

附件：

广东省独立储能参与电能量市场交易细则 (试行)

为贯彻落实国家和广东省关于推动储能产业高质量发展的部署，促进广东新型储能发展应用，有序放开独立储能参与电力市场交易，按照《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》（发改办运行〔2022〕475号）、《广东省新型储能参与电力市场交易实施方案》（粤能电力〔2023〕23号）等文件有关规定及要求，制订本细则。

一、总体要求

建立健全独立储能参与电能量市场交易机制，构建独立储能价格市场形成机制，逐步完善广东新型储能商业运营模式，激励储能技术多元化发展，提升电力系统调峰、调频、爬坡等灵活调节能力，保障电力安全可靠供应，促进清洁能源消纳，助力解决储能产业高质量发展。

二、准入条件

独立储能是指直接接入公用电网（包括在发电企业、电力用户计量关口外并网）的新型储能项目，满足以下准入条件的，可作为独立主体参与电能量市场交易：

1. 额定功率在5兆瓦及以上，额定功率下可持续充电、放电时间均不低于1小时。

2. 具备独立分时正反向计量条件。
3. 具备调度直控条件，能够可靠接收和执行电力调度机构实时下达的充放电曲线及控制指令，各类性能指标及技术参数应满足相关要求。
4. 具备独立法人资格，或经法人单位授权。
5. 以独立主体身份按要求签订并网协议、并网调度协议、购售电合同等，原则上并网协议、并网调度协议、购售电合同所指单元须保持一致。

已参与电能量市场交易的独立储能，原则上不得自行退出市场。相关成本收益纳入输配电价的电网替代性储能，不参与市场交易。

三、注册要求

独立储能注册时需要向市场运营机构提供的资料及信息包括但不限于：

1. 基本信息。已完成投产并具备并网运行条件的相关材料、注册申请表、法定代表人或负责人身份证件、营业执照等。

2. 技术参数。独立储能依据相关投产文件向所属电力调度机构提供技术参数，经所属电力调度机构审核批准后生效。如需变更，需通过参数变更管理流程进行更改。具体包括但不限于：

- （1）额定容量：单位兆瓦时，应与并网调度协议保持一致。

- （2）额定充电、放电功率：单位兆瓦，应与并网调度

协议保持一致。

(3) 最大、最小允许荷电状态：荷电状态，指储能存储电量占额定容量的比值，由市场主体参照附表参数申报。

(4) 充放电能量转换效率：一定周期内储能交易单元放电量与充电量的比值。

(5) 厂用电率：取统计期内独立储能平均综合厂用电率。

3. 交易单元。原则上，接入同一 220kV 上网节点、属于同一法人单位的独立储能作为一个交易单元参与市场交易，且独立储能交易单元须与调度单元保持一致。

四、中长期电能量交易

(一) 交易品种

独立储能可参与年度、月度、多日等周期的双边协商、挂牌和集中竞争交易，具体以实际交易安排为准。

(二) 交易方向

独立储能参与双边协商或挂牌交易，在同一场次中允许买入和卖出双向交易，在同一场次挂牌交易中对同一小时的电量只允许买入或卖出单向交易，以首笔成交方向为准。独立储能参与集中竞争交易，在同一场次中对同一标的只允许买入或卖出单向交易，以首笔成交方向为准。

(三) 交易电量约束

1. 月度净合约量约束

独立储能月度净合约量为所交易标的月合约电量的代数和，其上下限根据额定容量和日均充放电循环次数设置，

计算方式如下：

标的月净合约量 = Σ 卖出标的月合约电量 - Σ 买入标的月合约电量

月度净合约量上限 = 额定容量 \times 日均充放电循环次数 \times 当月天数 \times 调整参数 y_3

月度净合约量下限 = - 月度净合约量上限

2. 月度累计交易量约束

独立储能月度累计交易量为买入和卖出标的月合约电量的绝对值之和，其上限根据月度净合约量上限和调整参数 f_3 设置，计算方式如下：

标的月累计交易量 = Σ 卖出标的月合约电量 + Σ 买入标的月合约电量

月度累计交易量上限 = 月度净合约上限 \times 调整参数 f_3

3. 分时净合约量约束

独立储能分时净合约量为所交易标的的小时合约电量的代数和，其上下限根据额定充放电功率和系数 A_3 设置，计算方式如下：

标的小时净合约量 = Σ 卖出标的小时合约电量 - Σ 买入标的小时合约电量

分时净合约量上限 = 额定放电功率 \times 1 小时 \times 系数 A_3

分时净合约量下限 = - 额定充电功率 \times 1 小时 \times 系数 A_3

4. 可申报电量额度

独立储能参与双边协商、挂牌和年度集中竞争交易，应用月度净合约量约束和月度累计交易量约束，不应用分时净

合约量约束，可申报买入、卖出电量额度计算方式如下：

可申报卖出电量额度 = $\min\{\text{月度净合约量上限} - \text{本场交易前持有月度净合约量} - \text{本场交易已申报卖出月内合约电量}, \text{月度累计交易量上限} - \text{已发生月度累计交易量}\}$

可申报买入电量额度 = $\min\{\text{本场交易前持有月度净合约量} - \text{月度净合约量下限} - \text{本场交易已申报买入月内合约电量}, \text{月度累计交易量上限} - \text{已发生月度累计交易量}\}$

独立储能参与月度和多日集中竞争交易，在月度净合约量约束和月度累计交易量约束的基础上，应用分时净合约量约束。月度集中竞争交易的可申报买入、卖出电量额度按交易标的时段分别设置，计算方式如下：

分时可卖出电量上限 = $\max\{\text{分时净合约量上限} - \text{本场交易前持有分时净合约量}, 0\}$

分时可买入电量上限 = $\max\{\text{本场交易前持有分时净合约量} - \text{分时净合约量下限}, 0\}$

月度某时段可卖出电量上限 = $\min\{\text{当月 1 日该时段分时可卖出电量上限} / \text{交易标的电量当月 1 日分解比例}, \dots, \text{当月 N 日该时段分时可卖出电量上限} / \text{交易标的电量当月 N 日分解比例}\}$ ，N 为当月天数

月度某时段可买入电量上限 = $\min\{\text{当月 1 日该时段分时可买入电量上限} / \text{交易标的电量当月 1 日分解比例}, \dots, \text{当月 N 日该时段分时可买入电量上限} / \text{交易标的电量当月 N 日分解比例}\}$ ，N 为当月天数

月度交易某时段可申报卖出电量额度 = $\min\{\text{月度该时}$

段可卖出电量上限 - 本场交易已申报卖出该时段合约电量，
月度净合约量上限 - 本场交易前持有月度净合约量 - 本场
交易已申报卖出月内合约电量，月度累计交易量上限 - 已发
生月度累计交易量}

月度交易某时段可申报买入电量额度 = $\min\{\text{月度该时段可买入电量上限} - \text{本场交易已申报买入该时段合约电量},$
 $\text{本场交易前持有月度净合约量} - \text{月度净合约量下限} - \text{本场}$
 $\text{交易已申报买入月内合约电量}, \text{月度累计交易量上限} - \text{已发}$
 $\text{生月度累计交易量}\}$

多日集中竞争交易的可申报买入、卖出电量额度按交易
标的时段分别设置，计算方式如下：

多日交易某时段可申报卖出电量额度 = $\min\{\text{该时段分$
 $\text{时可卖出电量上限} - \text{本场交易已申报卖出该时段合约电量},$
 $\text{月度净合约量上限} - \text{本场交易前持有月度净合约量} - \text{本场}$
 $\text{交易已申报卖出月内合约电量}, \text{月度累计交易量上限} - \text{已发}$
 $\text{生月度累计交易量}\}$

多日交易某时段可申报买入电量额度 = $\min\{\text{该时段分$
 $\text{时可买入电量上限} - \text{本场交易已申报买入该时段合约电量},$
 $\text{本场交易前持有月度净合约量} - \text{月度净合约量下限} - \text{本场}$
 $\text{交易已申报买入月内合约电量}, \text{月度累计交易量上限} - \text{已发}$
 $\text{生月度累计交易量}\}$

五、现货电能量交易

独立储能可按照“报量报价”或“报量不报价”的方式
参与现货电能量交易。在电力供应紧张、调峰或断面调控困

难等时段，电力调度机构可根据系统运行需要要求独立储能按照“报量报价”方式参与，并于竞价日（D-1日）12:00前以私有信息披露。

以报量不报价方式参与交易的，独立储能申报充放电出力计划曲线，经安全校核后予以出清。以报量报价方式参与交易的，独立储能申报充放电能量价格曲线，经集中优化出清形成出力计划。

（一）运行边界条件准备

1. 独立储能检修和调试计划。电力调度机构提前5日批复独立储能检修、调试（试验）等计划。

2. 独立储能出力上下限约束。竞价日上午12:00前，独立储能根据额定充放电功率、检修和调试（试验）计划批复等情况，通过调度系统申报运行日（D日）96点出力上下限约束。若未按时申报，独立储能处于充电状态时，出力上下限默认分别为0和额定充电功率（以负值表示）；独立储能处于放电状态时，出力上下限默认分别为额定放电功率（以正值表示）和0。

3. 独立储能荷电状态上下限约束。竞价日上午12:00前，独立储能根据额定容量、检修和调试（试验）计划批复等情况，通过调度系统申报运行日96点荷电状态上下限约束。若未按时申报，独立储能荷电状态上下限默认分别为技术参数中的最大、最小允许荷电状态。电力调度机构可视电网安全和电力供应需要，在相应时段按荷电状态0-100%调用。

（二）报量不报价申报与出清

1. 交易申报

竞价日 13:00 前，独立储能通过电力市场交易系统进行现货电能量市场交易申报。若未按时申报，则按照缺省申报信息参与市场出清。申报信息为运行日 96 点充放电出力计划曲线，充电功率（以负值表示）、放电功率（以正值表示）须在额定功率范围内。

2. 日前电能量市场出清

将独立储能申报的充放电出力计划曲线作为其固定出力，采用安全约束机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）程序计算运行日的独立储能分时节点电价。电力调度机构可结合次日系统安全、清洁能源消纳等需要对独立储能申报的充放电计划曲线进行调整后参与日前出清，并在日前结果发布时，向相关独立储能市场主体披露调整原因。

3. 实时电能量市场出清

独立储能保持日前电能量市场出清的出力计划不变，采用安全约束经济调度（SCED）程序计算独立储能分时节点电价。电力调度机构可结合实际系统安全、清洁能源消纳等需要对独立储能日前出清的充放电计划曲线进行调整后参与实时出清，并在实时结果发布时，向相关独立储能市场主体披露调整原因。

（三）报量报价申报与出清

1. 交易申报

竞价日 13:00 前，独立储能通过电力市场交易系统进行现货电能量市场交易申报。若未按时申报，则按照缺省报价

信息参与市场出清。申报信息包括：

（1）充放电能量价格曲线。可最多申报共 10 段，每段需申报出力区间起点（兆瓦）、出力区间终点（兆瓦）以及该区间报价（元/兆瓦时）。充电功率以负值表示，放电功率以正值表示。第一段出力区间起点为额定充电功率，最后一段出力区间终点为额定放电功率，每段报价的出力区间起点必须等于前一段报价的出力区间终点，两段报价的出力衔接点对应报价值属于前一段报价。每段报价的出力区间长度不得小于报价出力段单段最小区间长度，即 $\max\{(\text{额定放电功率} - \text{额定充电功率}) \times 5\%, 1 \text{ 兆瓦}\}$ ，且出力区间不得跨越充电、放电功率。每段报价的电能量价格均不可超过规定的电能量申报价格上下限范围。报价曲线必须随出力增加单调非递减。

现阶段，独立储能在同一运行日仅允许申报一条电能量价格曲线，同一运行日内的各时段均采用同一条电能量价格曲线进行出清计算。在技术条件具备的情况下，同一运行日内允许独立储能在不同时段申报不同的电能量价格曲线。

（2）日末荷电状态期望值。独立储能可自主选择申报运行日结束时刻期望达到的荷电状态。若申报，将期望值作为现货市场出清的边界条件；若不申报，日末荷电状态由现货市场出清确定。电力调度机构可结合运行日系统安全需要指定日末荷电状态期望值。

2. 日前电能量市场出清

根据独立储能申报的充放电能量价格曲线和日末荷电

状态期望值（如申报），采用安全约束机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）程序计算运行日的独立储能充放电出力计划曲线及分时节点电价。

（1）日前安全约束机组组合（SCUC）模型

日前电能量市场出清 SCUC 模型目标函数如下：

$$\begin{aligned} \min & \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T [C_{i,t}(P_{i,t}) + C_{i,t}^U + C_{i,t}^{p\min}] + \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M [SL_l^+ + SL_l^-] \\ & + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M [SL_s^+ + SL_s^-] + \sum_{es=1}^{ES} \sum_{t=1}^T [\lambda_{es}^{dis} P_{es,t}^{dis} + \lambda_{es}^{ch} P_{es,t}^{ch}] \end{aligned}$$

其中：

N 表示发电机组的总台数；

T 表示所考虑的总时段数，其中 D 日每 15 分钟一个时段，考虑 96 个时段， $D+1$ 日考虑负荷高峰、低谷 2 个时段，故 T 为 98；

$P_{i,t}$ 表示发电机组 i 在时段 t 的出力；

$C_{i,t}(P_{i,t})$ 、 $C_{i,t}^U$ 、 $C_{i,t}^{p\min}$ 分别表示发电机组 i 在时段 t 的运行费用、启动费用、最小稳定技术出力费用（或最小可调出力费用）；

M 表示用于市场出清优化的网络潮流约束松弛罚因子；

SL_l^+ 、 SL_l^- 分别表示线路 l 的正、反向潮流松弛变量， NL 为线路总数；

SL_s^+ 、 SL_s^- 分别表示断面 s 的正、反向潮流松弛变量， NS 为断面总数；

ES 表示独立储能交易单元的总数量；

λ_{es}^{ch} 、 λ_{es}^{dis} 分别表示独立储能 es 申报的充电、放电价格，

$P_{es,t}^{ch}$ 、 $P_{es,t}^{dis}$ 分别表示独立储能 es 在时段 t 的充电、放电功率。

增加约束条件如下：

①独立储能充放电功率约束

独立储能的充放电功率须在上下限范围内。

$$\begin{aligned}\alpha_{es,t} P_{es}^{dis,\min} &\leq P_{es,t}^{dis} \leq \alpha_{es,t} P_{es}^{dis,\max} \\ \beta_{es,t} P_{es}^{ch,\max} &\leq P_{es,t}^{ch} \leq \beta_{es,t} P_{es}^{ch,\min} \\ 0 &\leq \alpha_{es,t} + \beta_{es,t} \leq 1 \\ P_{es}^{ch,\min} &< 0, P_{es}^{ch,\max} < 0\end{aligned}$$

其中：

$P_{es}^{dis,\max}$ 、 $P_{es}^{dis,\min}$ 分别表示独立储能 es 的放电功率上下限；

$P_{es}^{ch,\max}$ 、 $P_{es}^{ch,\min}$ 分别表示独立储能 es 的充电功率上下限；

$\alpha_{es,t}$ 、 $\beta_{es,t}$ 分别表示独立储能 es 在时段 t 的充放电状态 0-1 变量。

②独立储能荷电状态约束

独立储能在充放电过程中的荷电状态须在上下限范围内。

$$\begin{aligned}E_{es,t} &= E_{es,t-1} - \eta_{es}^{ch} P_{es,t}^{ch} \Delta t / E_{es} - P_{es,t}^{dis} \Delta t / (\eta_{es}^{dis} E_{es}) \\ \underline{E_{es,t}} &\leq E_{es,t} \leq \overline{E_{es,t}}\end{aligned}$$

其中：

$E_{es,t}$ 表示独立储能 es 在时段 t 结束时的荷电状态；

η_{es}^{ch} 、 η_{es}^{dis} 分别表示独立储能 es 的充放电效率，充电、放电效率均暂取充放电能量转换效率的平方根；

Δt 表示时段长度；

E_{es} 表示独立储能 es 的额定容量；

$\underline{E_{es,t}}$ 、 $\overline{E_{es,t}}$ 分别表示独立储能 es 在时段 t 结束时的荷电状

态上下限。

③独立储能运行日起始与结束荷电状态约束

独立储能在本运行日起始时刻的荷电状态，等于其上一运行日结束时刻的荷电状态出清值。独立储能在本运行日结束时刻的荷电状态，等于其申报的日末荷电状态期望值（如申报）。

$$\begin{aligned} E_{es,0} &= E_{es}^{ini} \\ E_{es,T-2} &= E_{es}^{fin} \end{aligned}$$

其中：

$E_{es,0}$ 、 $E_{es,T-2}$ 分别表示独立储能 es 本运行日初始时刻、结束时刻的荷电状态；

E_{es}^{ini} 表示独立储能 es 上一运行日结束时刻的荷电状态；

E_{es}^{fin} 表示独立储能 es 申报的本运行日结束时刻荷电状态期望值。

④独立储能充放电循环次数约束

独立储能每日充放电循环次数约束由电力调度机构统一设置，起步阶段暂按不超过循环次数上限 $N_{es,circle}$ 设置。

$$\frac{\sum_{t=1}^T (P_{es,t}^{dis} / \eta_{es}^{dis} - P_{es,t}^{ch} \eta_{es}^{ch}) \Delta t}{2E_{es}} \leq N_{es,circle}$$

其中：

$P_{es,t}^{dis}$ 、 $P_{es,t}^{ch}$ 分别代表 t 时刻独立储能放电功率和充电功率；

η_{es}^{dis} 、 η_{es}^{ch} 分别代表独立储能放电效率和充电效率；

E_{es} 代表独立储能的额定容量；

Δt 代表计算周期，目前设定为 15 分钟；

$N_{es,circle}$ 代表独立储能申报每日充放电循环次数上限。

⑤ 独立储能小时内充放电状态约束

独立储能在同一小时内的充放电状态保持一致。

$$1 - \alpha_{es,t} \geq \frac{1}{4} \sum_{i=4n-3}^{4n} \beta_{es,i}, t \in [4n-3, 4n], n \in [1, 24]$$

其中： $\alpha_{es,t}$ 、 $\beta_{es,i}$ 分别表示独立储能 es 在时段 t 、 i 的充放电状态 0-1 变量。

(2) 日前安全约束经济调度 (SCED) 模型

日前电能量市场出清 SCED 目标函数如下，新增约束条件与 SCUC 模型相同。

$$\begin{aligned} \min & \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T [C_{i,t}(P_{i,t})] + \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M [SL_l^+ + SL_l^-] + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M [SL_s^+ + SL_s^-] \\ & + \sum_{es=1}^{ES} \sum_{t=1}^T [\lambda_{es}^{dis} P_{es,t}^{dis} + \lambda_{es}^{ch} P_{es,t}^{ch}] \end{aligned}$$

其中：

N 表示发电机组的总台数；

T 表示所考虑的总时段数，其中 D 日每 15 分钟一个时段，考虑 96 个时段， $D+1$ 日考虑负荷高峰、低谷 2 个时段，故 T 为 98；

$P_{i,t}$ 表示发电机组 i 在时段 t 的出力；

$C_{i,t}(P_{i,t})$ 表示发电机组 i 在时段 t 的运行费用；

M 表示用于市场出清优化的网络潮流约束松弛罚因子；

SL_l^+ 、 SL_l^- 分别表示线路 l 的正、反向潮流松弛变量， NL 为线路总数；

SL_s^+ 、 SL_s^- 分别表示断面 s 的正、反向潮流松弛变量， NS 为

断面总数;

ES 表示独立储能交易单元的总数量;

λ_{es}^{ch} 、 λ_{es}^{dis} 分别表示独立储能申报的充电、放电价格, $P_{es,t}^{ch}$ 、 $P_{es,t}^{dis}$ 分别表示独立储能出清的充电、放电功率。

(3) 日前节点电价 (LMP) 计算模型

日前电能量市场节点电价 (LMP) 计算模型如下, 新增约束条件与 SCUC 模型相同。

$$\begin{aligned} \min & \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T [C_{i,t}(P_{i,t})] + \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M' [SL_l^+ + SL_l^-] + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M' [SL_s^+ + SL_s^-] \\ & + \sum_{es=1}^{ES} \sum_{t=1}^T [\lambda_{es}^{dis} P_{es,t}^{dis} + \lambda_{es}^{ch} P_{es,t}^{ch}] \end{aligned}$$

其中:

N 表示发电机组的总台数;

T 表示所考虑的总时段数, 其中 D 日每 15 分钟一个时段, 考虑 96 个时段, $D+1$ 日考虑负荷高峰、低谷 2 个时段, 故 T 为 98;

$P_{i,t}$ 表示发电机组 i 在时段 t 的出力;

$C_{i,t}(P_{i,t})$ 表示发电机组 i 在时段 t 的运行费用;

M' 表示用于市场出清优化的网络潮流约束松弛罚因子;

SL_l^+ 、 SL_l^- 分别表示线路 l 的正、反向潮流松弛变量, NL 为线路总数;

SL_s^+ 、 SL_s^- 分别表示断面 s 的正、反向潮流松弛变量, NS 为断面总数;

ES 表示独立储能交易单元的总数量;

λ_{es}^{ch} 、 λ_{es}^{dis} 分别表示独立储能申报的充电、放电价格, $P_{es,t}^{ch}$ 、

$P_{es,t}^{dis}$ 分别表示独立储能出清的充电、放电功率。

3. 实时电能量市场出清

实时电能量市场出清中，将日前电能量市场出清的整点时刻荷电状态作为约束，采用安全约束经济调度（SCED）程序计算独立储能出力曲线。电力调度机构可结合系统安全需要对独立储能充放电计划曲线进行调整。

实时电能量市场出清 SCED 目标函数如下：

$$\begin{aligned} \min & \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T C_{i,t}(P_{i,t}) + \sum_{l=1}^{NL} \sum_{t=1}^T M [SL_l^+ + SL_l^-] \\ & + \sum_{s=1}^{NS} \sum_{t=1}^T M [SL_s^+ + SL_s^-] + \sum_{w=1}^{NW} \sum_{t=1}^T M_{loss} P_{w,t}^{loss} + \sum_{es=1}^{ES} \sum_{t=1}^T [\lambda_{es}^{dis} P_{es,t}^{dis} + \lambda_{es}^{ch} P_{es,t}^{ch}] \end{aligned}$$

其中：

N 表示发电机组的总台数；

T 表示所考虑的总时段数，其中 D 日每 15 分钟一个时段，考虑 96 个时段， $D+1$ 日考虑负荷高峰、低谷 2 个时段，故 T 为 98；

$P_{i,t}$ 表示发电机组 i 在时段 t 的出力；

$C_{i,t}(P_{i,t})$ 表示发电机组 i 在时段 t 的运行费用；

M 表示用于市场出清优化的网络潮流约束松弛罚因子；

SL_l^+ 、 SL_l^- 分别表示线路 l 的正、反向潮流松弛变量， NL 为线路总数；

SL_s^+ 、 SL_s^- 分别表示断面 s 的正、反向潮流松弛变量， NS 为断面总数；

M_{loss} 表示用于市场出清优化的新能源弃电松弛罚因子；

$P_{w,t}^{loss}$ 表示新能源单元 i 在时段 t 的弃电电量；

NW 表示产生弃电的新能源单元个数；

ES 表示独立储能交易单元的总数量；

λ_{es}^{ch} 、 λ_{es}^{dis} 分别表示独立储能 es 申报的充电、放电价格， $P_{es,t}^{ch}$ 、 $P_{es,t}^{dis}$ 分别表示独立储能 es 在时段 t 的充电、放电功率。

相比日前 SCUC 模型增加约束条件如下：

独立储能实时出清荷电状态约束。

$$E_{es,4n}^{RT} = E_{es,4n}^{DA}, n \in [1, 24]$$

其中： $E_{es,4n}^{DA}$ 、 $E_{es,4n}^{RT}$ 分别表示独立储能 es 在整点时刻 $4n$ 的日前、实时电能量市场出清荷电状态。

4. 交易结果调整与调度计划下发

竞价日交易结果调整、竞价日后交易结果调整及实时出清结果调整原则与常规机组保持一致。

（四）市场定价

1. 独立储能定价

现货电能量市场中，独立储能以所在节点的小时平均节点电价作为相应时段的充电、放电结算价格，其中小时平均节点电价为每小时内出清形成的 4 个 15 分钟节点电价的算术平均值。

2. 统一结算点定价

将独立储能出清电量和节点电价纳入统一结算点现货价格计算，具体如下：

$$LMP_{t, \text{日前}} = \frac{\sum_{m \in \text{市场机组, 独立储能}} [(Q_{m,t, \text{日前}} - Q_{m,t, \text{代购}}) \times LMP_{m,t, \text{日前}}]}{\sum_{m \in \text{市场机组, 独立储能}} (Q_{m,t, \text{日前}} - Q_{m,t, \text{代购}})}$$

$$LMP_{t, \text{实时}} = \frac{\sum_{m \in \text{市场机组, 独立储能}} [(Q_{m,t, \text{实时}} - Q_{m,t, \text{代购}}) \times LMP_{m,t, \text{实时}}]}{\sum_{m \in \text{市场机组, 独立储能}} (Q_{m,t, \text{实时}} - Q_{m,t, \text{代购}})}$$

其中:

$LMP_{t, \text{日前}}$ 、 $LMP_{t, \text{实时}}$ 分别表示第 t 小时的统一结算点日前、实时价格;

$Q_{m,t, \text{日前}}$ 、 $Q_{m,t, \text{实时}}$ 分别表示市场机组或独立储能 m 在第 t 小时的日前、实时市场出清电量, 其中独立储能放电量以正值表示、充电量以负值表示, 以电力市场交易系统发布的实时交易结果为准;

$Q_{m,t, \text{代购}}$ 表示市场机组 m 在第 t 小时的电网代购市场电量 (含基数电量), 以交易中心首次发布的 D 日日清算电量数据为准, 后续电量如有调整, 不进行重算;

$LMP_{m,t, \text{日前}}$ 、 $LMP_{m,t, \text{实时}}$ 分别表示第 t 小时市场机组或独立储能 m 所在节点的日前、实时市场价格, 即第 t 小时内每 15 分钟日前、实时市场节点电价的算术平均值;

$\sum_{m \in \text{市场机组, 独立储能}}$ 表示对所有市场机组、独立储能求和。

(五) 考核机制

1. 功率限高考核

独立储能发生限高指独立储能在未达到最小允许荷电状态时, 放电功率上限未达到并网调度协议中额定放电功率的情况。独立储能发生一次限高是指独立储能向电力调度机构申报限高后, 又申报解除限高的过程。

独立储能实际发生限高的时段, 按以下公式计算考核费

用：

$$R_{\text{限高}} = \sum_{t=1}^n \left[(P_{\text{max}} - P_{\text{限高}}) \times T_t \times LMP_{i,t,\text{实时}} \times \alpha_1 \right]$$

其中：

n 为独立储能发生实际限高的时段，以小时为单位进行累计；

P_{max} 为独立储能的额定放电功率；

$P_{\text{限高}}$ 为独立储能的限高最大出力；

T_t 为第 t 小时内独立储能实际发生限高的时间长度；

$LMP_{i,t,\text{实时}}$ 为第 t 小时内独立储能所在节点的实时电能量市场结算价格（每 15 分钟实时电能量市场节点价格的算术平均值）；

α_1 为限高考核系数，取值与发电机组保持一致。

2. 功率限低考核

独立储能发生限低指独立储能在未达到最大允许荷电状态时，充电功率上限未达到并网调度协议中额定充电功率的情况。独立储能发生一次限低是指独立储能向电力调度机构申报限低后，又申报解除限低的过程。

独立储能实际发生限低的时段，按照如下公式计算考核费用：

$$R_{\text{限低}} = \sum_{t=1}^n \left[(P_{\text{限低}} - P_{\text{min}}) \times T_t \times LMP_{i,t,\text{实时}} \times \alpha_2 \right]$$

其中：

n 为独立储能实际发生限低的时段，以小时为单位进行累计；

P_{\min} 为独立储能的额定充电功率（以负值表示）；

$P_{\text{限低}}$ 为独立储能的限低最小出力；

T_t 为第 t 小时内独立储能实际发生限低的时间长度；

$LMP_{i,t,\text{实时}}$ 为第 t 小时内独立储能所在节点的实时电能量市场结算价格（每 15 分钟实时电能量市场节点价格的算术平均值）；

α_2 为限低考核系数，取值与发电机组保持一致。

3. 实时调度计划执行偏差考核

独立储能 i 的实时调度计划在时段 t 的偏差率 $\Delta_{i,t}$ 按如下公式计算：

$$\Delta_{i,t} = \frac{|P_{i,t,\text{指令}} - P_{i,t,\text{实际}}|}{\max(20\% * \text{额定功率}, |P_{i,t,\text{指令}}|)}$$

其中：

t 为所计算的时段，以 15 分钟为一个时段；

$P_{i,t,\text{指令}}$ 为第 t 时段中电力调度机构向独立储能下达的出力指令；

$P_{i,t,\text{实际}}$ 为第 t 时段中独立储能的实际出力。

当 $\Delta_i > \lambda$ 时（ λ 为调度计划允许的执行偏差率），实时调度计划执行偏差时段内接受实时调度计划执行偏差考核。独立储能不再按照南方区域“两个细则”的相关规定计算调度计划偏差考核费用。

独立储能的调度计划执行偏差率分为非实时调频中标时段允许的偏差率 $\lambda^{\text{非实时调频中标}}$ 和实时调频中标时段允许执行偏差率 $\lambda^{\text{实时调频中标}}$ 。

实时调频中标时段允许执行偏差率 $\lambda_{\text{实时调频中标}}$ 按照以下公式计算：

$$\lambda_{\text{实时调频中标}} = \lambda_{\text{非实时调频中标}} + \frac{\text{实时调频中标容量}}{\max(20\% * \text{额定功率}, \text{实时发电计划指令})}$$

实时调度计划执行偏差时段按照如下规则进行认定：

从独立储能不满足实时调度计划允许偏差率时刻的上一个整点时刻起，至独立储能重新满足实时调度计划允许偏差率时刻的下一个整点时刻，之间的时段计为实时调度计划执行偏差时段。

独立储能实时调度计划执行偏差所对应的结算费用按照如下公式计算：

$$R_{\text{实时调度计划执行偏差}} = \sum_{t \in \text{调度计划执行偏差时段}} \left[\left(Q_{i,t,\text{实际}} - \frac{P_{t-1} + P_{t-2} + P_{t-3} + P_{t-4}}{4} \times D_i \times 1h \right) \times LMP_{i,t,\text{实时}} \times \beta_3 \right]$$

其中：

放电状态时， $D_i = 1 - d_i$ ，充电状态时， $D_i = \frac{1}{1 - d_i}$ ， d_i 为独立储能 i 的综合厂用电率；

t 为独立储能 i 实时发电计划执行偏差时段，以小时为单位进行累计；

$Q_{i,t,\text{实际}}$ 为独立储能实际运行后第 t 小时的实际净放电电量，按实际放电电量减实际充电电量计算；

P_{t-1} 、 P_{t-2} 、 P_{t-3} 、 P_{t-4} 分别为第 t 小时内每个15分钟电力调度机构向独立储能 i 下达的出力计划指令；

$1h$ 为1小时；

$LMP_{i,t,\text{实时}}$ 为第 i 小时内独立储能所在节点的实时电能量市场结算价格（每15分钟实时电能量市场节点价格的算术平

均值)；

β_3 为实时调度计划执行偏差考核系数。

若考核费用计算结果为负，则不予考核。

六、与辅助服务交易的衔接

起步阶段，独立储能分时参与现货电能量市场和辅助服务市场，即同一运行日内可选择分时参与现货电能量市场和区域调频市场，或分时参与现货电能量市场和跨省备用市场。其中，分时参与现货电能量市场和区域调频市场的独立储能 AGC 应在参与调频时段投入调频荷电状态保持功能。具备条件后推动独立储能同时参与现货电能量市场和辅助服务市场。在电力供应紧张、调峰困难或调频等辅助服务资源紧张时段，由电力调度机构根据系统运行需要确定独立储能参与市场品种和时段。

（一）分时参与现货电能量、区域调频、跨省备用市场

独立储能于竞价日（D-1 日）前在区域调频市场和跨省备用市场交易系统申报运行日参与区域调频市场、跨省备用市场的时段，剔除区域调频市场日前预出清中标或跨省备用市场日前出清中标时段，运行日剩余全部时段参与日前电能量市场，实时市场沿用日前市场时段划分。参与现货电能量市场的时段，独立储能根据现货电能量市场出清结果形成充放电曲线。参与辅助服务市场的时段，独立储能充放电量按电能量市场规则结算，其日前出清电量视为 0。

（二）同时参与现货电能量市场与区域调频市场

独立储能同时参与现货电能量市场与区域调频市场时，

调频申报功率上限不超过独立储能最大允许放电功率的设定比例 k_f ，调频申报功率下限不小于 C_{min} ，无法满足上述要求的独立储能分时段自主选择参与现货电能量市场或区域调频市场。在日前现货市场，独立储能最大允许充、放电功率全时段扣减掉日前调频申报功率，最大、最小允许荷电容量全时段预留调频荷电容量（调频荷电容量按照申报功率 \times 1 小时计算）后进行现货市场日前 SCED 优化出清，形成独立储能日前充放电曲线。在实时现货市场，独立储能按照日前处理方式扣减预留后进行现货市场实时 SCED 优化出清，形成独立储能实时充放电曲线。

（三）同时参与现货电能量市场与跨省备用市场

独立储能同时参与现货电能量市场与跨省备用市场时，在日前现货市场，独立储能最大允许放电功率扣减掉日前跨省备用中标时段相应功率与日前调频申报功率两者中的较大值，最小允许荷电容量预留跨省备用中标功率对应的荷电容量（荷电容量按照备用功率 \times 1 小时计算）与调频申报功率对应的荷电容量两者中的较大值后进行现货市场日前 SCED 优化出清，形成独立储能日前充放电曲线。在实时现货市场，独立储能按照日前处理方式扣减预留后进行现货市场实时 SCED 优化出清，形成独立储能实时充放电曲线。

七、交易结算

独立储能电能量交易电费根据放电、充电电量分为两个交易结算单元按“日清月结”模式结算，由中长期合约电费、中长期阻塞电费、日前偏差电费、实时偏差电费、考核及返

还电费和补偿电费组成，其中考核及分摊返还电费和补偿电费全部计入放电交易结算单元。独立储能充电电量不承担输配电价和政府性基金及附加。计算公式如下：

$$R^{\text{放电}} = R_{\text{中长期合约}}^{\text{放电}} + R_{\text{中长期阻塞}}^{\text{放电}} + R_{\text{日前偏差}}^{\text{放电}} + R_{\text{实时偏差}}^{\text{放电}} + R_{\text{考核及分摊返还}} + R_{\text{补偿}}$$

$$R^{\text{充电}} = R_{\text{中长期合约}}^{\text{充电}} + R_{\text{中长期阻塞}}^{\text{充电}} + R_{\text{日前偏差}}^{\text{充电}} + R_{\text{实时偏差}}^{\text{充电}}$$

其中：

$R^{\text{放电}}$ 、 $R^{\text{充电}}$ 分别为放电、充电交易结算单元的电能量交易电费；

$R_{\text{中长期合约}}^{\text{放电}}$ 、 $R_{\text{中长期合约}}^{\text{充电}}$ 分别为放电、充电交易结算单元的中长期合约电费；

$R_{\text{中长期阻塞}}^{\text{放电}}$ 、 $R_{\text{中长期阻塞}}^{\text{充电}}$ 分别为放电、充电交易结算单元的中长期阻塞电费；

$R_{\text{日前偏差}}^{\text{放电}}$ 、 $R_{\text{日前偏差}}^{\text{充电}}$ 分别为放电、充电交易结算单元的前偏差电费；

$R_{\text{实时偏差}}^{\text{放电}}$ 、 $R_{\text{实时偏差}}^{\text{充电}}$ 分别为放电、充电交易结算单元的实时偏差电费；

$R_{\text{考核及分摊返还}}$ 为考核及分摊返还电费；

$R_{\text{补偿}}$ 为补偿电费。

（一）中长期合约电费

独立储能中长期净合约分时电量按照净合约综合价格结算全电量电费。

$$R_{\text{中长期合约}}^{\text{放电}} = \sum_t (Q_{\text{中长期净合约},t}^{\text{放电}} \times P_{\text{中长期净合约},t})$$

$$R_{\text{中长期合约}}^{\text{充电}} = \sum_t (Q_{\text{中长期净合约},t}^{\text{充电}} \times P_{\text{中长期净合约},t})$$

其中：

$R_{\text{中长期合约}}^{\text{放电}}$ 、 $R_{\text{中长期合约}}^{\text{充电}}$ 分别为放电、充电交易结算单元的中长期合约电费；

$Q_{\text{中长期净合约},t}^{\text{放电}}$ 、 $Q_{\text{中长期净合约},t}^{\text{充电}}$ 分别为时段 t 放电、充电交易结算单元的中长期净合约量，中长期合约净卖出时，时段 t 合约计入放电交易结算单元，以正值表示，反之计入充电交易结算单元，以负值表示；

$P_{\text{中长期净合约},t}$ 为时段 t 的中长期净合约综合价格。

（二）中长期阻塞电费

独立储能单独结算中长期阻塞电费，按照中长期净合约分时电量和所在节点与统一结算点日前市场分时价格的差价计算。

$$R_{\text{中长期阻塞}}^{\text{放电}} = \sum_t [Q_{\text{中长期净合约},t}^{\text{放电}} \times (P_{\text{日前},t} - P_{\text{日前统一},t})]$$

$$R_{\text{中长期阻塞}}^{\text{充电}} = \sum_t [Q_{\text{中长期净合约},t}^{\text{充电}} \times (P_{\text{日前},t} - P_{\text{日前统一},t})]$$

其中：

$R_{\text{中长期阻塞}}^{\text{放电}}$ 、 $R_{\text{中长期阻塞}}^{\text{充电}}$ 分别为放电、充电交易结算单元的中长期阻塞电费；

$Q_{\text{中长期净合约},t}^{\text{放电}}$ 、 $Q_{\text{中长期净合约},t}^{\text{充电}}$ 分别为时段 t 放电、充电交易结算单元的中长期净合约量，中长期合约净卖出时，时段 t 合约计入放电交易结算单元，以正值表示，反之计入充电交易结算单元，以负值表示；

$P_{\text{日前},t}$ 为时段 t 的所在节点日前市场价格；

$P_{\text{日前统一},t}$ 为时段 t 的统一结算点日前市场价格。

（三）日前偏差电费

独立储能每小时日前市场出清电量与中长期合约电量的偏差，按照所在节点日前市场分时价格结算。

$$R_{\text{日前偏差}}^{\text{放电}} = \sum_t [(Q_{\text{日前},t}^{\text{放电}} - Q_{\text{中长期净合约},t}^{\text{放电}}) \times P_{\text{日前},t}]$$
$$R_{\text{日前偏差}}^{\text{充电}} = \sum_t [(Q_{\text{日前},t}^{\text{充电}} - Q_{\text{中长期净合约},t}^{\text{充电}}) \times P_{\text{日前},t}]$$

其中：

$R_{\text{日前偏差}}^{\text{放电}}$ 、 $R_{\text{日前偏差}}^{\text{充电}}$ 分别为放电、充电交易结算单元的日前偏差电费；

$Q_{\text{日前},t}^{\text{放电}}$ 、 $Q_{\text{日前},t}^{\text{充电}}$ 分别为时段 t 的日前市场出清放电、充电交易结算单元电量，日前市场出清为放电时，时段 t 日前市场出清电量计入放电交易结算单元，以正值表示，反之计入充电交易结算单元，以负值表示；

$Q_{\text{中长期净合约},t}^{\text{放电}}$ 、 $Q_{\text{中长期净合约},t}^{\text{充电}}$ 分别为时段 t 放电、充电交易结算单元的中长期净合约量，中长期合约净卖出时，时段 t 合约计入放电交易结算单元，以正值表示，反之计入充电交易结算单元，以负值表示；

$P_{\text{日前},t}$ 为时段 t 的所在节点日前市场价格。

（四）实时偏差电费

独立储能每小时实际充放电量与日前市场出清电量的偏差，按照所在节点实时市场分时价格结算。

$$R_{\text{实时偏差}}^{\text{放电}} = \sum_t [(Q_{\text{实际},t}^{\text{放电}} - Q_{\text{日前},t}^{\text{放电}}) \times P_{\text{实时},t}]$$

$$R_{\text{实时偏差}}^{\text{充电}} = \sum_t [(Q_{\text{实际},t}^{\text{充电}} - Q_{\text{日前},t}^{\text{充电}}) \times P_{\text{实时},t}]$$

其中：

$R_{\text{实时偏差}}^{\text{放电}}$ 、 $R_{\text{实时偏差}}^{\text{充电}}$ 分别为放电、充电交易结算单元的实时偏差电费；

$Q_{\text{实际},t}^{\text{放电}}$ 、 $Q_{\text{实际},t}^{\text{充电}}$ 分别为时段 t 的放电、充电交易结算单元实际计量电量（即该时段计量上网、下网电量），放电电量以正值表示、充电电量以负值表示；

$Q_{\text{日前},t}^{\text{放电}}$ 、 $Q_{\text{日前},t}^{\text{充电}}$ 分别为时段 t 的日前市场出清放电、充电交易结算单元电量，日前市场出清为放电时，时段 t 日前市场出清电量计入放电交易结算单元，以正值表示，反之计入充电交易结算单元，以负值表示；

$P_{\text{实时},t}$ 为时段 t 的所在节点实时市场价格。

（五）考核及分摊返还电费

独立储能功率限高考核费用、功率限低考核费用、实时调度计划执行偏差考核费用以月度为单位，纳入用户侧变动成本补偿分摊电费，由全体工商业用户按当月用电量比例分享。现阶段，独立储能暂不参与用户侧峰谷平衡电费等其他市场分摊及返还电费计算。

（六）补偿电费

1. 系统运行补偿。独立储能因非自身原因导致在现货电能量市场中的收益低于运行成本费用和电能量报价费用的较小值时，根据独立储能运行成本费用（或报价费用）与其在现货电能量市场中的收益之差得到系统运行补偿费用。独立储能以“报量不报价”方式参与现货交易的，未因系统

需要调整申报充放电计划曲线的时段不纳入系统运行补偿，因系统需要调整申报充放电计划曲线的时段予以补偿。实际补偿费用将统筹考虑新型储能测算成本、辅助服务市场收入、新能源配储租赁收入等因素确定，具体实施办法另行制定。

2. 深度调峰补偿。起步阶段，在电力调度机构评估调峰困难时段（常规机组参与深度调峰时段），参与现货市场交易的独立储能纳入“两个细则”深度调峰补偿计算，即按照市场出清结果要求独立储能电站进入充电状态时，对其充电电量进行补偿，补偿分摊按照“两个细则”相关规定执行。

附表：参数取值

序号	名称	取值	说明
1	最大允许荷电状态下限	95%	独立储能运行时允许的最大荷电状态下限
2	最小允许荷电状态上限	5%	独立储能运行时允许的最小荷电状态上限
3	日均充放电循环次数	2 次	用于月度净合约量上下限计算
4	月度净合约量上限调整参数 y_3	1	用于月度净合约量上下限计算
5	月度累计交易量上限调整参数 f_3	4	用于月度累计交易量上限计算
6	分时净合约量上下限系数 A_3	1	用于分时净合约量上下限计算
7	循环次数上限 $N_{es,circle}$	2 次	用于日前及实时出清日均循环次数上限约束
8	限高考核系数 α_1	与常规机组一致	用于功率限高考核费用计算
9	限低考核系数 α_2	与常规机组一致	用于功率限低考核费用计算
10	实时调度计划执行偏差考核费用调整系数 β_3	0.2	实时调度计划执行偏差考核费用计算
11	调频申报容量上限占比 k_f	15%	用于确定调频申报容量占额定容量比例的上限
12	调频申报容量下限 C_{min}	5 兆瓦	用于确定调频申报容量下限
13	非实时调频中标时段允许的 执行偏差率 $\lambda_{\text{非实时调频中标}}$	5%	用于统计和计算发电计划执行偏差时段和考核费用