**南控集团供应商采购框架合同**

**（光伏组件类）**

**签订地点：佛山市禅城区**

**合同编号：GDNK**

甲方：广东南控电力有限公司

地址：佛山市禅城区季华西路133号3座13层01-06单元02之三单元

乙方：

地址及联系方式：

鉴 于：

**甲乙双方经友好协商，就甲方通过甄选并确定乙方为甲方项目战略供应商之一，乙方将根据甲方各地项目的实际需要向甲方及实际用户提供产品质量可靠、销售价格优惠且售后服务及时的产品，甲乙双方根据《中华人民共和国民法典》及有关法律的规定，在诚信、自律的基础上达成以下合作协议。**

**第一条 合同术语解释**

1.1 甲方（或称“需方”）：是指广东南控电力有限公司及其参股公司、关联公司。

1.2 乙方（或称“供方”）：是指按本合同规定提供产品、技术服务和培训的公司及其财产代理和继承人。

1.3 合同：甲乙双方签署的书面协议，包括所有组成合同的文件、附件、《采购订单》（见附件二）。

1.4 合同总价：乙方按照《采购订单》全面正确地履行合同规定的义务，甲方应支付给乙方的总金额。

1.5 产品：指乙方按照本合同规定应当提供的下列项目：

1.6 专用工具：是指设备运输、安装、维修、维护、试验、调试、运行过程中使用的工具、设备、仪器和仪表等的总称。

1.7 技术文件：乙方按照合同规定应提供的与产品的设计、制造、工厂试验、检验、运输、储存、安装、调试、试运行、验收、试验、系统运行、操作和维护等相关的所有数据、图纸、各种文字资料、软盘、光盘以及生产过程的照片。

1.8 技术服务：是指产品的组装、安装、调试、试运行和验收试验以及合同中所规定的乙方应提供的指导、监督和对甲方人员的培训。

1.9 技术培训：是指与产品设计、制造、检验、安装、调试、试运行和验收、试验、操作、维护相关的乙方向甲方提供的技术培训。

1.10 交货：是指乙方将产品运至甲方指定的交货地点。

1.11 技术规范：是指招标文件规定的全部技术要求及规定，以及合同执行过程中，合同双方确认的技术文件和图纸、资料等。

1.12 “日”、“周”、“月”、“年”、“日期”：指公历的日、周、月、年和日期。

1.13 工地（或称“现场”）：是指甲方指定的产品使用项目所在地。

1.14 安装完成：是指合同规定的设备/材料安装完毕，签署了安装工作完毕证书。

1.15 验收试验：合同双方按照合同要求对产品在规定时间内连续、满负荷运行试验，再按规定时间的累计考核运行。

1.16 最终验收：产品从初步验收证书签发之日起至通过质保期后的验收。

1.17 潜在缺陷：是指由于乙方在设计、制造和技术指导及培训上的疏忽而造成的，产品在合同规定的各种工况下不能正常运行和操作或被迫停运检修处理的质量缺陷。这种缺陷在试验、初步验收试验和最终验收期内由于缺乏考核工况而难于发现。

1.18 监造工程师：是指受甲方委托派往乙方工厂，代表甲方对产品制造过程进行监督的工程技术人员。

1.19 甲方图纸：是指甲方按合同要求向乙方提供的图纸。

1.20 乙方图纸：是指乙方按合同要求向甲方提供的图纸。

1.21 文件效力：除非特别说明本合同及附属文件的效力等级依次为《采购订单》、本合同、招标文件、本合同附件一。

**第二条 产品及相关服务范围**

2.1 甲方同意根据本合同的规定向乙方购买，乙方同意根据本合同的规定向甲方提供产品及相关安装、调试、维护、培训等服务。

2.2 本合同乙方的工作范围包括但不限于产品的设计、制造、试验、出厂前组装检查、包装、运输、交货、税费、服务、提供技术文件（包括图纸、资料、说明书、标准和规范）等工作，乙方应对上述工作范围内的工作负全部责任，并负责承担产品安装技术指导和监督，提供系统调试、试运行、验收等技术服务工作。技术规范详见合同附件1；

2.3 乙方应按合同第十条对设备提供“质量保证”。

2.4 乙方负责派遣称职的且具有相关专业技术工作经验的技术人员到现场对产品安装、调试、试运行、验收试验等进行技术指导和监督，上述服务费用已包括在合同总价中。

2.5 乙方负责在工地现场培训甲方的技术人员，上述服务的费用已包括在合同总价中。

2.6 乙方负责为甲方人员在乙方所在地参加设计联络会和工厂检验提供服务，乙方有配合监造的义务，向监造人员提供详细的生产计划表和主要部件的技术标准、设计图纸及监造所必需的其它资料，在监造过程中及时提供相应资料，并为监造人员提供工作生活方便。上述服务的费用已包括在合同总价中。

2.7 在本合同有效期内，乙方应向甲方免费提供与本产品有关的最新运行经验及技术和安全方面的资料，且不构成任何专利转让和技术转让。

2.8 乙方负责对产品的设计、安装、调试、试验、试运行中有关系统和部件接口的协调。

**第三条 价格**

3.1 本合同产品入围单价为 元/W（已含13%增值税税率），本合同签订后，如产品入围单价高于市场单价，则甲方有权按照低于入围单价进行采购；如产品入围单价低于市场单价，则甲方有权按照入围单价进行采购

3.2 具体每笔《采购订单》的总价已包含：产品/材料价格、对应配套设备价格、备品备件和专用工具价格、现场技术服务价格 、甲方人员在乙方工作时的乙方配合费价格、运输费用。

3.3 《采购订单》中每笔总价中已包括市场价格波动的风险并已包括了甲方所承担的所有费用、开支及税款，甲方不再承担任何本合同所述款项之外的费用及开支，乙方因设备出售、进出口等产生的一切税费，由乙方自行承担。

**第四条 合同价款支付**

4.1 合同价款支付方式： 每笔《采购订单》发货前以为期六个月的银行承兑汇票的形式全款支付，自甲方向乙方开具该笔六个月的银行承兑汇票之日起即视为甲方已履行支付义务。

4.2 乙方应以书面方式通知甲方其开户银行、帐户名称、帐号。开户银行、帐户名称、帐号如有变更，乙方应在合同规定的相关付款期限前10 天内以书面方式通知甲方，如因乙方未按时通知甲方或通知有误而影响付款的，甲方的付款时间相应顺延且因此而产生的一切责任由乙方承担。

4.3 每笔款项的支付乙方均应提前向甲方开具对应增值税专用发票。

**第五条 工厂检验**

5.1 甲方在产品制造过程中可派谴监造人员或检验人员到乙方的制造厂对原材料与采购部件、制造工序和工艺、产品质量、检测检验、组装试验等制造过程进行监督。监造工程师和检验人员在乙方及其分包商的车间场所可对产品的制造、车间组装以及工厂试验进行现场拍照和录像。乙方应给予必要的工作配合，配合费用包括在合同总价中。

5.2 如产品经检验和试验不符合技术规范的要求，甲方将拒收。乙方应更换被拒收的产品，或进行必要的改造使之符合技术规范的要求。产品未经甲方参与检验或书面表明放弃检验，均不得自乙方工厂运出。

5.3 乙方应在合同签订前将产品设计、制造和检验的标准提交给甲方。如乙方未提交标准或提交不全，则甲方将使用甲方认为合适的标准对产品进行检验。

5.4 乙方在交货前，应对产品进行检验，并出具质量检验证书，该证书将作为交货时的质量依据，但不作为产品质量的最终依据。乙方对产品进行的特殊试验和试验结果应写入试验报告，并与质量检验证书一起提交给甲方。

5.5 乙方应在产品开始组装、试验和检验前7天将其组装、试验和检验的计划通知甲方。甲方将派遣技术人员赴乙方的制造厂，了解产品的组装、检验、试验、包装情况。乙方应向甲方人员提供必要的设备及质量控制的生产数据、程序等资料。如果发现产品的质量不符合合同要求，甲方人员有权提出意见，乙方应给予充分考虑，并采取必要措施以保证设备质量。产品检验的程序应由甲方与乙方协商决定。

5.6 甲方检验人员的监造和所有的指示、意见等并不意味着减轻和免除乙方质量控制和制造质量及交货进度等的任何合同责任义务或增加合同价格，也不能代替产品到达工地后的开箱检验。

5.7 甲方人员参加检验的往返机票自理，乙方提供当地交通、住宿和办公的便利。

5.8 乙方应负责对自己分包商的制造监督，承担其质量责任，并对所采购的用于本产品的原材料、分项设备和部件等的质量负责。

5.9 甲方可单方决定是否派谴监造人员或检验人员到乙方进行监督，若决定派遣上述人员，则本条对甲乙双方均有约束力；若决定不派遣上述人员，则本条不生效，但不影响其它条款的效力。

**第六条 包装标准和要求**

6.1 包装标准目录及主要标准。乙方应根据以下规定的目录提交相应的文件和资料：

a) 有关的国际标准及乙方所在国标准的目录；

b) 乙方提供的包装标准文件的目录；

c) 详细的包装标准文件。

6.2 包装标准和要求

a) 乙方应当按下述要求，提交一套符合本合同条款要求的能保证所供产品安全装卸、运输、转运、贮存的包装标准。乙方应对提交的包装标准的完整性、安全性和可靠性负责，并承担供货中因包装不善而引起的损失和索赔。

b) 提交包装标准的基本要求

 向甲方提供适用与本产品包装有效版本的相关的国际标准或乙方国家标准；

 根据投标范围产品的种类、品质、重量、尺寸、不同运输要求和特点，将产品划分为若干类，每类产品分别明确包装标准；

6.3 乙方提供的包装标准应包含以下内容：包装分级，包装技术要求，包装件运输，包装件贮存，可靠性安全性，主要部件的包装简图及说明，引用标准有关资料。

6.4 乙方应根据产品的特点，采用防潮、防雨、防锈、防震、防腐的坚固包装。该包装应适应多次搬运、运输，以保证产品安全无损地抵达安装地点。为保证精确装配而需具备明亮洁净加工面的产品，其加工面应采用优良、耐久的保护层（不得用油漆）以防止在安装前发生锈蚀。包装箱的尺寸及重量应考虑产品最终目的地以及在所有转运地点装卸设施的情况。

6.5 乙方应对包装箱中附属设备散件挂上标记，表明其合同号、主设备编号、附属设备名称及其在装配图中的位置号和附属设备编号。备品备件和专用工器具除按上述要求标记外，还应标上“备品备件”、或“专用工器具”等字样。除备品备件和专用工器具外，不同编号的设备、工器具和消耗品应分别包装。

6.6 乙方应在每个包装箱的四侧用不褪色油漆以醒目的中文刷上以下标记：

a) 合同号；b) 产品名称、编号和包装箱号；c) 收货人；d) 目的地；e) 发货地；f) 毛重/净重（千克）；g) 体积（长×宽×高cm）；h) 仓储条件。

6.7 对裸装产品应以金属标签注明上述内容，裸装产品的装箱单应分别集中包装，随产品发运。

6.8 乙方应在重量大于或等于2吨的每个包装箱的相邻四侧标明重量、重心和吊点的位置以便于装卸和搬运。

6.9 根据产品的特点和在运输中的不同要求，乙方应在包装箱上醒目地标明“小心轻放”、“勿倒置”、“保持干燥”、“危险品”、“易燃品”等字样。

6.10 每件包装箱内，应附有详细装箱单、质量合格证、有关设备的技术文件、需要组装的设备部件的详细装配图各一式2份，对于进口部件还应在包装箱内附原产地证书和质量检查证书。

6.11 装箱清单所列项目须与装箱产品一致，若发生不一致时，乙方应承担由此造成的丢失、安装工期延误等赔偿责任。

6.12 乙方应对其提供的包装不善而引起的产品的锈蚀、损坏和丢失负全部责任。

**第七条 装运条件及交货**

7.1 乙方应根据双方签订的《《采购订单》》规定的交货批次和交货日期进行交货。

7.2 本合同期内本产品的运输及运输保险费用均由乙方承担，产品在指定交货地点交付于甲方前产品的所有风险均由乙方承担。

7.3 装运条件

a) 交货地点的卸车工作由 甲方 负责。

b) 乙方应负责产品由工厂至交货地点前的运输，其运输费及全程运输保险费包括在合同总价中。乙方装运的产品不应超过合同规定的单件运输重量以及运输尺寸限制，否则产生的一切费用和后果由乙方承担。

7.4 乙方应在交货前3日内，将所负责运输的产品的运输计划提交甲方，内容包括合同号、设备名称、型号规格、数量、重量和体积的约数、交货时间、地点、运输安排，以便甲方及时作好收货并验货准备。

7.5 对重量超过20t，或外形尺寸大于6m长或3.5m宽或3m高的大件和特殊外形的产品，乙方应在产品装运前30天将注明每个包装箱的重量、体积、设备重心、吊点等的包装图一式4份快件寄送甲方。

7.6 如果产品中有易燃品和危险品，乙方应在装运前7日内将标有产品名称、保管措施和事故处理方法的说明书提交甲方。

7.7 产品在运输和保管时，如对温度、湿度及震动等方面有特殊要求，乙方应在装运前7日内将标有产品名称和注意事项的说明书提交甲方。该说明书及布置图将作为甲方安排运输及保管的依据。

7.8 设备交货时间以该批次最后一件到货的时间为准。

7.9 乙方应在每批产品装运发出24小时内，将该批产品的如下内容通知甲方：

a) 合同号；b) 产品发运日；c) 产品名称及编号和价格；d) 产品总毛重；e) 产品总体积；f) 总包装件数；g) 交货站名称、车号、运单号；h) 启运日期及预计到达日期；i) 发货人名称及地址；j) 收货人名称及地址。

**第八条 初步验收**

8.1 产品到达《采购订单》约定的现场后7天内，甲方应组织乙方、监理单位（若有）、施工方（若有）等开箱检验，开箱检验即为初步验收。检查产品的包装、外观、数量、规格型号等，开箱检验时，应作开箱记录，并由相关方代表签字，一式肆份，相关方各执1份。若发现产品在包装、外观、数量、规格型号等不符合合同规定或发现产品的任何损坏、缺陷、短缺，乙方应在接到甲方通知后1日内立即采取补发、更换等补救措施。乙方设备经补齐或更换后符合合同约定之日为乙方交货日。甲方在货到现场后30天内未组织初步验收的，视为初步验收合格。

8.2 甲方有权拒收未能满足合同规定的和乙方保证的材料和设备，并要求乙方限期更换，上述产品的更换以不影响工程安装总工期和/或预定的发电日期为前提。

8.3 如乙方未能按甲方要求派遣代表参加开箱检验，甲方有权自行组织开箱检验，乙方应对开箱结果认可。若发现由于乙方的原因造成设备损坏、有缺陷、短缺和/或与合同规定的包装、外观、数量、规格型号等不一致，乙方应尽快修复、补充或更换。

8.4 在初步检验和开箱检验中发现的，由于乙方原因造成的产品损坏、丢失、短缺等，乙方必须及时修复、补充或更换，不得延误安装工期，否则因工期延误而产生的一切损失均由乙方承担。

8.5 乙方每次送货需向甲方提供送货文件，且必须经甲方签收。若无该文件或未有甲方签收凭证的，导致后续双方就货物交付数量、质量、金额等产生任何争议，均由乙方承担不利后果，与甲方无关，甲方无需为此支付任何费用。

**第九条 安装、调试、试运行和验收**

9.1 安装承包商将根据乙方技术人员的指导及提交的技术文件对产品进行现场安装、调试、试运行和验收试验。乙方应于收到甲方通知后\_24小时内派遣技术人员到甲方指定地点进行安装指导工作，乙方应对其监督指导下的设备的安装、调试、试运行和验收试验的质量承担相应的责任。

9.2 除合同另有规定外，所有由乙方提供的产品应为完整和合格的产品，不需再在工地进行加工、制造和修整。乙方不应将有缺陷的设备、组件、部件或材料等运到工地，如果在安装调试过程中发现由于乙方设备缺陷，包括设计、材质、制造工艺、质量、结构尺寸、误差等缺陷或错误，或由于乙方技术指导人员不正确指导造成损坏或损失，甲方有充分的理由退货或要求乙方调换或要求乙方采取措施修理，由此引起的违约责任和修理费用由乙方承担。如果由于设计制造原因致使产品，包括组件和部件需要在工地进行加工、制作或修整时，所有费用应由乙方承担。

9.3 在全部产品安装完毕后，甲、乙方双方代表应对安装工作进行检查和确认，签署安装工作完成报告。

9.4 在全部产品安装完毕后，甲方应组织安装承包商、乙方代表等产品进行初步验收试验，且甲方有权指定第三方进行验收试验。

9.5 在进行初步验收试验时，如果一项或多项技术性能或保证值不能满足合同的要求，双方应共同分析其原因。

a) 如果责任在乙方，双方应根据具体情况确定第二次验收试验的日期。第二次验收试验必须在第一次验收试验不合格后3天内完成。乙方应承担由此引起的一切费用。包括但不限于下列费用：

 更换和修理的设备和材料费；

 乙方人员费用；

 直接参与修理的甲方人员及甲方委托人员费用；

 用于第二次验收试验的机械及设备费用；

 用于第二次验收试验的材料费；

 运往安装现场及从工地运出的需要更换和修理的设备和材料的所有运费、保险费等费用；

 其他甲方直接的损失或受到的业主罚款。

b) 如果在第二次验收试验中，由于乙方的责任仍有一项或多项技术性能和/或保证值达不到合同要求，甲方有权解除合同，同时乙方退还所有已收取的价款及费用，并承担甲方一切因此而产生的直接及间接损失。

c) 如果责任在甲方，双方应根据具体情况确定第二次验收试验的日期。甲方将采取有效措施使第二次验收试验达到规定的要求，在这种情况下乙方有责任协助甲方采取措施使产品满足规定的技术性能和保证值的要求。

9.6 如果由于不可抗力的原因，致使产品的调试及验收试验不能进行，双方应协商确定调试及验收试验的日期。

9.7 在本合同规定的质保期结束后30天内，甲方将对产品作一次全面检查。如果满足合同规定的要求，甲方将为产品签发最终验收证书。

9.8 最终验收证书不能解除乙方对产品存在潜在缺陷应负的责任。

**第十条 质量保证**

10.1 乙方应保证产品是全新的、完整的和未使用过的；技术水平是先进的、成熟的；质量是优良的；设备的选型符合安全、可靠运行和易于维护的要求。

10.2 乙方应保证产品的数量、质量、工艺、设计、规范、型式及技术性能，完全满足本合同的要求。

10.3 质保期：光伏组件功率质保期不低于25年，产品质保期不低于10年，均自通过验收之日起计算，若本合同及《采购订单》中的质保期与乙方提供的产品手册等文件质保期不一致的，则两者取其中质保期长的作为最终质保期。如果发现设备在运行中发生任何故障或无法正常操作运行，或者影响其他设备的正常运行，乙方应进行调查研究，找出故障原因，并记录形成调查报告提交给甲方。如果故障是由于设备的设计、制造等原因引起的，乙方应进行必要的维修和修补或更换。

10.4 在质保期内，由于乙方原因维修、更换有缺陷或损坏的产品，则修复或更换后的产品的质保期为重新投入运行之日起重新起算。

10.5 如果由于乙方责任造成的任何设备缺陷或损坏，或不符合技术规范要求，或由于乙方技术文件错误，或由于乙方技术人员在安装、调试、试运行和验收试验过程中错误指导而导致设备损坏，乙方应免费维修或更换。因乙方质量问题造成甲方损失的，均由乙方承担对应赔偿责任

**第十一条 索 赔**

11.1 如果产品在数量、质量、设计、规范、型式、装运和技术性能等方面不符合本合同规定，或甲方已在检验、安装、调试、试运行、验收试验和本合同规定的质保期内提出索赔，甲方有权要求乙方按以下一种或几种方式处理索赔：

a) 用符合合同要求的新部件、组件和/或设备更换和/或修复有缺陷的产品，并由乙方承担全部费用和风险；

b) 按产品的缺陷和/或设备的损坏程度及甲方遭受损失的金额，由双方协商对产品进行降价处理；

c) 乙方同意甲方拒收有缺陷的产品，向甲方偿还与拒收的产品价格相等的款额，并承担由此产生的一切损失和费用，包括银行费用、运费、保险费、检验费、仓储费、产品装卸费以及保管和维护拒收产品所必需的其它费用。

11.2 更换和/或补发的产品应按时交货至工地，乙方应承担更换和/或补发的产品运至工地和安装的一切风险及费用。更换和/或补发产品的交货期限应不影响该台安装进度或设备的按期投运。经乙方同意甲方可自行修复较轻缺陷和/或有损坏的产品，费用由乙方承担，但不免除乙方所应负的责任。

11.3 如果产品技术特性和/或性能保证值有一项或多项不满足合同规定的要求，且责任在乙方，乙方应在收到甲方的通知后3天内，采取有效措施使其达到合同规定的要求，否则，乙方应按合同相应条款的规定向甲方支付赔偿金。

11.4 按合同规定提供的任一产品由于乙方有缺陷的设计、制造、工艺和材料使设备不能按规定的进度全部投入正式运行，甲方有权对乙方索赔。

11.5 乙方在接到甲方的索赔通知36个小时内未作答复，索赔即视为已被乙方接受。如果在收到甲方的索赔要求后3天内，或在甲方同意的更长的一段时间里，乙方未按照本合同相应条款要求的任一方式来处理索赔，则甲方将从合同款中扣款。

11.6 在产品质保期内，因乙方原因致使产品出现缺陷和/或损坏，在产品质保期满后的18个月内甲方向乙方提出的索赔保持有效。

**第十二条 违约责任**

12.1 由于乙方的原因未能按《采购订单》规定的交货期交货时，甲方有权按下列比例向乙方收取赔偿金：延迟交货5天以内，每天赔偿该批迟交产品价格的1%；延迟交货超过5天以上，每天赔偿该批迟交产品价格的2%；延迟交货超过15天或以上，甲方有权单方面解除该批次《采购订单》，并要求乙方返还甲方已支付的所有货款并支付该批次《采购订单》总价20％的赔偿金。

12.2 由于乙方原因导致技术文件未能按规定的时间提交，则按每张图纸或每份资料每天乙方支付给甲方500元（人民币）赔偿金，直到提供齐全的图纸或资料为止。提供的图纸和资料应达到相应阶段设计深度的要求，并不得随意修改。

12.3 乙方违反本合同第十条中的产品质量担保，应按照本合同第九条中的规定采取补救措施并承担违约责任；

12.4 质保期内，乙方未能在合同约定的期限内响应甲方维护要求的，每迟延一天，乙方向甲方支付该批次金额0.02%的违约金；乙方未能在合同约定的期限内将设备恢复正常使用状态，每迟延一天，乙方向甲方支付该批次金额0.02%的违约金。乙方超过5天仍未响应甲方维护要求或将设备恢复正常使用状态，甲方有权单方解除该批次《采购订单》，并要求乙方返还甲方已支付的价款并支付相当于该批次《采购订单》金额20%的违约金。

12.5 乙方支付违约金、赔偿金并不解除其继续交付技术文件和产品的义务。

12.6 由于乙方责任所造成的设备修复和/或更换而使产品的试运行时间延误时，乙方虽已承担了修复和/或更换的义务，还应按本合同规定的违约赔偿标准支付设备违约赔偿金，时间从发现缺陷之日开始计算至该设备缺陷消除的日期为止。

12.7 甲方可根据自己的方便，从应支付给乙方的合同款中扣除违约赔偿金。

12.8 上述违约金不足以弥补甲方由此所受到的损失的，乙方还应承担不足部分的损失赔偿责任。前述甲方受到的损失包括合同履行后可以获得的利益。

12.9 甲方无正当理由延期支付当期货款的，应承担违约责任，。

**第十三条 设备操作培训**

设备安装调试完毕后，乙方负责对甲方相关操作人员对产品的使用进行免费培训，使甲方相关操作人员能熟练操作设备。

**第十四条 设备维护**

14.1 质保期内乙方承诺提供免费保修，自质保期时效等同。免费质量保修包括材料费、人工费和维修人员执行维修的各种费用，包括交通、住宿等。在质保期内，乙方负责派遣技术人员对其提供的设备进行维护或维修，不收取任何费用。本免费质量保修不包括由于甲方故意损坏或不当的操作或修理造成的损坏。

14.2 质保期结束后乙方依然负责对所售设备进行维修、保养、升级和改造，其间产生的材料费、人工费及其他费用甲乙双方另行协商确定。

14.3 乙方收到甲方维护要求后，应在12小时内作出响应；遇有严重技术问题，重大故障，需要现场维护，乙方应派遣技术人员在48小时内到达甲方现场，并在甲方发出维护要求后72小时内予以修复或更换。

**第十五条 声明、保证和承诺**

甲乙双方相互向对方做出下列声明、保证和承诺，并确认对方依据这些声明、保证和承诺而签署本合同：

15.1双方均系依其成立地有关法律成立并有效存续的企业法人，并已依法作出或获得了其内部权力机构授权、批准及认可而签署本合同；

15.2双方具备签署本合同的权利能力和行为能力，本合同一经签署即对双方构成具有法律约束力的文件；

16.1 双方声明目前不存在对其经营具有重大负面影响的情况，或被有关部门或法院吊销营业执照或重大诉讼或被依法强制执行，可能影响本合同履行的情况；双方同意，一旦发生上述情况，应在事发之日起两日内，通知对方。

16.2 乙方向甲方做出以下产品权利担保：

a) 乙方依法有权向甲方出售本合同项下的设备；

b) 产品不存在于订立合同时为甲方已知的或未知的任何第三方对设备的限制性权利，包括但不限于抵押权及留置权等；

c) 产品不会侵犯第三方的任何权利，包括但不限于专利权、商标权、商业秘密、软件著作权等。不会有任何第三方以侵权或其他类似理由向甲方提出合法主张，若有任何侵权行为，乙方必须承担由此产生的一切索赔和责任。

**第十六条 不可抗力**

16.1 不可抗力是指合同订立以后发生的双方当事人订立合同时不能预见的、不能避免的、人力不可控制的意外事故，导致合同不能履行或不能按期履行。不可抗力主要包括水灾、地震、海啸、泥石流等自然条件引起的事故以及战争、暴动、罢工、政府禁令等社会条件引起的事故，不可抗力的具体内容按我国有关法律和法规的规定执行。

16.2 任何一方由于不可抗力且自身无过错造成的延迟履行、不能履行或部分不能履行本合同的义务将不视为违约，双方对由此产生的损失，不得提出索赔要求。但应在条件允许下采取一切必要的救济措施，减少因不可抗力造成的损失。

16.3 由于不可抗力使合同无法如约履行时，经双方协商允许修改合同或解除合同。

16.4 遇有不可抗力的一方应在不可抗力发生后15日内，向合同另外一方提交不能履行或部分不能履行以及需要延期履行本合同义务的理由的报告，并由当地商会出具有关证明。

第十七条 保 密

17.1 未经甲乙双方事先书面同意，任一方不得将对方提供的合同、技术规程规范、图纸、模型、样品和资料泄露给与履行本合同无关的任何人。

17.2 未经甲、乙双方事先书面同意，任一方不得将上述规定的对方的任何文件或资料用于履行本合同目的以外的其它用途。

17.3 本合同终止后本条款仍然适用，不受时间限制。

**第十八条 转让和分包**

本合同不允许擅自转让和分包。

**第十九条 保 险**

19.1 乙方应对产品在运输、存放及交货过程中的丢失或损坏进行全面保险。

19.2 运输保险范围应为产品从工厂起运至工地安装现场的全程运输保险。

19.3 产品在交付甲方前，其毁损灭失的风险由乙方承担；产品所有权转移规则除双方另有约定外亦依交付主义。

**第二十条 税 费。**乙方应自行办理和交纳中国政府根据现行税法对乙方所征收的与本合同有关的一切税费。

**第二十一条 适用法律及法定语言**

21.1 本合同的订立、效力、解释、履行和争议解决均适用中华人民共和国法律。

21.2 甲乙双方来往的与合同有关的信函和其它文件均应以中文书写。

21.3 除技术规范中另有规定外，所有计量单位均采用国际度量制。

**第二十二条 合同修改**

22.1 甲方可在任何时候用书面方式通知乙方，在合同范围内提出变更下列各项中的一项或多项：

a) 专为甲方制造的产品的图纸、设计或技术规范；

b) 运输或包装的办法；

c) 交货地点，交货日期；

d) 乙方提供的服务；

e) 如出现以上合同修改，乙方不得提出费用调整。

22.2 甲方在不影响本合同生效的前提下，可以对合同范围作出变更、增加或减少等改变，其合同金额及完成日期也随之作相应的改变。所有此类变更后的工程范围应根据原合同条款实施，除了在要求作出这些改变时所作的特殊调整外，乙方应在收到甲方变更指令之日起的3天内，在变更、增加或减少这些工作实施前，以书面方式向甲方提交有关合同价格的任何增减或工作变更的通知，否则，视为乙方放弃索要相应变更工作款项的权利。

22.3 双方若关于本合同履行做出的任何变更（包括但不限于数量、质量、金额的变更等），均需签订书面文件，若无该书面文件，导致后续双方就货物交付数量、质量、金额等产生任何争议，均由乙方承担不利后果，与甲方无关，甲方无需为此支付任何费用。

22.4 如果因甲方的变更要求而造成工程量减少，并不能引起乙方提出根据其预计利润而估算的经济损失赔偿。

22.5 变更或增加工作的单价原则上以合同内相同工作的单价为准，但是甲方保留按照市场价确定变更或增加工作单价的权利。

**第二十三条 解除合同**

23.1 因乙方违约解除合同。发生下列情形之一时，甲方可在不影响对违反合同所作的任何其它补救措施的条件下，用书面形式通知乙方，且乙方在收到甲方的违约通知后7天内（或甲方书面同意的更长的时间里），未能纠正其违约，甲方可用书面形式通知乙方，解除全部或部分合同。

a) 乙方未能在合同规定的时间内，或未能在甲方同意的延期内提交产品或提供服务；

b) 对安装、调试、试运行和验收试验有重大影响的产品迟交5天，甲方有权部分或全部解除合同；

c) 乙方未能履行按合同规定的其它责任；

d) 乙方未经甲方同意就转让合同。

23.2 在解除部分合同的情况下，甲方可按其认为合适的方式采取补救措施，乙方应承担甲方由此而多支付的费用，且乙方仍应承担被解除合同部分的违约责任。

23.3 因乙方破产解除合同。如果乙方破产或无清偿能力时，甲方可在任何时候用书面通知乙方终止合同而不对乙方进行任何补偿。但上述合同的终止并不损坏或影响甲方采取或将采取行动或补救措施的任何权力。

23.4 解除合同的处理

a) 乙方接到解除合同通知后3天内，已完成和准备发运的产品，甲方将按合同规定的条件和价格付款。其余部分甲方可进行选择：

 选择任一部分并按合同条件和价格付款和收货；

 放弃其余产品，并为乙方已部分完成的产品和已采购的材料及部件向乙方支付经协商后的货款。

b) 乙方应将与合同有关的、应提交的文件、资料交付给甲方。

c) 甲方不承担任何由于解除合同而由第三方向乙方提出的索赔，不论是直接的或间接的索赔费用。

23.5 本合同解除时双方未了的债权和债务不受合同中止的影响，债务人应对债权人继续偿还未了的债务。

23.6 双方按合同规定履行完各自的义务后，本合同的权利义务即行终止。

**第二十四条 通 知**

24.1 本合同任何一方给另一方的通知均应采用书面或邮件形式，并按以下合同规定的地址递交，接收方应在收到通知后48小时内予以书面确认。

24.2 通知生效之日为接收方确认之日，当前后通知有矛盾时，以日期后者为准。

**第二十五条 争议解决方式**

因履行本合同、逾期违约或因履行后合同义务发生纠纷，由双方协商解决；协商不成，由甲方所在地人民法院管辖。

**第二十六条 合同生效及其它**

26.1 本合同为框架合同，本合同的签署并不意味双方之间的合作具有唯一性和排他性，甲方有权依据现实情况选择第三方供应本合同约定的产品。

26.2 未经合同的另一方事先书面同意，合同中规定的合同双方的权利和义务，不得向第三方转让或转移。

26.3 乙方应确保甲方在使用产品或任何产品部件时免受任何来自第三方的关于违反专利、商标或任何工业设计权的索赔。

26.4 合同有效期自合同生效日期起至所有合同条款履行完毕止。

26.5 任何合同中明示在合同有效期满后有效的条款，在合同有效期满后仍然有效。

26.6 合同附件是本合同的组成部分，与本合同具有同等法律效力。

26.7 本合同的修改及补充需经双方协商一致并以书面形式进行。

26.8 本合同于双方在合同文件上签署后即生效。本合同一式两份，双方各执一份，具有同等法律效力。

**第二十七条 合同附件**

附件1：南控电力供应商光伏组件技术规范书

附件2：《采购订单》样式

（以下无正文，为签署页）

甲方（盖章）：广东南控电力有限公司

年 月 日

乙方（盖章）：

年 月 日

附件1：南控集团供应商光伏组件技术规范书

**南控集团供应商光伏组件技术规范书**

本规范书系供需双方于供方主导的组件采购招标及《南控集团供应商采购框架合同》的组成部分，本规范书与供方提供产品手册、产品质量书等相冲突的，均以本规范书为准。

**一、供货范围**

主要产品：

备件：

**二、标准与规范**

晶硅太阳电池组件应符合中华人民共和国国家标准（GB）、中华人民共和国电力行业标准（DL）、中华人民共和国电子行业标准（SJ）以及相关的IEC标准。

在所列标准中，优先采用中华人民共和国国家标准及电力行业标准。在国内标准缺项时，参考选用相应的国际标准或其他国家标准，选用的标准是在合同签订之前已颁布的最新版本。如供方采用标准文件列举以外的其他标准时，须经需方同意方能使用。如提供螺纹、螺母、螺栓、螺杆则均应采用GB标准的公制规定。

主要引用标准如下：

IEC61730-1光伏组件安全鉴定：第1部分：结构要求

IEC61730-2光伏组件安全鉴定：第2部分：试验要求

IEC60068-2-78:2001电工电子产品基本环境试验规程试验Cab：恒定、湿热试验方法

IEC60904-7:1998光伏器件第7部分：光伏器件测试中引入的光谱失配计算

IEC60904-9:1995光伏器件 第9部分：太阳模拟器性能要求

IEC61853：地面光伏组件的性能试验和能量分级

IEC 61215:2005《地面用晶体硅光伏组件设计鉴定和定型》

IEC 61345-1998 《太阳电池组件的紫外试验》

IEC61701《幂律模型拟合优度的测试和估计方法》

IEC 62446-2009《并网光伏系统-系统文件、调试测试和检验的最低要求》

IEC 60891-2009《光伏器件.测定I-V特性的温度和辐照度校正方法用规程》

IEEE 1262-1995《太阳电池组件的测试认证规范》

GB6495-1986 《地面用太阳电池电性能测试方法》

GB6497-1986 《地面用太阳电池标定的一般规定》

GB 6495.1-1996 《第1部分: 光伏电流－电压特性的测量》

GB 6495.2-1996 《第2部分: 标准太阳电池的要求》

GB 6495.3-1996 《第3部分: 地面用光伏器件的测量原理及标准光谱辐照度数据》

GB 6495.4-1996 《晶体硅光伏器件的I-V实测特性的温度和辐照度修正方法》

GB 6495.5-1997《第5部分: 用开路电压法确定光伏器件的等效电池温度(ECT)》

GB 6495.7-2006 《第7部分：光伏器件测量过程中引起的光谱失配误差的计算》

GB 6495.8-2002 《第8部分: 光伏器件光谱响应的测量》

GB 6495.9-2006 《第9部分: 太阳模拟器要求》

GB 6495.10-2012《第10部分: 线性特性测量方法》

GB 20047.1-2006 《光伏（PV）组件安全鉴定 第1部分：结构要求》

GB 20047.2-2006 《光伏（PV）组件安全鉴定 第2部分：试验要求》

GB 2297-1989 《太阳光伏能源系统术语》

GB/T 9535-1998 《地面用晶体硅光伏组件 设计鉴定和定型》

GB/T 14007-1992 《陆地用太阳电池组件总规范》

GB/T 14009-1992 《太阳电池组件参数测量方法》

GB/T 18912-2002 《太阳电池组件盐雾腐蚀试验》

GB/T 11009-1989 《太阳电池光谱响应测试方法》

GB/T 11010-1989 《光谱标准太阳电池》

GB/T 11012-1989 《太阳电池电性能测试设备检验方法》

GB/T 18210-2000 《晶体硅光伏（PV）方阵I-V特性的现场测量》

GB/T2421.1-2008 《电工电子产品基本环境试验规程总则》

GB/T2423.1-2008 《电工电子产品环境试验》

GB/T2828.1-2012 《计数抽样检验程序》

GB/T19394-2003 《光伏组件紫外试验》

GB/T13384-2008 《机电产品包装通用技术条件》

GB/T191-2008 《包装储运图示标志》

SJ/T 11209-1999 《光伏器件 第6部分 标准太阳电池组件的要求》

工业和信息化部 《光伏制造行业规范条件（2015年本）》

**三、专用技术要求**

3.1组件规格

供货组件应为高效单晶硅太阳电池组件，组件的标称功率为555Wp及以上，单块正公差5W，组件转换效率不低于20%。供方提供详细的投标组件的性能参数；

表3.1太阳电池组件及各部件主要技术性能参数表（供方填写）

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 1 | 型号 |  | |
| 2 | 标准测试条件下性能参数  (标准测试条件STC:AM=1.5，E=1000W/m2，Tc=25℃) | | |
| （1） | 峰值功率 | Wp |  |
| （2） | 开路电压（Voc） | V |  |
| （3） | 短路电流（Isc） | A |  |
| （4） | 工作电压（Vmppt） | V |  |
| （5） | 工作电流（Imppt） | A |  |
| 3 | 标称工作温度（NOCT） | ℃ |  |
| 4 | 太阳能电池组件温度系数 | | |
| （1） | 峰值功率温度系数 | %/℃ |  |
| （2） | 开路电压温度系数 | %/℃ |  |
| （3） | 短路电流温度系数 | %/℃ |  |
| 5 | 最大系统电压 | V |  |
| 6 | 工作温度范围 | ℃ |  |
| 7 | 功率误差范围 | w | 0～+5 |
| 8 | 表面最大承压 | Pa | 组件承受2400Pa的风载荷及5400Pa的雪载荷 |
| 9 | 功率衰减承诺 | % |  |
| 10 | 组件尺寸 | mm |  |
| 11 | 组件质量 | kg |  |

3.2组件认证要求

太阳电池组件作为光伏电站的主要设备，应具有满足国家、行业标准或IEC标准的认证。

3.2.1供货组件应通过依据IEC61215和IEC61730的组件性能和安全认证，太阳电池组件型号应通过CE或TUV或UL或VDE相关国际认证和最新版CQC认证，并符合国家强制性标准要求，须附完整的测试认证报告复印件。

3.2.2供方提供具有ISO导则25资质（17025）的专业测试机构出具的符合国家标准（或IEC标准）的完整测试报告（IEC61215和IEC61730）和由国家批准的认证机构出具的认证证书。

3.2.3供货组件若通过加严环境实验，例如中国质量认证中心编制的《地面用晶体硅光伏组件环境适应性测试》，在同等条件下会优先采用。

3.3组件原材料清单及基本要求

3.3.1组件原材料清单

供方需提供供货组件的完整的CQC或TUV认证测试报告（IEC61215和IEC61730或UL1703）或其他同等资质的第三方认证报告（包含原材料清单），供货太阳电池组件使用的关键原材料（包括电池片，盖板玻璃，背板，EVA，边框，接线盒，密封胶，线缆，汇流条、焊带等）应与测试报告中的BOM清单一致，且供货组件的原材料组合方案应通过IEC标准中组件性能和安全认证测试的全部序列环境试验。

表3.2主要材料型号、厂家清单（由供方填写）

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 组件型号 |  | | |
| 部件名称 | 供应厂家 | 规格型号 | 备注 |
| 电池片（A级） |  |  |  |
| 接线盒 |  |  |  |
| 线缆 |  |  |  |
| 接插件 |  |  |  |
| 二极管 |  |  |  |
| EVA |  |  |  |
| 密封胶 |  |  |  |
| 背板 |  |  |  |
| 焊带 |  |  |  |
| 汇流带 |  |  |  |
| 钢化玻璃 |  |  |  |
| 边框 |  |  |  |
| 标签 |  |  |  |

注：组件各种原材料的供应厂商和规格型号应确定唯一，所提供的材料及规格必须与认证测试报告中一致。

3.3.2基本要求

a.光伏电站对产品的生产全过程进行必要的质量监控和抽样检验，设备厂家必须满足。

b. 组件为晶硅光伏组件，优质晶硅电池，可以采用半片组件和叠瓦技术组件等，单块标称功率为555Wp及以上。

c.组件初始功率（出厂前）不低于铭牌功率。

d.晶体硅按照GB/T9535（或IEC61215）和GB/T18911（或IEC61646）以及GB/T20047(或IEC61730)标准要求，通过国家批准认证机构的认证，关键部件和原材料（电池片、封装材料、玻璃面板（镀膜）、背板、焊接材料、金属边框、接线盒和接线端子等）型号、规格及生产厂家应与认证产品一致。

e.购买的太阳光伏组件型号应包含在光伏领跑者认证产品范围内，并通过认证。

f.针对每批次光伏组件，除光伏电站有特殊要求外，应采用一致的规格。

g.单晶硅光伏组件全光照面积的光电转换效率不低于 20%。

h.填充因子注75.00%。符合IEEE1262-1995《太阳光伏组件的测试认证规范》。

i.太阳能光伏组件所标参数均在标准条件下测得，其条件为光谱辐照度：1000W/m2；AM1.5；温度：25℃。

j.符合IEC61400-21、IEC61215的长期室外电气和机械性能标准要求。

k.试验报告符合IEC-61215标准。

l.电池与组件外边缘距离＞8.4mm，符合《企业晶体硅太阳电池组件质量检验标准》。

m.晶硅组件功率质保期不低于25年，产品质保期不低于10年；第1年输出功率衰减不超过不超过2%，第2年至第25年线性衰减每年的输出功率衰减不超过0.55%，在第25年末组件输出功率不得低于标称功率的84%。

n.最大承载电流符合GB20047.1《光伏（PV）组件安全鉴定第1部分：结构要求》。

o.选用电池符合《地面用晶体硅太阳电池单体质量分等标准》的A级品。

p.标称工作温度、峰值功率温度系数、开路电压温度系数、短路电流温度系数符合IEC61215中温度系数的测量方法。

q.工作温度范围符合GB/T 14007《陆地用太阳光伏组件总规范》。

r.工作电压、工作电流符合IEEE1262《太阳光伏组件的测试认证规范》。

s.热冲击：-40±3℃到＋85±3℃。光伏组件要求同一光伏发电单元内光伏组件的电池片需为同一批次原料，表面颜色均匀一致无斑点、无明显色差、无机械损伤、出厂无隐裂，焊点无氧化斑、栅线完整均匀、无虚印，玻璃无压痕、皱纹、彩虹、裂纹、不可擦除污物、开口气泡均不允许存在，光伏组件的I-V曲线基本相同。

t.电池双玻组件的封装层中不允许气泡或脱层在某一片电池或组件边缘形成一个通路。

u.提供光伏组件具备较好的低辐照性能，提供在200~1000W/m2的I-V测试曲线或数据。

v.在标准测试条件下，组件的短路电流Isc、开路电压Voc、峰值功率电流Impp、峰值功率电压Vmpp、峰值功率Pmax符合相应产品详细规范的规定。

w.组件成品包装按照工程要求一定数量为一拖，一拖所包括的组件全部按照电流分档，分档精度为≤0.1A。

x.组件的电绝缘强度：按照IEC61215中10.3条进行绝缘试验，要求在此过程中无绝缘击穿或表面破裂现象。测试绝缘电阻乘以组件面积大于40MQ.m2。

y.所供光伏组件需具备受风、雪或覆冰等静载荷的能力。所供电池组件需具备受风、雪或覆冰等静载荷的能力，组件雪载不能低于5400Pa，风载不能低于2400Pa，机械载荷试验满足IEC61215相关规定。

z.所供光伏组件需具备一定的抗冰雹的撞击，冰雹实验需满足IEC61215相关规定，并提供冰球质量、尺寸及试验速度，使其抗冰雹能力满足组件要求，同时承包人提供组件适应安装的气候条件，并对所供组件的抗冰雹能力加以说明提供证明文件。

aa.所供光伏组件需具备一定的抗潮湿能力，组件在雨、雾、露水或融雪的湿气的环境下，组件能正常工作，绝缘性能满足要求，不允许出现漏电现象，湿漏电流试验需满足IEC6121510.18条款相关规定。

ab.所供光伏组件具备能承受温度重复变化而引起的热失配、疲劳和其他应力的较好能力，具备较好的能承受长期湿气渗透的能力。组件还应具备良好的防尘埃粘结的能力，具备免清洗维护的能力。

ac.光伏组件各部件在正常工况下能安全、持续运行，不应有过度的应力、温升、腐蚀、老化等问题。如在使用中出现质量问题，允许光伏电站请第三方对其产品进行测试和检验（IEC测试标准）。

ad.所提供光伏组件必须通过PID检测，并提供检测报告。以及至少TUV、CSA、UL、ITS 、VDE、JET其中之一产品定型认证，并附认证证书。要求组件经过外加1500V反向电压，85%湿度、85摄氏度温度的湿热试验96小时后，组件功率衰减不大于初始功率的2%，湿漏绝缘符合要求。

ae.在签署光伏组件采购合同前，必须向光伏电站提供组件厂商的质保承诺书，质保内容必须响应合同文件的要求；

af.要求组件厂家对光伏组件提供商业保险，商业保险的内容与质保承诺书中承诺一致；

ag.光伏组件在使用过程中，光伏电站可定期请有资质的第三方检验机构对已安装光伏组件进行功率及其它缺陷随机抽样检测。如衰减大于合同要求，组件厂家负责免费处理或更换存在问题的组件。

ah 晶体硅光伏组件按照GB/T9535（或IEC61215）和GB/T18911（或IEC61646）以及GB/T20047(或IEC61730)标准要求，通过国家批准认证机构的认证，关键部件和原材料（电池片、封装材料、玻璃面板、背板材料、焊接材料、接线盒和接线端子等）型号、规格及生产厂家应与认证产品一致。

ai组件厂家提供的组件不仅限于满足本技术规范书的要求，同时应有在项目地环境下质量保证承诺，相关增加的技术标准供方须在投标文件中列出，如下：组件厂家采用抗PID的电池片及EVA进行封装组件，使组件整体性能依据IEC62804试验标准，通过了在85℃温度、85%RH湿度、-1500V直流电压下，96小时测试组件功率衰减不超过2%的要求，并获得了85/85anti-PID测试认证证书。同时所使用背板为TPT背板或者KPK或者已经通过实证且大范围应用的背板，具备非常优秀的抗UV及阻水性能。组件厂家承诺所提供组件能满足项目地环境使用要求。

aj光伏组件出厂前应进行EL测试，不允许出现电池隐裂、碎片、黑片等情况。

3.4关键元器件及材料要求（供方进行响应填写）

供方对组件玻璃、晶硅电池片、接线盒、背板、EVA、焊带、铝边框等构成太阳电池组件的关键元件和材料(应与BOM清单一致)的性能和使用寿命应提供技术分析说明。所用关键元件和材料必须满足相关业内规范和标准要求，保证在约定功率及产品质保期内正常使用。

3.4.1组件玻璃：

应当采用保证光伏组件运行的高可靠性的材料，组件厂家应当负责对购进的低铁钢化绒面镀膜玻璃材料取样试验（如果出现异常情况，次数应当增加），并将对结果进行分析，分析结果或试验报告应当提交光伏电站。提供数据需满足或好于以下参数：

（1）光伏电池组件用玻璃号形弯曲度不应超过0.2%；波形弯曲度任意300mm 范围不应超过0.5mm；两对角线差值／平均值≤0.1%，玻璃的抗机械冲击轻度、弯曲度满足规范要求。

（2）缺陷类型：压痕、皱纹、彩虹、霉变、线条、线道、裂纹、不可擦除污物、开口气泡均不允许存在。

（3）应具有可靠的抗风压、抗冰雹冲击能性试验。耐雹撞击性能：23m/s耐风压：2400Pa，雪压5400Pa。

（4）玻璃透光率应大于93.5%。

（5）玻璃钢化性能符合GB 15763.2等行业标准。镀膜玻璃的镀膜层性能满足《JC/T 2170—2013光伏光伏组件用减反射膜玻璃》。

3.4.2晶体硅片：

应当采用得到实践证明的、使用运行良好的硅片材料，以保证光伏组件运行的高可靠性。组件厂家应当负责对购进的硅片取样试验（如果出现异常情况，次数应当增加），并将对结果进行分析，或供应商提供的试验报告，分析结果或试验报告应当提交光伏电站。提供数据需满足或好于以下参数。

（1）组件使用的硅片应为A级；

（2）TTV＜30µm；

（3）氧浓度：≤9×1017/cm³（GB/T 1557硅晶体中间隙氧含量的红外吸收测量方法）；

（4）碳浓度：≤5×1016/cm³（GB/T 1558测定硅单晶体中代位碳含量的红外吸收方法）；

（5）印刷偏移＜0.5mm；

（6）漏浆不允许边缘漏浆，正面漏浆面积＜1mm²，个数＜1个；

（7）外观要求；无可视裂纹、崩边、崩角、缺口、虚印、色斑、水印、手印、油污、划痕；色差面积≤电池片面积1/3；结点面积≤1.0mm×0.3mm,结点个数≤6 个，结点面积≤0.3mm×0.3mm不做结点处理；

（8）背铝平整；不能存在铝珠、榴皱；

（9）翘曲度＜50µm；少子寿命：≥15µs；弯曲度≤50μm；线痕≤15μm；切割方式：DW 金刚线切割；

3.4.3电池片

应当采用得到实践证明的、使用运行良好的材料，以保证光伏组件运行的高可靠性。电池片应由供方自产。组件厂家应当负责对购进的电池片取样试验（如果出现异常情况，次数应当增加），并将对结果进行分析，或供应商提供的试验报告，分析结果或试验报告应当提交光伏电站。提供数据需满足或好于以下参数。

（1）电池片为A级，符合《地面用晶体硅太阳电池单体质量分等标准》；

（2）电池片外观颜色均匀，电池片表面无色差和机械损伤，所有的电池片均无裂纹和边角损伤；

（3）电池承受反向12V电压时反向漏电流不超过1.0A，单片电池并联电阻不小于50Ω。

（4）晶硅电池规格为不少于144mm，可以采用半片技术组件和叠瓦技术组件等。

3.4.4 EVA

应当采用得到实践证明的、使用运行良好的材料，以保证光伏组件运行的高可靠性。组件厂家应当负责对购进的EVA材料取样试验（如果出现异常情况，次数应当增加），并将对结果进行分析，分析结果或试验报告应当提交光伏电站。提供数据需满足或好于以下参数。

太阳电池组件使用的EVA采用高透加高截止的组合，其力学性能、电学性能、老化黄变和可靠性满足相关业内规范和标准要求 ，保证在约定功率及产品质保期内内正常使用。

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 序号 | 项目 | 技术要求 |
| 1 | 外观 | 表面平整、半透明，压花清晰，无折痕、污点、 |
| 2 | 尺寸 | 用精度 0.01mm 测厚仪测定，在幅度方向至少测五点取平均值，厚度符合协定厚度，允许公差为±0.05mm；用精度 1mm的直尺测定，宽度符合协  定宽度，允许公差为±2mm |
| 3 | 密度 | ≥0.96g/cm2 |
| 4 | 透光率 | ≥91% |
| 5 | 交联度 | 90%≥交联度≥80% |
| 6 | 抗拉强度 | ≥16MPa |
| 7 | 伸长率 | ≥550% |
| 8 | 收缩率 | 纵向＜3.0%，横向＜1.5% |
| 9 | 吸水率 | ＜0.1%（条件39℃，红外测试条件) |
| 10 | 剥离强度 | 玻璃/EVA：≥70N/cm，背板/EVA：≥40N/cm |
| 11 | 耐紫外老化 | 实验后 EVA黄变指数＜2.0，胶膜不龟裂、不变色、不鼓泡、无气泡群 |

电池组件的封装层中不允许气泡或脱层在某一片电池或组件边缘形成一个通路。

EVA品牌原则控制在以下范围：（1）福斯特（2）3M（3）STR（4）海尤戚

3.4.5背板

背板必须为三层结构，采用TPT或KPK材料，以保证光伏组件运行的高可靠性，并满足组件质量保证期内在实地运行环境下的防腐蚀、防水汽渗透要求，满足相关业内规范和标准要求，保证在约定功率及产品质保期内内正常使用。组件厂家应当负责对购进的背板材料取样试验（如果出现异常情况，次数应当增加），并将对结果进行分析，分析结果或试验报告应当提交光伏电站。提供数据需满足或好于以下参数。

（1）膜厚：≥0.32mm

（2）分层剥离强度：≥6N/cm2

（3）背板与EVA的剥离强度≥40N/cm。

（4）耐紫外：90Kwh照射后应该满足以下品质要求（300-400nm,1000mWIm,60℃）。色变指数：LsYI≤4.0。

（5）其他标准：

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 外观 | 表面无异物、脏污、水痕、榴皱，无明显划伤；划伤以无于感为原则：宽度＜0.1mm，长度＜30mm的划痕每平方米不多于3条；宽度在0.1mm～0.5mm，长度＜30mm的划痕每平方米不多于 1条；不允许有划透背板的划伤 | |
| 层间剥离强度 | ≥6N/cm | |
| 单层氟膜厚度 | ≥38µm | |
| 抗张强度(MPa) | 横向 | ≥100 |
| 纵向 | ≥100 |
| 断裂伸展率（%) | 横向 | ≥100 |
| 纵向 | ≥100 |
| 抗电压强度 | kV | ≥16 |
| 水蒸气透过率（%) | g/2d，（40℃/90%RH) | ≤1.5 |
| 老化特性 | HAST加速老化96小时后。背板不龟裂、不变色、不鼓泡、无气泡群 | |

背板品牌原则控制在以下范围：：（1）台虹科技股份有限公司（2）伊索沃塔Isovoltaic（3）Krempel（4）乐凯（5）韩国SFC（6）赛伍（7）中来等

3.4.6接线盒：应当采用外壳具有强烈的抗老化性材料、较好耐紫外线能力，符合于室外恶劣环境条件下的使用；所有的连接方式采用插入式连接组件厂家应当负责对购进的接线盒试验报告应当提交光伏电站，满足相关业内规范和标准要求，保证在约定功率及产品质保期内内正常使用。提供数据需满足或好于以下参数。提供数据需满足或好于以下参数。

\*（1）最大承载工作电流能力≥20A

（2）额定电压：1500VDC

\*（3）使用温度-40～85℃

（4）最大工作湿度范围5%～99%

\*（5）防护等级不低于IP65

（6）连接器抗拉力≥150N

（7）绝缘强度:1.5kV电压下绝缘电阻＞400MQ

（8）引线卡口咬合力＞20N

（9）安全等级：ClassII

（10）阻燃等级：UL94-V0

（11）线缆范围：2.5mm2~6mm2

（12）每块光伏组件带有正负出线、正负极连接头和旁路二极管。自带的串联所使用的电缆线满足抗紫外线、抗老化、抗高温、防腐蚀和阻燃等性能要求，其额定值应满足系统电压，载流能力，潮湿位置、温度和耐日照的要求，具备TUV认证。选用双绝缘防紫外线阻燃铜芯电缆，电缆性能符合GB/T18950-2003性能测试的要求。正负极引出线电缆长度均不小于产品规定的尺寸要求。接线盒盒体的强度、耐紫外性能、热循环测试、耐低温能力、二极管反向耐压和工作时的结温、端子插拔力、接触电阻满足规范要求。接线盒密封防水、散热性好并连接牢固，引线极性标记准确、明显，采用满足IEC标准的电气连接，应具备TUV认证；采用工业防水耐温快速接插件，接插件防锈、防腐蚀等性能要求，并满足符合相关国家和行业规范规程，满足不少于25年室外使用的要求，防水性能为IP68，应具备TUV认证。同时提供的（最终数量须满足现场安装要求）光伏电缆接头应与组件附带的插件一致，光伏电缆接头应选用知名品牌。

3.4.7焊带（汇流条／互连条）：

太阳电池组件使用焊带的安全载流量截面积、力学性能、抗老化性能满足相应规范和行业标准。

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 序号 | 项目 | 技术要求 | 检验方法 |
| 1 | 外观 | 焊带表面光沽，色泽、粗细均匀，无漏铜、脱锡、黑斑、锈蚀、裂纹等缺陷 | 目视检查 |
| 2 | 尺寸 | 符合协定厚度±0.015mm | 使用游标卡尺与直尺测量 |
| 3 | 电阻率 | ≤0.02±0.003Q·cm | 电阻率仪 |
| 4 | 可焊性 | 250℃～400℃的温度正常焊接后主栅线留有均匀的焊锡层 | 万能试验机测量 |
| 5 | 抗拉强度 | ≥150MPa |
| 6 | 伸长率 | 互连条≥10%，汇流条≥20% |
| 7 | 折断率 | 0°～180°弯曲 7次不断裂 |
| 8 | 镰刀弯曲度 | 互连条≤4mm/1000mm  汇流带≤3mm/1000mm | 直尺测量 |
| 9 | 基材 | TU1 无氧铜铜含量≥99.95% | 核对出厂检验报告 |

3.4.8铝边框：应当采用得到实践证明的、使用运行良好的材料，以保证光伏组件运行的高可靠性。光伏光伏组件使用的铝型材的机械强度应满足规范要求，铝型材表面进行阳极氧化处理。边框表面无裂纹、起皮、凹陷、金属暴露、腐蚀和气泡等缺陷。铝边框带有漏水孔，结构设计便于安装，并提供适合本项目的组件安装方式，保证在约定功率及产品质保期内内正常使用。

3.4.9硅胶：

应当采用得到实践证明的、使用运行良好的材料，以保证光伏组件运行的高可靠性。太阳电池组件使用的硅胶或胶带具有良好的电绝缘性能和耐气候性能，粘结、密封性能可靠不失效，固化参数、力学性能、剥离性能、匹配性和电性能满足规范要求和行业标准，保证在约定功率及产品质保期内内正常使用。

3.4.10组件引出线电缆

(1)每块太阳电池组件应带有正负出线、正负极连接头和旁路二极管。

(2)太阳电池组件自带的电缆满足抗紫外线、抗老化、抗高温、防腐蚀和阻燃等性能要求，选用双绝缘防紫外线阻燃铜芯电缆，电缆性能符合GB/T18950-2003性能测试的要求，应满足系统电压，载流能力，潮湿位置、温度和耐日照的要求，具备TUV认证。

(3)电缆规格为截面面积不小于4mm2，正负极引出线电缆长度均不小于产品规定的尺寸要求。

（4）组件正负极出线的长度不小于组件长边边长的一半。

3.4.11太阳电池组件使用工业防水耐温快速接插件，接插件防锈、防腐蚀等性能要求，并满足符合相关国家和行业规范规程，满足不少于25年室外使用的要求，应具备TUV认证。

3.5 EL测试要求

光伏组件出厂前应进行EL测试，不允许出现电池隐裂、碎片、黑片等情况。供方提供EL检测中针对隐裂、栅线质量、黑斑等详细控制标准。

3.6组件生产设备和关键工艺的控制

生产设备：供方应明确组件生产线的自动化程度和关键设备清单。

焊接工艺：焊接工序严格遵照作业指导书进行操作，焊烙铁的温度要每个班次至少测试校准一次，温度偏差不能超过10℃，焊接强度每天至少测试一次，焊带焊接强度不能小于2N；

层压工艺：层压工序严格按照作业指导书进行操作，层压机温度每个班次至少校准一次（至少测试五个点温度），温度偏差不能超过2℃，EVA熔化后应充满背板和玻璃之间，EVA交联度和粘接强度至少每三天测试一次；

密封工艺：组件封装的玻璃上表面与边框之间，背板与边框之间硅胶均匀充分，无可见缝隙，组件边框内硅胶密封充分。装框工序后应对边框与背板之间进行打胶，在恒定气压下进行均匀注胶，打胶应均匀充分，对硅胶固化环境的温湿度和固化时间进行严格控制，保证硅胶对铝材和层压板边缘有良好的粘接力和具有足够的机械强度；并且在承受外力载荷下有一定的形变和位移能力，防止太阳能电池板组件的刚性破坏；保证硅胶自身固化后均匀无气泡，还应防止液体和气体的渗透，起到很好的阻隔作用。

3.7生产车间和人员要求

供货组件的生产车间和设备必须经过TUV或同等资质认证机构的认证，车间具有两年以上的组件生产经验，投标标准应具有至少500MWp出货量，操作工人应具有丰富的生产经验，技术娴熟，按照作业指导说明书规范操作，并熟悉各个工序的检验控制标准。

3.8 组件标准版

供方应提供经TUV、UL、德国Fraunhofer或天津十八所标定的标准组件，有效期最长为12个月，并经过需方对标定报告进行审核确认后，作为组件出厂验货的标准组件，组件测试设备应为进口设备（Spire，Berger，ENDEAS，PASAN），测试设备的校准监测每两小时至少进行一次。

3.9 质量控制措施

供方应提供组件生产质量的控制措施，应包括组件原材料性能指标检验标准和方法，生产工艺质量控制，组件成品的性能环境试验抽测等内容，并作为需方驻厂监造的依据。

3.10 结构、外形尺寸、支装尺寸及质量

规格组件的外形尺寸，安装尺寸及质量符合相应的产品详细规范的规定。组件的结构设计能满足安装地点的气候、海拔等条件的使用要求，如组件的绝缘强度，安装在高海拔地区，电池片间隙及与边框之间距离满足高海拔地区对应的标准。

组件的安装孔位置可根据供方的要求调整，同时保证组件的结构强度和安全性能不受影响。

每个组件都应有下列清晰而且擦不掉的标志：

a）制造厂的名称、标志或代号；

b）产品型号；

c）产品序号；

d）引出端或引线的极性；

e）在标准测试条件下，该型号产品最大输出功率的标称值和偏差百分比。

g）制造的日期和地点，或可由产品序号查到。

h) 电流分档标记。

3.11 外观要求

所有组件表面应进行清洗工序，保证组件的外观满足如下要求：

1）电池组件边框整洁、平整、无毛刺、无腐蚀斑点。

2）所提供的组件无开裂、弯曲、不规整或损伤的外表面。

3）组件的电池表面颜色均匀，无明显色差。

4）组件的盖板玻璃应整洁、平直、无裂痕。

5）组件背面无划伤、碰伤等缺陷。背板无明显皱痕，组件背面无明显凸起或者凹陷（由内部引线引起的突起），

6）打胶均匀充分，接线盒粘接牢固，表面干净。

5）组件的输出连接、互联线及主汇流线无可见的腐蚀。

6）组件的电池表面状况符合相应的产品详细规范的规定。

7）组件的边缘和电池之间不存在连续的气泡或脱层。

8）电池组件的接线装置密封，极性标志准确和明显，与引出线的连接牢固可靠。

组件外观标准详见5.3节，同时应满足厂家的执行标准和相关规范，本技术规范的要求、厂家执行标准和相关规范不一致时，以最高要求为准。

3.12电气性能技术参数

本规范对所提供的晶硅太阳电池组件主要性能参数在标准测试条件（即大气质量AM1.5、1000W/m2的辐照度、25℃的工作温度）下达到如下要求：

1）填充因子：≥75%；

2）组件效率（含边框）：单晶硅组件≥21%；

3）单个组件标称功率偏差：0~+5W；

4）单块组件容量≥555Wp ，组件的总供货量大于每个标段的标称总容量；

5）寿命：太阳电池组件的使用寿命不低于25年;组件的衰减首年不大于2%，以后每年不大于0.55%，25年后的发电效率不低于84%。

6）电池组件应具备较好的低辐照性能，供方应提供在200~1000W/m2的IV测试曲线和测试数据;

7）在标准测试条件下，组件的短路电流Isc、开路电压Voc、最佳工作电流Im、最佳工作电压Vm、最大输出功率Pm符合相应产品详细规范的规定。

3.13电流分档

组件成品包装按照工程要求一定数量为一拖，一拖组件的数量需根据需方要求调整，一拖所包括的组件全部按照电流分档，中间档分档精度为≤0.1A，高、低档不超过0.2A,并分别在组件和包装箱上做好分档标识。

3.14 绝缘强度

组件的电绝缘强度：满足IEC61215标准要求，测试绝缘电阻乘以组件面积＞40MΩ.m2。供方所供组件应具备良好的抗潮湿能力，组件在雨、雾、露水或融雪的湿气的环境下，组件能正常工作，绝缘性能满足相关标准要求，湿漏电流试验需满足IEC61215 10.15条款相关规定，如组件安装场地为特殊气候环境，厂家提供相应的应对措施及组件的加强处理并提供证明文件。

3.15 载荷要求

供方所供电池组件需具备受风、雪或覆冰等静载荷的能力，组件风载荷最大承压大于2400Pa，雪载荷最大承压大于5400Pa。如组件安装场地须有特殊载荷的需要，供方应提供相应的应对措施及组件加强处理并提供证明文件。

3.16 强度要求

供方所供电池组件需具备一定的抗冰雹的撞击，冰雹实验需满足IEC61215相关规定，如组件安装场地为特殊气候环境（多冰雹），厂家应提供相应的应对措施及组件的加强处理，并提供冰球质量、尺寸及试验速度，使其抗冰雹能力满足组件要求，同时供方提供组件适应安装的气候条件，并对所供组件的抗冰雹能力加以说明提供证明文件。

3.17 温度冲击要求

由于组件安装地点多为昼夜温度变化范围较大，供方所供电池组件具备能承受温度重复变化而引起的热失配、疲劳和其他应力的较好能力，具备能承受高温、高湿以及随后的低温冲击的能力，具备能承受长期湿气渗透的能力。厂家提供针对组件安装地点来说明所供应组件能满足气候条件的要求以及相应措施。

3.18 测试和检验

光伏组件各部件在正常工况下能安全、持续运行，不应有过度的应力、温升、腐蚀、老化等问题。

光伏组件在使用过程中，25年运营期内需方可定期（第1年、第3年、第5年、第10年和第25年）请需方、供方双方认可的第三方检验机构对已安装电池组件的功率进行抽样测试和检验（IEC测试标准），同时电站现场进行测试，现场随机抽检200块组件，同时随机抽取20块送到第三方实验室进行功率、效率测试、低辐照强度条件下效率、温度系数和绝缘测试等外观及性能检测，由需方（或需方委托供方）负责包装、运输到双方认可的第三方测试机构进行，若组件效率衰减、外观及性能等符合合同要求，检测费用由需方承担。若组件效率衰减、外观及性能等大于或不符合合同要求，供方必须承担检测费用并根据相关合同条款赔偿需方发电量损失。

3.19 安装附件

供方要明确组件安装所用的螺母、螺杆和垫片的规格尺寸，

3.20 盐雾腐蚀要求

供方应考虑项目场址的实际条件，保证供货组件应具备相应的抗盐雾腐蚀能力，应通过IEC标准相关的盐雾腐蚀测试，并提供测试报告。

3.21 抗PID效应要求

供方应提供通过第三方认证单位测试的PID测试报告，供货组件需满足抗PID效应要求。

3.22 防火要求

供货组件应保证满足相应的防火要求，并提供相关测试报告。

3.23 其它要求

本技术规范中未明确规定的太阳电池组件的性能和安全指标及其他相关测试试验，供方所提供电池组件同样需满足IEC61215和IEC61730及其他相关标准的要求。

四、本规范书经供需双方签署后生效。

供方： 需方：

日期： 日期：

附件2：《采购订单》（样式）

**采购订单（样式）**

**订单编号： / 签订日期：/**

甲方（需方）： /

乙方（供房）： /

**本次订单适用于甲方XXXXXXXXXXXXXXXXX项目。本订货单依照甲乙双方于20XX年XX月XX日签订的《****南控集团供应商采购框架合同》（协议编号为：【XXXXXX】，以下简称“框架合同”）的约定，就双方采购事宜而制定。**

**1 采购产品：**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 产品编号 | 产品名称 | 规格型号 | 单位 | 数量 | 单价（元） | 金额（元） |
|  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |
| **合计（含税13%，大写：）：** | | | | | |  |

**以上数量为暂定数量，实际数量以甲方要求为准；总价按照实际合格交货数量结算。**

**2交货时间：/**

**3运输，**由乙方运至甲方指定地点： / 。

**4 付款：**

**5 质保期：**自通过验收之日起，光伏组件功率质保期XX年，产品质保期XX年。

**6本订货单是框架合同的有效组成部分，除本订货单另有约定外，甲乙双方均按照框架合同中的条款执行,本订单与框架合同不一致的以本订单为准，本订单未有载明的则以框架合同为准。**

本订单一式二份，甲乙双方各执一份，自双方签署之日起生效。

以下空白，仅为签署栏

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 甲 方 | 广东南控电力有限公司 | 乙 方 |  |
| 帐 号 | 652268914362 | 帐 号 |  |
| 开 户 行 | 中国银行佛山厚辉支行 | 开 户 行 |  |
| 地 址 | 佛山市禅城区季华西路133号3座13层01-06单元02之三单元 | 地 址 |  |
| 税 号 | 9144060407669853XK | 税 号 |  |