

天津市电力发展“十四五”规划

天津市发展和改革委员会

2021 年 12 月

本规划依据《天津市国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》、《天津市能源发展“十四五”规划》编制，是天津“十四五”电力高质量发展的指导性文件。

一、发展基础与面临形势

“十三五”期间，天津加强宏观调控，统筹配置域内域外资源，加快构建清洁低碳、安全高效的现代电力体系，电力需求稳步增长，电源结构持续优化，电网规模不断扩大，节能减排深入推进，体制改革取得显著成效，主要目标任务全面完成，为天津经济社会发展提供了有效的电力支撑。

（一）发展成果

电力需求稳步增长，外受电能力不断提高。最大用电负荷由2015年的1330万千瓦增长到2020年的1616万千瓦，年均增长4.0%；全社会用电量由800.6亿千瓦时增长到874.6亿千瓦时，年均增长1.8%。建成锡盟~天津南~山东、蒙西~天津南两条特高压交流受电通道及海河特高压站，形成“两通道一落点”特高压电网格局。加强与新疆、山西、甘肃、宁夏、青海等资源富集省市的能源合作，签订送受电协议，通过市场化方式向山西、新疆、甘肃等地购电约50亿千瓦时。

电源结构持续优化，清洁能源比重大幅提升。全市发电装机容量由2015年的1328.4万千瓦增长到2020年的1916.8万千瓦，其中煤电装机由1074.7万千瓦增长到1229.9万千瓦，比重由80.9%下降到64.2%；清洁能源装机由238.9万千瓦增长到664.0

万千瓦，比重由 18.0%提高到 34.6%；余热余压余气发电装机由 14.8 万千瓦增长到 22.9 万千瓦，比重由 1.1%提高到 1.2%。

电网结构不断增强，供电能力显著提升。新增 110 千伏及以上变电容量 3244 万千伏安，线路长度 4023 公里。500 千伏基本建成多方向、多通道受电格局的双环网，220 千伏电网形成 6 个合理供电分区，110 千伏链式联络线路占比提升至 33.54%，10 千伏形成电缆双环网、单环网和架空线多分段适度联络的标准网架结构，线路联络率提升至 100%。提前一年完成新一轮农村电网改造升级，农村地区户均配变容量大幅提升。截至 2020 年底，天津电网供电可靠率达到 99.932%，综合电压合格率达到 99.989%。

节能减排深入推进，煤电机组清洁高效发展。有效防范化解煤电产能过剩风险，关停军粮城电厂和静海热电厂共 7 台 86.2 万千瓦机组，全市不达标 30 万千瓦及以下煤电机组已全部淘汰。加大机组超低排放和节能改造力度，全部 51 台煤电机组（含自备）均实现了超低排放；完成 14 台次共 528.9 万千瓦煤电机组节能改造，煤电机组平均供电煤耗由 313.2 克标准煤/千瓦时下降到 295.4 克标准煤/千瓦时。

体制改革有序推进，市场化体系逐步构建。成立天津市电力交易中心并完成股份制改造，为市场主体搭建了公开透明、功能完善的电力交易平台。完善电力辅助服务交易机制，市场化交易电量累计达到 281 亿千瓦时。有序放开发用电计划，建立完善优

先发电、优先购电制度。降低市场准入门槛，组织开展七个批次市场化用户准入，全面放开 10 千伏以上电力用户进入市场。加快推动增量配电业务改革试点，天津港保税区（海港）和天津经济技术开发区增量配电试点项目已顺利获得华北区域第一张、第二张电力业务许可证。

（二）存在问题

系统调峰能力不足。火电机组装机比重大，且全部主力机组均为热电联产，调峰性能好的水电、抽水蓄能电站基本没有。天津电网负荷峰谷差呈逐年增长趋势，热电联产机组比例不断加大，尤其冬季供热期，受机组最小技术出力的限制，本地电源调峰能力存在不足。同时，随着风电、光伏发电的大规模接入，对煤电灵活性、电网灵活运行、需求侧管理、储能发展等提出更高要求。

电源结构有待进一步完善。近年来，天津大力发展绿色清洁能源，清洁低碳转型取得显著成效，但煤电仍占主导地位，装机比重高于 60%；气电受气源、供需和设施等因素影响，成本高于用户预期，装机比重短期内难以大幅提高；风电、光伏发电、水电等可再生能源受资源禀赋、规划用地和资源条件等瓶颈制约，不具备大规模开发利用条件。

外受电能力仍需提升。目前，天津通过两条特高压交流通道和 9 回 500 千伏线路与外网联络，部分 500 千伏线路仍为单回线路，电网主网架结构依然薄弱，难以满足正常方式下大规模外来

电力的消纳以及故障方式下大规模潮流的转移。综合考虑天津电网负荷不断增长、新增本地机组不足、煤电机组发电利用小时数下降等因素，需要进一步提高天津电网外受电能力。

（三）面临形势

能源电力发展进入碳达峰关键期。当前，全球能源绿色低碳转型已势在必行。习近平总书记在第七十五届联合国大会一般性辩论上明确提出，中国二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值，努力争取 2060 年前实现碳中和。“十四五”是确保实现 2030 年前碳达峰、2060 年前碳中和打好基础的关键时期，客观要求天津坚定不移走绿色低碳的高质量发展道路，持续提升非化石能源装机规模，大力推进氢能、储能、智慧能源等新业态创新发展。

电力需求增长与能源绿色低碳转型的矛盾日益凸显。“十四五”期间，天津将深入推进京津冀协同发展等重大国家战略落地实施，主动服务北京非首都功能疏解，加快构建“1+3+4”现代产业体系，基本实现“一基地三区”功能定位。经济持续健康发展、新型基础设施加快建设、电能替代规模不断加大都将带动电力需求以较高速增长。但受大气污染防治、煤炭消费总量制约，本地火电机组建设受限，新增发电装机主要为可再生能源和分布式气电，电力需求将重点依靠外受电解决，电力供需矛盾突出。

电力行业数字化与智能化升级迫切。当前，数字化、智能化技术的广泛应用正在对经济社会产生深刻影响，能源革命与数字革命深度融合是大势所趋。随着 5G、大数据、云计算、区块链

和人工智能等新技术的发展，带动传统基础设施领域和新一代数字技术的融合，为能源电力系统的转型发展提供了良好的契机。电网向能源互联网升级，为挖掘电网设备和各类资源潜力、提升运行效率和服务水平、培育新业态新模式、引领推动行业生态进化，提供了重要机遇和动力。数字化与智能化转型升级将成为电力高质量发展的必由之路。

二、指导思想与原则

（一）指导思想

坚持以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，深入贯彻党的十九大和十九届二中、三中、四中、五中、六中全会精神，践行习近平生态文明思想和“四个革命、一个合作”能源安全新战略，立足新发展阶段，完整、准确、全面贯彻新发展理念，构建新发展格局，发挥电力在能源转型中的突出作用，以推动高质量发展为主线，以保障电力供应安全为重点，以满足经济社会发展和人民群众美好生活的用电需要为根本目的，加速绿色低碳发展，推进电力智慧高效运行，深化电力科技创新和体制改革，构建新能源占比逐渐提高的新型电力系统。

（二）基本原则

结构多元，保障供电安全。进一步优化电源结构，稳定煤电装机规模，稳步建设燃气调峰机组，适度发展分布式气电，大力发展可再生能源，加大“外电入津”，构筑多层次的电力供应体系，保障供电安全。

清洁低碳，推进绿色发展。推动煤电清洁高效利用与清洁能源发电并举，进一步提高可再生能源装机比重，提升可再生能源电力消纳水平。持续推进交通、生活、工业等领域电能替代，提高电能占终端能源消费比重。

节能降耗，提高电力效率。推动现役煤电机组节能改造，提升供电能效。加强系统集成优化，改进调度运行方式，强化需求侧管理，提高电力系统效率。

改革创新，增强发展动力。深入实施创新驱动发展战略，深化电力体制改革，完善能源市场体系，充分发挥市场配置资源的决定性作用。加大科技攻关，加速科技创新成果转化应用，带动产业快速发展。

三、发展目标

供应能力。到 2025 年，电力装机达到 2600 万千瓦左右；外受电能力力争提高至 1000 万千瓦以上；在保障电力系统安全稳定的前提下，力争外受电比重超过三分之一；城乡电气化水平明显提高，电能占终端能源消费比重达到 38%。

电源结构。到 2025 年，煤电装机稳定在 1250 万千瓦以内。非化石能源发电装机超过 800 万千瓦，占总装机的比重达到 30% 左右，可再生能源电力消纳量占全社会用电量的比重达到 22% 左右。

电网发展。完善主网架结构，建成 500 千伏扩大双环网，220 千伏电网形成 7 个合理供电分区。新增 220 千伏及以上变电容量

4944 万千伏安，新增线路 4056 公里。建成坚强可靠、经济高效的一流现代配电网，城市地区、农村地区供电可靠率分别提高至 99.996% 和 99.955%，综合电压合格率分别达到 99.999% 和 99.99%。

效率提升。2025 年，全市煤电机组平均供电煤耗不高于 292 克标准煤/千瓦时。

表 1 电力发展主要目标

类别	指标	2020 年	2025 年	年均增速	属性
电力总量	全社会用电量（亿千瓦时）	874.6	1100	4.7%	预期性
	总装机规模（万千瓦）	1916.8	2600 左右	6.3%左右	预期性
	需求响应负荷占比（%）	——	5	——	预期性
电力结构	煤电（万千瓦）	1229.9	1245.3	0.3%	预期性
	气电（万千瓦）	382.0	516.6	6.2%	预期性
	水电（万千瓦）	0.5	0.5	0	预期性
	风电（万千瓦）	84.5	200	18.8%	预期性
	光伏（万千瓦）	163.6	560	27.9%	预期性
	生物质能发电（万千瓦）	33.4	45	6.2%	预期性
	非化石能源发电装机比重（%）	14.7	30 左右	[15.3]	预期性
绿色供应	非化石能源电力消纳量比重（%）	16.1	22 左右	[5.9]	预期性
	电能占终端能源消费比重（%）	33	38	[5]	预期性
生态环保	煤电机组平均供电煤耗（克标准煤/千瓦时）	295.4	292	[-3.4]	预期性

注：[]为 5 年累计数。

四、规划重点项目

（一）电源项目

“十四五”期间，新增电源装机共计 709.1 万千瓦，改燃关停燃煤自备机组共 35.55 万千瓦。到 2025 年底，总装机容量达到 2600 万千瓦左右，其中包括：煤电 1245.3 万千瓦、气电 516.6 万千瓦、非化石能源发电 805.5 万千瓦等。此外，将继续推动蓟州抽水蓄能电站项目各项前期工作。

1.火电项目

煤电项目。推动实施国华盘山电厂机组延寿及创新升级改造项目和大港电厂减容量替代项目。

气电项目。推动实施军粮城电厂燃气发电项目、华能临港燃气调峰发电项目、北郊燃气电厂项目、军粮城电厂七期项目。

燃气分布式项目。新增燃气分布式项目装机 24.6 万千瓦，分别为天津钢管集团股份有限公司燃气分布式能源项目、临港粮油加工区燃气分布式能源项目、开发区西区燃气分布式能源项目、静海子牙燃气分布式能源项目、武清高村燃气分布式能源项目、天津南站科技商务区燃气分布式能源项目。

2.可再生能源发电项目

新增可再生能源发电装机 523.5 万千瓦，其中包括：风电 115.5 万千瓦，光伏发电 396.4 万千瓦，生物质发电 11.6 万千瓦。到 2025 年底，非化石能源发电装机达到 805.5 万千瓦，其中包括：风电 200 万千瓦，光伏发电 560 万千瓦，生物质发电 45 万

千瓦，水电 0.5 万千瓦。

（二）电网项目

继续深化实施“外电入津”战略，完善特高压网架，建成 500 千伏扩大双环网，优化 220 千伏网架结构及分区方式，强化坚强智能配电网建设。

1.特高压电网

持续构建坚强可靠特高压电网，融入京津冀特高压环网，提高电网外受电能力，实施天津南 1000 千伏特高压变电站扩建工程和天津北特高压输变电工程，新增变电容量 1800 万千伏安、线路长度 470 公里，特高压电网投资约 75 亿元。

2.500 千伏电网

进一步优化电网结构及其与周边电网的联络，结合海港、津南站接入，建成 500 千伏扩大双环网，有效提高电力供应保障能力和安全稳定水平。新建大港、津南、海港 3 座 500 千伏站，扩建滨海、渠阳、芦台 3 座 500 千伏站，重建吴庄、北郊 2 座 500 千伏站，新建正德~北郊第二回 500 千伏等 5 项线路工程，新建海晶“盐光互补”光伏发电项目三座 500 千伏升压站及送出工程，共新增变电容量 1694.7 万千伏安、线路 664 公里，500 千伏电网投资约 71.5 亿元，“十四五”期间投资约 66.2 亿元。到 2025 年，天津电网共有 500 千伏公用变电站 13 座，500 千伏公用变电容量达 3480 万千伏安。

3.220 千伏电网

新建 220 千伏变电站 13 座，重建 220 千伏变电站 10 座，扩建 220 千伏变电站 9 座，新增 220 千伏变电容量 720 万千伏安、线路 1103.84 公里，220 千伏电网投资约 74.9 亿元。到 2025 年，天津 220 千伏公用变电站达到 98 座，总变电容量 4662.6 万千伏安。220 千伏电网形成相对独立的七个供电分区，各分区间保留充足的负荷转移能力，确保电网运行方式灵活，电网抵御严重故障风险的能力显著提升。

4.配电网

加快 110 千伏电网目标网架建设，有序推动 35 千伏变电站升压改造，强化 10 千伏线路联络，提高 10 千伏设备水平。配电网建设改造总投资约 385 亿元，其中 110 千伏投资 172.8 亿元，35 千伏投资 28.5 亿元，10 千伏及以下投资 178.7 亿元。

5.电网安全与服务项目

电网安全与服务基建投资 41.42 亿元。其中，电网数字化项目 8.27 亿元，包括基础设施、企业中台、业务应用、安全防护、运营支撑等方面；电力市场营销项目 33.15 亿元，包括计量采集、客户服务、公共能效服务和智能用电等方面。

6.电网生产辅助设施项目

电网生产辅助设施建设投资 30.32 亿元。其中，电网小型基建项目投资 14.20 亿元；办公及辅助设备等设备设施投资 16.12 亿元。

7.电网技术改造项目

电网技术改造项目投资 56.31 亿元。其中，输变电设备改造项目投资 35.31 亿元，包括输电设备、变电设备、配电设备、调控运行及其他方面改造；电网安全与服务改造项目投资 18.65 亿元，包括电网数字化改造和电力市场营销改造；电网生产辅助设施改造项目投资 2.35 亿元，用于生产辅助用房及设备设施消除安全隐患、恢复使用功能。

五、重点任务

（一）构建电力安全保障体系

提升电力供应水平。优化本地电源结构，稳定煤电装机规模，着力扩大天然气、可再生能源等清洁能源装机。到 2025 年，煤电装机容量稳定在 1250 万千瓦以内，清洁能源装机超过 1300 万千瓦。着力扩大外电供应，提升现有蒙西至天津南、锡盟经天津南至山东两条特高压通道输送能力；打通更多“外电入津”通道，加快新增大同-怀来-天津北-天津南特高压通道建设，力争到 2025 年外受电能力达到 1000 万千瓦。结合跨省跨区输电通道能力，继续实施电力援疆，深化与山西、内蒙古、甘肃等省份电力合作，在保障电网安全条件下，扩大外电规模，提高外受电比重。

建设坚强输电网络。加快天津南特高压变电站扩建工程、天津北特高压输变电工程建设，形成“三通道两落点”特高压受电格局。推动滨海、渠阳、芦台变电站扩建，大港、津南、海港变电站新建等项目建设，建成 500 千伏扩大双环网结构，优化与唐山

电网、北京电网及河北南网的联络，缓解东部通道重载矛盾。推动津霸路、南港东等 220 千伏输变电工程，构建合理 220 千伏电网分区。

建设坚强局部电网。在全国范围内率先建成坚强局部电网，形成“坚强统一电网联络支撑、本地保障电源分区平衡、应急自备电源承担兜底、应急移动电源作为补充”的四级保障体系，提升在极端状态下的电力供应保障能力。实施保障电源建设重点工程，推动军粮城电厂、城南燃气电厂和杨柳青电厂具备孤岛运行能力。

防范化解电力安全保供风险。强化电力安全风险管控，进一步规范风险辨识、评估、预警、管控等环节，加强极端情形下电力安全保障分析测算和风险管控，组织开展隐患排查，推进应急体系建设，持续完善安全生产突发事件响应机制。强化电力系统网络安全，加强电力行业关键信息基础设施安全保护，深化网络漏洞安全管理，推进攻防关键技术研究，增强态势感知、预警及协同处理能力。

专栏一 电力安全保障项目
坚强局部电网项目。保障电源建设项目，针对本地保障电源不具备孤岛运行能力问题，实施保障电源建设重点工程，推动军粮城电厂、城南燃气电厂、杨柳青电厂具备孤岛运行能力。自备应急电源建设工程，针对部分目标重要用户未配置应急自备电源或配置容量不达标问题，实施用户侧自备应急电源建设项目 12 项。目标重要用户电源线优化工程，实施天津广播电视电影集团技术中心 10 千伏电源线优化工程和中国电信集团公司

天津市电信分公司 10 千伏电源线优化工程，满足纳入坚强局部电网保障的重要电力用户应至少具备两路独立电源供电，其中一路电源为“生命线”通道的要求。

电力应急体系建设。智慧应急预案平台应用，利用信息化手段提升应急预案管理效率，2021 年开展平台试运行，2023-2025 年推广应用并持续完善平台功能。应急协同机制建设，根据抗震救灾、抗冰抢险等工作需要，完善应急联动机制。2021 年续签京津冀应急救援基干队伍联动协议，2023-2025 年常态化开展互训互练和联合应急演练。应急响应效率提升，2024 年底前，完成 3 个应急抢修中心的应急指挥中心功能提升改造。

（二）加速电力绿色低碳转型

推动新能源和可再生能源规模化发展。盘活低效闲置土地资源，大力开发太阳能；有效利用风资源，积极开发风电；因地制宜开发生物质能，有序推进垃圾焚烧发电项目。到 2025 年，全市可再生能源装机超过 800 万千瓦，占总装机比重达到 30%左右。保障本地可再生能源消纳，严格落实国家可再生能源电力全额保障性收购政策，实行可再生能源发电优先上网；完善可再生能源电力消纳保障机制，到 2025 年，可再生能源电力消纳量占全社会用电量的比重达到 22%左右，完成国家要求的责任权重。

促进传统能源清洁发展。推动煤电绿色低碳转型，有序推进大沽化工、国华能源、中石化天津公司和渤化永利等燃煤自备机组改燃或关停；优化本地电力电量平衡，严格管控电厂耗煤，在保障能源安全的前提下，合理减少公用燃煤机组发电小时数。鼓励和支持企业开展碳捕捉等碳减排关键技术研发和创新，推动成果示范应用。适度发展分布式气电，鼓励大型建筑、工业园区、

交通枢纽等冷（热）负荷集中区域，建设冷热电多联供分布式能源系统，加快开展各类试点和示范。

提升电力系统调节能力。推进现役煤电机组实施节能升级和灵活性改造，力争在非供热期实现最小发电出力达到 35%额定负荷的调峰能力，推动煤电机组逐步由主体电源向支撑性、调节性电源转型，结合需求合理布局建设燃气调峰电站，推进蓟州抽水蓄能电站前期工作。深化需求侧管理，加强虚拟电厂建设，推进电力需求响应试点，引导和激励电力用户挖掘调峰填谷资源，构建可调节负荷资源库，形成占年度最大用电负荷 5%左右的需求响应能力，根据供需形势及时启动需求响应。优化灵活性负荷控制，探索电动汽车有序充放电管理，提高电力系统削峰填谷和平衡调节能力。健全峰谷电价、可中断电价等价格制度，完善合同能源管理等市场化机制，鼓励终端用户主动采用需求侧管理新技术参与调峰、错峰。

专栏二 绿色低碳转型项目
<p>有序关停燃煤自备机组。关停大沽化工、国华能源、中石化天津公司和渤化永利等燃煤自备机组。</p> <p>燃气分布式项目。加快建设临港粮油加工区、开发区西区等燃气分布式能源项目。</p> <p>非化石能源项目。推进滨海新区大苏庄、小王庄，宁河区东棘坨等一批可再生能源项目建设，推动海上风电项目前期工作，建设滨海新区“盐光互补”百万千瓦级基地。</p> <p>应急调峰电源。按照国家部署要求，积极推动大港电厂现役机组退而不拆作为应急备用电源；建设华能临港燃机第二套机组；推动北郊热电厂</p>

项目，争取“十四五”期间开工；继续推进蓟州抽水蓄能项目前期工作。

（三）提升电力服务民生水平

推动终端用能电气化。因地制宜推进钢铁、冶金、化工等高耗能企业工业燃煤锅炉、窑炉电代煤，引导企业加快设备改造、提升能效。完善电动汽车充电设施，推广电动汽车智能有序充电，倡导电气化公共交通出行；推进码头岸电设施、船舶受电设施建设改造，新建码头（油气化工码头除外）同步配套建设岸电；推动非道路移动机械、天津港港作机械电气化替代。鼓励引导靠港船舶使用岸电，提高船舶岸电使用率；继续推动机场运行车辆设备实施“油改电”，完善充电设施，着力提升 APU 替代设施使用率，充分发挥基础设施效能。因地制宜发展电采暖，充分利用电网低谷电容量，在园区、公建推广电蓄热供暖技术；结合智慧城市建设和 5G 技术应用，推广普及智能家居技术，提高家庭电气化水平。到 2025 年，电能占终端用能比重力争达到 38%。

加快新型基础设施建设。结合国家新基建要求及新能源汽车推广应用，统筹全市既有建筑、居民小区、停车厂和公路沿线等空间资源，积极推进充换电基础设施建设，提升充电网络技术创新水平和服务体验，形成“适度超前、快充为主、慢充为辅”的公共充换电网络。推广智能有序、慢充为主的居民区充电服务模式，继续加快老旧小区公共充电桩建设。开展车网互动（V2G）应用，促进新能源汽车与电网能量高效互动。推动“电动汽车、充电桩、电网”数据的互联互通，应用“车、桩”数据优化全市

充电网络布局，构建以充电服务为纽带的新能源汽车生态圈。积极服务北京非首都功能疏解，持续优化周边地区网架结构，提高负荷互带能力，满足重大基础设施项目高可靠性供电需要。推动新型基础设施建设项目配套电网工程建设，持续做好供电保障。

推进城乡用电精细化管理。全面推广智能电能表应用，针对功能老旧智能电能表进行更换改造，提升运行智能电能表可靠性。加速开展低压通信信道改造提升，实现低压数据采集交互能力提升，优化客户购电体验。推动园区 10 千伏用户和重点扶持企业供电到用户“红线”，切实降低企业办电成本。精简优化办电流程，深化“三零”“三省”服务，全面提升“获得电力”服务水平，持续优化用电营商环境。

（四）推进电力智慧高效运行

加强配电网智能化改造。优化配电网网架结构，进一步提高 110 千伏电网链式结构比例；有序推动中心城区 35 千伏变电站升压改造；提高 10 千伏电网标准化结构比例；持续加强各级变电站间中低压负荷转移通道和站间联络通道建设，强化站间负荷转移和支援能力，确保各级电网安全稳定运行。加快清洁能源接入配套送出工程建设进度，推动送出工程与发电项目同步建设、同步投运，满足清洁能源接网需求。结合城市配电网建设升级和变电站智能化改造，推广微网、智能电网等新技术，建设适合新能源接入的智能电网，提高配电网对清洁能源接纳能力。

建设综合智慧能源。推动“大云物移智链”、5G 等信息通信

技术与电网深度融合，推进电网智慧化示范项目在天津落地。深化人工智能技术在电网领域应用，加快人工智能在变电站巡检、智能营业厅、智慧工地等电力生产经营场所应用。利用电网基础设施建设“多站融合”智慧能源站，探索智慧杆塔、智慧路灯等典型应用。扩大中新天津生态城（惠风溪）生态宜居型智慧能源小镇和北辰（大张庄）产城集约型智慧能源小镇建设成果，加快滨海能源互联网综合示范区建设，发展多能互补的分布式综合能源系统。

加快推动新型储能建设。结合系统实际需求，逐步加大“可再生能源+储能”模式推广力度，通过储能协同优化运行保障新能源高效消纳利用，为电力系统提供容量支撑及一定调峰能力，力争新型储能装机规模达到 50 万千瓦。加大储能关键技术和装备研发，降低储能成本，为可再生能源灵活消纳创造有利条件。开展储能项目示范，推动储能技术宽范围、多场景应用，支持建设集中式共享储能，鼓励储能设施参与调峰调频等辅助服务。增强安全管理能力，落实储能产业链各环节安全主体责任，进一步规范储能电站并网运行，有效提升安全运行水平。研究氢能在可再生能源消纳、电网调峰等领域的应用，探索氢能与电力系统融合发展。

专栏三 综合智慧能源项目

完善中新天津生态城（惠风溪）智慧能源小镇。在中新生态城智能电网建设基础上，通过主动运维、智慧运检进一步提升能源供应网络基础设施；部署新型智能电能表、家庭能源路由器等装置，为居民提供智慧生活

服务；通过电动车无线充电、高效充电技术应用，服务小镇低碳出行；建设多业态绿色能源公建和能源数据服务平台，打造“生态宜居”型惠风溪智慧能源小镇。

完善北辰产城融合示范区（大张庄）智慧能源小镇。以智慧工厂、智慧建筑、直流楼宇、分布式能源站（相变蓄热）构建智慧小镇基本单元；建设交直流互联配电网、分布式能源站群和分布式储能，实现冷热电汽多种能源互联；部署综合能源采集终端，构建智慧园区能源物联网，实现多能信息融合；建设小镇能源管理平台，实现能源综合管控，打造“产城集约”型智慧能源小镇。

建设滨海能源互联网综合示范区。以终端用户需求为导向，优化能源供给，从单一品类向综合能源发展，满足终端用户多元能源消费需求，依托公共配电网、热力网、燃气配网等设施，集成空气能、地热能、太阳能、风能等多种清洁能源，构建多能互补、多需联供、灵活可靠、供需一体的“能源局域网”。聚集生活宜居智慧能源服务、智慧港口绿色能源供应、园区可靠能源保障、多产业高效能源利用四大方面，开展能源互联网基础能力提升，打造能源发展典型业态。

（五）加快电力体制机制改革

深化电力体制改革。推动完善电力市场建设，促进电网公平开放。扩大电力交易，推动售电侧改革，培育多元市场主体；推进分布式发电市场化交易，探索分布式电站向区域用户直接售电模式；探索开展电力现货交易，扩大电力峰谷分时交易价差，鼓励更多辅助服务参与电力交易。探索推动本地机组发电权域外替代。推动增量配电业务改革，鼓励创新服务、试点核算，保障有序安全运行。积极推动可再生能源参与电力交易，逐步扩大交易规模。

推进输配电价改革。科学核定电网企业准许收入和分电压等级输配电价，有序放开上网电价和工商业销售电价；建立抽水蓄能机组、燃气电站等优质调峰机组的价格补偿机制，探索实行用户可中断电价，鼓励用户参与需求侧响应，完善由用户和发电企业参与的辅助服务补偿机制。

六、保障措施

加强规划组织实施。有序推动规划实施，强化电力规划对电力建设的指导作用，规范开展重点电力项目建设。各电力企业要充分发挥市场主体作用，积极有序推进规划项目前期论证，合理安排各年度电力建设计划，保障规划顺利实施。科学把握规划执行进度，做好中期和终期评估，适时提出调整建议。

健全市场体制机制。建立灵活反映市场供需的电、热、气价格机制。强化供热成本监审，理顺燃气热电联产电、热成本分摊机制。适应新型电力系统建设，建立电力应急调峰补偿机制。探索碳排放交易试点建设，有效发挥市场机制在控制温室气体排放、实现“碳达峰、碳中和”目标中的作用。

强化电力行业监管。全面贯彻执行国家电力政策法规和电力行业规章、标准，建立健全信息监控、应急管理制度，重点强化规划监管、项目备案监管、行政许可监管。加强形势研判，增强对不确定因素的可预见性。加强电力预测分析和预警，规范电力信息报告和发布制度，及早发现风险隐患，保障能源安全。

深化电力交流合作。进一步加强与内蒙、山西、陕西等省的战略合作，通过签订省间电力交易协议，扩大省间跨区域电力交易规模。鼓励能源生产和装备制造企业参与域外能源项目的开发建设，建成后向天津送电。继续加强与中央企业的战略合作，利用大型国有企业技术、资金优势，推动特高压电网、新能源、综合能源等电力项目建设，带动相关产业快速发展。