ICS号

中国标准文献分类号

团 体 标 准

T/SDPEA XXXX-2022

县域级新型电力系统建设规范

Specification for the construction of New power systems at County level

（征求意见稿）

xxxx-xx-xx发布 xxxx-xx-xx实施

山东省电力行业协会 发布

目  录

前  言 III

1 范围 4

2 规范性引用文件 4

3 术语和定义 5

4 总则 5

5 县域级新型电力系统建设规划 6

6 县域级新型电力系统建设基础 6

7 村庄级新型电力系统建设 8

8 社区级新型电力系统建设 9

9 片区级新型电力系统建设 10

10 新能源数字化监控中心 12

11 保障措施 13

附录 A 新型电力系统规划建设目标情况统计表 15

附录 B 新型电力系统规划建设任务投资统计表 16

附录 C 当前县域电源情况统计表 17

附录 D 规划期间各领域分布式光伏新增规模统计表 17

附录 E 农村屋顶分布式光伏并网项目汇集网络及升压变工程建设情况统计表 18

附录 F 屋顶分布式光伏并网项目10kV线路接网工程建设情况统计表 18

附录 G 规划期间分布式光伏配套储能情况统计表 19

附录 H 规划期间县域综合负荷预测结果情况统计表 19

附录 I 规划期间县域需求侧响应预测结果情况统计表 19

附录 J 规划期间220kV“小负荷大出力”时刻变电容量电力平衡情况统计表 19

附录 K 规划期间110kV“大负荷小出力”时刻变电容量电力平衡情况统计表 20

附录 L 规划期间110kV变电容量平衡情况统计表 21

附录M 规划期间网侧储能资源需求情况统计表 22

前  言

本文件按照GB/T 1.1—2020《标准化工作导则　第1部分：标准化文件的结构和起草规则》的规定起草。

本标准由山东省电力行业协会提出并解释。

本标准起草单位：后续添加

本标准起草人：后续添加

本标准于202X年X月X日发布。

本标准在执行过程中的意见或建议反馈至山东省电力行业协会（济南市经十路9777号鲁商国奥城4号楼3层）。

县域级新型电力系统建设规范

1. 范围

本标准规定了县域级新型电力系统的建设思路、规划设计、建设目标、建设内容、建设成效及保障措施要求。

本标准适用于新型电力系统在县域级范围内的建设要求。

1. 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，仅所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 6495 光伏器件

GB/T 29321 光伏发电站无功补偿技术规范

GB/T 50796 光伏发电工程验收规范

GB/T 50797 光伏发电站设计规范

GB/T 35694 光伏发电站安全规程

GB/T 14285 继电保护和安全自动装置技术规范

GB/T 19939 光伏系统(PV)并网技术要求

GB/T 20046 光伏系统(PV)电网接口特性

GB/T 19964 光伏发电站接入电力系统技术规定

GB/T 50866 光伏发电站接入电力系统设计规范

GB/T 33589 微电网接入电力系统技术规定

GB/T 29319 光伏发电系统接入配电网技术规定

GB/T 33342 户用分布式光伏发电并网接口技术规范

GB/T 37655 光伏与建筑一体化发电系统验收规范

GB/T 38946 分布式光伏发电系统集中运维技术规范

GB/T 34932 分布式光伏发电系统远程监控技术规范

GB/T 33342 户用分布式光伏发电并网接口技术规范

GB/T 37136 电力用户供配电设施运行维护规范

GB/T 37016 电力用户需求响应节约电力测量与验证技术要求

GB/T 29328 重要电力用户供电电源及自备应急电源配置技术规范

GB/T 12325 电能质量 供电电压偏差

GB/T 26399 电力系统安全稳定控制技术导则

GB/T 22384 电力系统安全稳定控制系统检验规范

GB 51048 电化学储能电站设计规范

GB/T 36547 电化学储能系统接入电网技术规定

GB/T 36548 电化学储能系统接入电网测试规范

DL/T 268 工商业电力用户应急电源配置技术导则

DL/T 544 电力系统通信管理规程

DL/T 598 电力系统通信自动交换网技术规范

DL/T 5003 电力系统调度自动化设计技术规范

DL/T 1344 干扰性用户接入电力系统技术规范

DL/T 5729 配电网规划设计技术导则

DL/T 5810 电化学储能电站接入电网设计规范

DL/T 2247 电化学储能电站调度运行管理

DL/T 2246 电化学储能电站并网运行与控制技术规范

DL/T 5816 分布式电化学储能系统接入配电网设计规范

NB/T 10323 分布式光伏发电并网接口装置测试规程

NB/T 10204 分布式光伏发电低压并网接口装置技术要求

NB/T 33002 电动汽车交流充电桩技术条件

NB/T 33015 电化学储能系统接入配电网技术规定

NB/T 33014 电化学储能系统接入配电网运行控制规范

T/CEEIA 347 户用光伏并网箱技术规范

T/CEC 5032 户用光伏发电系统设计规范

T/CEC 333 户用光伏发电系统并网技术要求

T/CEC 334 户用光伏发电系统并网检测规程

T/CEC 5044 户用光伏发电系统接入配电网设计规范

T/JX 012 户用分布式光伏并网发电系统技术规范

T/ZSECA 001 电动汽车充电桩运行管理规范

T/GAPEC 002 电动汽车交流充电桩质量检验规范

T/CAEE 020 电动汽车交流充电桩安全管理规范

T/CAEE 026 电动汽车充电站及充电桩设计规范

T/CSEE 0012 风电场及光伏发电站接入电力系统通信技术规范

Q/GDW 11721 国家电网公司差异化规划设计导则

Q/GDW 11615 国家电网公司配电网发展规划评价技术规范

国能安全﹝2014﹞161号《防止电力生产事故的二十五项重点要求》

国能发监管规〔2021〕60号《电力并网运行管理规定》

1. 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

**县域级新型电力系统 New power system at county level**

聚焦“碳达峰、碳中和”目标，贯彻构建以新能源为主体的新型电力系统行动方案要求，助力城市能源转型，服务整县域分布式光伏的开发，构建县域级“双核驱动、四新融合”新型电力系统。

**县域级新型电力系统建设 Construction of new power system at county level**

依据国家、行业有关标准、规程，以整县分布式光伏为特色的新能源为供给主体，以坚强智能电网为枢纽平台，以源网荷储协调互动为关键支撑，以配电网为新型电力系统建设主要建设场景。统筹考虑新能源大规模并网和新型用能设施大量接入，对配电网目标形态、源荷储各侧接入方案、感知终端、通信、平台等信息化内容进行县域级规划，实现清洁能源县域范围内就近消纳，多元负荷聚合互动，信息物理全面融合，综合能源互联互通，推动和促进县域级新型电力系统全面规范建设和实施。

**县域级新型电力系统“双核” "Dual Core" of new Power System at County Level**

外核：电源侧以新能源为主体，终端用能多样化、有源化驱动新型电力系统建设；

内核：坚强可控电网、数字化运营管理技术革新，支撑高比例新能源并网、多元负荷接入。

1. 总则

县域级新型电力系统建设应依据当地政府能源规划中绿色能源规划，按照“目标层、驱动层、路径层、任务层、载体层”要求，坚持源侧储能合理配置，预测常规负荷、新型负荷，响应需求侧，调节储能等荷侧，贯彻源网荷储一体平衡，达到电源出力、新型负荷可调的能力，从而指导新型电力系统在县域范围内的规划设计、建设内容、建设成效及保障措施等。

县域级新型电力系统建设应开展电源规划，并按照相关导则要求合理配置源侧储能；其次，对常规负荷、新型负荷进行预测，考虑电源出力、负荷特性的影响，合理配置需求侧响应、储能等荷侧调节资源，开展源网荷储一体平衡，指导电网建设和储能优化配置。

县域级新型电力系统建设应考虑规模化新能源、新型负荷、储能等接入，在传统电网基础上，构建弹性多元配电网网架，通过终端、通信、平台等物理架构的建设，完成电网信息采集、智能监控、有序调度，助推综合能源服务优化，实现电网生产数字化、服务数字化。

县域级新型电力系统建设应考虑规划内容（范围、年限、依据）、建设基础（区域概况、电源概况、电网概况、负荷情况、信息化建设情况）等。

县域级新型电力系统建设应形成风、光、生物质发电互济、多能互补、高效互动，整县分布式光伏特色鲜明的新能源供给新主体，新能源接入、消纳能力提升，多元融合储能体系优化配置调节能力强等特征。

县域级新型电力系统应根据县域实际情况统筹规划与建设，按照规模、地域应包括：村庄级、社区级、片区级等。

县域级新型电力系统建设应包括新能源数字化监控中心。

1. 县域级新型电力系统建设规划
	1. 规划范围

规划范围为县域全境。

规划电压等级为110kV及以下电网。

* 1. 规划年限

包括规划基准年、规划年、展望年。

基准年与规划年相距应不少于3年。

* 1. 规划依据

县域所属省份电力规划

1. 省级配电网发展路径研究规划；
2. 省级分布式光伏电能质量管理规划方案；
3. 整县（市、区）屋顶分布式光伏开发规划研究。

县级政府部门电力规划

1. 县级国民经济和社会发展第五年规划和远景年目标；
2. 县级政府工作报告；
3. 县级能源发展五年规划；
4. 整县分布式光伏开发工作实施方案；
5. 县级分布式光伏建设及备案并网管理方案；
6. 县级屋顶分布式光伏开发规划研究等。
7. 县域级新型电力系统建设基础
	1. 区域概况

县域的地理位置、隶属关系、总面积、常住人口等。

县域的下辖镇（街道）片区、经济发展区、产业园等，以及村庄、社区等。

县域电力项目试点、示范、称号等。

* 1. 电源概况

电源装机，应包括：

1. 电源装机总规模；
2. 火电装机规模、占比；
3. 水电装机规模、占比；
4. 新能源（集中式风电、集中式光伏、分布式光伏、生物质等）装机规模及各组成部分占比。

新能源出力，应包括：

1. 光伏出力特性；
2. 风电出力特性。
	1. 电网概况

电网结构，应包括：

1. 500kV变电站及数量；
2. 220kV变电站及数量；
3. 110kV变电站及数量；
4. 35kV公用变电站及数量；
5. 变电总容量；
6. 线路总长等。

配电网络，应包括：

1. 10kV配电线路数量级长度；
2. 配电变压器数量；
3. 配变容量等。
	1. 负荷概况

负荷规模应按年度列出所选县域的全社会最大用电负荷。

负荷特性，应包括：

1. 年负荷特性，主要为春、夏、秋、冬四个典型季节进行全年度负荷特性分析；
2. 典型日负荷特性，主要为春、夏、秋、冬对应典型日进行典型日负荷特性分析。

需求侧响应负荷，应建成需求侧响应可调负荷资源池及迎峰度夏（冬）等电网调峰采用的模式等。

储能情况，应包括：

1. 风电场、光伏电站配置的储能系统；
2. 储能装置功率/容量，单位：MW/MWh。

电动汽车及充电桩情况，应包括：

1. 县域范围内电动汽车保有量；
2. 已建成充电桩数量；
3. 已建成充电桩应包含公共充电桩、专用充电桩、个人充电桩。

5G基站情况，应包括：

1. 已改造5G基站配套及数量；
2. 已开通5G基站及数量；
3. 覆盖的范围及重点领域，包括产业园、高新园等重点行业、医疗、园区等；
4. 分布导航图，具备精准引导分布式光伏开发配套5G基站建设，缩短并网项目验收时效；
5. 形成“光伏施工合理排序、5G基站精准布点、并网验收紧随其后”的一条龙高效运转机制；
6. 能够确保分布式光伏项目5G信号全覆盖、分布式光伏并网零延迟、电网调度数据一键传。
	1. 信息化建设情况

目前常用的系统，应包括：

1. D5000智能电网调度控制系统；
2. 配电自动化系统；
3. 供电服务指挥系统；
4. 智慧能源服务平台；
5. 电力用户用电信息采集系统；
6. 电力需求侧管理平台；
7. 智能有序用电决策系统等。

10kV及以上电源应接入D5000系统，可实现可观、可测、可调、可控。

分布式电源应通过开关+智能融合终端接入供服系统。

分布式电源应通过电能表接入电力用户用电信息采集系统。

电力需求侧管理平台、智能有序用电决策系统应主要用于需求侧响应和有序用电。

1. 村庄级新型电力系统建设
	1. 规划设计

村庄应具备良好的屋顶资源，具备开展整村分布式光伏开发的先决条件。

规划设计应对村庄级新型电力系统建设是否满足安全生产、经济合理、技术水平和环境保护的要求提出意见和建议，设计单位应根据评审结果对设计内容进行优化。

村庄级新型电力系统应有节能评估文件及审查意见，可行性研究报告应包括节能章节，设计方案应进行节能经济技术对比和优化设计，设备选型应经过充分论证，选用高效新能源光伏设备。

初步规划完成后，建设单位应组织包括建设单位、运行单位、设计单位、调试单位、监理单位、技术监督服务单位等进行设计审查。

新能源光伏设备的设计选型应执行GB/T 29321、GB/T 50796、GB/T 6495等规定，确定合理的规划指标，落实防止新能源各类事故的设计要求。

规划内容应充分考虑村庄级新型电力系统电网承载力不足、光伏出力管控难、电能质量监测空缺、光伏引起台区过电压等难题。

* 1. 建设目标

在村庄级新型电力系统建设中，建设单位应确保光伏接入安全可控，根据签订的设备采购合同和技术协议、国内通用标准、制造厂的企业标准等，按照DL/T 598、DL/T 5003的有关技术标准进行新型电力系统建设，见证合同产品与合同的符合性，保证新能源光伏设备制造质量。

新型电力系统设备到村庄后，建设单位应按照采购合同和相关标准组织验收，形成验收记录，并及时收集与设备性能参数有关的技术资料。设备验收后、安装前，应按照设备技术文件和GB/T 50794的要求做好保管工作。

新型电力系统建设施工应由具有相应施工能力资格的单位承担，按国家和行业规程进行施工，按照厂家设备安装要求、有关设计技术规范、相关标准和工程主要质量控制点，对设备安装实施监督。

村庄级新型电力系统建设应实现整村规模开发全量安全接入、交、直流集中汇集示范、电能质量智能管控和整村全量光伏柔性可控。

村庄级新型电力系统建设应能够固化模式有序引导，形成符合分布式用户用能方式的新能源工作策略。

村庄级新型电力系统建设应有序引导分布式光伏接入，柔性调控用电负荷分布，形成以时间轴为尺度的新能源灵活消纳策略，促进新能源电量消纳水平，助力“双碳”目标战略的落地。

* 1. 建设内容

分区采用“交、直流汇集+升压并网”模式

1. 根据村庄物理布局，分区、分别采用直流汇集模式、交流汇集模式；
2. 直流汇集模式区域，光伏发电经直流稳压设备汇集到低压直流母线，经集中式光伏逆变器，逆变为交流电，经客户升压变升压后并网；
3. 交流汇集模式区域，采用专变升压至10kV，集中汇集经一点并入公用网络；
4. 交流汇流并网测控方式，光伏发电直接经逆变器后变为交流，汇集到交流母线后送至客户升压变，经升压后并网。

应用源网开关及融合终端技术

1. 应满足分布式光伏电能质量监测要求，监控10kV及低压两种并网方式带来的电能质量问题；
2. 10kV并网模式：在并网点安装网源开关，依托配电自动化主站，实施监测光伏电站电压、电流、功率、功率因数、谐波、频率等运行信息；
3. 低压接入公网模式：在公变台区安装新型融合终端，通过“新型融合终端+光伏分界开关”模式，对存量低压接入光伏进行监控，实现全电压等级电能质量监测全覆盖；
4. 10kV并网模式应实现对光伏电站的远程投切；
5. 低压接入公网模式应为电能质量管控与治理提供基础数据。

应用AGC及规约转换器技术

1. 入场AGC设备入场，调试设备通道，应实现光伏运行信息实时上传至调控分中心，对整村开发光伏并网进行柔性控制；
2. 自然人用户：应采用“新型融合终端+规约转换器”模式，调节对逆变器的功率，实现对自然人光伏出力的柔控。

应用低压柔直互联技术

1. 应通过柔直技术，与轻载台区的低压直流“手拉手”互联；
2. 均衡台区间负载，消除台区重载。

应用“整村开发+储能”技术

1. 建设智慧广场、全村安装光伏路灯，根据村庄情况，部分安装汽车充电桩，以增加光伏消纳能力；
2. 在并网流程办理、开发引导方面对建设单位进行指导，帮助建设单位压缩开发周期、精准容量测算。
	1. 建设成效

整合与示范

1. 村庄级新型电力系统开发光伏应通过AGC（自动发电控制）纳入整体调度管辖；
2. 应能实现整村规模化开发光伏并网调度管辖示范。

支撑与创新

1. 应深化新型融合终端应用，精益化电能质量管理；
2. 探索新设备、新技术应用。

应用有载调压调容变压器和柔直技术，降低变压器空载损耗、平衡台区间功率、消除光伏引起的过电压等电能质量问题。

应用“整村开发+储能”技术，提升光伏消纳能力。

1. 社区级新型电力系统建设
	1. 规划设计

社区级新型电力系统规划应按照国家全面推进绿色动力之城、健康之城、时尚之城、智能之城、幸福之城的号召与思路。

规划设计理念应着力于打造魅力社区。

社区选址应具有临湖、临山、临河等鲜明特点。

* 1. 建设目标

在社区级新型电力系统建设中，建设单位应确保光伏接入安全可控，根据签订的设备采购合同和技术协议、国内通用标准、制造厂的企业标准等，DL/T 598、DL/T 5003的有关技术标准进行新型电力系统建设，见证合同产品与合同规定内容的符合性，保证新能源光伏设备制造质量。

社区级新型电力系统设备到社区后，建设单位应按照采购合同和相关标准组织验收，形成验收记录，并及时收集与设备性能参数有关的技术资料。设备验收后、安装前，应按照设备技术文件和GB/T 50794的要求做好保管工作。

社区级新型电力系统建设施工应由具有相应施工能力资格的单位承担，按国家和行业规程进行施工，按照厂家设备安装要求、有关设计技术规范、相关标准和工程主要质量控制点，对设备安装实施监督。

社区级新型电力系统建设应以客户视角服务市场，持续优化供电营商环境，强化供电服务管理，深化“四度蔷薇”品牌建设。

社区级新型电力系统建设应能提高故障精准研判能力、故障恢复能力，强化供电服务管理。

社区级新型电力系统建设应打造更加智能的配电网，以“全感知”电网保障“零感知”用电。

* 1. 建设内容

精准改造社区物联感知设备

1. 应根据社区电表情况，按需升级改造新型智能电表；
2. 应优化物联感知设备分钟级数据采集，智能综合性研判设备状态，提升物联感知设备分钟级数据采集能力；
3. 通过智能研判设备状态，实现台区运行状态全面感知；
4. 深化电能表、采集终端和HPLC高级功能应用，实现台区电气拓扑自识别、自矫正、自更新；
5. 优化用采系统台区线损模型，通过分相、分支、分段及表箱内部线损的实时监测，结合台区拓扑关系，精准定位线损异常区域，做到线损精益化管理。

升级采集系统功能模块

1. 协调建设单位编制采集系统功能定制升级方案；
2. 开展系统功能模块开发，现场设备升级改造及系统接入，能够完成停电主动上报功能联调并实现抢修派单功能；
3. 健全主动抢修工作机制，利用用采系统停电研判信息；
4. 通过下发短信或内部报修工单的形式，提醒服务人员及时现场抢修；
5. 在客户未感知停电的情况下，实现对停电设备的主动抢修。

开展计量箱状态管控改造

1. 应制定计量箱模块化改造方案，靶向升级改造社区工商业客户计量箱；
2. 建立计量箱模组化模块档案关系，并与用采系统关联；
3. 基于用采系统与现场作业终端，实现计量箱开闭锁行为信息化管控和锁具状态远程监测。

光储充系统纳入平台统一管理

1. 应利用电网公司运行平台统一管理车棚棚顶光伏和储能系统；
2. 通过能源控制器对光伏出力、储能充放电进行管理，实现台区削峰填谷和配电网综合承载力提升；
3. 将V2G双向直流充电机接入车联网平台，实现电动汽车有序充放电；
4. 集约建设光伏系统、储能系统、充电桩系统，实现“绿色充电，以光养桩，余电存储”模式运行。
	1. 建设成效

台区客户能实现智慧用能

1. 切入点为数字物联、协同共享、智慧服务；
2. 通过建设台区物联感知系统，完善台区拓扑更新方式；
3. 强化线损精益化管理，主动研判停电故障，加强客户用能服务。

电动汽车能实现智慧充电

1. 以能源控制器作为源网荷储充协同控制核心，实现光伏有效消纳；
2. 平抑电网负荷、调节峰谷差，进而提高电网使用效率，保证配网安全运行。
3. 片区级新型电力系统建设
	1. 规划设计

片区的选择应在未来城市规划中应具备相应的定位、起步条件、发展目标及功能拓展等。

应规划建设生态性创新示范节点、生活性提质示范区、商务性延伸承接基地等。

应聚焦源网荷储一体化协同发展，主动服务新型城镇化建设，推动城市发展绿色转型。

* 1. 建设目标

片区级新型电力系统建设应建成省域范围内领先的新型电力系统项目。

片区级新型电力系统建设应能助力新型城镇化示范县建设和整县分布式光伏示范县建设。

* 1. 建设内容

建设分布式光伏服务生态圈

1. 发展新型电力系统主体，引导分布式电源发展，综合考虑电网消纳能力和设备承载能力；
2. 在政务服务中心、老年大学等核心区和工业园区推进屋顶光伏规模化开发，实现清洁能源有序接入与消纳；
3. 在政务服务中心建设集新能源服务、综合用能展示、节能宣传等功能的“电力智慧营业厅”；
4. 从开发规划、项目备案、项目建设、验收并网、运行维护等环节一站式服务光伏开发；
5. 设定时间节点，建成清洁能源主导的能源供应体系。

建设多元融合高弹性配电网络

1. 强化新型电力系统物质基础，构建坚强智能配网；
2. 精准开展网格化规划，按照供电可靠性要求相近、开发程度相似、规模适度的原则，构建网格边界清晰、单元接线标准、形态立体弹性的中压网架；
3. 主动融入湖西片区城市管理网格，推进配电线路与城市管廊融合发展；
4. 促请政府出台支持性文件，推动由政府同期配套建设电缆管廊，形成政企共建共享共赢建设模式；
5. 探索应用“花瓣形”高可靠性配网结构；
6. 打造“五纵四横”灵活配电供电网络，实现各类分布式电源、用能设施“即插即用”。

建设党政机关、工商业微电网

1. 推进主网与微电网的融合发展，实现局域供需匹配；
2. 以政务服务中心屋顶为基础，引导开发企业配套建设储能装置，建设以能量路由器为基础的光储充有源“微电网”；
3. 通过能量管理系统，协调控制光伏出力、储能充放、配变负荷；
4. 在输配电网故障或极端灾害时，微电网自动切换为离网运行模式，实现党政机关“零碳”办公和“全时段”不间断供电；
5. 以政务服务中心微电网为示范，在区域内推进汇工商业微电网建设，将无调节能力的分布式新能源与储能、需求侧响应就近聚合为可控单元；
6. 缓解分布式新能源功率倒送造成的配电网反向重过载，提高分布式光伏就近接入就地消纳能力。

建设数字智慧配电物联网

1. 构建“云管边端”配电物联网平台，升级改造一二次融合开关，推进新型融合终端全覆盖，建设全景透明配网；
2. 升级改造分段、联络、大分支等关键节点开关设备，推广接地故障“分级保护+馈线自动化”处置模式；
3. 推广配网新主站负荷一键转供、精准负荷控制、重要客户保电等高级应用，提升配网调度控制能力；
4. 全面应用配网运检、配网工程、设备质量管理等配网移动作业，促进配电运检业务转型升级；
5. 推进i配网-全业务移动作业，构建设备运检数字化架构；
6. 建立配网智能巡检体系，推广无人机自主巡检和辅助验收等应用；
7. 全天候开展电缆可视化在线监测，提升城市电力安全保障能力。

推进电动汽车等新型负荷高效发展

1. 强化新型电力系统终端优化，拓展电能替代深度；
2. 推进以电代煤、以电代油、以电代气，推进片区商场、学校、医院、景区等重点场所实现全电化；
3. 以片区市政道路为中心，逐步构建“中心区1km、郊区3km、全域5km”的充电生态圈；
4. 新建住宅小区停车位充电基础设施100%建设或预留建设安装条件，推广充电桩“一网通办”、统建统营模式；
5. 应用智能有序充电、大功率超级快充、车辆电池与电网双向互动等新技术；。
6. 自动完成电动汽车群充群控，提高充电效率，提高充电服务智能化、互动化水平。

引导储能装置科学布局

1. 强化新型电力系统调节能力，推进三级储能科学、精准布局；
2. 以变电站为单元，引导开发企业在电网侧建设中型独立储能电站；
3. 以工商业屋顶“自发自用、余电上网”光伏项目不反送电网为边界条件，引导企业在电源侧配建分布式储能装置；
4. 精准测算户用分布式光伏发电引起的电压越限、设备重载、消防安全等因素，推进户用分布式光伏配建储能装置；
5. 探索“云储能”运营模式，聚合各类独立储能及分布式储能资源；
6. 参与市场化交易，提高储能投资回报率，推进储能市场化、多元化、规模化发展。

培育虚拟电厂等新兴市场主体

1. 强化新型电力系统协同能力，建设诸城市负荷管理中心，建立常态化、动态平衡的需求侧管理机制，推动“源随荷变”向“源荷互动”转变；
2. 拓展涵盖新能源、储能、可调负荷三方友好互动资源池，培育虚拟电厂、负荷聚合商等新兴市场主体；
3. 发挥市场在资源配置中的作用，实现对海量分散发、供、用对象的智能协调控制。
	1. 建设成效

建成更加柔性、开放、高度智能的能源互联网

1. 打造分布式光伏安全高效配置的基础平台；
2. 满足党政机关、公共建筑、工商业及户用分布式光伏即插即用要求；
3. 提升配电网智慧化水平，在保障新能源消纳基础上，确保电网安全稳定运行；
4. 打造“云管边端”为基础的配电物联网平台，提高设备全息感知和泛在互联能力；
5. 实现电力设备灵活管控和安全隔离。

构建多形态、多场景、多运营模式的光储一体微电网

1. 建成党政机关、事业单位、工商业及户用微电网；
2. 通过微电网自平衡、自管理、自调节能力，提高分布式光伏就近接入就地消纳能力；
3. 延缓片区配电网建设，降低配电网的系统调节负担，实现主网与微电网融合发展；
4. 为探索新型电力系统视角下新型配网形态提供经验。

形成源、网、荷、储一体化发展的市场化运营模式

1. 通过负荷聚合商、虚拟电厂等新兴市场主体和云储能等运营平台；
2. 深挖用户侧灵活性资源，固化以现货市场模式下的需求响应模式；
3. 推动分布式储能健康、有序发展，提高客户主动参与需求响应意识；
4. 促进分布式光伏参与电网削峰填谷，建立起源网荷储协同高效运行模式。
5. 新能源数字化监控中心
	1. 规划设计

分布式光伏，按电压等级分，10kV、380/220V。

新能源数字化监控中心应根据不同电压等级采用分区、分级监控模式。

10kV分布式光伏发电项目由调控分中心通过D5000系统和配网自动化主站监控。

380/220V分布式光伏发电项目由调控分中心监控。

* 1. 建设目标

应依托调度数据网、5G虚拟专网、用采系统2.0等技术手段，实现全电压等级分布式光伏“可观可测可调可控”。

应实现常态化、精准化参与电网调峰。

应依托新能源数字化监控中心，实现主配网多源数据融合应用及信息共享。

应能提升电网的精益调度与穿透指挥能力。

* 1. 建设内容

成立新能源数字化监控中心

1. 明确机构的定位及工作职能；
2. 梳理组织架构及定岗定编；
3. 规范建立监控工作管理机制及标准；
4. 建立运行机制及指标体系；
5. 做好工作场所建设与支撑和监控中心方案落实施。

落地应用“可信WLAN”数据传输技术

1. 存量光伏电站部署“可信WLAN”；
2. 构建起基于“可信WLAN”的通信末端传输网；
3. 试点应用“5G+可信WLAN”光伏电站群；
4. 增加10kV光伏电站通过调度数据网、5G虚拟专网等技术手段接入地区调度自动化系统；
5. 部署AGC功能实现功率平滑调节控制。

低压分布式光伏纳入AGC闭环控制

1. 依托用采系统将低压分布式光伏运行信息实时上传至调度自动化系统；
2. 满足数据采集监测需求；
3. 推动终端侧具备接收并执行调度机构调节控制指令功能；
4. 逐步纳入AGC闭环控制，实现发电功率平滑调节。

可调节资源分类分级精准控制

1. 确定供电区域内可调节资源种类及可调节范围；
2. 对供电区域内双电源、可中断负荷、可调节电源等资源进行精细化摸排；
3. 按照变电站、主变、配电线路等维度进行建模，深入挖掘可调节资源调节潜力；
4. 持续拓展负荷侧资源调控空间，不断提升电网的精益调度与穿透指挥能力。
	1. 建设成效

服务新型电力系统建设新高地

1. 以构建“全景感知、柔性控制、网源协同”的新型有源配电网调度体系为主要工作思路；
2. 依托新能源数字化监控中心，全力服务新型电力系统建设；
3. 支撑市场化改革和供电服务转型。

数智赋能业务深度融合

1. 依托数字化、智能化、信息化手段；
2. 通过优化资源配置，打破专业壁垒；
3. 促进业务深度融合，实现业务全集约、质量全管控、指标全监测、数据全分析。
4. 保障措施
	1. 健全组织保障

应坚持党建引领，坚决贯彻“四个革命、一个合作”的重大能源战略思想。

应加强外部沟通，建立与政府各级部门、企业、单位等的定期对接机制，配合政府搭建开发平台，建立联合验收机制。

加强内部组织领导，应成立双示范建设办公室。

研究制定示范区建设方案，应明确相关部门分工。

应有计划、有步骤地推进工作开展，督导重点任务开展。

* 1. 完善工作机制

加强专业协同，建立高效协同机制。

突破部门专业壁垒，强化资源保障，牢固树立“一盘棋”思想。

安排专人负责，主动对接任务。

细化工作措施，形成工作合力，全力推进示范项目建设。

强化过程管控，制定新型电力系统示范区建设工作推进计划。

细化计划管控措施，建立周督导机制，召开单周推进会、双周调度会。

充分调动发展专业员工积极性，发挥专家、骨干带头作用。

保证有效工作时间，做好必要的人力、物力支持，推动工作层层落地。

* 1. 推动多方合作

积极争取配套政策，与发改、规划等部门协调。

将示范区新型电力系统纳入地区政府能源发展规划和整体规划，落实储能站及变配电线设施用地指标。

加强与上级部门的汇报沟通，确保建设思路清晰、目标明确。

深化新能源开发公司、信息服务公司、园区管委会、高等院校等企事业单位合作。

发挥各自优势共同拓展综合能源服务、充电桩、分布式光伏、储能等绿色低碳业务。

开展低碳新技术、能源新业态、商业新模式等研究应用。

可为园区、企业提供一揽子双碳解决方案，培育“双碳”生态圈。

1. 建设指标评价体系
	1. 指标体系构建原则

应制定发展目标和建设路径的核心与基础，科学性与适用性直接影响到评估结果的正确性。

指标的简单但全面原则。在进行指标筛选时避免无关指标的列入，选取尽量少的指标反应出比较全面电网特点，尽可能在有限的指标里反映出更多的“县域新型电力系统”的特点。

系统性原则。各个指标之间应该互相体现各自的用途和专业性，并保持指标间的联系。

可计算性原则。获取指标量后要进行数据的量化，对于具有重要作用的定性指标也应该用尽可能精确的方法，应尽量选用信息系统能够自动统计汇总或可简单计算得到的指标，避免人工统计上报导致的指标值偏差以及计算过于复杂。

易操作与可控性原则。设计出的指标应能够通过调查分析进行相对稳定与可控的计算并得出固定的结果。对于不可控的情况不能列为评价指标。

独立性与可比性原则。指标的设计应该相对独立，可以进行单个指标的分析与研究。指标的结果应可以进行科学客观的横向与纵向比较。

* 1. 指标体系构建流程

指标库构建

1. 基于多维度分析建立指标库。首先按照建设目标，结合《电能质量供电电压偏差》《配电网规划设计技术导则》《国家电网公司差异化规划设计导则》《配电网发展规划评价技术规范》等相关标准规范，多维度优化提取相关的关键指标，形成建设指标库；
2. 基于聚类分析法梳理指标库。采用聚类分析法进行指标层次架构梳理，依据“距离近的样本较距离远的样本先聚成类”思想，衡量样本间距确定相似程度，形成具有一定逻辑关系与属性归集的指标体系。

指标集合构建

1. 采用主成分分析法，利用降维思想，对指标库的各指标进行关联性分析，提取指标主成分，对指标进行剔除、合并，形成综合代表性指标，约简指标数量，提升指标综合性及评价工作可操作性；
2. 指标集合构建一般是经多次专家论证研讨，结合主成分分析法指标约简处理，以指标体系构建的科学性、适用性、系统性、指导性为基本原则，将若干指标总结提炼成综合性评价指标。

指标体系构建

1. 基于优选判断矩阵法评价与筛选指标适用性。引入优选判断矩阵法，从综合代表性、可计量性、可对比性、可替代性、综合引导性五个方面对指标集合中的指标进行适用性综合评价分析；
2. 构建指标体系。通过优选判断矩阵法对指标适用性评价分析，经过专家研讨论证与分析，从指标集合优选出最终的指标；
3. 建立三级指标评分方法。根据指标变化规律及特点，合理设置基准值和目标值，通过指标值实际所处基准值与目标值间段位，建立线性、阶梯指标评分模型，确定指标评分方法；
4. 根据指标变化规律及特点，合理设置指标的区间，通过指标值实际所处区间段位，建立阶梯指标评价模型，确定指标评价方法。根据选用的评分模型分为四类，分别是上升型线性指标、上升型阶梯指标、下降型线性指标、下降型阶梯指标，详见附录 **P**；
5. 确定各级指标权重，计算评分结果。利用专家法，经过多次专家讨论论证与分析，确定各级指标权重，结合三级指标评分，通过逆向计算，依次计算二级指标、一级指标及评价总得分。
	1. 评价体系

新型电力系统建设完成度由三级指标乘以权重系数层层递推获得。

一级指标：应设置电力供应新格局、电力消费新现象、电网结构新形态、电力运营新模式4项。

二级指标：从推进绿色低碳电力供应方面构建供给侧清洁替代1项二级指标；从拓展电力消费广度深度、挖掘需求响应调节潜力方面构建能效管理水平和需求响应调节能力2项二级指标；从推进坚强可靠高压电网建设、打造弹性多元配电网网架方面构建高承载、高自愈和高互动3项二级指标；从推进信息支撑基础建设、电网数字化转型方面构建了电网生产数字化和电网服务数字化2项二级指标，共8项二级指标。

三级指标：应体现电力供应新格局的有可再生能源装机占比、可再生能源发电量占全社会用电量比例等4项指标；体现电力消费新现象的有电能占终端消费能源比重、单位GDP能耗等5项指标；体现电网结构新形态的有中压电网标准化接线率、充电桩渗透率等8项指标；体现电力运营新模式的有配电自动化有效覆盖率、“供电+能效”服务覆盖率等8项指标，共25项三级指标。

* 1. 建设成效评价

“新型电力系统”总得分=权重（0.25）×电力供应新格局得分+权重（0.25）×电力消费新现象得分+权重（0.25）×电网结构新形态得分+权重（0.25）×电力运营新模式得分。

评价标准：总得分85～90分为初步建成阶段；90～95分为基本建成阶段，95～100分为全面建成阶段，详见附录 **Q**。

20××年县域级新型电力系统”得分60～85分，电力供应新格局和电力运营新模式较为薄弱；

20××年得分85～90分，处于初步建成阶段；

20××年得分90～95分，处于基本建成阶段；

20××年得分95～100分，处于全面建成阶段，详见附录 **R**。

附录 A

新型电力系统规划建设目标情况统计表

| **序号** | **分类** | **特性指标** | **20**××**年** |
| --- | --- | --- | --- |
| 1 | 电力供应新格局 | 可再生能源装机占比（%） |  |
| 2 | 可再生能源发电量占全社会用电量比例（%） |  |
| 3 | 电网形态新格局 | 高承载 | 中压电网标准化接线率（%） |  |
| 4 | 10kV线路重载率（%） |  |
| 5 | 配变重载率（%） |  |
| 6 | 综合电压合格率（%） |  |
| 7 | 高自愈 | 供电可靠率（%） |  |
| 8 | 中压线路N-1通过率（%） |  |
| 9 | 高互动 | 分布式能源渗透率（%） |  |
| 10 | 充电桩渗透率（%） |  |
| 11 | 电力消费新现象 | 电能占终端能源消费比重（%） |  |
| 12 | 可调节负荷资源库占最大负荷比例（%） |  |
| 13 | 电力运营新模式 | 终端设备联网率（%） |  |
| 14 | 客户服务业务上线率（%） |  |
| 15 | 分布式电源观测调控比率（%） |  |
| 16 | 配电自动化有效覆盖率（%） |  |

附录 B

新型电力系统规划建设任务投资统计表

| **“四新”** | **任务** | **规划内容** | **电网公司****投资规模** |
| --- | --- | --- | --- |
| 推动绿色低碳电力供应新格局 | 做好新能源规划和布局 |  |  |
| 规范绿色电源并网接入 |  |  |
| 推进电源储能资源建设 |  |  |
| 引导开放高效电力消费新现象 | 拓展电力消费广度深度 |  |  |
| 挖掘需求响应调节能力 |  |  |
| 构建坚强可控电网结构新形态 | 构筑坚强可靠高压配电网 |  |  |
| 打造弹性多元配网网架 |  |  |
| 推进网侧储能资源建设 |  |  |
| 打造数字智慧电力运营新模式 | 信息支撑基础设施规划 |  |  |
| 构建配网新型调度机制 |  |  |
| 助推综合能源服务优化 |  |  |
| 电网生产数字化规划 |  |  |
| 电网服务数字化规划 |  |  |
| 四大示范 | 村庄整村屋顶光伏开发示范村 |  |  |
| 社区智慧用能示范 |  |  |
| 片区新型电力系统示范 |  |  |
| 新能源数字化监控中心 |  |  |

附录 C

当前县域电源情况统计表

| 电厂类别 | 电源名称 | 并网电压（kV） | 装机规模（MW） | 接入变电站 |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 火电 |  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |
| 集中式风电 |  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |
| 分布式光伏 |  |  |  |  |
|  |  |  |
|  |  |  |
| 集中式光伏 |  |  |  |
|  |  |  |
|  |  |  |  |
| 生物质 |  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |
| 其他电源 |  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |

附录 D

规划期间各领域分布式光伏新增规模统计表

单位：MW

| **项目** | **新增装机规模** | **占比** |
| --- | --- | --- |
| **20**××**年** | **20**××**年** | **20**××**年** | **20**××**年** | **20**××**年** | **合计** |
| 党政机关 |  |  |  |  |  |  |  |
| 公共建筑 |  |  |  |  |  |  |  |
| 工商业 |  |  |  |  |  |  |  |
| 农村居民 |  |  |  |  |  |  |  |
| ××街道 |  |  |  |  |  |  |  |
| ××镇 |  |  |  |  |  |  |  |
| .… |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
| 总计 |  |  |  |  |  |  |  |

附录 E

农村屋顶分布式光伏并网项目汇集网络及升压变工程建设情况统计表

| **乡镇街道** | **农村屋顶分布式光伏开发规模（MW）** | **新增光伏户数（户）** | **新建0.4kV汇集线（km）** | **新建0.4kV主干线（km）** | **新建10kV升压配变（台）** | **接入现有配变光伏容量（MW）** | **割接现有配变光伏容量（MW）** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| ××街道 |  |  |  |  |  |  |  |
| ××镇 |  |  |  |  |  |  |  |
| … |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
| 合计 |  |  |  |  |  |  |  |

附录 F

屋顶分布式光伏并网项目10kV线路接网工程建设情况统计表

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **乡镇街道** | **屋顶分布式光伏开发规模（MW）** | **新建10kV并网线路条数（条）** | **新建10kV并网线路长度（km）** | **新建10kV主干线路条数（条）** | **新建10kV主干线路长度（km）** | **改造10kV主干线路条数（条）** | **改造10kV主干线路长度（km）** | **改造10kV支线条数（条）** | **改造10kV支线长度（km）** |
| ××街道 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| ××镇 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| … |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 合计 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

附录 G

规划期间分布式光伏配套储能情况统计表

| **储能类型** | **20××年** | **20××年** | **20××年** | **20××年** | **合计** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 分布式光伏配套储能（MW） |  |  |  |  |  |

附录 H

规划期间县域综合负荷预测结果情况统计表

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **年份** | **20××年** | **20××年** | **20××年** | **20××年** | **20××年** |
| 夏季传统负荷（MW） |  |  |  |  |  |
| 冬季传统负荷（MW） |  |  |  |  |  |
| 电动汽车充电负荷（MW） |  |  |  |  |  |
| 5G基站（MW） |  |  |  |  |  |
| “煤改电”负荷（MW） |  |  |  |  |  |
| 夏季综合负荷（MW） |  |  |  |  |  |
| 冬季综合负荷（MW） |  |  |  |  |  |

附录 I

规划期间县域需求侧响应预测结果情况统计表

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **年份** | **20××年** | **20××年** | **20××年** | **20××年** | **20××年** |
| 需求侧响应负荷（MW） |  |  |  |  |  |

附录 J

规划期间220kV“小负荷大出力”时刻变电容量电力平衡情况统计表

单位：MW

| **序号** | **指标名称** | **20××年** | **20××年** | **20××年** | **20××年** | **20××年** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | **全社会最大负荷** |  |  |  |  |  |
| 1.1 | 春秋季中午 |  |  |  |  |  |
| 2 | 110kV及以下统调公用电厂装机 |  |  |  |  |  |
| 2.1 | 火电装机 |  |  |  |  |  |
| 2.2 | 光伏装机 |  |  |  |  |  |
| 2.3 | 风电装机 |  |  |  |  |  |
| 2.4 | 生物质装机 |  |  |  |  |  |
| 2.5 | 水电 |  |  |  |  |  |
| 3 | 110kV及以下统调公用电厂出力 |  |  |  |  |  |
| 3.1 | 火电出力 |  |  |  |  |  |
| 3.2 | 光伏出力 |  |  |  |  |  |
| 3.3 | 风电出力 |  |  |  |  |  |
| 3.4 | 生物质出力 |  |  |  |  |  |
| 3.5 | 水电出力 |  |  |  |  |  |
| 4 | 灵活侧资源 |  |  |  |  |  |
| 4.1 | 储能容量 |  |  |  |  |  |
| 4.2 | 需求响应负荷 |  |  |  |  |  |
| 5.1 | **220kV网供负荷** **(不考虑灵活侧资源)** |  |  |  |  |  |
| 5.2 | **220kV网供负荷****(考虑灵活侧资源)** |  |  |  |  |  |

附录 K

规划期间110kV“大负荷小出力”时刻变电容量电力平衡情况统计表

单位：MW、MVA

| **序号** | **指标名称** | **20××年** | **20××年** | **20××年** | **20××年** | **20××年** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | 全社会最大负荷 |  |  |  |  |  |
| 1.1 | 110kV及以上用户 |  |  |  |  |  |
| 1.2 | 220kV直降35kV负荷 |  |  |  |  |  |
| 1.3 | **夏季晚高峰负荷** |  |  |  |  |  |
| 2 | 35kV及以下统调公用电厂装机 |  |  |  |  |  |
| 2.1 | 火电装机 |  |  |  |  |  |
| 2.2 | 光伏装机 |  |  |  |  |  |
| 2.3 | 风电装机 |  |  |  |  |  |
| 2.4 | 生物质装机 |  |  |  |  |  |
| 2.5 | 水电 |  |  |  |  |  |
| 3 | 35kV及以下统调公用电厂出力 |  |  |  |  |  |
| 3.1 | 火电出力 |  |  |  |  |  |
| 3.2 | 光伏出力 |  |  |  |  |  |
| 3.3 | 风电出力 |  |  |  |  |  |
| 3.4 | 生物质出力 |  |  |  |  |  |
| 3.5 | 水电 |  |  |  |  |  |
| 4 | 灵活侧资源 |  |  |  |  |  |
| 4.1 | 储能容量 |  |  |  |  |  |
| 4.2 | 需求响应负荷 |  |  |  |  |  |
| 5.1 | **110kV网供负荷****(不考虑灵活侧资源)** |  |  |  |  |  |
| 5.2 | **110kV网供负荷****(考虑灵活侧资源)** |  |  |  |  |  |

附录 L

源网荷储一体化平衡指标取值

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 内容 | 大负荷小出力 | 小负荷大出力 |
| 平衡时刻（%） | 夏季最大负荷日晚17：00～21：00 | 春秋季午间11：00～13:00 |
| 全社会最大负荷（%） |  |  |
| 电厂出力 | 常规电源出力（%） |  |  |
| 非统调电厂出力（%） |  |  |
| 光伏出力（%） |  |  |
| 风电出力（%） |  |  |
| 生物质出力（%） |  |  |
| 灵活资源 | 储能平衡系数（%） |  |  |
| 需求侧响应（%） |  |  |

附录 M

规划期间110kV变电容量平衡情况统计表

单位：MW、MVA

| **类型** | **指标名称** | **20××年** | **20××年** | **20××年** | **20××年** | **20××年** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 不考虑灵活资源 | **110kV网供负荷** |  |  |  |  |  |
| 110kV容载比上限所需容量 |  |  |  |  |  |
| 110kV容载比下限所需容量 |  |  |  |  |  |
| 现有110kV变电总容量 |  |  |  |  |  |
| 需新增110kV变电容量上限 |  |  |  |  |  |
| 需新增110kV变电容量下限 |  |  |  |  |  |
| 需新增110kV主变台数上限 |  |  |  |  |  |
| 需新增110kV主变台数下限 |  |  |  |  |  |
| 考虑灵活资源 | **110kV网供负荷** |  |  |  |  |  |
| 110kV容载比上限所需容量 |  |  |  |  |  |
| 110kV容载比下限所需容量 |  |  |  |  |  |
| 现有110kV变电总容量 |  |  |  |  |  |
| 需新增110kV变电容量上限 |  |  |  |  |  |
| 需新增110kV变电容量下限 |  |  |  |  |  |
| 需新增110kV主变台数上限 |  |  |  |  |  |
| 需新增110kV主变台数下限 |  |  |  |  |  |

附录 N

规划期间网侧储能资源需求情况统计表

| 类型 | 指标 | **20××年** | **20××年** | **20××年** | **20××年** | **20××年** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 不考虑灵活侧资源 | 220kV网供负荷 |  |  |  |  |  |
| 所需网侧储能容量（平衡系数0.7） |  |  |  |  |  |
| 考虑灵活侧资源 | 220kV网供负荷 |  |  |  |  |  |
| 所需网侧储能容量（平衡系数0.7） |  |  |  |  |  |

附录 O

县域级新型电力系统建设指标得分表

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| 序号 | 一级指标 | 指标得分 |
| **20××年** | **20××年** | **20××年** | **20××年** |
| 1 | 电力供应新格局 |  |  |  |  |
| 2 | 电力消费新现象 |  |  |  |  |
| 3 | 电网结构新形态 |  |  |  |  |
| 4 | 电力运营新模式 |  |  |  |  |
| 新型电力系统（总得分） |  |  |  |  |

附录 P

县域级新型电力系统建设指标评分模型



附录 Q

县域级新型电力系统建设指标体系目标值

| **一级指标** | **二级指标** | **指标名称** | **20××年** | **20××年** | **20××年** | **20××年** | **20××年** | **20××年** | **20××年** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 电力供应新格局 | 供给侧清洁替代 | 可再生能源装机占比(%) |  |  |  |  |  |  |  |
| 分布式光伏储能配置占比(%) |  |  |  |  |  |  |  |
| 整县光伏开发程度(%) |  |  |  |  |  |  |  |
| 可再生能源发电量占全社会用电量比例(%) |  |  |  |  |  |  |  |
| 电力消费新现象 | 能效管理水平 | 电能占终端消费能源比重(%) |  |  |  |  |  |  |  |
| 单位GDP能耗 |  |  |  |  |  |  |  |
| 单位GDP碳排放强度 |  |  |  |  |  |  |  |
| 综合线损率(%) |  |  |  |  |  |  |  |
| 需求响应调节能力 | 可调节负荷资源库占最大负荷比例(%) |  |  |  |  |  |  |  |
| 电网结构新形态 | 高承载 | 中压电网标准化接线率(%) |  |  |  |  |  |  |  |
| 中压线路重载率(%) |  |  |  |  |  |  |  |
| 配变重载率(%) |  |  |  |  |  |  |  |
| 综合电压合格率(%) |  |  |  |  |  |  |  |
| 高自愈 | 供电可靠率(%) |  |  |  |  |  |  |  |
| 中压线路N-1通过率(%) |  |  |  |  |  |  |  |
| 高互动 | 分布式能源渗透率(%) |  |  |  |  |  |  |  |
| 充电桩渗透率(%) |  |  |  |  |  |  |  |
| 电力运营新模式 | 电网生产数字化 | 配电自动化有效覆盖率(%) |  |  |  |  |  |  |  |
| 分布式电源观测调控比率(%) |  |  |  |  |  |  |  |
| 变电运维智能巡检率(%) |  |  |  |  |  |  |  |
| 输电线路运维智能化率(%) |  |  |  |  |  |  |  |
| 电网服务数字化 | 数字化供电所建设比例(%) |  |  |  |  |  |  |  |
| 客户服务业务上线率(%) |  |  |  |  |  |  |  |
| 终端设备联网率(%) |  |  |  |  |  |  |  |
| “供电+能效”服务覆盖率(%) |  |  |  |  |  |  |  |

附录 R

县域级新型电力系统建设指标得分计算结果

| **一级分类** | **20××年** | **20××年** | **20××年** | **20××年** |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **总得分** | **一级指标得分** | **二级指标得分** | **三级指标得分** | **总得分** | **一级指标得分** | **二级指标得分** | **三级指标得分** | **总得分** | **一级指标得分** | **二级指标得分** | **三级指标得分** | **总得分** | **一级指标得分** | **二级指标得分** | **三级指标得分** |
| 电力供应新格局 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |
| 电力消费新现象 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
| 电网结构新形态 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |
| 电力运营新模式 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |