

ICS XX.XXX.XX

CCS X XX

ZJSEE

浙江省电力学会标准

T/ZJSEE XXXX-YYYY

光伏电站节能技术监督管理规范

Management specification for energy saving
technology supervision of photovoltaic power station

(征求意见稿)

XXXX - XX - XX 发布

XXXX - XX - XX 实施

浙江省电力学会 发布

目 次

目 次.....	I
前 言.....	II
1 范围.....	1
2 规范性引用文件.....	1
3 术语和定义.....	1
4 总则.....	2
5 节能监测要求.....	3
6 光伏电站节能技术监督.....	3
6.1 系统能效.....	3
6.1.1 辐照量.....	3
6.1.2 发电量.....	4
6.1.3 实际装机容量.....	4
6.1.4 设备停运情况.....	4
6.1.5 系统能效.....	4
6.2 光伏电站系统各项损失.....	4
6.2.1 组件实际衰退率.....	4
6.2.2 污渍积灰影响.....	4
6.2.3 逆变器能耗.....	4
6.2.4 汇流箱能耗.....	4
6.2.5 变压器能耗.....	5
6.2.6 交直流电缆线损.....	5
6.2.7 失配损失.....	5
7 光伏发电本体安全技术监督.....	5
7.1 光伏组件.....	5
7.2 光伏支架.....	5
7.3 光伏组串.....	6
7.4 逆变器（汇流箱）.....	6
8 节能技术监督管理.....	6
8.1 光伏电站职责.....	6
8.2 技术监督单位职责.....	6
8.3 工作流程.....	7
8.4 节能降耗专项工作.....	7
8.5 资料管理.....	7
附 录 A	8
附 录 B	10

前 言

本标准依据 GB/T 1.1-2020《标准化工作导则 第 1 部分：标准文件的结构与起草规则》的规则起草。
本标准由浙江省电力学会清洁能源专委会提出并解释。

本标准起草单位国网浙江省电力有限公司电力科学研究院、浙江大学嘉兴研究院、申能股份有限公司、国能浙江北仑第一发电有限公司、华能（浙江）能源开发有限公司清洁能源分公司、浙江浙能技术研究院有限公司、上海申能新能源投资有限公司。

本标准（或本部分或本指导性技术文件）主要起草人吕洪坤、蔡洁聪、陆海涛、肖刚、王涛、郑建飞、寿春晖、丁历威、陈思艺、钟志伟、傅望安、王海明、苏人奇、邬荣敏、丁莞尔、朱钦辰、张越。

本标准（或本部分或本指导性技术文件）首次发布（或本标准×年×月首次发布，×年×月第一次修订，×年×月第二次修订）。

光伏电站节能技术监督管理规范

1 范围

本标准规定了光伏电站节能技术监督内容、监测要求、实施方法及管理细则等技术要求。
本标准适用于已投运的集中式、分布式光伏电站，基建光伏电站参考部分相关内容执行。

2 规范性引用文件

下列文件对于本文件的应用是必不可少的。凡是注日期的引用文件，仅注日期的版本适用于本文件。凡是不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本文件。

GB/T 2828.1 计数抽样检验程序 第1部分：按接收质量限(AQL)检索的逐批检验抽样计划

GB 15316 节能监测技术通则

GB/T30153-2013 光伏电站太阳能资源实时监测技术要求

GB/T 35694 光伏电站安全规程

GB/T 38335 光伏电站运行规程

GB/T 39854 光伏电站性能评估技术规范

GB/T 39857 光伏发电效率技术规范

DL/T 1052 电力节能技术监督导则

NB/T 10113 光伏电站技术监督导则

NB/T 10635 光伏电站光伏组件技术监督规程

NB/T 10636 光伏电站逆变器及汇流箱技术监督规程

CNCACTS0016-2015 并网光伏电站性能检测与质量评估技术规范

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

节能技术监督 Energy saving technology supervision

根据相关节能法律法规及导则要求，采用技术手段或措施，对光伏电站在规划、设计、制造、建设、运行、检修和技术改造中有关能耗的重要性能参数、指标及节能管理进行监督、检查及评价的活动。

3.2

系统效率 System efficiency

统计周期内光伏系统的实际发电量与该周期内光伏系统额定功率的直流发电量的比值。

3.3

实际装机容量 Actual installed capacity

光伏电站实际安装的组件额定有效功率的总和。

3.4

光伏方阵面辐照量 **Global radiation on tilted plane per unit area**

测试周期内，单位面积的光伏方阵倾斜面接收的总辐照量。

3.5

光伏组件衰退率 **Recession rate of photovoltaic module**

光伏组件在标准测试条件下（AM1.5、组件温度25℃、辐照度1000W/m²）的最大输出功率与组件标称功率的差值占组件标称功率的比值。

3.6

不可用 **Unavailable**

光伏发电组或光伏发电设备不论何种原因处于不能执行预定功能的状态。

3.7

备用 **Reserve shutdown**

光伏发电组或光伏发电设备能执行预定功能，但未连接到电力系统工作的状态。

3.8

污渍积灰影响 **Influence of dirt and ash accumulation**

光伏组件由于污渍或灰尘遮挡造成实际接收的辐照量减少，从而导致光伏组件发电量的损失。

3.9

失配损失 **Mismatch loses**

失配损失包括组串内光伏组件的串联失配损失、光伏组串的并联失配损失。

串联失配损失为所有串联组件最大修正功率的代数和和光伏组串实际工作修正功率的差值与所有组件最大修正功率代数和之比值。

并联失配损失为回路中所有光伏组串的最大修正功率之和与该并联回路的实际工作修正功率的差值与所有组串最大修正功率代数和之比值。

3.10

直流线损 **DC cable loses**

直流线路的电压降与该条交流线路的入口电压的比值，用百分比表示。

3.11

交流线损 **AC cable loses**

一条交流线路的电压降与该条交流线路的入口电压的比值，用百分比表示。

4 总则

4.1 光伏电站节能技术监督的机构、职责和管理要求应符合NB/T 10113《光伏电站技术监督导则》的规定。

4.2 光伏电站节能技术监督主要包括：辐照度、发电量监测装置及数据的核查；光伏电站系统能效及部分损耗的监测评估；光伏发电本体侧安全隐患排查；节能降耗工作管理办法等。

4.3 光伏电站应根据本标准开展监测设备的校验工作，落实系统能效、系统损耗等统计工作，制定节能降耗工作细则，建立完善的台账管理制度。

4.4 监督单位应根据本标准在光伏电站自查基础上开展节能技术监督工作：检查光伏电站自查台账，核查数据的准确性和有效性，评估系统能效及各项损耗，开展光伏发电本体侧安全隐患排查，按需开展专项检查，协助光伏电站开展节能降耗工作，出具客观、公正的监督报告。

4.5 光伏发电站每年至少开展一次节能技术监督工作。

4.6 新建光伏发电站全容量并网运行1年内需开展一次光伏电站性能试验，

5 节能监测要求

5.1 涉及本标准中节能技术监督内容的电流、电压、电量、辐照度、温度等监测仪表或装置，需满足CNC ACTS0016-2015中4.2和4.3的要求，需定期溯源校验，校验报告均需有效期内，且精度满足要求。

5.2 确定光伏电站能效监测边界，特别要确定发电量的监测位置。进行全站系统能效监测时，对象为所有光伏组件及设备；进行特定发电单元能效专项监测时，对象为该发电单元内的光伏组件及设备。

5.3 监测及技术监督工作中涉及的抽样参考GB/T2828.1-2012中10.1及CNCA/CTS0016-2015中7.1。

5.4 光伏电站应利用自身的辐照、发电量数据，按本标准的计算方法，以月、年为单位统计光伏电站系统能效。对于监测装置不符合技术要求或系统能效低的光伏电站应委托第三方技术服务单位重新测试。

5.5 对于未配备辐照表或辐照表不符合技术规范的，光伏电站应委托第三方技术服务单位利用规范的仪器测量该电站短期的辐照量。

5.6 光伏电站应按月、年为单位统计光伏组件、逆变器、变压器等主要设备影响发电量的故障情况并做好台账记录。

5.7 新建光伏发电站全容量并网运行1年内需开展一次光伏电站性能试验。

5.8 光伏发电站每两年至少开展一次光伏组件衰退率和逆变器能效的抽样测试，并做好台账记录。

5.9 对于光伏电站能效测试及各项损耗测试内容及具体测试和计算方法参考CNC ACTS0016-2015。

6 节能技术监督

光伏电站应定期监测系统能效水平，当年发电小时数低于同地区光伏电站平均水平或系统能效发生明显的变化时，应开展节能降耗专项工作，分析光伏电站系统各项损耗，提出提升优化措施。

6.1 系统能效

6.1.1 辐照量

检查能效监测边界内太阳辐照监测装置的现场安装位置、朝向、倾角是否监测要求，辐照监测装置是否符合GB/T30153-2013的要求，校证书是否在有效期内。

6.1.2 发电量

检查能效监测边界内发电量监测装置的数量和接入计量位置是否符合监测要求,发电量监测装置校验机构是否符合要求,校验证证书是否在有效期内。

6.1.3 实际装机容量

检查能效监测边界内的光伏组件铭牌功率、数量及使用年限对应的理论衰退率。

6.1.4 设备停运情况

检查能效监测边界和周期内的汇流箱、逆变器、变压器等主要设备的不可用、备用情况(停运容量、时间等)。

6.1.5 利用小时数

记录监测边界和周期内的发电量、装机容量等参数。

6.1.6 系统能效

记录监测边界和周期内的发电量、辐照值、装机容量等参数;如有设备不可用、备用等情况影响装机容量,需分段计算系统效率,并乘以分段运行时间的加权系数,得到最终系统能效。光伏电站系统能效用于评估光伏电站发电水平的同比变化情况,新建光伏电站系统能效不应低于 80%。

6.2 系统各项损耗

6.2.1 组件实际衰退率

对抽样选取的光伏组件按 CNCA/CTS0016-2015 中 9.5 进行衰退率测试,检查光伏组件实际衰退率是否符合技术规范要求。

光伏组件的理论衰退率以厂家技术合同保证为准,一般首年不应超过 2%,后按每年 0.5%~0.7%递减。

6.2.2 污渍积灰影响

对抽样选取的光伏组串按 CNCA/CTS0016-2015 中 9.3 进行测试,待测试现场辐照超过 $700\text{W}/\text{m}^2$ 时,测试组串清洗前、后的 I-V 曲线并修正到同一的温度和辐照进行功率对比。串污渍积灰对系统能效的影响不应超过 5%。

6.2.3 逆变器能耗

监测每台逆变器白天、夜间耗电,包括逆变器自身损耗、直流电转换交流电中 MPPT 追踪导致的损耗等所有逆变器的总能耗。在统计周期内,监测逆变器所有输入直流的电量和输出的交流电量获得。

逆变器空载损耗不应大于 0.1%,满载损耗不应大于 1%。

6.2.4 汇流箱能耗

适用于光伏电站的有直流汇流箱和交流汇流箱。在统计周期内，监测汇流箱出、入口的电压、电流、功率获得。

汇流箱总体能耗不应超过 2%。

6.2.5 变压器能耗

变压器的空载损耗（铁损）和短路损耗（铜损）占变压器损耗的绝大部分，杂散损耗是指发生在引线和外壳以及其他结构性的金属零件上的损耗，与负荷有关，占比很小。在监测期内，监测变压器出、入口电缆功率获得。

正常变压器的能耗不应超过 2%。

6.2.6 交直流电缆线损

检查由于电压降导致的线缆损失，监测光伏组串、汇流箱、逆变器、变压器之间的电缆线损，测试方法参照 CNCA/CTS0016-2015 中 9.8 和 9.10。

平均直流电缆线损不应超过 2%，分段交流线损不应超过 2%。

6.2.7 失配损失

检查组件到组串的串联失配损失，组串到汇流箱的并联失配损失及汇流箱到逆变器的并联失配导致的损耗，测试方法参照 CNCA/CTS0016-2015 中 9.7。

组串的串联失配损失不应超过 2%，组串、汇流箱的并联失配损失不应超过 2%。

7 光伏发电本体侧安全技术监督

结合光伏电站节能技术监督现场检查工作，对光伏发电本体侧引起设备跳闸、火灾、电网稳定等重要安全隐患进行现场排查，如发生异常运行情况，应及时及时分析原因并提出处理措施。

7.1 光伏组件

光伏组件不应出现以下异常运行情况：

- a)、光伏组件存在出力偏低、热斑、严重积灰；
- b)、光伏组件与支架连接松动；
- c)、光伏组件边框变形或损坏；
- d)、光伏组件接线盒损坏；
- e)、光伏组件引出线未绑扎好、未放在导线槽内或绝缘破损；
- f)、光伏组件背板破损或老化；
- g)、光伏组件支架与接地系统的连接不可靠。

7.2 光伏支架

光伏支架不应出现以下异常情况：

- a)、支架基础发生沉降；
- b)、螺栓、焊缝和支架连接不牢固可靠；
- c)、支架表面的防腐涂层出现开裂或脱落现象。

7.3 光伏组串

光伏组件不应出现以下异常运行情况：

- a)、光伏组串工作电流不能正常监视；
- b)、光伏组串工作电流异常，同一逆变器（汇流箱）内光伏组串工作电流或电压偏差 $\geq 5\%$ 。

7.4 逆变器（汇流箱）

逆变器（汇流箱）不应出现以下异常运行情况：

- a)、逆变器（汇流箱）出现标识名称、编号牌脱落，外观破损，元器件老化；
- b)、逆变器（汇流箱）密封和防火封堵不符合要求；
- c)、逆变器（汇流箱）进、排风口堆放物品；
- d)、逆变器（汇流箱）散热风扇运行时有较大振动及异常噪声；
- e)、汇流箱温度过高、电流电压异常、通信异常、连接松动、防雷失效、绝缘异常；
- f)、逆变器温度过高、电流电压异常、过载运行、防雷失效、绝缘异常、电网电压异常。

8 节能技术监督管理

8.1 光伏电站职责

7.1.1 要求建立完整的技术监督网络，一般至少包括电站站长、技术监督员，应有任命文件。

7.1.2 对需校验的仪器制定送检计划表，并落实到专人负责。

7.1.3 应依据国家、行业、所属公司的技术标准，结合本厂实际情况制定节能工作计划。

7.1.4 应结合电站运行的实际情况，适时开展光伏组件的清洗工作，光伏组件清洗前后应开展经济性分析。

7.1.5 对光伏组串电流异常的情况进行现场核查，及时消除现场安全隐患，避免由于支路组串故障而影响发电量。

7.1.6 每两年至少开展一次光伏组件衰退率的抽样检测和逆变器（汇流箱）能效抽样测试。

7.1.6 应加强设备巡检和监控参数的监视，针对异常情况应及时进行分析、判断和调整，确保发电系统安全经济运行。

8.2 技术监督单位职责

7.2.1 应配备必要、先进的试验设备和实验室，具备承担相关试验的资质，受相关单位委托或授权开展

技术监督服务工作。

7.2.2 掌握设备、设施等的技术状况，及时发现问题，并提出整改建议，总结技术监督工作开展情况和新工艺、新技术的应用，形成技术监督报告。

7.2.3 依靠科技进步不断完善和更新测试方法，积极推进新工艺、新技术，提高服务品质。

7.2.4 对测试结果和报告进行分析和评估，掌握光伏组件的衰退情况、变电设备能耗以及系统发电水平。当某类设备或系统能效严重偏离厂家技术协议要求或设计值时，监督人员应联系厂家或设计单位进行分析、论证，查明原因并提出应对措施。

7.2.5 技术监督服务单位对光伏电站节能技术监督开展情况提出改进措施，协助电站整改计划，作为下一年的监督考核内容。

8.3 工作流程

7.3.1 开展技术监督服务前一个月，技术监督单位依据本标注编制当次光伏电站节能技术监督实施方案，并制定监督计划。

7.3.2 光伏电站根据节能监督实施方案，按方案中自查表的内容进行相关数据的统计与填报。

7.3.3 光伏电站按应监督计划准备好所需检查资料，并安排技术监督员迎接技术监督检查。

7.3.4 技术监督单位按约定日期到光伏电站现场开展节能技术监督工作，核查光伏电站自查表，对存疑数据按需进行现场测试复核。

7.3.5 技术监督单位出具本次节能技术监督报告，对发现问题告知光伏电站进行整改，对发电小时数低、系统能效异常的光伏电站，给出节能降耗工作建议。

7.3.6 光伏电站根据节能技术监督报告，对查出的问题进行整改闭环，开展节能降耗专项工作。

7.3.7 技术监督单位跟踪光伏电站的整改闭环工作的完成情况。

8.4 节能降耗专项工作

7.4.1 通过光伏电站自查及节能技术监督单位检查确定能耗高、节能空间大的标的（设备/系统）。

7.4.2 光伏电站委托第三方测试单位开展该标的的性能试验，节能监督技术服务单位根据该标的行业内的能效平均水平与光伏电站制定节能降耗目标。

7.4.3 光伏电站制定该标的的节能降耗实施方案，节能监督技术服务单位应提供技术支撑。

7.4.4 光伏电站按计划开展节能降耗工作。

7.4.5 节能降耗工作完成后，光伏电站委托第三方测试单位开展该标的的节能改造后的性能试验，出具节能降耗改造工作的评价报告。

7.4.6 下一个节能技术监督周期内，节能监督技术服务单位结合评价报告和光伏电站自查数据，重点核查该标的的节能降耗效果。

7.4.7 节能监督技术单位负责总结先进节能降耗技术和实施案例，对节能改造效果不佳的案例要分析原因，供其它光伏电站参考借鉴。

8.5 资料管理

7.5.1 应建立光伏电站日常节能工作相关台帐、档案和消缺记录等。

7.5.2 应保存节能技术监督自查表、检查表、方案、报告等技术文件。

7.5.3 应将节能降耗工作的成功案例和先进技术总结，并定期参加行业内的技术交流。

附录 A (资料性)

1 系统效率计算： $PRT=ET/(Pe \times hT)$

其中：PRT 是在 T 时间段内光伏电站的平均系统效率；

ET 在 T 时间段内光伏电站输入电网的电量；

Pe 光伏电站组件装机的标称容量；

hT 是 T 时间段内方阵面上的峰值日照时数。

2 对标系统效率计算： $PRT=ET/(Pe \times hsT)$

其中：PRT 是在 T 时间段内光伏电站的平均系统效率；

ET 在 T 时间段内光伏电站输入电网的电量；

Pe 光伏电站组件装机的标称容量；

hsT 是 T 时间段内水平面上的峰值日照时数。

3 发电小时数： $H=(ET/Q) \times 100\%$

其中：ET 在 T 时间段内光伏电站输入电网的电量；

Q 为光伏电站的额定容量

4 污渍积灰影响计算： $SL=100\% \times (P_2 - P_1) / P_2$

其中：SL 为污渍积灰影响；

P₁ 为组串清洁前修正功率；

P₂ 为组串清洁后修正功率。

5 直流电缆线损计算：

$$(1) \eta_1 = 100\% \times (V_{zc} - V_{hr}) / V_{zc}$$

其中： η_1 为现场实测直流线损；

V_{zc} 为组串/汇流箱出口直流电压；

V_{hr} 为汇流箱/逆变器入口直流电压。

$$(2) \eta_2 = 100\% \times (I_{STC} \times (V_{zc} - V_{hr})) / I_{ZC} \times V_{STC}$$

其中： η_2 为单组串/汇流箱 STC 条件下的直流线损；

I_{ZC} 为组串在汇流箱/逆变器入口的直流电流；

I_{STC} 为光伏组串/汇流箱 STC 条件下额定工作电流；

V_{STC} 为光伏组串/汇流箱 STC 条件下额定工作电压。

6 失配损失计算：

(1) 光伏组件的失配损失： $\theta_1=100\% \times (P_{STC1}-P_{STC2}) / P_{STC1}$

其中： θ_1 为光伏组件的失配损失；

P_{STC1} 为各组件修正最大功率之和；

P_{STC2} 为组串修正工作功率值。

(2) 光伏组串的失配损失： $\theta_2=100\% \times (P_{STC3}-P_{STC4}) / P_{STC3}$

其中： θ_2 为光伏组串的失配损失；

P_{STC3} 为各组串修正最大功率之和；

P_{STC4} 为汇流箱修正工作功率值。

(3) 光伏汇流箱的失配损失： $\theta_3=100\% \times (P_{STC5}-P_{STC6}) / P_{STC5}$

其中： θ_3 为光伏汇流箱的失配损失；

P_{STC5} 为各汇流箱修正最大功率之和；

P_{STC6} 为逆变器 MPPT 通道光伏输入修正工作功率值。

(4) 光伏组串的并联失配损失： $\theta_4=100\% \times (P_{STC7}-P_{STC8}) / P_{STC7}$

其中： θ_4 为光伏组串的并联失配损失；

P_{STC7} 为各组串修正最大功率之和；

P_{STC8} 为逆变器 MPPT 通道光伏输入修正光伏功率值。

7 逆变器/汇流箱效率计算： $P_R=P_{out}/P_{in}$

其中： P_R 为逆变器/汇流箱效率；

P_{out} 为逆变器/汇流箱输出功率；

P_{in} 为逆变器/汇流箱输入功率。

附 录 B
(资料性)
节能技术监督自查、检查表

序号	检查项目	检查方法	自查情况	核查意见
1	监督管理			
1.1	是否具备完整的技术监督网络。	查看相关资料		
1.2	是否开展技术监督网络活动。	查看相关资料		
1.3	是否制定《光伏电站节能技术监督实施细则》。	查看相关资料		
1.4	是否建立技术监督相关设备台帐、档案和消缺记录。	查看相关资料		
2	设备运行状态检查			
2.1	光伏电池板组件、逆变器/风机、箱变、主变等一次设备定期巡检。	现场巡查		
2.2	光伏电池板组件故障更换率情况。	现场核查，查看运维台账		
2.3	逆变器、汇流箱、变压器等非计划停运情况。	现场核查，查看运维台账		
2.4	光伏电站辐照监测装置是否符合要求。	现场核查，查看辐照表校验证书		
2.5	光伏电站发电量监测装置是否符合要求。	现场核查，查看电能表校验证书		
2.6	光伏电站衰退率是否符合技术规范要求。	现场核查，查看相关测试报告		

3	节能技术监督			
3.1	光伏电站系统能效	自查：根据监测参数进行统计并记录； 现场核查		
3.2	光伏电站对标系统能效	自查：根据监测参数进行统计并记录； 现场核查，整体对标		
3.3	光伏电站发电小时数	自查：根据监测参数进行统计并记录； 现场核查，同地区对标		
3.4	典型的发电单元能效	按需开展		
3.5	污渍积灰影响	按 6.2 开展		
3.6	交直流线损	按 6.2 开展		
3.7	失配损失	按 6.2 开展		
3.8	逆变器/汇流箱能效	按 6.2 开展		
3.9	变电设备能耗	按 6.2 开展		
4	发电本体侧安全隐患排查			
4.1	避雷塔周边未装设防护围栏和警示牌	自查，现场核查		
4.2	光伏组件存在出力偏低、污迹、阴影遮挡、积灰严	自查，现场核查		

	重、表面变色、与支架连接松动、边框变形或损坏、接线盒损坏、引出线未放在导线槽内或绝缘破损、背板破损、老化、支架与接地系统的连接不可靠			
4.3	光伏组件串工作电流不能正常监视；工作电流异常，一致性 $\geq 5\%$	自查，现场核查		
4.4	光伏组件热斑	自查，现场核查		
4.5	逆变器发电量和转换效率偏低存在异常	自查，现场核查		
4.5	汇流箱/逆变器的密封和防火封堵不符合要求	自查，现场核查		
4.6	逆变器进、排风口堆放物品	自查，现场核查		
4.7	逆变器散热风扇运行时有较大振动及异常噪声	自查，现场核查		
4.8	汇流箱/逆变器出现标识名称、编号牌脱落，外观破损，元器件老化	自查，现场核查		
4.9	汇流箱温度过高、电流电压异常、通信异常、连接松动、防雷失效、绝缘异常	自查，现场核查		
4.10	逆变器温度过高、电流电压异常、过载运行、防雷失效、绝缘异常、电网电压异常	自查，现场核查		
4.11	无事故应急预案（光伏组件及电缆着火、汇流箱着火、输入短路、热斑、逆变器声音异常/焦味/冒烟、逆变器火灾等）	自查，现场核查		