

# 国家能源局福建监管办公室文件

闽监能市场规〔2022〕37号

## 国家能源局福建监管办公室关于印发《福建省电力调峰辅助服务市场交易规则（试行）（2022年修订版）》的通知

各有关电力企业、电力用户：

为贯彻落实党中央关于碳达峰、碳中和战略部署，推动构建新型电力系统，加快推进福建电力辅助服务市场建设，促进福建电力行业绿色低碳转型发展，按照《国家能源局关于印发〈电力辅助服务管理办法〉》（国能发监管规〔2021〕61号）等有关文件精神，经广泛征求意见，我办组织制定了《福建省电力调峰辅助服务市场交易规则（试行）（2022年修订版）》，现印发给你们，请遵照执行。执行中如遇重大问题，请及时报告我办。

附件:《福建省电力调峰辅助服务市场交易规则(试行)(2022年修订版)》

国家能源局福建监管办公室

2022年4月19日



附件

# 福建省电力调峰辅助服务市场交易规则（试行） （2022年修订版）

## 第一章 总则

**第一条** 为推动构建新型电力系统，加快推进福建电力调峰辅助服务市场建设，发挥市场在资源配置中的决定性作用，促进福建省电力系统安全、稳定、经济运行，提升水电、风电、光伏、核电等清洁能源消纳空间，制定本规则。

**第二条** 本规则根据《中华人民共和国电力法》《电力监管条例》等国家有关法律、法规和行业标准，遵循《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、《电力并网运行管理规定》（国能发监管规〔2021〕60号）、《电力辅助服务管理办法》（国能发监管规〔2021〕61号）、《国家电网调度控制管理规程》等规定，并结合福建电网运行实际制定。

**第三条** 本规则适用于福建省电网开展的电力调峰辅助服务市场交易，所有市场成员应遵守本规则。

**第四条** 国家能源局福建监管办公室（以下简称“福建能源监

管办” ) 负责福建省电力调峰辅助服务市场 ( 以下简称 “ 市场 ” ) 的监督与管理, 监管本规则的实施。

## 第二章 市场成员

**第五条** 市场成员包括电网企业、市场运营机构和参与交易的市场主体。其中, 市场主体包括并网发电企业 ( 火电、水电、风电、光伏、核电等 )、拥有自备电厂的企业、售电公司、可调节负荷、独立新型储能电站等辅助服务提供商。市场运营机构包括国网福建电力调度控制中心 ( 以下简称 “ 电力调度机构 ” ) 和福建电力交易中心有限公司 ( 以下简称 “ 电力交易机构 ” ) 。

**第六条** 市场主体权利义务包括:

( 一 ) 按要求提供基础技术参数以确定调峰服务的能力, 或提供有资质的单位出具的调峰服务能力测试报告;

( 二 ) 负责电力设备的运行与维护, 确保能够根据电网调度指令提供符合规定的调峰服务;

( 三 ) 按规则参与市场交易, 根据电网调度指令提供调峰服务;

( 四 ) 按规则参与市场结算;

( 五 ) 及时获取市场相关信息;

( 六 ) 其他法律法规规定的权利和义务。

**第七条** 电网企业权利义务包括:

( 一 ) 保障电网以及输配电设施的安全稳定运行;

- (二) 为市场主体提供公平的输配电服务和电网接入服务;
- (三) 提供报装、计量、抄表、收费等各类供电服务;
- (四) 披露和提供市场相关信息;
- (五) 其他法律法规规定的权利和义务。

#### **第八条** 市场运营机构权利义务包括:

(一) 电力调度机构主要职责包括: 建立、维护市场技术支持平台、拟定相关技术服务标准; 依据市场规则组织交易, 按照交易结果进行调用; 向电力交易机构提供市场出清结果; 发布、报送市场信息; 评估市场运行状态, 对市场规则提出修改意见; 紧急情况下按规定中止市场运行, 保障系统安全运行; 组织参与跨省跨区电力调峰辅助服务市场交易; 依法依规开展电力调度工作等;

(二) 电力交易机构主要职责包括: 负责市场主体的注册管理; 提供市场结算依据及相关服务; 发布、报送市场相关信息等;

(三) 其他法律法规规定的权利和义务。

### **第三章 机组深度调峰市场交易**

**第九条** 机组深度调峰市场交易, 指在每日系统负荷低谷时段(0:00-6:00, 12:00-14:00) 需要开机的机组主动调减出力至负荷率小于深度调峰基准时, 以机组调减出力为标的的交易。负荷率大于等于深度调峰基准的调峰服务属于机组承担的基本义务, 由电力调度机构根据系统运行需要无偿调用。

**第十条** 参加机组深度调峰市场的电厂范围为电力调度机构直调及许可电厂。卖方暂为燃煤火电、核电机组以及独立新型储能电站，买方为系统负荷低谷时段在运机组。LNG 机组、执行两部制电价的抽水蓄能机组，以及不完全季调节性能及以上水电机组暂不参与深度调峰市场交易。

**第十一条** 各类型发电机组深度调峰基准按下表执行：

机组类型	深度调峰补偿基准
燃煤火电机组	负荷率 60%
核电机组	负荷率 75%

根据电厂最小运行方式、电网调峰需求以及深度调峰补偿费用情况，深度调峰补偿基准可进行适当调整。

核电企业要始终贯彻保守决策的原则，保证在任何时候、任何情况下，始终将核安全放在最高优先级，上级集团给予核电厂参与调峰明确的决策指导意见。电网企业在确保核电机组安全运行前提下，可根据实际需要安排核电机组参与调峰。一般情况下，电网企业应提前 1 周通知核电厂营运单位进行评估准备；特殊情况下，应提前 2-3 日通知核电厂营运单位。

**第十二条** 电力调度机构在日前或者日内进行负荷预测和计算负备用，当预计福建电网负备用小于裕度值，需要将一台及以上并网机组降至深度调峰补偿基准以下时，开展深度调峰市场交易。

**第十三条** 发电企业以机组深度调峰补偿基准负荷率为起点，采用下调容量比率形式报价。以下调机组 5%的额定容量比率作为一个报价区间，随调峰深度增加依次递增报价，下调容量比率对应的申报价格上限详见下表。参与报价的电厂按机组报价，每台机组的下调功率应报至最小技术出力为止。

下调容量比率	申报价格 M (元/兆瓦时)
(0%, 5%]	$M \leq 100$
(5%, 10%]	$M \leq 200$
(10%, 15%]	$M \leq 400$
(15%, 20%]	$M \leq 500$
(20%, 25%]	$M \leq 600$
(25%, 40%]	$M \leq 1000$

**第十四条** 独立新型储能电站参与深度调峰市场交易模式：

当电网存在安全运行约束，需要独立新型储能电站参与调节时，独立新型储能电站按照电力调度机构下达曲线运行。独立新型储能电站深度调峰补偿费用按其当天调峰时段充电电量和深度调峰市场平均出清价格进行结算。如果当天深度调峰市场未启动，则按照前一次深度调峰市场平均出清价格进行结算。

其他负荷低谷时段，当系统负备用不足时，电力调度机构优先调用独立新型储能电站参与系统调峰，并按照当天深度调峰市场平均出清价格进行结算。

**第十五条** 按照“按需调用，按序调用”原则，在负荷下降过程中，优先降低报价低的机组出力；在系统负荷上升过程中，优先加大报价高的机组出力；相同报价的按时间优先原则调用。因系

统调峰需要,电力调度机构调用未报价机组参与系统调峰,按照该机组最近一次有效报价进行调峰补偿,并免除调峰时段机组出力偏差考核。如该机组没有有效报价记录,则按照该时段其他机组最低调峰报价进行补偿。

**第十六条** 按照“日前报价、实时出清”的交易机制,以15分钟为一个计费周期,实行日清月结。

**第十七条** 交易期间,全网深度调峰补偿费用的计算公式如下:

全网机组深度调峰补偿费用 =  $K1 \times \Sigma$  (机组深度调峰补偿费用)

机组深度调峰补偿费用 =  $\Sigma$  (机组各报价区间对应深度调峰电量  $\times$  中标价格)

其中,机组深度调峰电量为机组下调出力至负荷率小于深度调峰补偿基准时形成的未发电量。

为合理调控机组深度调峰补偿费用范围,设置调节系数  $K1$  (暂取1),可根据市场运行实际情况进行调节。

**第十八条** 深度调峰补偿费用由深度调峰市场交易时段运行的火电机组、可再生能源发电机组(风电、光伏)、水电机组以及核电机组等按各自在计费周期内的上网电量比例进行分摊。具体计算公式为:

机组深度调峰补偿分摊费用 = (计费周期内该机组上网电量/



计费周期内所有参与分摊机组上网电量) × 计费周期内全网深度调峰补偿费用

考虑福建外送联络线安控系统要求“安控机组的升压变高压侧功率不低于50%机组额定功率”的实际情况，投入安控装置的发电机组暂定60%负荷率以下对应发电量不参与省内深度调峰补偿费用分摊，60%负荷率以上对应电量仍参与省内深度调峰补偿费用分摊。

根据热电机组在线监测实际情况，热电比超过0.5的热电联产机组在供热时段，机组20%发电量暂不参与省内深度调峰补偿费用分摊；其余热电比超过0.15的供热机组在供热时段，机组10%发电量暂不参与省内深度调峰补偿费用分摊。

考虑水库最小生态下泄流量要求，所有水电厂参与分摊的电量为其装机容量的10%及以上出力所发电量。此外，有通航要求的水电站上网电量暂按80%比例剔除。

**第十九条** 为避免个别机组分摊的深度调峰补偿费用过高，对机组设定分摊费用上限，计算公式如下：

机组分摊费用上限=当日全网深度调峰补偿费用 × 0.2

当机组按照第十八条规则计算得出的分摊费用大于机组分摊费用上限时，按上限进行支付。

**第二十条** 当出现上述条款中支付费用达到上限情况，需要重新进行深度调峰补偿费用分摊。首先从当日深度调峰补偿总费用中扣除达到分摊费用上限机组需支付的费用，然后剩余机组按各自

上网电量比例对剩下的深度调峰补偿总费用进行分摊。

**第二十一条** 对由于开机、停机，非停或自身原因影响出力至深度调峰补偿基准以下的机组，不视为提供深度调峰服务，不予补偿，电力调度机构和电厂应将原因详细记录备查。

**第二十二条** 由于电网安全约束对出力有特殊要求的发电机组，其发电利用率高于所有发电机组的平均发电利用率部分的电量，在电网设备检修申请单批复的时间内不分摊深度调峰补偿费用，电力调度机构应将原因详细记录备查。

**第二十三条** 对已出清且在实际运行中无法提供相应深度调峰服务的机组，根据计费周期内机组的调峰中标电量和调峰实际电量计算偏差电量。

偏差电量=调峰中标电量-调峰实际电量

其中，调峰中标电量为计费周期内深度调峰补偿基准对应发电量减去计划电量的差值；调峰实际电量为计费周期内深度调峰补偿基准对应发电量减去实际电量的差值。

如果电量偏差小于 2%，并且调峰实际电量大于调峰中标电量，机组深度调峰补偿费用按照调峰实际电量和中标电价结算；如果调峰实际电量小于调峰中标电量时，机组深度调峰补偿费用按照调峰实际电量和实际出力对应的档位报价结算。

如果电量偏差大于 2%，除了按上述原则结算外，另外收取违约金，违约金=计费周期内调峰偏差电量×市场平均出清价格×M1，

M1 暂取 0.2。违约金纳入调峰总盘子，按照计费周期内在运机组上网电量比例进行分配。

**第二十四条** 为保证电网稳定运行，在特殊情况下，电力调度机构可以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等措施。在深度调峰市场启动期间，提供调频服务的机组降至深度调峰补偿基准以下未发电量认定为深度调峰电量，按照对应时段对应档位的平均出清价格计算深度调峰补偿费用。

**第二十五条** 机组深度调峰市场交易流程如下：

（一）工作日 9:00 前，季调节性能以下的水电站、风电场以及光伏电站制定本厂（站）次日发电计划报送电力调度机构，电力调度机构有权根据调峰需求在不改变季调节性能以下水电站次日发电量的前提下对其发电曲线进行必要调整。次日，季调节性能以下的水电站、风电场以及光伏电站可根据最新预测，滚动更新发电计划并上报电力调度机构。

（二）工作日 11:00 前，有意愿提供深度调峰服务的火电厂、核电厂在调峰交易平台上向电力调度机构申报次日机组出力区间及对应报价。

（三）工作日 20:00 前，电力调度机构根据机组申报信息、负荷预测和电网运行情况编制并发布次日发电计划。

（四）调峰计算模块根据最新的超短期负荷预测，结合机组日前报价和电网运行情况，以定点模式滚动计算并修正电厂预计出力

曲线。深度调峰市场启动后，调峰计算模块按照交易规则计算每个计费周期内各机组的深度调峰补偿费用和深度调峰补偿分摊费用，累加得到机组每日深度调峰总收益。

（五）电力调度机构在节假日前集中组织多日调峰申报，发布后续多日发电计划，节假日期间按需开展深度调峰市场交易。

**第二十六条** 根据《华东电力调峰辅助服务市场运营规则》，在福建省内电力电量平衡后调峰资源如有盈缺，为保证电网安全运行和福建清洁能源消纳，可通过市场化方式在华东电力调峰辅助服务市场进行交易。

当电力调度机构预测次日低谷负备用不足，可通过华东电力调峰辅助服务市场向其他省市购买调峰资源。所产生的交易电量由省调直调火电机组按照当日上网电量比例分配，并按照当月月度外送交易价格结算；华东电力调峰辅助服务市场出清价格与当月月度外送交易价格之间的差额费用纳入当月省内调峰总盘子，按照发电机组因自身调峰不足而多上网电量占有所有发电机组调峰不足而多上网电量之和的比例进行分配。调峰不足而多上网电量指发电机组的发电利用率大于所有发电机组的平均发电利用率部分的电量。

当电力调度机构预测次日低谷负备用在满足省内电力电量平衡后调峰资源仍有盈余，省内发电机组可以按照规则参与华东电力调峰辅助服务市场交易卖出调峰资源。对中标机组按照合同电量转让的方式进行结算，即不影响中标机组原有交易合同的结算，对机

组在华东电力调峰辅助服务市场的中标电量按负值结算，结算电价为机组在华东电力调峰辅助服务市场的成交价格。

#### 第四章 机组深度调峰容量市场交易

**第二十七条** 机组深度调峰容量市场交易，指燃煤火电机组通过深度调峰改造、具备在系统负荷低谷时段主动调减出力至 35% 负荷率以下的能力，以机组 35% 负荷率以下可调节容量为标的的交易。参与深度调峰容量市场交易机组的调节能力需经电力调度机构、有资质科研机构进行现场试验确认，在机组并网调度协议中对深度调峰能力予以明确。并网协议认定的深度调峰持续时间不小于 4 小时，并结合电网实际调度运行，适时开展机组深度调峰能力验证。

**第二十八条** 为保证市场平稳发展，根据燃煤火电机组深度调峰改造成本，核定深度调峰容量市场机组报价上限。初期，深度调峰容量市场各档位机组报价上限如下表所示：

机组负荷率区间	机组报价上限（元/兆瓦·日）
[30%, 35%)	400
[25%, 30%)	500
[20%, 25%)	550
[15%, 20%)	600
[10%, 15%)	650
[5%, 10%)	800
[0%, 5%)	950

深度调峰容量市场试运行过程中，可结合运行情况对各档位机组报价上限进行调整。

**第二十九条** 市场运营机构采用“单边竞价，边际出清”的模式，按照市场成本最低的原则，根据深度调峰容量市场申报价格由低到高排序，对相应申报容量依次成交，直至最后一个市场主体的容量累加等于调峰容量需求，成交最后 1 千瓦的申报价格为深度调峰容量市场边际出清价格，若出清价格由两家及以上市场主体的报价确定，则按各家该时段申报容量比例分配出清量。

深度调峰容量市场出清完成后，市场运营机构将深度调峰容量市场出清结果发送至相关市场主体。

**第三十条** 深度调峰容量市场交易组织流程：

（一）深度调峰容量市场可按照年度、季度或者月度开展交易。深度调峰容量市场开市前，市场运营机构应提前至少 7 个工作日发布深度调峰容量市场交易方案公告。

（二）深度调峰容量市场交易方案公告发布后，市场运营机构应在 3 个工作日内组织相关市场主体完成申报。

（三）深度调峰容量市场申报截止后，市场运营机构根据市场规则，在 3 个工作日内完成出清并发布出清结果。

（四）深度调峰容量市场成员应遵循及时、真实、准确、完整的原则，按照规定报送，并在市场技术支持系统披露相关信息。

（五）相关市场主体的深度调峰容量费用，随深度调峰补偿费

用一并结算，日清月结。

**第三十一条** 全网深度调峰容量补偿费用的计算公式如下：

全网中标机组深度调峰容量补偿费用 =  $K2 \times \Sigma$  ( 中标机组深度调峰容量补偿费用 )

为合理调控深度调峰容量市场补偿费用范围，设置调节系数  $K2$  ( 暂取 1 )，可根据市场运行实际情况进行调节。

中标深度调峰容量市场的燃煤火电机组每天获得的深度调峰容量费用计算公式如下：

$$F_{容量}^i = L1 \times \sum_{j=1}^7 (P_{容量}^j \times C_{容量}^{i,j})$$

式中：

$F_{容量}^i$  为中标深度调峰容量市场后，燃煤火电机组  $i$  每天获得的深度调峰容量费用；

$P_{容量}^j$  为深度调峰容量市场第  $j$  档位出清价格；

$C_{容量}^{i,j}$  为燃煤火电机组  $i$  在深度调峰容量市场第  $j$  档位的出清容量。

$L1$  为调节系数，根据深度调峰容量市场需求以及机组参与的年限在交易方案中明确。

**第三十二条** 符合条件的机组从并网调度协议正式签订之日起具备市场报价资格。

**第三十三条** 对于机组并网调度协议中已认定而实际调用不具备的深度调峰能力，除扣除周期内深度调峰容量补偿费用外，另

外收取违约金，违约金= $F_{容量}^i \times M2$ ，M2 暂取 0.1。违约金纳入调峰总盘子，按照计费周期内在运机组上网电量比例进行分配。

**第三十四条** 深度调峰容量费用由深度调峰容量市场启动期间运行的燃煤火电机组、可再生能源发电机组（风电、光伏）、水电机组以及核电机组等按各自全天上网电量比例进行分摊。具体计算公式为：

机组深度调峰容量分摊费用 = （该机组上网电量/所有参与分摊机组上网电量）× 全网深度调峰容量补偿费用

考虑福建外送联络线安控系统要求“安控机组的升压变高压侧功率不低于 50%机组额定功率”的实际情况，投入安控装置的发电机组暂定 60%负荷率以下对应发电量不参与深度调峰容量费用分摊，60%负荷率以上对应电量仍参与深度调峰容量费用分摊。

根据热电机组在线监测实际情况，热电比超过 0.5 的热电联产机组在供热时段，机组 20%发电量暂不参与深度调峰容量费用分摊；其余热电比超过 0.15 的供热机组在供热时段，机组 10%发电量暂不参与深度调峰容量费用分摊。

考虑水库最小生态下泄流量要求，所有水电厂参与分摊的电量为其装机容量的 10%及以上出力所发电量。此外，有通航要求的水电站上网电量暂按 80%比例剔除。

## 第五章 机组启停调峰市场交易

**第三十五条** 机组启停调峰市场交易是指根据调度指令，机组



在日内通过启停以缓解电网调峰压力的交易。参加机组启停调峰交易的电厂范围为电力调度机构直调及许可调度发电厂，单机容量不低于 50 兆瓦。卖方为水电机组、燃煤火电机组，买方为当日在运机组；LNG 机组以及执行两部制电价的抽水蓄能机组暂不参与启停调峰市场交易。

**第三十六条** 在 24 小时内，根据调度指令燃煤火电机组完成启停调峰 1 次及以上，水电机组启停（含空转）调峰 3 次及以上作为市场启动条件。暂定燃煤火电机组出力低于 20%额定功率、水电机组出力低于 15%额定功率作为机组有效开停机依据，具体比例可根据电网实际运行情况调整。当日提供调频服务的机组，在满足上述启停调峰标准时，可同时获得启停调峰补偿费用。

**第三十七条** 按照机组额定容量对应启停调峰市场报价区间浮动报价。各级别机组的报价上限参见下表：

机组额定容量级别（兆瓦）	报价上限 M（万元/台次）
[50, 150]	$M \leq 6$
(150, 250]	$M \leq 8$
(250, 400]	$M \leq 100$
(400, 700]	$M \leq 130$
(700, 1100]	$M \leq 160$

**第三十八条** 每个工作日 11:00 前，有意愿提供启停调峰服务的市场主体在调峰交易平台上申报次日机组启停报价，节假日前可申报多日的机组启停报价。

**第三十九条** 电力调度机构根据机组启停调峰报价由低到高

依次调用，报价相同则优先调用容量大的机组。

**第四十条** 启停调峰市场交易根据机组日前报价按台次结算。启停调峰中标的燃煤火电机组还可根据机组的深度调峰市场交易报价，获得从深度调峰补偿基准至 20%负荷率区间的深度调峰补偿费用。

**第四十一条** 机组启停调峰补偿费用由燃煤火电机组、可再生能源发电机组（风电、光伏）、水电机组以及核电机组等按各自全天上网电量比例进行分摊。具体计算公式为：

机组启停调峰补偿分摊费用 = （该机组上网电量 / 所有参与分摊机组上网电量） × 全网机组启停调峰补偿费用

## 第六章 可调节负荷调峰市场交易

**第四十二条** 可调节负荷调峰市场交易，指在负荷低谷时段，与电网企业签订可调节负荷调峰市场交易合作协议的用户，根据电网需求，通过增加用电负荷为电网提供的调峰服务。可调节负荷包括但不限于分布式储能、电动汽车（充电桩、充换电站）、电采暖、虚拟电厂等调节资源。

**第四十三条** 可调节负荷可通过独立或委托代理等方式参与市场。

独立参与方式：能够与电力调度机构进行数据交互、响应调度指令的电力用户，可作为可调节负荷独立参与市场。根据系统运行需要和自身情况，响应调度指令，调节自身用电负荷曲线，提供调

峰服务，纳入调峰服务补偿和分摊机制。

委托代理参与方式：电力用户也可与聚合商、虚拟电厂签订委托代理协议，按照公平合理原则协商确定补偿和分摊分配方式，由其代理参与市场。聚合商、虚拟电厂参与方式同电力用户独立参与。

#### **第四十四条 可调节负荷参与条件**

（一）可调节负荷应是具有独立法人资格、独立财务核算、信用良好、能够独立承担民事责任的经济实体，或经法人单位授权的非独立法人主体。

（二）可调节负荷暂定最大可调节功率不小于2.5兆瓦，满足电网接入要求，具备电力和电量数据分时计量能力，传输数据准确、可靠，并通过电力调度机构测试。

（三）可调节负荷进入市场后如退出市场至少提前15天向电力调度机构书面报告，妥善处理交易事宜并结清参与市场产生的费用，按合同约定补偿有关损失后退出。

**第四十五条** 初期，可调节负荷只需申报相对于基准功率曲线的可调节电量，以价格接受者的方式参与市场。随着市场发展成熟，可调节负荷将逐步过渡到以报量报价的形式参与市场。若可调节负荷未按时完成申报，则不参与市场出清。

**第四十六条** 市场申报周期为日，法定节假日前最后一个工作日，完成次日至节假日后第一个工作日的申报。申报内容包括但不限于：

(一) 储能、充电桩等充(用)放电设备申报充(用)放电容量、充(用)电时间及时间范围、转换效率、最大充(用)放电功率、日最大充(用)放电次数、充(用)放电速率等。

(二) 充换电站、电采暖等可控负荷充(用)电设备申报充(用)电功率曲线、最大充(用)电功率、充(用)电时间及时间范围等。

(三) 聚合主体分类申报其代理的各类调节资源。仅有充(用)电功能的调节资源申报资源聚合调节容量、最大聚合充(用)电功率、充(用)电时间及时间范围。具备充(用)放电功能的调节资源申报聚合调节容量、最大聚合充(用)放电功率、日最大充(用)放电次数、聚合充(用)放电速率等。

(四) 虚拟电厂申报聚合调节容量、最大聚合充(用)放电功率、充(用)放电时间及时间范围、日最大充(用)放电次数、聚合充(用)放电速率等。

(五) 聚合主体、虚拟电厂应同步提供代理委托协议、代理用户明细(含用电户号)及代理用户响应负荷能力等。

**第四十七条** 电力调度机构根据负荷预测,在系统负备用紧张时段优先安排可调节负荷提供调峰服务,直至满足出清时段调峰需求,完成市场运行日预出清。

**第四十八条** 预出清结果作为运行日可调节负荷充(用)电功率计划曲线,独立参与方式的可调节负荷直接下发,委托代理参与方式的下发至代理商平台。

#### **第四十九条** 可调节负荷调峰市场交易组织流程:

(一) 工作日 10:00 前, 电力调度机构通过省级智慧能源服务平台、“网上国网”等 APP 向可调节负荷发布次日调峰市场需求信息。

(二) 工作日 11:00 前, 有意愿提供调峰服务的可调节负荷通过省级智慧能源服务平台、“网上国网”等 APP 向电力调度机构填报次日调峰服务信息。

(三) 工作日 20:00 前, 电力调度机构根据市场主体申报信息、负荷预测和电网运行情况编制并发布次日发电计划。可调节负荷可通过省级智慧能源服务平台、“网上国网”等 APP 查询参与信息。

#### **第五十条** 全网可调节负荷调峰补偿费用计算公式如下:

全网可调节负荷调峰补偿费用 =  $K3 \times \Sigma$  (可调节负荷调峰补偿费用)

可调节负荷调峰补偿费用 =  $\Sigma$  (可调节负荷各计费周期对应调峰电量  $\times$  市场结算平均价)

其中, 可调节负荷调峰电量为可调节负荷上调用电负荷大于其基准功率曲线时的增用电量。

为合理调控可调节负荷调峰补偿费用范围, 设置调节系数  $K3$  (暂取1), 可根据市场运行实际情况进行调整。

**第五十一条** 可调节负荷调峰补偿费用实行日清月结, 每月与电网企业按签订的交易合同直接开展结算。

**第五十二条** 可调节负荷的基准功率曲线由典型日用电曲线统计生成，典型日的确定分两种情况：

（一）调峰服务响应发生在工作日，选取调峰服务响应日前7天，其中需剔除市场主体非工作日以及参与调峰服务响应日，剔除后不足7天的部分向前顺序选取，应补足7天，从上述7天中再剔除日最高负荷最大、最小的两天，剩余5天作为典型日。

（二）调峰服务响应发生在非工作日，选取调峰服务响应日前最近的3个非工作日为典型日，其中需剔除市场主体参与调峰服务响应日，剔除后不足3天的部分向前顺序选取，应补足3天。

基准功率计算步骤：

（一）取典型日市场主体96点负荷数据。

（二）求不同典型日市场主体96点负荷数据的平均值，获得可调节负荷的基准功率曲线。

**第五十三条** 非电网原因造成可调节负荷在某个计费周期实际充（用）电量少于其计划曲线对应电量所产生的偏差电量不超过30%时，可调节负荷获得的调峰补偿费用按实际调峰电量结算；偏差电量超过30%时，该结算周期内调峰补偿费用不予结算。在连续7个运行日内出现24个及以上计费周期偏差电量超过30%的情况下，取消该可调节负荷参与调峰市场资格，待完善调峰能力且经过电力调度机构测试后可再次参与调峰市场。

**第五十四条** 初期，可调节负荷调峰补偿费用由燃煤火电机

组、可再生能源发电机组（风电、光伏）、水电机组以及核电机组等按计费周期内各自的上网电量比例进行分摊。随着市场发展成熟，可调节负荷调峰补偿费用逐步由发电侧和用户侧共同分摊。

初期，具体计算公式为：

机组可调节负荷调峰补偿分摊费用 = （该机组上网电量 / 所有参与分摊机组上网电量） × 全网可调节负荷调峰补偿费用

## 第七章 计量与费用管理

**第五十五条** 电网企业按照电力调度机构管辖范围记录所辖并网主体辅助服务交易、调用、计算和结算等情况。

**第五十六条** 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，电能量采集计费系统的电量数据等。

**第五十七条** 电力调度机构将各类调峰交易执行结果传递至电力交易机构，并由电力交易机构负责出具结算依据。

**第五十八条** 调峰费用与其他辅助服务费用实行统一管理，按照收支平衡原则实行月度结算。

**第五十九条** 调峰费用采取电费结算方式，市场主体在当月电费总额基础上加（减）应获得（支付）的调峰辅助服务补偿（分摊）费用，按照电费结算关系向电网企业开具增值税发票。

## 第八章 信息披露

**第六十条** 信息披露应当遵循真实、准确、完整、及时、易于使用的原则，披露内容应包括但不限于考核/补偿/分摊、具体品种、调度单元等信息类型。信息披露主体对其提供信息的真实性、准确性、完整性负责。

**第六十一条** 电力交易机构负责通过信息披露平台向所有市场主体披露相关考核和补偿结果，制定信息披露标准格式，开放数据接口。

**第六十二条** 电力调度机构应及时向电力交易机构按信息类型推送考核、补偿和分摊公示信息，由电力交易机构于次月 10 日之前向所有市场主体公示。并网主体对公示有异议的，应在 3 个工作日内提出复核。电力调度机构在接到并网主体问询的 3 个工作日内，应进行核实并予以答复。披露信息应体现电力调度机构管辖范围内所有市场主体的调峰服务补偿和分摊情况，包含且不限于补偿/分摊对象、时段、电力、电量、价格、费用等信息。并网主体经与电力调度机构协商后仍有争议的，可向福建能源监管办提出申诉。无异议后，由电力调度机构执行，并将结果报送福建能源监管办。

## 第九章 市场监管

**第六十三条** 福建能源监管办对福建省电力调峰辅助服务市场交易进行监管。主要包括且不限于：

（一）市场主体参与交易的情况；



- (二) 市场主体的集中度和行使市场力情况;
- (三) 市场主体的运营情况;
- (四) 执行电力调峰辅助服务市场交易规则的情况;
- (五) 不正当竞争、串通报价和违规交易行为;
- (六) 市场履约等信用情况;
- (七) 市场信息披露和报送情况;
- (八) 市场相关技术支持系统建设、维护、运营和管理的情况;
- (九) 其他法律法规所规定的情况。

**第六十四条** 电力调度机构、电力交易机构应按要求将电力调峰辅助服务交易情况等信息报监管机构备案。

**第六十五条** 监管机构可采取现场或非现场方式对本规则实施情况开展检查,依法依规对市场主体和运营机构违规行为进行处理。

**第六十六条** 发生以下情况时,监管机构可对市场进行干预,也可授权电力调度机构、电力交易机构进行临时干预:

- (一) 市场主体滥用市场力、串谋及其他违规违约等情况导致市场秩序受到严重扰乱;
- (二) 市场技术支持系统或交易平台发生故障,导致市场交易无法正常进行时;
- (三) 因华东电网故障需要事故支援需要紧急升机组出力,导致市场交易无法正常进行时;
- (四) 因福建省电力系统发生故障需要调整机组出力,导致市

场交易无法正常进行时；

（五）因恶劣天气、节假日等原因造成负荷突变、电网运行方式发生变化，导致市场交易无法正常进行时；

（六）其他必要情况。

**第六十七条** 市场干预的主要手段包括且不限于：

（一）调整有偿调峰基准；

（二）调整市场限价；

（三）调整市场准入和退出规则；

（四）暂停市场交易，处理和解决问题后重新启动。

**第六十八条** 福建能源监管办依据电力争议调解办法等规定，调解电力调峰辅助服务管理争议。

## 第十章 附则

**第六十九条** 本规则由福建能源监管办负责解释。

**第七十条** 福建能源监管办根据市场实际运行情况，组织对相关标准和条款进行修改。

**第七十一条** 本规则自发布之日起实施，有效期 2 年。

---

抄送：国家能源局市场监管司，省政府办公厅，省发改委，华东能源  
监管局。

---

国家能源局福建监管办公室

2022 年 4 月 19 日印发

---