

湖南省电力市场计量实施细则

目 录

1. 总述	1
2. 适用范围	1
3. 引用文件	1
4. 职责分工	2
4.1 电网企业	2
4.2 发电企业	2
4.3 拥有配电网运营权的售电公司	3
5. 计量点设置	3
5.1 发电企业计量点设置	4
5.2 独立储能计量点设置	4
6. 电能计量及采集装置配置	4
6.1 电能计量装置配置	4
6.2 采集装置配置要求	6
7. 电能计量装置运行管理	6
7.1 投运前管理	6
7.2 现场检验管理	6
7.3 运行维护管理	7
7.4 计量装置申校管理	7
8. 计量数据采集管理	8
8.1 用电信息采集系统管理要求	8
8.2 计量数据异常处理	8
9. 数据拟合规则	9

9.1 以报量报价方式参与市场交易的经营主体	9
9.2 报量不报价方式参与市场交易的经营主体	10
9.3 不报量不报价方式参与市场交易的经营主体	11
10. 附则	20

1. 总述

为规范湖南电网用于市场交易、市场结算和考核的电能计量装置运行管理工作，明确管理职责和范围，确保电能计量值的准确统一和装置的安全可靠运行，促进我省电力市场有序开展，保障经营主体合法权益，特制定本细则。

2. 适用范围

本细则适用于湖南省电力经营主体间电能计量装置的安装、运行、维护、管理等。

3. 引用文件

《中华人民共和国电力法》（中华人民共和国主席令 2018 年第 23 号）

《中华人民共和国计量法》（中华人民共和国主席令 2017 年第 86 号）

《中华人民共和国电力供应与使用条例》（中华人民共和国国务院令 2016 年第 666 号）

《中华人民共和国计量法实施细则》（中华人民共和国国务院令 2022 年第 752 号）

《供电营业规则》（中华人民共和国国家发展和改革委员会 2024 年第 14 号令）

《电能计量装置技术管理规程》（DL/T448-2016）

《中华人民共和国民法典》（中华人民共和国国务院令 2020 年第 45 号）

《电力市场计量结算基本规则》（发改能源规〔2025〕976 号）

4. 职责分工

电网企业（含地方电网，下同）、发电企业、拥有配电网运营权的售电公司负责本企业所辖电能计量及采集装置的日常运维。电网企业、拥有配电网运营权的售电公司应按照电力市场结算要求定期将发电企业（机组）、省级电网之间、电力用户的电量数据传送给市场运营机构，作为结算依据。

4.1 电网企业

（1）贯彻执行国家计量工作方针、政策、法规及行业管理的有关规定；负责制订所辖电网电能计量管理的各项规章制度、技术规范并督促实施。

（2）组织对所辖电网内电力建设工程、发电厂并网、分布式电源及增量配电网接入有关电能计量方式的确定、设计方案审查、并网验收等工作。

（3）组织开展电能计量器具的检定、修理和其他计量测试工作；负责电能计量装置现场检验及抽检工作。

（4）负责用电信息采集系统的建设、运行与管理。

（5）组织对所辖电网电能计量装置运行质量的监督、对电量计量故障、差错和窃电案件的调查与处理。

（6）依法依规提供相关市场信息，并承担保密义务；向市场运营机构提供支撑现货市场交易和市场服务所需的相关数据，保证数据交互的准确性和及时性。

4.2 发电企业

（1）发电企业应负责本企业电能计量装置的适应性改造和

管理工作。

（2）执行国家计量工作方针、政策、法规及行业管理有关规定，执行本企业电能计量的各项规章制度。

（3）配合电网企业做好与本企业有关的交易结算所使用电能计量装置的验收、现场检验、接入用电信息采集系统等工作，并做好计量装置的日常运行维护和故障处理。

4.3 拥有配电网运营权的售电公司

（1）拥有配电网运营权的售电公司应负责本企业所辖用户电能计量装置的适应性改造和管理工作。

（2）执行国家计量工作方针、政策、法规及行业管理有关规定，执行本企业电能计量的各项规章制度。

（3）配合电网企业做好与本企业有关的交易结算所使用电能计量装置的验收、现场检验、接入用电信息采集系统等工作，并做好计量装置的日常运行维护和故障处理。

（4）已经接入电网企业用电信息采集系统的按照原方式采集，未接入的应建立本公司的用电信息采集系统，并支持将电量数据传输至电力交易平台，相关要求参照 8.1 执行。

5. 计量点设置

电网企业根据经营主体的申请，在产权分界点处设置电能计量点，作为市场交易结算计量点。计量点设置需满足电力市场结算最小结算单元相关要求。产权分界点无法安装计量装置的，电网企业应在与经营主体协商明确计量装置安装位置后，依法确定相应的变（线）损，参与结算的关口计量点应在购售电合同、供

用电合同等合同中予以明确。除上述基本原则外，部分经营主体计量点设置的特殊要求如下：

5.1 发电企业计量点设置

为实现机组电量计量，对于参与市场交易的发电企业应增设考核计量点，并满足以下要求：

（1）燃煤、燃气机组在主变高压侧增加设置考核计量点作为分机组电量计量点，机组单机上网电量按分机组电量计量点所计电量占贸易结算电量的比例计算。

（2）风电、光伏发电按照项目分期增加设置考核计量点作为分期电量计量点，单期上网电量按计量表计直接计量电量或按分期电量计量点所计量电量占贸易结算电量的比例计算。

（3）原则上应在分期电量计量点安装计量装置，如改造过渡期分期电量计量点未安装计量装置的，单期上网电量按照额定装机容量比例进行分摊。

5.2 独立储能计量点设置

独立储能电站全部站用负荷（站用电由照明、空调、风机、水泵、二次及通信设备、操作辅助电源等六部分负荷组成）应由站用变供电，并应在站用变设置计量点，具备单独计量条件。

6. 电能计量及采集装置配置

6.1 电能计量装置配置

结算计量点应按照管理规程要求配置一套相应准确度等级的电能计量装置，电能计量装置参照《电能计量装置技术管理规程》（DL/T448-2016）进行配置。冻结内容及标识应符合《多功

能电能表通信协议》（DL/T645-2007）及其备案文件或《面向对象的用电信息数据交换协议》（DL/T698.45-2017）及其扩展协议要求。按计量对象重要程度和管理需要分为五类，分类细则如下表。

表 1 电能计量装置分类细则

类型	分类要求
I 类	220kV 及以上贸易结算用电能计量装置 500kV 及以上考核用电能计量装置 计量单机容量 300MW 及以上发电机发电量的电能计量装置
II 类	110（66）kV~220kV 贸易结算用电能计量装置 220kV~500kV 考核用电能计量装置 计量单机容量 100MW~300MW 及以上发电机发电量的电能计量装置
III 类	10kV~110（66）kV 贸易结算用电能计量装置 10kV~220kV 考核用电能计量装置 计量 100MW 以下发电机发电量、发电企业厂（站）用电量的电能计量装置
IV 类	380V~10kV 电能计量装置
V 类	220V 单相电能计量装置

各类电能计量装置应配置的电能表、互感器准确度等级 不低于下表标准。

表 2 准确度等级

电能计量装置类别	准确度等级			
	电能表		电力互感器	
	有功	无功	电压互感器	电流互感器
I	0.2S	2	0.2	0.2S

II	0.5S	2	0.2	0.2S
III	0.5S	2	0.5	0.5S
IV	1	2	0.5	0.5S
V	2	-	-	0.5S

其中，I 类电能计量装置、计量单机容量 100MW 及以上发电机组上网贸易结算电量的电能计量装置和电网企业之间购销电量的 110kV 及以上电能计量装置，应配置型号、准确度等级相同的主副两只有功电能表。主副表应有明确标志，以主表计量数据作为结算数据，副表计量数据作为参照。当确认主表故障后，副表计量数据替代主表计量数据作为电量结算数据。110kV 及以上发电企业、独立储能电站的所有计量及采集装置应具备电能示值 4 位小数冻结及采集功能。

6.2 采集装置配置要求

发电企业应安装厂站电能量采集终端；供/用电电压在 10kV 及以上的分布式电源及用户，应安装专变采集终端；供/用电电压在 10kV 以下的分布式电源及用户，应安装集中器或智能融合终端。

7. 电能计量装置运行管理

7.1 投运前管理

与交易结算有关的电能计量装置的设计方案应经电网企业评审通过。参与电力市场的发电企业、拥有配电网运营权的配售电企业向电网企业申请到关口计量点后，应及时提供电能计量装置设计方案，经由电网企业组织有关电能计量专业人员审查通过

后再行建设。计量装置现场安装接线工艺应严格执行《电能计量装置安装接线规则》（DL/T825-2021）要求，电能计量装置投运前由电网企业负责组织进行全面验收，合格后再申请送电。

7.2 现场检验管理

新建、改（扩）建关口计量装置投运后，产权单位应建立相应的运行档案并及时维护。经营主体内部用于电量考核、电量平衡、经济技术指标分析的电能计量装置，宜应用运行监测技术开展运行状态检测。

7.3 运行维护管理

（1）安装在发电企业、拥有配电网运营权的售电公司生产运行场所的电能计量装置，运行人员应负责监护，保证其封印完好；安装在用户侧的电能计量装置，由用户负责保护其封印完好，保障计量装置不受损坏或丢失。

（2）当电能计量装置发生故障时，应及时通知电能计量技术机构进行处理。贸易结算用电能计量装置故障，应由电网企业电能计量技术机构依据《中华人民共和国电力法》及其配套法规的有关规定进行处理。

（3）计量装置使用的封印样式和编号方式等由电网企业按照行业技术规范要求订制及管理。计量装置变更、现场工作结束后应对关口计量装置实施封印，记录封印编号，由各方代表在记录中签名确认。相关各方均应做好关口计量装置封印维护和管理，任何一方不得无故擅自开启封印。

7.4 计量装置申校管理

经营主体对电网企业装设的计量装置的准确性存在异议时，有权向电网企业提出校验申请，电网企业应在 5 个工作日内出具检验结果。如经营主体对申校结果有异议，可向经营主体上级计量检定机构申请二次检定或向政府计量行政主管部门申请仲裁检定。

8. 计量数据采集管理

8.1 用电信息采集系统管理要求

电网企业应建立用电信息采集系统实现现场计量数据的采集、存储，进入电力市场交易的经营主体应配合实现计量装置的接入与数据采集。用电信息采集系统应满足以下要求。

（1）用电信息采集系统范围应涵盖所有涉及市场结算的电能计量装置，采集数据应满足现货市场交易结算数据需求。

（2）用电信息采集系统的数据来源应保证唯一性，所有数据均来源于现场运行的计量装置的原始计量数据。

（3）市场结算用的计量数据，原则上应由用电信息采集系统自动采集，用电信息采集系统应具有完善的数据校验功能。

（4）用电信息采集系统应具有稳定可靠的数据传输通道，包括电能计量装置与用电信息采集系统之间、用电信息采集系统与外部系统传输接口之间。

（5）用电信息采集系统应有应急或灾备系统，保障系统运行出现故障后，能够迅速恢复并正常运行。

8.2 计量数据异常处理

当计量装置计量时段无法满足结算时段要求时，由用电信息

采集系统进行电量数据拟合。当自动采集数据不完整时，由用电信息采集系统根据拟合规则补全电量数据。当计量装置异常或者出现故障而影响电能计量时，应在规定时间内完成现场处理，计量装置管理机构依据相关规则出具示值更正报告，由交易机构组织相关经营主体确认后进行电量追退补。

9. 数据拟合规则

9.1 以报量报价方式参与市场交易的经营主体

（1）当关口点主表采集数据缺失时，则所缺电能示值采用该关口点副表数据进行近似拟合，拟合时以副表同一时段电能示值走字进行计算后，补全至主表所缺数据点。如无副表，直接跳至（3）。

（2）当关口点主、副表均采集失败时，连续时间点内缺点数小于等于 30 分钟，则取表计缺点区间内前后时间点的电能示值算术平均值进行拟合。

（3）当关口点主、副表均采集失败时，连续时间点内缺点数大于 30 分钟，如为发电机组或上网关口，则根据缺点区间内机组或场站每 15 分钟实时市场出清电量进行近似拟合，拟合示值形成的电量曲线与 D 日的实时市场出清电量曲线比例保持一致；如为新能源集电线路关口或分期计量关口，则根据缺点区间内场站每 15 分钟实时市场出清电量进行近似拟合，拟合示值形成的电量曲线与 D 日的实时市场出清电量曲线比例保持一致。

（4）针对电表更换的表计按以下规则拟合：

1）对于电表更换流程当日归档的电表，以现场拆表时间为

准,旧表拆除后的电能示值以拆码为准按照 0 电量拟合电能示值,拆表前没有采集回来的曲线数据,则按拟合规则(1) — (3)进行补全;新表以现场拆表时间为准,拆表前电能示值拟合为 0,拆表后没有采集回来的曲线数据,则按拟合规则(1) — (3)进行补全。

2) 对于电表更换流程跨日归档的电表,归档日前的日曲线数据,将新表的每 15 分钟电能示值走字叠加至旧表进行拟合,如出现缺点,则按拟合规则(1) — (3)进行补全;归档日当天,旧表按照 0 电量拟合电能示值,新表以采集回来的曲线数据为准,如出现缺点,则按拟合规则(1) — (3)进行补全。

9.2 报量不报价方式参与市场交易的经营主体

9.2.1 独立储能电站

(1) 当关口点主表采集数据缺失时,则所缺电能示值采用该关口点副表数据进行近似拟合,拟合时以副表同一时段电能示值走字进行计算后,补全至主表所缺数据点。如无副表,直接跳至(3)。

(2) 当关口点主、副表均采集失败时,连续时间点内缺点数小于等于 30 分钟,则取表计缺点区间内前后时间点的电能示值算术平均值进行拟合。

(3) 当关口点主、副表均采集失败时,连续时间点内缺点数大于 30 分钟,如为充放电结算关口,则根据缺点区间内场站每 15 分钟日前市场出清电量进行近似拟合,拟合示值形成的电量曲线与 D 日的日前市场出清电量曲线比例保持一致;如为站

用变或备供电源关口,则根据缺点区间内 D-1 日的电能示值曲线进行近似拟合,拟合示值形成的电量曲线与 D-1 日的电量曲线比例保持一致。

(4) 针对电表更换的表计按以下规则拟合:

1) 对于电表更换流程当日归档的电表,以现场拆表时间为准,旧表拆除后的电能示值以拆码为准按照 0 电量拟合电能示值,拆表前没有采集回来的曲线数据,则按拟合规则(1) — (3) 进行补充;新表以现场拆表时间为准,拆表前电能示值拟合为 0,拆表后没有采集回来的曲线数据,则按拟合规则(1) — (3) 进行补充。

2) 对于电表更换流程跨日归档的电表,归档日前的日曲线数据,将新表的每 15 分钟电能示值走字叠加至旧表进行拟合,如出现缺点,则按拟合规则(1) — (3) 进行补充;归档日当天,旧表按照 0 电量拟合电能示值,新表以采集回来的曲线数据为准,如出现缺点,则按拟合规则(1) — (3) 进行补充。

9.2.2 虚拟电厂

当虚拟电厂发电单元和用电单元采集数据缺失时,发电单元拟合规则参照 9.3.2 执行,用电单元拟合规则参照 9.3.1 执行。

9.3 不报量不报价方式参与市场交易的经营主体

9.3.1 用户侧(含售电公司)

(1) 当连续时间点内缺点数小于等于 2 小时,取该表计缺点区间内前后时间点的电能示值算术平均值进行拟合。

(2) 当连续时间点内缺点数大于 2 小时，取该表计同期的电能示值进行近似拟合，拟合示值形成的电量曲线与同期日的电量平均值曲线比例保持一致。按日期属性分为三种：一是工作日，二是双休日，三是国家法定节假日（元旦、清明、五一、端午、中秋、国庆、春节）。具体拟合规则如下：如果缺点时间段区间在工作日内，根据前推 4 个同期日数据的平均值拟合处理。如果缺点时间段区间在双休日内，根据前推 4 个双休日数据的平均值拟合处理。如果缺点时间段区间在法定节假日内，根据去年同类型节假日区间数据拟合处理。如果没有历史类比数据的区分大小长假，可以参考上一个大小长假数据拟合处理。无 4 个同期日和节假日新报装用户，采用近 1 月内电能示值的平均值拟合。

拟合时取值范围优先使用采集回来的曲线数据进行拟合，若采集回来的数据缺点，则用之前已拟合的数据进行拟合。

(3) 因设备原因导致示值曲线冻结异常，异常点曲线值视为缺点，按拟合规则 (1) (2) 进行拟合补全。

(4) 对于运行表计，电能示值曲线数据缺失，但有日冻结数据，且前后两日日冻结数据一致，则按日冻结数据拟合零电量；电能示值曲线缺点区间前后两个点数据一致的，缺点区间都按照该数据拟合零电量。

(5) 对于因用户原因报停的电能表，应按全暂停流程中录入的现场特抄表码或停用前最后一次正常采集的表码拟合零电量；用户暂停或停用恢复后采集到的第一点电量“划零”处理，“划零”部分计入月度调平电量。

(6) 针对拆除计量点流程表计、销户流程表计和电表更换流程跨日归档的表计按以下规则拟合：

1. 拆除计量点的表计与销户表计，表计最后一次正常采集的值与营销档案（计度器凭证）表格中的拆表止码值之间的电量，在最后采集时刻与拆表止码录入时刻之间的每个整点按平均拟合，拆码录入时刻后，按拆表止码值进行 0 电量拟合推送；如旧表在换表时间之前存在缺点，则按拟合规则（1）（2）进行补全。

2. 换表流程跨日归档电表分为新表、旧表，其中新表归档当日有采集回来的曲线数据，则归档前未采集部分使用 0 示值进行拟合，新表正常采集曲线数据时间点后存在缺点的，则按拟合规则（1）（2）进行补全；若没有采集回来的曲线数据，则新表不做处理，不进行推送；旧表的拟合规则与拆除计量点与销户表计的拟合规则一致。对于新装、增容、更换等涉及表计装拆流程跨日而导致归档前用电量未完整推送的，计入月度调平电量。

9.3.2 10 千伏及以下光伏用户发电计量点、上网计量点

光伏发电时段可根据各单位实际情况设置，默认设置 6:00 至 18:00，其余时段为不发电时段。

（1）拟合规则 I

拟合规则 I 适用于消纳方式为自发自用余电上网的并网点表计（简称：发电表）和消纳方式为全额上网的上网计量点表计（简称：上网表）的采集数据拟合。

首先拟合不发电时段。若电能示值曲线采集失败点为 0:00（24:00）时，优先取用日冻结电能示值替代。

若 0:00 到 6:00、18:00 到 24:00 无首尾点且无日冻结示值，则分别取用最早采集的示值补全前半段，取最新采集的示值补全后半段，若仅采集到一个示值则分别补全整区间。若[0:00,6:00]无采集到示值，则取用前一日在未发电时段的最后一点采集示值进行拟合；若[18:00,24:00]无采集到示值，则取用当日发电时段的最后一点采集示值进行拟合，若发电时段数据均采集失败，则待完成发电时段拟合后再拟合本段曲线。参照案例如下：

1:45 时采集到的电能示值为 1，为[0:00,6:00]区间段的最早采集的示值，则 0:00、0:15、0:30、0:45、1:00、1:15、1:30 均拟合电能示值为 1。

最早采集示值与最新采集示值间的缺点采用“差值平均法”填补。参照案例如下：

1:45 时采集到的电能示值为 1，为[0:00,6:00]区间段的最早采集的示值；2:15 时采集到的电能示值为 1.1，为[0:00,6:00]区间段的最新采集的示值，则 2:00 时拟合电能示值为 1.05。

其次拟合发电时段。若缺失点位于光伏默认发电时段内，根据光伏发电特性，采用“同区域发电效率参考”的方式进行拟合。

A.若在发电区间段连续采集失败点数小于等于 2,则采用“差值平均法”，取该缺失时段前后电能示值曲线平均值拟合。

公式：

$$R_N = R + \frac{(R_{Y+1} - R)}{Y + 1} * N$$

其中：

Y 为总缺失点数

R_N 为第 N 点缺失点示值；

R 为缺失时段前一点示值；

R_{Y+1} 为缺失时段后一点示值；

B.若在发电区间段首尾点数据采集成功，但连续采集失败点数大于 2，采用“发电表参考拟合法”拟合，即取用同台区或同区域下发电时段数据采集完整的光伏发电表的发电趋势作为拟合参照。计算公式如下：

公式：

$$R_N = R + \frac{(R1_{Y+1} - R1)}{Y}$$

其中：

Y 为总缺失点数

R_N 为待拟合表计第 N 点缺失点示值；

R 为待拟合表计缺失时段前一点示值；

$R1_N$ 为参照表计第 N 点示值；

$R1$ 为参照表计在待拟合表计缺失时段前一点示值；

R_{Y+1} 为待拟合表计缺失时段后一点示值；

R_{Y+1} 为参照表计在待拟合表计缺失时段后一点示值；

C.若发电区间段尾点（即 18:00）电能示值曲线采集失败且未成功拟合。首先取用同台区或同区域下缺失时段数据采集完整的光伏发电表计作为对照表计（若台区或区域下仅一只发电表计，则参考点取用相邻台区或区域光伏表计），根据对照表计与待拟合表计的历史发电曲线计算光伏发电效率因子。通过对照表计当日在缺点时段的走字乘光伏发电效率因子倒算待拟合表计缺点

时段示值。

光伏发电效率因子公式：

$$E = \frac{(R1_{1E} - R1_{1S}) + (R2_{1E} - R2_{1S}) + \dots + (R7_{1E} - R7_{1S})}{(R1_{1E} - R1_{1S}) + (R2_{1E} - R2_{1S}) + \dots + (R7_{1E} - R7_{1S})}$$

其中：

E 为光伏发电效率因子；

RD_E 为待拟合表计往前历史第 D 天的发电时段后第一点示值；

RD_S 为待拟合表计往前历史第 D 天的缺失段前第一点示值；

RD_{1E} 为参照表计往前历史第 D 天的发电时段后第一点示值；

RD_{1S} 为参照表计往前历史第 D 天的缺失段前第一点示值；

缺点示值计算公式：

$$R_{S+N} = R_S + \frac{(R1_{S+N} - R1_S)}{F}$$

其中：

E 为光伏效率因子；

R_{S+N} 为第 N 个缺失点示值；

R_S 为缺失区间段前 1 个点示值；

$R1_{S+N}$ 为参照表计同区间段第 N 个点示值；

$R1_S$ 为参照表计同区间段前 1 个点示值。

(2) 拟合规则 II

拟合规则 II 适用于消纳方式为自发自用余电上网的上网计量点表计（简称：上网表）数据拟合。

不发电时段与发电区间段连续采集失败点数小于等于 2 与拟合规则 I 一致，不再赘述。

A.若发电区间段尾点（即 18:00）电能示值曲线采集失败且未成功拟合。采用“实际用电量拟合法”进行拟合，上网表计反向电能示值曲线数据采用发电表、上网表正向电量（即用户表，下称：用户表）与实际用电计算得到。其中发电表、用户表分别采用上述“9.3.2 拟合规则 I”及“9.3.1 用户侧（含售电公司）拟合规则”。

待拟合表计拟合日往前倒推第 X 个相似日在数据采集失败段的实际用电量计算方式如下：

$$W_x = (Q_{N+1} - Q_N) * T_1 + (Z_{N+1} - Z_N) * T_2 - (F_{N+1} - F_N) * T_2$$

其中：

W_x 为待拟合表计拟合日往前倒推第 X 个相似日截止待拟合时点的实际用电量；

Q_{N+1} 为该用户发电表计在拟合日往前倒推第 X 个相似日在待拟合点的对应数据；

Q_N 为该用户发电表计在拟合日往前倒推第 X 个相似日在缺失段前一点的对应数据；

Z_{N+1} 为该用户上网表计正向有功电能示值曲线在拟合日往前倒推第 X 个相似日在待拟合点的对应数据；

Z_N 为该用户上网表计正向有功电能示值曲线在拟合日往前倒推第 X 个相似日在缺失段前一点的对应数据；

F_{N+1} 为该用户上网表计反向有功电能示值曲线在拟合日往前倒推第 X 个相似日在待拟合点的对应数据；

F_N 为该用户上网表计反向有功电能示值曲线在拟合日往前

倒推第 X 个相似日在缺失段前一点的对应数据；

T_1 为发电表计互感器的综合倍率；

T_2 为上网表计互感器的综合倍率；

待拟合表计拟合日在待拟合时点实际用电量计算方式如下：

$$W = \frac{W_1 + W_2 + W_3 + W_4}{4}$$

其中：

W 为待拟合表计拟合日截止待拟合时点实际用电量；

W_x 为待拟合表计拟合日往前倒推第 X 个相似日截止待拟合时点的实际用电量；

相似日定义同“9.3.1 用户侧（含售电公司）拟合规则”。

上网表计反向电能示值曲线拟合计算方式如下：

$$F_{ND} = F_{ND-1} + \frac{[(Q_{ND} - Q_{ND-1}) * T_1 + (Z_{ND} - Z_{ND-1}) * T_2 - W]}{T}$$

其中：

F_{ND} 为该用户上网表计反向有功电能示值曲线待拟合时点数据；

F_{ND-1} 为该用户上网表计反向有功电能示值曲线缺失段前一点数据；

Q_{ND} 为该用户发电表计在拟合日待拟合时点的对应数据；

Q_{ND-1} 为该用户发电表计在拟合日曲线缺失段前一点的对应数据；

Z_{ND} 为该用户上网表计正向有功电能示值曲线待拟合时点的对应数据；

Z_{ND-1} 为该用户上网表计正向有功电能示值曲线缺失段前

一点的对应数据；

T_1 为发电表计互感器的综合倍率；

T_2 为上网表计互感器的综合倍率；

若缺失点位于非光伏发电时段，则按未发电直接进行数据补全。

若 $\frac{[(Q_{ND} - Q_{ND-1}) * T_1 + (Z_{ND} - Z_{ND-1}) * T_2 - W]}{T}$ 计算结果为负，则将计算结果直接置为 0。

B. 若在发电区间段首尾点数据采集成功，但连续采集失败点数大于 2，采用“参考拟合法”拟合，用 A 中的方法先计算一个拟合反向电量，计算一个电量趋势作为拟合参照。计算公式如下：

$$G_{ND} = G_{ND-1} + \frac{(G_{ND-ED} - G_{ND-1}) * (F_{ND} - G_{ND-1})}{F - G}$$

其中：

G_{ND} 为该用户上网表计反向有功电能示值曲线待拟合时点数据；

G_{ND-1} 为该用户上网表计反向有功电能示值曲线缺失段前一点数据；

G_{ND-ED} 为该用户上网表计反向有功电能示值曲线缺失段后一点数据；

F_{ND} 为该用户上网表计使用 A 中方法计算对应 G_{ND} 的拟合点数据；

F_{ND-ED} 为该用户上网表计使用 A 中方法计算对应 G_{ND-ED} 的拟合点数据。

（3）特殊情况拟合

对于因用户原因办理暂停以及拆除计量点流程表计、销户流程表计和电表更换流程跨日归档等特殊情况的拟合，按照“9.3.1 用户侧（含售电公司）拟合规则”第（5）、（6）进行拟合补全。

10. 附则

10.1 本规则未尽事宜按照国家有关法律法规和规范性文件规定处理。

10.2 本实施细则自发布之日起施行，结合市场实际运营情况，不定期修订。

附件

名词解释

电能计量点：各经营主体间包括电网企业之间、电网企业与发电企业之间、电网企业与电力用户之间、电网企业与拥有配电网运营权的售电公司之间、拥有配电网运营权的售电公司与其供电范围内用户之间、发电企业发电单元进行电能量结算、考核的计量点，简称电能计量点。

电能计量装置：由计量用电能表、电压互感器（或专用二次绕组）、电流互感器（或专用二次绕组）及其二次回路相连接组成的用于计量电能的装置，包括电能计量柜（箱、屏）、电能量采集终端。电能量采集终端是安装在电能计量点的电能量采集设备，具有按一定规约对电能表数据进行采集、处理、分时存储、长时间保存和远方传输等功能。

采集成功：电能计量点电能表电能示值（包括日冻结电能示值和电能示值曲线）正常传输至用电信息采集系统，且数据完整、准确。

采集异常：电能计量点电能表电能示值（包括日冻结电能示值和电能示值曲线）采集正常，但与现场电能表计量示值不一致。

采集失败：电能计量点电能表、采集终端对用电信息采集系统命令无响应的，或者电能示值曲线采集不完整的。