，新投运的风电场运行满一自然年后进行修正。

（三）光伏电站分摊方法：参与分摊的光伏电站按照修正后发电量比例进行分摊。具体分摊金额和修正后发电量按照以下方式计算：

公式：光伏电站调峰分摊金额 = [光伏电站修正后发电量 / (省区内参与分摊的所有火电厂总修正后发电量 + 省区内参与分摊的所有风电场总修正后发电量 + 省区内参与分摊的所有光伏电站总修正后发电量 + 省区内核电厂总修正后发电量)] × 调峰补偿总金额

光伏电站修正后发电量 = 光伏电站实际发电量 × 修正系数 d × 修正系数 q × 修正系数 z

其中，供热期 $d=2$ ，非供热期 $d=1$ 。无补贴光伏电站及上网电价与本省火电环保标杆电价价差低于 0.01 元的光伏电站 $z=0.5$ ，其他光伏电站 $z=1$ 。光伏电站上年利用小时数等于或高于上年度保障性收购小时数的修正系数 $q=1$ ，低于上年度保障性收购小时数 150 小时以内的修正系数 $q=0.9$ ，每降低 150 小时修正系数 q 减小 0.1，直至修正系数 $q=0$ ，新投运的光伏电站运行满一自然年后进行修正。

（四）核电厂分摊方法：当核电厂有两台及以上机组运行时，按其实际发电量进行分摊。分摊公式如下：

核电厂调峰分摊金额 = [核电厂发电量 × d / (省区内参与分摊的所有火电厂总修正后发电量 + 省区内参与分摊的所有风电场总修正后发电量 + 省区内参与分摊的所有光伏电站总修正后发电量 + 省区内核电厂总修正后发电量)] × 调峰补偿总金额

其中，供热期 $d=2$ ，非供热期 $d=1$ 。

当核电厂仅有一台机组运行时，核电厂负荷率超过 77% 以上部分电量参与分摊。具体分摊金额按照以下方式计算：

公式：核电厂调峰分摊金额 = [(核电厂发电量 - 核电厂额定可发电量 × 77%) × d / (省区内参与分摊的所有火电厂总修正后发电量 + 省区内参与分摊的所有风电场总修正后发电量 + 省区内参与分摊的所有光伏电站总修正后发电量 + 省区内核电厂总修正后发电量)] × 调峰补偿总金额

其中，供热期 $d=2$ ，非供热期 $d=1$ 。

第二十五条 火电厂、风电场、光伏电站和核电厂实时深度调峰支付费用均设置上限，当单位统计周期内火电厂、风电场、光伏电站和核电厂通过上述办法计算得出的应承担费用大于支付上限时，按上限进行支付。支付上限按以下方式进行计算：

公式：1. 火电厂支付上限=火电厂实际发电量×本省火电环保标杆电价×0.25

2. 风电场支付上限：

(1) 无补贴风电场及上网电价与本省火电环保标杆电价价差低于1分钱的风电场支付上限=风电场实际发电量×本省火电环保标杆电价×0.3

(2) 其他风电场支付上限=风电场实际发电量×本省火电环保标杆电价×0.6

3. 光伏电站支付上限：

(1) 无补贴光伏电站及上网电价与本省火电环保标杆电价价差低于1分钱的光伏电站支付上限=光伏电站实际发电量×本省火电环保标杆电价×0.2

(2) 其他光伏电站支付上限=光伏电站实际发电量×本省火电环保标杆电价×0.4

4. 核电厂支付上限=核电厂实际发电量×本省火电环保标杆电价×0.3

第二十六条 因某发电企业支付费用达到上限，导致实时深度调峰分摊费用存在缺额时，缺额部分由其余未达到支付上限的发电企业按其修正后发电量比例承担，按如下方法循环计算：

公式：未达到支付上限各发电企业承担的费用缺额=（发电企业修正后发电量/所在省区未达到支付上限发电企业总修正后发电量）×实时深度调峰费用总缺额

第二十七条 全部参与分摊的火电厂、风电场、光伏电站和核电厂支付费用均达到上限后，实时深度调峰费用仍存在缺额时，缺额部分由负荷率低于有偿调峰基准的火电厂在其获得费用中消减，消减费用按如下方法计算：

公式：各火电厂的缺额消减费用=（各火电厂获得实时深度调峰费用/所在省区实时深度调峰总费用）×实时深度调峰费用总缺额

第二十八条 春节期间(原则上为正月初一零点至初五 24 点)有偿调峰基准调整为 40%，只对第二档深度调峰予以补偿，负荷率超过 40%的火电机组全部参与分摊。

第二十九条 鼓励供热电厂(也可引进第三方)投资建设储能调峰设施。火电企业或第三方在计量出口内建设的储能设施，视为深度调峰设施，在深度调峰交易中抵减机组发电出力进行费用计算及补偿，最多可抵减至出力为零，对抵减后出力为负的部分不予补偿。储能调峰设施不影响机组最小运行方式核定，不影响机组上网电量合同执行。电网企业要在供暖期结束后安排追补或提前安排改造机组合同电量。对于无法提前安排、无法追补的电量，鼓励火电企业转让发电合同。

第三十条 当系统有深调需求时，若可再生能源调峰机组实时负荷率高于同厂参与辅助服务市场任一机组或者高于全省(区)参与深调的火电机组平均负荷率，或者可再生能源调峰机组任一时段的实时负荷率无法减至 50%以下，则其同厂参与辅助服务市场的机组当日不能获得辅助服务补偿并且分摊金额加倍。若可再生能源调峰机组的最大能力负荷率低于 90%(供热机组供热期 85%)，则其同厂参与辅助服务市场的机组当日辅助服务市场收益全部扣除。

第三节 可中断负荷调峰交易

第三十一条 可中断负荷在市场初期暂定义为具有电蓄热设施并主要在电网低谷时段用电，能够在负荷侧为电网提供调峰辅助服务的用电负荷项目。

第三十二条 参与本交易的可中断负荷用户最大用电电力须达到1万千瓦及以上，且能够将实时用电信息上传至所在省级电力调度机构，并接受所在省级电力调度机构的集中统一调度指挥。参与电力直接交易的可中断负荷项目不再参与本交易。

第三十三条 可中断负荷交易在本省范围内开展，交易周期为月度及以上，交易模式分为双边交易和集中交易。

第三十四条 可中断负荷用户可与风电企业协商开展双边交易。双边交易双方需向交易平台提交包含交易时段、15分钟用电电力曲线、交易价格等内容的交易意向，由电力调度机构进行安全校核后确认。市场初期，原则上双边交易价格的上限、下限分别为0.2、0.1元/千瓦时。

第三十五条 可中断负荷用户也可在交易平台开展集中交易。

（一）可中断负荷用户在月前向交易平台上报交易时段、15分钟用电电力曲线、意向价格等内容。市场初期，电力用户上报补偿价格的上限、下限分别为0.2、0.1元/千瓦时。由交易平台对外发布交易时段、15分钟用电电力曲线。

（二）风电企业根据交易平台发布的可中断负荷交易信息，上报电力、价格。风电企业上报价格为购买可中断负荷服务的价

格，上限、下限分别为 0.2、0.1 元/千瓦时。

（三）风电企业按照价格由高到低排序，可中断负荷用户按照价格由低到高排序，按照风电企业与可中断负荷用户之间正价差由大至小的顺序匹配成交，直至价差为零或某一方全部成交为止。集中交易的成交价格为匹配成交的风电企业与可中断负荷用户上传价格的平均值。如最后一段成交的多家风电企业报价相同，则按风电企业上报电力比例成交。

第三十六条 如双边、集中交易未成交，或者交易后可中断负荷用户仍有剩余电力，由电力调度机构在电网需要调峰资源的情况下调用，调用电力对应电量按照集中交易设定的上限、下限价格平均值对其予以补偿，补偿费用按照实时深度调峰有偿辅助服务补偿费用分摊方法进行分摊。对于该部分电力空间，由电力调度机构根据系统运行情况优先消纳风电、核电等清洁能源。在电网不需要调峰资源的情况下，不再安排调用此部分调峰资源。

第三十七条 风电企业购买到的可中断负荷电力为风电企业对应时段新增发电空间。在低谷时段的调电过程中，电力调度机构将在风电企业正常发电计划电力曲线基础上叠加合同约定的电力曲线。除发生危及电网安全运行等特殊情况外，电力调度机构须严格保证风电企业交易电力的发电空间。

由于风电自身原因及风资源不足等未发出的交易电力视为已完成，后期不予追补。如交易时段该风电未发生调峰因素引起的

弃风，视为交易已完成。

第三十八条 供热电厂（也可引进第三方）在电厂计量出口内投资建设储能调峰设施，可自愿选择作为可中断负荷参与市场化交易。

第三十九条 电网企业按以下方式计算参与可中断负荷用户交易的补偿费用：

可中断负荷用户获得的辅助服务费用= Σ 成交电量 \times 成交价格+ Σ 调用剩余电量 \times 调用补偿价格

签订双边合同的风电企业支付给可中断负荷用户的辅助服务费用= Σ 成交电量 \times 成交价格

其中，当可中断负荷用户低谷实际用电量大于合同电量时，成交电量为合同电量，仅对合同电量部分进行补偿；当可中断负荷用户低谷实际用电量小于合同电量时，成交电量为可中断负荷用户低谷实际用电量。

第四十条 市场初期，东北地区选取部分试点先行尝试可中断负荷调峰交易。

第四节 电储能调峰交易

第四十一条 电储能调峰交易是指蓄电设施通过在低谷或弃风、弃光、弃核时段吸收电力，在其他时段释放电力，从而提供调峰辅助服务的交易。电储能可在电源侧或负荷侧为电网提供调

峰辅助服务。

第四十二条 鼓励发电企业、售电企业、电力用户、独立辅助服务提供商等投资建设电储能设施。充电功率在1万千瓦及以上、持续充电时间4小时以上的电储能设施，可参加发电侧调峰辅助服务市场。

第四十三条 在火电厂计量出口内建设的电储能设施，与机组联合参与调峰，按照深度调峰管理、费用计算和补偿。在风电场和光伏电站计量出口内建设的电储能设施，由电力调度机构监控、记录其实时充放电状态，其充电能力优先由所在风电场和光伏电站使用，由电储能设施投资运营方与风电场、光伏电站协商确定补偿费用。

第四十四条 用户侧电储能设施充放电量的购售电价按照有关规定执行。在用户侧建设的电储能设施，须在省级及以上电力调度机构能够监控、记录其实时充放电状态的前提下参与辅助服务市场，不得在尖峰时段充电，不得在低谷时段放电，否则不予补偿。

第四十五条 用户侧建设的电储能设施参与调峰辅助服务交易在本省范围内开展，交易周期为月度及以上，交易模式为双边交易。

第四十六条 用户侧电储能设施可与风电、光伏企业协商开展双边交易。双边交易双方需向交易平台提交包含交易时段、15分

钟用电电力曲线、交易价格等内容的交易意向，由电力调度机构进行安全校核后确认。市场初期，原则上双边交易价格的上限、下限分别为 0.2、0.1 元/千瓦时。

第四十七条 如双边交易未成交，或者交易后电储能设施仍有剩余充电能力，在电网需要调峰资源的情况下调用，调用电力对应电量按照双边交易设定的上限、下限价格平均值予以补偿，补偿费用按照实时深度调峰有偿辅助服务补偿费用分摊方法进行分摊。对于该部分电力空间，由电力调度机构根据系统运行情况优先消纳风电、光伏、核电等清洁能源。在电网不需要调峰资源的情况下，不支付调峰补偿费用。

第四十八条 风电、光伏企业购买到的电储能设施的电力为风电、光伏企业对应时段新增发电空间。在调电过程中，电力调度机构将在风电、光伏企业正常发电计划电力曲线基础上叠加双边合同约定的电力曲线。除发生危及电网安全运行等极特殊情况外，电力调度机构须严格保证风电、光伏企业交易电力的发电空间。

由于风电、光伏自身原因及风、光资源不足等未发出的交易电力视为已完成，后期不予追补。如交易时段该风电或光伏未发生调峰因素引起的弃风、弃光，视为交易已完成。

第四十九条 电网企业按以下方式计算用户侧电储能设施的补偿费用：

电储能设施获得的辅助服务费用 = Σ 成交电量 \times 成交价格 + Σ

调用剩余电量×调用补偿价格

签订双边合同的风电、光伏企业支付给电储能设施的辅助服务费用=∑成交电量×成交价格

第五节 火电停机备用交易

第五十条 火电停机备用交易是指火电机组通过停机备用将低谷时段（本交易低谷时段为 23:00-次日 5:00，特殊情况下可适当放宽）电力空间出让给风电、核电，同时将非低谷时段电量出让给其他机组，以缓解电网调峰矛盾，促进清洁能源消纳的交易。

第五十一条 火电停机备用交易在本省范围内开展，交易周期为月度及以上。

第五十二条 低谷时段交易标的为出让电力，按对应电量计算补偿，由购买方支付或全网进行分摊；非低谷时段按发电权交易方式出让电量，由购买方支付。

第五十三条 火电停机备用机组低谷时段出让电力对应的电量，视同完成年度计划，后期不予追补。

第五十四条 火电停机备用交易出让电量的计算公式为：

出让总电量=上年同期所在省火电机组平均负荷率×机组容量×24 小时×停机天数

低谷时段出让电力对应电量=低谷时段出让电力×低谷时

段小时数×停机天数

非低谷时段出让电量=出让总电量-低谷时段出让电力对应电量

低谷时段出让的电力以《东北区域火电厂最小运行方式》为准，未明确规定的参照同区域同类型机组执行。

第五十五条 发电企业可在任意工作日向交易平台提交停机备用意向。停机备用意向包括火电机组低谷交易意向、非低谷时段受让方和交易意向。低谷时段停机电力对应电量补偿电价上限、下限分别为 0.3、0.1 元/千瓦时。

第五十六条 电力调度机构对发电企业停机备用意向进行安全校核，如因停机备用交易需另行安排其他火电机组开机，则交易不成立。

第五十七条 对符合安全校核要求的停机备用机组，按以下条件优先排序安排停机：

- （一）低谷时段全部达成协商交易的发电机组；
- （二）调峰资源稀缺性高；
- （三）上报停机补偿价格低的发电机组。

第五十八条 低谷时段交易模式为双边交易，出让对象为风电、核电机组。

第五十九条 停机备用机组可与风电、核电企业协商开展双边交易。双边交易双方需向电力调度机构提交包含交易时段、交易

电力、交易价格等内容的交易意向，由电力调度机构进行安全校核后确认。

第六十条 如低谷双边交易未成交，或者交易后停机备用机组仍有剩余低谷电力未成交，剩余电力对应电量按照补偿电价上限、下限的平均值予以补偿，补偿费用按照实时深度调峰有偿辅助服务补偿费用分摊方法进行分摊。

第六十一条 电力调度机构对交易结果进行安全校核。停机备用交易达成后，电力调度机构在安排本地区交易时段发电计划时，应将达成交易的停机备用机组发电空间全部预留给购买方。

第六十二条 风电、核电企业购买到的停机备用电力为风电、核电企业低谷时段新增发电空间。在低谷时段的调电过程中，电力调度机构将在风电企业正常发电计划电力曲线基础上叠加合同约定的电力曲线。除发生危及电网安全运行等特殊情况外，电力调度机构须严格保证风电企业交易电力的发电空间。

由于风电自身原因及风资源不足等未发出的交易电力视为已完成，后期不予追补。如交易时段该风电未发生调峰因素引起的弃风，视为交易已完成。

第六十三条 对于双边交易后停机备用机组剩余的电力空间，由电力调度机构根据系统运行情况优先消纳风电、核电等清洁能源。

第六十四条 特殊情况下电力调度机构需要调用已停机备用

交易的机组，调用后取消低谷时段交易，非低谷电量转移仍然有效。

第六十五条 停机备用发电企业获得的辅助服务费用为其双边交易费用与未成交部分的补偿费用之和。

第六十六条 火电机组在检修期间不得参与停机备用交易。

第六节 火电应急启停调峰交易

第六十七条 火电应急启停调峰交易是指供热期火电机组根据调度指令，在核定的最小运行方式以下通过应急启停为电网提供的调峰辅助服务。

第六十八条 火电应急启停调峰交易的出让对象是风电、光伏发电、核电及未达到有偿调峰基准的火电厂。

第六十九条 发电企业按照机组额定容量对应的应急启停调峰辅助服务报价区间浮动报价，各级别机组的报价上限见下表：

机组额定容量级别（万千瓦）	报价上限（万元/次）
10	50
20	80
30	120
50~60	200
80~100	300

第七十条 应急启停调峰交易由电力调度机构按照电网安全运行实际需要，根据日前报价由低到高依次安排调用。

第七十一条 应急启停调峰交易根据各级别机组市场出清价格按台次结算，市场出清价格是指当日实际调用到的最后一台应

急启停调峰的同容量级别机组的报价。

第七十二条 火电机组应急启停调峰费用按照各火电厂、风电场、核电厂、光伏电站月度实时深度调峰有偿辅助服务补偿费用承担比例进行支付。具体支付费用按照以下方式计算：

公式：各火电厂、风电场、核电厂、光伏电站应急启停调峰支付费用=（各火电厂、风电场、核电厂、光伏电站月度实时深度调峰支付费用/所在省区月度实时深度调峰总支付费用）×应急启停调峰总费用

第七节 跨省调峰交易

第七十三条 跨省调峰交易是指为减少弃风、弃光，通过日内有偿调整省间联络线计划的方式，实现调峰能力缺乏省份向调峰能力富裕省份购买调峰辅助服务。

第七十四条 在某省一档调峰资源用尽，二档调峰资源调用前，省级电力调度机构可通过区域电力调度机构申请向一档调峰资源未用尽的其他省购买一档调峰资源。区域电力调度机构根据其他省调峰能力剩余情况，组织跨省调峰交易。

第七十五条 在某省调峰资源用尽，出现弃风、弃光时，省级电力调度机构必须向区域电力调度机构申请购买跨省调峰辅助服务，区域电力调度机构有义务根据其他省调峰能力剩余情况，组织跨省调峰交易。

第七十六条 跨省调峰交易总量为联络线实际交换电量与联络线日前计划电量之间的差额。购买跨省调峰辅助服务的省份只

对售出省份提供的深度调峰有偿辅助服务支付费用。

第七十七条 跨省调峰交易电量按照提供支援省当时实际发生的各档深度调峰出清价格进行结算，并首先根据第二档深度调峰出清价格进行结算，当第二档深度调峰电量少于跨省调峰支援电量时，剩余支援电量再根据第一档深度调峰出清价格进行结算。

第七十八条 跨省调峰交易补偿和分摊费用按单位统计周期，由区域电网企业在联络线交换电量结算时一并结算，与相关省的省内补偿或分摊费用一并向发电企业结算。

（一）提供支援省获得补偿方法：提供跨省有偿调峰辅助服务省获得的补偿费用用于支付省内实时深度调峰有偿辅助服务补偿费用，相应减少提供支援省分摊费用。

（二）被支援省分摊方法：被支援省的跨省调峰交易分摊费用在省内风电场、光伏电站、核电厂、高于有偿调峰基准的火电厂中分配。具体计算方法如下：

公式：各厂跨省调峰分摊费用=[本厂修正后发电量 / （省区内参与分摊的所有火电厂总修正后发电量+省区内参与分摊的所有风电场总修正后发电量+省区内参与分摊的所有光伏电站总修正后发电量+省区内核电厂总修正后发电量）]×跨省调峰交易总费用

第八节 市场组织与竞价

第七十九条 每月 5 日前，有关发电企业、可中断负荷用户、电储能等将双边协商达成的可中断负荷、停机备用交易意向提交交易平台，由电力调度机构校核通过后执行。

第八十条 每日 11 时前，有意愿提供实时深度调峰辅助服务的火电厂向交易平台上报次日报价及机组最小有功出力，最小有功出力不得高于最小运行方式核定出力。各火电厂初始报价默认为各档上限，当日未上报的火电厂视为延续最近一次报价及机组最小有功出力。

第八十一条 各火电厂应如实上报本厂机组的最小有功出力，如不能够按照调度机构要求减至上报的最小有功出力，根据减少的深调能力按照 0.2 万元/万千瓦的标准支付当日违约费用。

第八十二条 每日 11 时前，有意愿参与电力调峰辅助服务市场集中交易且满足要求的可中断负荷用户向交易平台上报交易期间意向价格、日用电曲线，包括用电时段及每 15 分钟用电功率曲线。根据交易平台发布的信息，风电、光伏、核电企业上报购买可中断负荷。

第八十三条 每日 11 时前，有意愿提供应急启停调峰辅助服务的火电厂向交易平台上报机组应急启停报价。各火电厂初始报价默认为各档上限，当日未上报的火电厂视为延续最近一次报价。

第八十四条 交易平台每交易日 15 时前发布经安全校核后的可中断负荷集中交易结果。15~16 时，达成交易的双方企业通过网络签署交易合同，作为日后的结算依据。

第八十五条 电力调度机构在编制次日发电计划时，应将已达成可中断负荷、电储能和火电停机备用交易的发电空间预留给参

与交易的发电企业。

第九节 交易结果执行

第八十六条 在保障电网安全运行前提下，对调峰辅助服务不同交易品种按照经济性调用，即优先调用无偿及低价的调峰资源。电力调度机构在不违反经济性原则的前提下，可批量调用调峰资源。

第八十七条 电力调度机构为保证电网安全运行有权根据电网调峰需求采取临时增加运行机组调峰深度或安排机组应急启停调峰等措施。

第八十八条 发电企业负责厂内设备运行与维护，确保能够根据电力调度机构指令按照有关调节速率、调节精度要求提供平滑稳定的调峰辅助服务，对于电厂自身原因造成的超出调度机构调用档位的调峰电量不予统计。

第八十九条 以参与辅助服务市场为由影响居民供热质量的，视为机组违约，按每发生一次 100 万元的标准支付当次违约费用。

第九十条 风电、光伏企业参与电力辅助服务双边交易和集中交易的电量部分不参与实时深度调峰费用分摊。确因电网安全运行需要，按照调度指令要求，负荷率高于有偿调峰基准的火电厂不支付实时深度调峰费用，电力调度机构应将原因详细记录并于每月第 5 个工作日前报东北能源监管局备案。

第九十一条 对于因自身原因影响出力至有偿调峰基准以下的火电厂，不视为实时深度调峰，由电力调度机构进行剔除，并将原因详细记录备查。

第九十二条 违约费用由当月实时深度调峰交易中所有净收入电厂按照各自收入的比例分配。

公式：净收入电厂的分配额 = 违约费用总额 × 该电厂收入 / 全部净收入电厂的总收入

每月结算前，技术支持系统根据全月的机组违约情况对各电厂收支金额进行重新核算。

第四章 旋转备用辅助服务

第一节 定义

第九十三条 旋转备用辅助服务是指为了保证可靠供电，发电机组在尖峰时段通过预留旋转备用容量所提供的服务。

第九十四条 旋转备用辅助服务市场的主体为东北地区省级及以上电力调度机构调度指挥的容量10万千瓦及以上的公用燃煤机组。

第九十五条 旋转备用交易是指在同时满足以下三个条件的时段内，火电机组间进行的出售或购买发电能力的交易。

(1) 东北全网发电电力达到当日全网最大发电电力的90%以上；

(2) 东北全网火电机组旋转备用容量低于全网火电开机容量的 15%;

(3) 东北全网未发生调峰原因导致的深度调峰交易。

第二节 旋转备用交易

第九十六条 单位统计周期是交易量计算的基本时间单位,以 15 分钟为一个周期进行统计,在每个统计周期中计算各市场成员的收支费用。

第九十七条 参与旋转备用交易的火电机组按照许可容量进行计量和结算,取得电力业务许可证(发电类)前,以核准容量为准。

第九十八条 火电机组的最大发电能力是指机组能够稳定运行的最大机端出力,最大发电能力不应高于机组的额定容量。

第九十九条 火电厂的最大能力负荷率是指该厂全部运行机组的最大发电能力之和对应该厂开机容量的负荷率。

最大能力负荷率= Σ 运行机组的最大发电能力 / Σ 运行机组的额定容量 $\times 100\%$

第一百条 最大能力负荷率高于基准负荷率的火电厂是旋转备用交易中的卖方,最大能力负荷率低于基准负荷率的火电厂是旋转备用交易中的买方。

在旋转备用辅助服务市场运营初期,基准负荷率暂定为 90%,

东北能源监管局可根据东北地区火电机组调峰能力以及市场运营情况对基准负荷率进行调整。

第一百〇一条 备用电量是卖方电厂基准负荷率以上的发电能力在单位统计时段内的计算电量，可在旋转备用市场中部分或全部出售。

备用电量=（卖方最大能力负荷率-基准负荷率）×卖方电厂开机容量/4

第一百〇二条 备用缺额电量是买方电厂最大能力负荷率低于基准负荷率的缺额部分在单位统计时段内的计算电量，需在旋转备用市场中足额购买。

备用缺额电量=（基准负荷率-买方最大能力负荷率）×买方电厂开机容量/4

第一百〇三条 当所有卖方电厂的备用电量之和大于所有买方电厂的备用缺额电量之和时，所有卖方电厂按照日前报价由低到高的顺序依次与买方电厂等电量成交，直至所有买方电厂的备用缺额电量全部成交完毕，最后一个成交的卖方电厂的备用电量日前报价为该统计周期内的出清价格。买方电厂的费用和卖方电厂的收益计算如下：

公式：买方费用 = 出清价格 × 备用缺额电量

卖方收益 = 出清价格 × 备用电量的成交部分

第一百〇四条 当多个电厂的备用电量报价相同且该报价的备用电量未能全部成交时，各电厂的成交量按照各自备用电量占

该报价备用电量总量的比例分配。

公式：电厂成交量 = 电厂备用电量 × 该报价成交量 / 同报价备用电量总量

第一百〇五条 当所有卖方电厂的备用电量之和小于所有买方电厂的备用缺额电量之和时，该统计周期内的出清价格为所有卖方电厂的备用电量的最高报价。卖方电厂的收益计算如下：

公式：卖方收益=出清价格×备用电量

所有卖方电厂的收益由买方电厂按照各自备用缺额电量占备用缺额电量总量的比例分摊。

公式：买方费用 = 卖方机组收益之和 × 备用缺额电量 / 备用缺额电量总量

第三节 市场组织与竞价

第一百〇六条 每日 11 时前，参与旋转备用市场的火电厂向交易平台上报次日本厂运行和备用机组的最大发电能力及本厂备用电量的出售价格，最大发电能力应考虑机组因自身原因造成的受阻电力。当日未上报机组最大发电能力的火电厂视为沿用最近一次上报的最大发电能力。市场启动时，所有火电厂必须上报本厂机组的最大发电能力。

第一百〇七条 报价设置最高限价 0.2 元/千瓦时和最低限价 0 元/千瓦时，最高限价和最低限价可根据市场运行情况调整。各火电厂的初始报价默认为最高限价，未提交意愿报价的火电厂视为沿用上一日的报价。

第一百〇八条 调度机构通过辅助服务市场技术支持系统于

每日 11 时前发布次日风功率、光功率预测情况和次日负荷预测情况。调度机构在日内分别根据前日东北全网最大发电电力及当日负荷预测对当日旋转备用市场可能的交易结果进行实时预发布；于每日 1 时正式发布前日旋转备用市场的最终交易结果。

第一百〇九条 各调度机构按照调度管辖范围开展旋转备用市场的运营和管理工作。参与旋转备用市场的火电厂在东北全网范围内进行竞价和交易。每月第 5 个工作日内按照调度管辖范围汇总上月参与旋转备用交易各火电厂的收支情况，统计上月省间结算额度。

第四节 免责与违约处理

第一百一十条 各火电厂应如实上报本厂机组的发电能力，并做好燃料管理和厂内设备运维工作，确保运行机组日内的最大发电能力与日前上报情况相符。

第一百一十一条 各省级及以上电力调度机构依托旋转备用辅助服务市场技术支持系统开展调度管辖范围内火电机组的发电能力核查工作。

第一百一十二条 技术支持系统于每日 18 时自动在东北电力调控分中心及辽宁、吉林、黑龙江省调调管范围内分别随机抽取 1 至 3 台参与旋转备用交易的火电机组作为发电能力随机核查对象，并实时公布抽取结果。当值调度可以根据电网运行情况，追加参

与随机核查的机组数量。若此时段处于深度调峰状态，则此次抽查取消。

第一百一十三条 技术支持系统发布被核查机组信息后，当值调度必须在30分钟内通知相关电厂增加被核查机组出力至该机组能够稳定运行的最大出力，并以最大出力运行至少10分钟。技术支持系统自动记录自发布时刻起2小时内被核查机组的发电曲线，以被核查机组连续10分钟平均出力的最大值作为被核查机组的实际最大发电能力。若被核查机组在核查期间发生故障或跳闸，以核查期间的最高出力作为该机组的最大发电能力。

第一百一十四条 若被核查机组所在送出通道满载且除限制新能源出力外无调整手段或被核查机组正在按调度日前批准的计划进行性能试验，该机组核查工作可取消，并由技术支持系统重新抽取1台机组进行核查；若正在进行的核查工作因电网事故而被迫中止，本次核查工作取消。当值调度应在技术支持系统中详细记录核查取消的原因。

第一百一十五条 机组发电能力的核查结果及当日核查工作的开展情况由技术支持系统实时发布。

第一百一十六条 当日已被核查机组不再作为当日发电能力核查的对象。

第一百一十七条 当值调度正常调用火电机组的旋转备用时，若发现机组的实际最大发电能力低于上报最大发电能力，应利用

技术支持系统对该机组进行一次发电能力核查。

第一百一十八条 若被核查机组的实际最大发电能力低于上报最大发电能力的 97%，则视为机组违约，该机组以日内实际最大发电能力参与市场交易，并根据机组容量按 1 万元/万千瓦的标准支付当次违约费用。

第一百一十九条 核查期间发生机组跳闸导致违约的机组，在机组恢复并网运行的当日可向调度机构提出申诉。调度机构在接到申诉后的 10 日内对申诉机组安排 1 次核查。若机组在核查中的最大发电能力不低于违约当日上报最大发电能力的 97%，则视为该机组申诉有效。技术支持系统自动发布机组的申诉及相关核查情况，并对申诉有效的机组的各项收支金额进行重新核算。每个火电厂每年最多可申诉 1 次。

第一百二十条 由于煤质变化或机组缺陷等突发因素导致实际最大发电能力低于日前上报最大发电能力，并在被核查前汇报调度机构的违约机组，以日内实际最大发电能力参与市场交易，日内下降的发电能力需支付 0.1 万元/万千瓦的违约费用。当值调度应在技术支持系统中详细记录机组的实际最大发电能力及发电能力变化的时间、原因。

第一百二十一条 违约费用由当月旋转备用辅助服务市场中所有净收入电厂按照各自收入的比例分配。

公式：净收入电厂的分配额 = 违约费用总额 × 该电厂收入 / 全部净收入电厂的总收入

每月结算前，技术支持系统根据全月的机组违约情况对各电

厂收支金额进行重新核算。

第一百二十二条 纯凝电厂及非供热期的热电厂，若其最大能力负荷率高于 90%，则该火电厂全额获得其当日在深度调峰辅助服务市场中的应得收益；若火电厂的最大能力负荷率低于 70%，则该火电厂当日不得从深度调峰辅助服务市场中获得收益；若火电厂的最大能力负荷率介于 70%~90%之间，则该火电厂当日从深度调峰辅助服务市场中获得的实际收益占应得收益的比例为：

公式：实际收益比例 = $5 \times (\text{最大能力负荷率} - 70\%)$

第一百二十三条 供热期的热电厂，若其最大能力负荷率高于 85%，则该热电厂全额获得其当日在深度调峰辅助服务市场中的应得收益；若热电厂的最大能力负荷率低于 65%，则该热电厂当日不得从深度调峰辅助服务市场中获得收益；若热电厂的最大能力负荷率介于 85%~65%之间，则该热电厂当日从深度调峰辅助服务市场中获得的实际收益占应得收益的比例为：

公式：深度调峰实际收益比例 = $5 \times (\text{最大能力负荷率} - 65\%)$

第一百二十四条 以火电厂上报的机组最大发电能力计算火电厂的最大能力负荷率，以下情况除外：在被核查前将机组发电能力下降情况汇报调度机构的违约电厂，以违约机组的实际最大发电能力参与该电厂的最大能力负荷率计算；对于有机组在核查中或实际调用中被认定违约的火电厂，以违约机组的实际最大发电能力对应该机组额定容量的负荷率作为该电厂当日的最大能力负荷率，该电厂当月从深度调峰辅助服务市场中获得的实际收益

按该电厂当月每日最大能力负荷率的最小值计算。

每月结算前，技术支持系统根据全月的机组违约情况对各电厂在调峰辅助服务中的收支金额进行重新核算。

第一百二十五条 若火电厂在其所属调管范围内最近一笔有偿深度调峰交易发生当日的最低负荷率高于 70%，则该火电厂不得从旋转备用辅助服务市场中获得收益；若火电厂在其所属调管范围内最近一笔有偿调峰交易发生当日的最低负荷率低于 50%，则该火电厂全额获得其在旋转备用辅助服务市场中的应得收益；若火电厂在其所属调管范围内最近一笔有偿调峰交易发生当日的最低负荷率介于 50%~70%之间，则按比例考核计算当日调峰辅助服务市场收益。该火电厂从旋转备用辅助服务市场中获得的实际收益占应得收益的比例为：

公式：实际收益比例 = $5 \times (70\% - \text{最低负荷率})$

减除的收益从旋转备用辅助服务市场全部付费电厂支付的费用中按照各自支付费用的比例减免。

公式：付费电厂的减免额 = $\text{减除的收益总额} \times \text{该电厂支付的费用} / \text{全部付费电厂支付的费用总额}$

第一百二十六条 电网企业向火电企业开具的结算单中要分别明确该企业旋转备用交易和深度调峰交易关联前的应收支金额和关联后的实际收支金额。

第一百二十七条 对于火电厂提出停机临检申请，但因电网运行需要，调度机构未予批准的机组，可由电厂向调度机构提出申

请，暂不参与旋转备用交易。调度机构应在技术支持系统中详细记录机组不参与旋转备用交易的原因及时间。

第一百二十八条 火电机组启、停机当日不参与旋转备用交易。

第一百二十九条 对于全厂总出力有稳定控制要求的火电厂，若全厂运行机组的最大发电能力之和低于稳定控制限额，则该火电厂正常参与旋转备用交易；若全厂运行机组的最大发电能力之和高于稳定控制限额，则该火电厂不作为买方参与旋转备用交易，作为卖方参与旋转备用交易时，稳定控制限额以上的发电能力不计算备用电量。

第五章 其他辅助服务

第一节 黑启动辅助服务

第一百三十条 黑启动是指电力系统大面积停电后，在无外界电源支持情况下，由具备自启动能力的发电机组所提供的恢复系统供电的服务。电力调度机构确定的黑启动机组报东北能源监管局核备。

第一百三十一条 电力调度机构应根据系统运行需要确定黑启动机组，并与黑启动机组所在发电企业签订黑启动服务合同，合同中应规定机组的黑启动技术性能指标及对黑启动机组每年进行测试的条款。对提供黑启动机组的改造新增投资成本、运行维护成本、黑启动测试成本和人员培训成本等给予补偿。

第一百三十二条 黑启动辅助服务费用分为能力费和使用费。能力费按水电机组 2 万元/月、火电机组 10 万元/月补偿；使用费按每台次 500 万元补偿。

第一百三十三条 电力调度机构确定及实际调用的黑启动辅助服务费用按月在本省发电企业间接上网电量比例分摊。

第二节 抽水蓄能超额使用辅助服务

第一百三十四条 抽水蓄能电站应加强维护管理，不得擅自退出备用，随时满足电网调度的调用需求。

第一百三十五条 抽水蓄能电站的补偿原则为按照上年度抽水利用小时数与全国平均水平的比较情况，对高于全国平均水平的抽水电量在本年度进行事后补偿，具体补偿原则如下：

（一）抽水利用小时高于全国平均利用小时 0~100%范围，此部分电量按 0.02 元/千瓦时进行补偿；

（二）抽水利用小时高于全国平均利用小时 100~200%范围，此部分电量按 0.03 元/千瓦时进行补偿；

（三）抽水利用小时高于全国平均利用小时 200%以上范围，此部分电量按 0.04 元/千瓦时进行补偿。

第一百三十六条 补偿费用按以下公式计算：

本年补偿费用=[上年度实际抽水电量×（上年度高于全国平均利用小时 0~100%的利用小时数/本厂上年度利用小时数）×0.02 元/千瓦时]+ [上年度实际抽水电量×（上年度高于全国平均利用

小时 100~200%的利用小时数/本厂上年度利用小时数) ×0.03 元/千瓦时]+ [上年度实际抽水电量 × (上年度高于全国平均利用小时 200%以上的利用小时数/本厂上年度利用小时数) ×0.04 元/千瓦时]

第一百三十七条 东北电网抽水蓄能电站超额使用辅助服务费用按月分配至各省，辽宁、吉林、黑龙江、蒙东间按照抽蓄电量分摊比例计算。

第一百三十八条 抽水蓄能电站补偿费用在各省内电厂间分摊方法，按照当月实时深度调峰费用比例分摊。

第六章 计量与结算

第一百三十九条 电网企业按照调度管辖范围记录所辖并网发电厂辅助服务交易、调用、计算和结算等情况。

第一百四十条 辅助服务计量的依据为：电力调度指令、能量管理系统（EMS）、发电机组调节系统运行工况在线上传系统、广域测量系统（WAMS）等调度自动化系统采集的实时数据，以及电能采集计费系统的电量数据等。

第一百四十一条 辅助服务费用实行专项管理，按照收支平衡原则，以省级及以上电网为单位，按照调度管辖范围统一进行结算。

第一百四十二条 辅助服务费与当月电费同步结算。发电厂在当月电费总额基础上加（减）应获得（支付）的辅助服务补偿（分摊）费用额度，按照电费结算关系向相关电网企业开具增值税发票，与当月电费一并结算。

第七章 信息发布

第一百四十三条 电网企业应建立辅助服务市场技术支持系统，发布辅助服务市场相关信息。调峰辅助服市场信息分为实时信息、日信息及月度信息，内容包括调度管辖范围内所有发电企业的调峰辅助服务补偿和分摊对象、时段、电力、电量、价格、费用等。

第一百四十四条 电网企业通过辅助服务市场技术支持系统每小时对调度管辖范围内所有发电企业发布预补偿和预分摊结果等实时信息。

第一百四十五条 当日信息由电网企业在下一个工作日 12 时前发布。各发电厂如对日信息有异议，应于发布之日的 15 时前向电网企业提出核对要求。电网企业每日 17 时前发布确认后的统计结果。

第一百四十六条 电网企业应在每月第 5 个工作日内发布上月辅助服务市场月度信息。

第八章 市场监管及干预

第一百四十七条 东北能源监管局对辅助服务市场运行进行监督管理。

第一百四十八条 市场运营机构应按照本规则及相关规定组织开展市场交易、调度和结算等工作，并将辅助服务交易情况、

交易合同等信息报东北能源监管局备案。

第一百四十九条 市场主体应按照本规则及相关规定，规范、守信参与电力辅助服务市场交易。发电企业申报发电能力不实的，按照《国家发展改革委 国家能源局关于加强和规范涉电力领域失信联合惩戒对象名单管理工作的实施意见》(发改运行规〔2018〕233号)等有关规定列入“黑名单”或者“重点关注名单”，情节严重的实施失信联合惩戒。

第一百五十条 东北能源监管局可采取现场或非现场方式对本规则实施情况开展检查，对市场运营机构和市场主体违反有关规定的依法依规进行处理。

第一百五十一条 发生以下情况时，东北能源监管局可对市场进行干预，也可授权市场运营机构进行临时干预：

(一) 市场主体滥用市场力、串谋及其他严重违约等情况导致市场秩序受到严重扰乱；

(二) 电力系统或交易平台发生故障，导致市场无法正常进行时；

(三) 其他必要情况。

第一百五十二条 市场干预的主要手段包括：

(一) 调整有偿调峰基准；

(二) 调整市场限价；

(三) 分省设置边界条件；

(四) 暂停市场交易，处理和解决问题后重新启动。

第一百五十三条 因辅助服务交易、调用、统计及结算等情况存在争议的，由东北能源监管局裁决。

第九章 附则

第一百五十四条 本规则由东北能源监管局负责解释。

第一百五十五条 东北能源监管局根据市场实际运行情况，对相关标准和条款进行修改。