

山东省能源中长期发展规划

山东省发展和改革委员会

2016年12月

前 言

能源是现代化的基础和动力。省委、省政府历来高度重视能源建设，特别是进入新世纪以来，我省能源产业取得巨大成就，已成为全国重要的能源生产和消费大省，初步构建了煤炭、电力、石油、天然气以及新能源和可再生能源全面发展的能源供应体系，为持续推进经济文化强省建设提供了强力支撑。

当前及今后一个时期，是我省纵深推进新型工业化、信息化、城镇化、农业现代化和绿色化协同发展的关键时期，是积极适应和引领新常态，迈上中高端水平，实现由大到强战略性转变的关键时期，是全面建成小康社会，开启现代化新征程的关键时期。坚持创新、协调、绿色、开放、共享发展理念，结合能源消费、供给、技术和体制革命等新形势、新要求，省政府作出编制实施《山东省能源中长期发展规划》的重大战略部署，力求推进能源转型升级，加快构建清洁低碳、安全高效的现代能源体系，为努力在全面建成小康社会进程中走在前列、开创经济文化强省建设新局面提供坚强的能源保障。

本规划统筹能源消费和供应，涵盖煤炭、石油、天然气、电力、新能源和可再生能源，以及能源输配网络和能源装备产业，在与国家能源中长期发展规划纲要、全省“十三五”

规划纲要、“两区一圈一带”区域规划和新型城镇化规划等有机衔接的基础上，综合考虑经济发展、城镇布局、资源禀赋等因素，提出了构建现代能源体系和倡导节约型生产消费模式的发展任务和工作重点。

本规划是经济发展进入新常态下我省第一部能源中长期发展规划，是指导和引领能源科学发展的重要依据。规划基准年为 2015 年，规划期限 2016 年—2030 年，近期到 2020 年，远期到 2030 年。今后，将根据能源发展变化情况，适时进行调整和修编。

规划编制主要依据

- 国家《能源发展战略行动计划（2014-2020 年）》
- 国家《能源中长期发展规划纲要（2004-2020 年）》
- 《山东省国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》
- 《山东半岛蓝色经济区发展规划》
- 《黄河三角洲高效生态经济区发展规划》
- 《省会城市群经济圈发展规划》
- 《西部经济隆起带发展规划》
- 《山东省新型城镇化规划（2014—2020 年）》

目 录

第一章 顺应时代变化，认清能源发展机遇挑战	1
第一节 基本现状	1
第二节 主要特点	3
第三节 面临形势	7
第四节 需求预测	9
第二章 围绕走在前列，明确能源发展目标方向	11
第一节 指导思想	11
第二节 基本原则	11
第三节 发展取向	12
第四节 发展目标	13
第三章 瞄准主攻方向，努力构建现代能源体系	17
第一节 夯实能源供应基础	17
第二节 调整能源消费结构	19
第三节 优化能源开发布局	21
第四节 强化能源储输网络	25
第五节 统筹城乡能源建设	29
第六节 提升技术装备水平	31
第七节 推进重点领域改革	33
第四章 贯彻节约优先，倡导节能生产消费模式	36
第一节 优化调整产业结构	36

第二节	推动重点领域节能	37
第三节	大力发展节能产业	41
第四节	完善节能工作机制	42
第五章	突出发展重点，着力实施十大行动计划	44
第一节	煤炭转型发展行动计划	44
第二节	油气安全保供行动计划	46
第三节	非化石能源倍增行动计划	47
第四节	煤电提升改造行动计划	49
第五节	电网晋档升级行动计划	50
第六节	能源清洁利用行动计划	52
第七节	能源节约低碳行动计划	53
第八节	装备集群发展行动计划	55
第九节	能源互联网行动计划	57
第十节	能源扶贫攻坚行动计划	59
第六章	坚持多措并举，确保目标任务顺利实现	61
第一节	建立规划实施机制	61
第二节	健全政策法规体系	61
第三节	统筹政府市场作用	62
第四节	鼓励能源创新发展	62
第五节	加大能源监管力度	63
第六节	强化能源保障安全	63
第七节	积极推进开放合作	64

第一章 顺应时代变化，认清能源发展机遇挑战

改革开放以来，在省委、省政府的坚强领导下，我省能源产业发展取得了巨大成就，成为全国重要的生产和消费大省，有效保障了国民经济持续健康发展和人民生活水平日益提高。新形势、新常态下，能源发展面临诸多机遇和挑战。为推动我省实现由大到强战略性转变，努力在全面建成小康社会进程中走在前列，必须加快推进能源生产消费变革。

第一节 基本现状

“十二五”以来，全省能源产业加快发展，供应能力平稳增长，能源结构不断优化，节能减排成效显著，储输配能力和装备水平稳步提高。2015年，全省能源消费总量约3.79亿吨标准煤，比2010年增长25.5%；一次能源生产量约1.49亿吨标准煤，煤炭、油品、天然气、电力等能源品种供应形势稳定，基本实现平衡。

——煤炭。我省是全国重要产煤省份之一，境内含煤地层面积1.65万平方公里，鲁西基地是全国14个亿吨级大型煤炭基地之一，累计探明资源储量328亿吨，占全国的2%。全省生产在建煤矿保有可采储量42.5亿吨。煤炭生产能力1.75亿吨；原煤产量1.42亿吨，占全国的3.8%，位居全国第六位；煤炭消费量4.09亿吨，约占全国的10%。

——石油。累计探明原油地质储量 54 亿吨，居全国第二位，技术可采储量 14 亿吨，经济可采储量 13 亿吨。原油产量 2608 万吨；加工量约 8507 万吨，居全国第一位。累计建成原油管道 2513 公里、成品油管道 2013 公里，形成了以胜利油田为勘探开发主体、省内自产和进口原油相结合的石油供给体系。

——天然气。累计探明地质储量 2912 亿立方米，技术可采储量 845 亿立方米，经济可采储量 694 亿立方米。天然气产量 4.6 亿立方米；消费量 80.3 亿立方米，比 2010 年增长 38.5%；天然气消费量占全国的 4.4%，居全国第六。累计建成天然气主干管道 6250 公里，初步形成了“三横六纵”主干输气网络，省外调入和进口气为主的供给格局。

——电力。装机容量达到 9715.7 万千瓦，其中煤电装机 8289.9 万千瓦；人均装机 0.98 千瓦，较 2010 年提高 0.4 千瓦。用电量 5117 亿千瓦时，发电量 4619.4 亿千瓦时；接纳省外电量 497.6 亿千瓦时，占全省用电量的 9.7%。累计建成 500 千伏变电站 37 座，变电容量 6325 万千伏安，线路 7038 公里，形成以 500 千伏为省域电网主网架、220 千伏为市域电网主网架，发、输、配电网协调发展的大型电网。

——新能源和可再生能源。发电装机容量达到 1115.1 万千瓦，占电力总装机的 11.5%。其中，风电、光伏、生物质发电、水电装机容量分别达到 721.5、132.7、153.2 和 107.7

万千瓦。太阳能、沼气、地热能、生物质固体成型燃料和液体燃料等非电可再生能源利用替代 2018 万吨标准煤。新能源和可再生能源步入全面、快速、规模化发展阶段。

第二节 主要特点

综合分析全省能源发展现状，主要呈现以下特点：

——能源供给安全稳定，但生态环境约束凸显。我省能源资源品种相对齐全，省内原煤、原油、天然气年产量长期稳定在 1.5 亿吨、2700 万吨和 5 亿立方米左右。同时，依托较完善的煤炭、油气、电力供应体系，有效保障了经济社会发展的能源需求，基本未出现过大的供应短缺问题。但是，经过几十年的快速发展，能源开发利用过程中积累了大量的生态环境问题。高强度、粗放式的煤炭开发，导致资源日趋枯竭，引发土地占压、沉陷以及地下水资源破坏。目前采煤塌陷地已达 6.7 万公顷，且还在以 5000 公顷/年的速度增加。大规模、低效率的煤炭消费，是导致主要污染物和温室气体排放量居高不下的主要原因。2015 年，全省煤炭散烧量 3000 万吨左右，二氧化硫、氮氧化物、二氧化碳等大气主要污染物排放总量均居全国第一，促使雾霾天气频发，全省 17 个设区市均未达到国家空气质量二级标准。传统的能源生产和消费模式已难以为继，必须加快推动能源绿色低碳发展。

——能源结构逐步优化，但煤炭消费占比过重。2015 年，

我省非化石能源发电装机、天然气利用规模分别是“十一五”末的4倍和2倍，清洁能源消费占比提高约2.2个百分点，能源清洁低碳发展取得积极成效。但是，以煤为主的结构性矛盾依然比较突出。2013年以来，全国煤炭消费呈现逐步下降趋势，年均减少2.9%，而我省同期煤炭消费继续小幅微涨。2015年煤炭消费总量达到4.09亿吨，约占全国的10%，位居全国首位；煤炭在能源消费总量中的比重达到80%左右，高于全国15个百分点。原煤入洗率60%左右，低于全国平均6个百分点；发电用煤仅占煤炭消费的一半左右。清洁能源消费占比总体偏低，天然气消费占比不到全国平均水平的一半，可再生能源占比仅为全国的四分之一。加快供给侧结构性改革，推进能源结构优化任务依然艰巨。

——能效水平不断提升，但消耗强度仍然较高。“十二五”期间，我省用年均4.6%的能源消费增速支撑了9.4%的经济增长，单位生产总值能耗累计下降19.8%，下降幅度超出国家1.6个百分点。钢铁、电解铝、建材等重点用能行业单位增加值能耗优于全国平均水平，能源利用效率和管理水平进一步提高。但能源消耗强度依然较高，单位生产总值能耗高于东部地区平均水平；地区生产总值列广东、江苏之后，居全国第三位，而能源消费总量却居全国首位。由于我省工业中高耗能产业比重高、体量大，使工业用能占比明显偏高，工业用能比重高达77%，而对经济增长贡献率不足60%。实

施高端高质高效发展战略，构建节能型产业体系，进一步提高能源利用效率是我省面临的重要现实课题。

——用能条件持续改善，但城乡差距依然较大。积极推进能源惠民利民工程建设，着力提高能源普遍服务水平，配电网供电可靠率达到 99.95%，96%的县（市、区）实现了长输管道天然气供给，人均生活用能、生活用电量分别达到 339 千克标准煤和 513 千瓦时，是“十一五”末的 1.1 倍和 1.3 倍，城乡居民用能条件持续改善。但城乡间生活用能条件和水平差距依然较大，农村居民人均生活用能水平远低于城镇，人均生活用能 274 千克标准煤，仅为城镇的 75%；户均停电小时数为 7.2 小时，接近城镇两倍；户均配变容量 1.2 千伏安，仅为城镇的一半；农村清洁能源消费水平低于城镇，炊事、取暖散煤直燃较为普遍，管道天然气、集中供暖基本空白。城乡供能服务均等化水平亟待提高。

——能源产业体系完备，但核心竞争能力不强。经过不断发展壮大，我省形成了资源勘探、开发利用、技术研发、装备制造等相对完备的能源产业体系，培育了山东能源、兖矿集团、中集来福士等一批骨干企业，能源产业已成为重要的支柱产业。但能源科技创新投入不足，研发力量较为分散，领军人才稀缺，自主创新基础薄弱，能源企业研发投入占主营业务收入的比重不足 2%，低于全省平均水平，创新驱动的引擎作用得不到充分发挥。能源装备制造与先进水平相比仍

有较大差距，缺乏制造关键、核心能源装备的龙头企业，缺少具有国际国内影响力、竞争力的知名品牌；产业、产品配套协作不强，以基地和集聚区建设为载体的发展格局尚未形成。能源产业总体上全而不优、大而不强。

专栏1 “十二五”能源发展基础

		单位	2010年	2015年	年均增长(%)
能源消费总量		亿吨标准煤	3.02	3.79	4.6
人均生活用能		千克标准煤	297	339	2.7
一次能源生产量		亿吨标准煤	1.59	1.49	-1.3
煤炭	消费量	亿吨	3.42	4.09	3.6
	产量	亿吨	1.57	1.42	-2.0
	产能	亿吨/年	1.72	1.75	0.3
石油	原油加工量	万吨	5463	8507	9.3
	油品消费	万吨	3259	4042	4.4
	原油产量	万吨	2786	2608	-1.3
	油品管道	公里	3183	4526	7.3
天然气	消费量	亿立方米	58	80.3	6.7
	人均生活用气	立方米	17.8	19.5	1.8
	产量	亿立方米	9.7	4.6	-14.0
	长输天然气管道	公里	3495	6250	12.3
非化石能源	合计	万吨标准煤	1187	2664	17.5
	其中：电力	万吨标准煤	138	646	36.2
	其他	万吨标准煤	1049	2018	14
电力	用电量	亿千瓦时	3298.5	5117	9.2
	发电量	亿千瓦时	3090.9	4619.4	8.4
	省外来电	亿千瓦时	208	497.6	19.1
	人均生活用电	千瓦时	386	513	5.9
	电力装机	万千瓦	6248	9715.7	9.2

其中：煤电	万千瓦	5855	8289.9	7.2
新能源和可再生能源	万千瓦	278	1115.1	32
余能	万千瓦	115	310.7	22
110千伏及以上输电线路	公里	36973	60677	10.4
110千伏及以上变电容量	万千伏安	17576	30289	11.5

第三节 面临形势

当前及今后一段时期，是我国协调推进“四个全面”战略布局、全面建成小康社会的决胜阶段，也是我省加快推动能源生产和消费革命、构建现代能源体系的关键时期，能源发展面临一系列新机遇和新挑战。

从国际看，能源发展迈入全面变革新时期，美国推动的油气革命打破了中东地区油气供应一己独大的传统格局，世界能源治理秩序面临重构，地缘博弈日趋复杂；主要发达国家进入经济社会发展与能源消费增长逐步脱钩阶段，世界能源消费重心加速向中国、印度等发展中国家转移。新一轮以新能源和信息技术为代表的能源技术革命正在全球范围内孕育发展，能源科技创新加速推进，以智能化为特征的能源生产消费新模式不断快速涌现，能源科技创新和能源科技变革将推动新一轮工业革命和全球经济持续增长。同时，在全球共同应对气候变化的大背景下，各国纷纷更新和制定能源战略，能源发展加速向清洁化、低碳化的新能源时代转变，非化石能源正在成为全球能源供应重要的增长极。

从国内看，我国经济发展进入新常态，能源发展环境和

形势也随之发生深刻变化，能源消费增速进入换挡期，市场供需总体趋于宽松，能源结构调整进入“油气替代煤炭、非化石能源替代化石能源”的双重更替期，拉动能源消费增长的主要动力也从高耗能产业逐步向新兴产业、服务业和生活用能转变。但能源消费总量大、能源利用效率低、市场化改革进展慢等问题依然突出。在全面深化改革和加强生态文明建设新形势下，能源领域改革发展任务更加艰巨。面对新形势新变化，党中央国务院审时度势，习近平总书记明确提出“四个革命、一个合作”的能源战略思想；党的十八届五中全会指出要“推动低碳循环发展，建设清洁低碳、安全高效的现代能源体系”，为我省能源建设提供了基本遵循，指明了发展方向。

从省内看，山东作为全国重要的经济文化大省，能源发展一直走在全国前列，为推动经济社会持续平稳发展和人民生活水平日益提高做出了重要贡献。但能源消费总量和煤炭消费总量“双第一”、能源消费过渡依赖煤炭、资源环境约束加剧、产业结构对能源价格承受力较低等问题也是困扰山东转型发展的重大课题。当前及未来一个时期，是我省经济文化强省建设的关键时期，全省加快推进新型工业化、城镇化、信息化、农业现代化，经济社会保持健康发展，能源需求稳定增加，为能源可持续发展提供了新的机遇；深度融合“一带一路”和加快推进“两区一圈一带”战略实施为优化

能源开发布局、促进能源开放协调发展拓展了广阔空间；坚持生态立省、绿色惠民，走人民富裕、齐鲁富强、山东美丽的文明发展道路更为能源加快转型发展提出了更高的要求。

第四节 需求预测

综合考虑全省经济发展、区域战略、产业结构、新型城镇化、人口增长等诸多因素，按照“十三五”、“十四五”、“十五五”期间地区生产总值 7.5%、7%和 6.5%的年均潜在增长率水平，采用弹性系数法、时间序列法、回归模型法和行业预测法等多种方法预测，到 2020 年、2030 年，全省能源需求总量将分别达到 4.2 亿吨、4.85 亿吨标准煤左右，“十三五”年均增长 2%，后十年年均增长 1.4%。分能源品种看：

煤炭消费持续下降。在大气污染防治、压减煤炭消费以及过剩行业“去产能”等新形势下，未来全省煤炭消费总量和比重将稳步下降。钢铁、建材、传统煤化工等产品用煤呈下降态势，电煤年消耗稳定在 2 亿吨左右；散煤消耗及煤炭在终端能源消费中比重将呈现快速下降趋势。预计到 2020 年，煤炭消费量较 2012 年下降 2000 万吨以上；到 2030 年，再下降 5000 万吨左右^注。

油品消费基本稳定。“十三五”期间全省油品消费将呈中低速增长，汽油、柴油、煤油需求增速分化，柴油消费将

注：本规划以《2015 年山东统计年鉴》数据为基础进行预测。若统计基础数据发生变化，则 2020、2030 年煤炭消费量及各类能源消费占比将相应调整。

达到峰值，乘用车和民航业发展继续推动汽油、煤油增长；随着新能源汽车的推广应用，预计远期油品消费增幅进一步趋缓，新增消费量主要由天然气、非化石能源和清洁电能替代。预计 2020 年和 2030 年油品需求量将分别达到 4200 万吨和 4500 万吨左右。

天然气需求快速增长。随着环境监管力度加大，新常态下能源结构双重替代的特征更加明显，天然气需求将保持快速增长，分布式用能及发电、工业燃料、交通用气需求增长有较大潜力，到“十五五”末将分别达到 120 亿、180 亿和 70 亿立方米。预计 2020 年和 2030 年，全省天然气需求量将分别达到 250 亿和 470 亿立方米左右。

用电需求稳步增长。随着能源消费革命和用能结构优化，电力需求继续保持稳定增长，电能在终端能源消费中比重呈现上升趋势。从结构看，第二产业用电仍长期居于主导地位，但用电单耗和消费比重呈逐步下降趋势，第三产业、居民生活用电快速增长。预计 2020 年和 2030 年，全省用电量需求分别达到 7200 亿和 10400 亿千瓦时。

第二章 围绕走在前列，明确能源发展目标方向

第一节 指导思想

深入贯彻党的十八大和十八届三中、四中、五中、六中全会精神，认真落实习近平总书记系列重要讲话和视察山东重要讲话、重要批示要求，牢固树立创新、协调、绿色、开放、共享发展理念，遵循能源发展“四个革命、一个合作”战略思想，坚持“节约、清洁、安全”发展方针，顺应能源发展大势，主动适应、把握和引领新常态，以转变能源发展方式和提高能源发展质量为中心，以调结构、补短板、提质增效为主线，积极推动能源生产利用方式变革，优化能源供给结构，提高能源利用效率，提升能源普遍服务水平，着力构建清洁低碳、安全高效的现代能源体系，为努力在全面建成小康社会进程中走在前列，开创经济文化强省建设新局面提供坚强的能源保障。

第二节 基本原则

——节约优先。把节约优先贯穿经济社会及能源发展的全过程，大力推进重点领域和关键环节节能，集约高效开发和利用能源，合理控制消费总量，以较少的能源消耗支撑经济社会持续健康发展。

——创新驱动。树立科技决定能源未来、科技创造未来能源的理念，健全完善政产学研用紧密结合的能源科技创新

体系，建设能源科技强省；深化能源体制改革，推动能源发展方式和商业模式创新，充分发挥市场在能源资源配置中的决定性作用。

——绿色低碳。坚持绿色发展，提高非化石能源比重与推动化石能源高效清洁利用并举，优化能源结构和促进产业转型升级并重，加快构建以绿色低碳为特征的能源生产消费方式和现代产业体系。

——多元互补。统筹煤炭、油气、电力、新能源和可再生能源发展，稳定省内能源供应能力，大力实施“外电入鲁”、“西气东输”、“走出去”等能源合作战略，完善能源替代和储备应急体系，构筑“内节外引”的保障格局。

——共享发展。统筹推动城乡能源设施建设，提高城乡能源一体化发展水平；统筹推进生产生活用能发展，强化需求侧管理，完善能源供应网络和服务体系，大力提高能源普惠服务能力。

第三节 发展取向

推进能源生产由粗放低效向集约高效转变。统筹能源资源开发与环境保护关系，改变原有敞口式、粗放型能源生产方式，基于资源和生态约束条件，科学确定能源资源生产规模和开布局，推动能源绿色清洁生产，推进能源梯级利用和能源资源循环利用。

推进能源消费由高碳为主向低碳为主转变。加速产业转型升级，有效控制高耗能产业，逐步降低煤炭在能源结构中的比重，大幅提高非化石能源和清洁能源比重，使清洁能源基本满足未来新增能源需求，提升能源消费低碳化水平。

推进能源供需由单纯保供向供需互动转变。改变传统以需定供模式，推动供给侧结构性改革，建立健全供需互动用能系统，转变能源消费模式，促进能源节约，抑制不合理能源需求。加强能源需求侧管理，研发推广双向调度技术，鼓励用户参与需求响应，推动能源智能融合发展。

推进能源供应由集中为主向集中与分散并举转变。坚持能源大规模集中开发利用与小型智能化开发利用相结合，不断提升分布式能源比重。加快先进储能、微电网、调峰设施发展，推动分布式能源、电动汽车、储能系统与电网协调发展，构建多能互补的综合系统。

第四节 发展目标

——到 2020 年，能源消费总量和强度“双控”机制基本建立，高碳化石能源消费得到有效控制，可再生能源消费比重和能源利用效率大幅提升，能源供应保障能力进一步增强，初步形成适应能源革命要求、与生态文明建设相协调、有力保障“走在前列”的现代综合能源体系。

——到 2030 年，天然气和非化石能源满足所有新增能

源需求，化石能源全部实现清洁高效利用，能源生产和消费方式与生态文明建设深度融合，能源环境与生态问题得到根本扭转，能源科技、能源装备和能源互联网建设全国领先，构建起清洁低碳、安全高效的现代能源体系，为基本实现现代化提供坚强的能源保障。

1、总量目标

——到 2020 年，全省能源消费总量控制在 4.2 亿吨标准煤左右，一次能源生产总量 1.2 亿吨标准煤。

——到 2030 年，全省能源消费总量控制在 4.85 亿吨标准煤左右，一次能源生产总量 1.4 亿吨标准煤。

2、结构目标

——到 2020 年，煤炭占能源消费比重下降到 70%左右，天然气提高到 7%至 9%，新能源和可再生能源提高到 7%，油品消费稳定在 15%左右。省外来电占全社会用电量的比重达到 20%。煤电占省内电力装机比重下降到 75%左右。

——到 2030 年，煤炭占能源消费比重下降到 55%左右，天然气提高到 12%至 14%，新能源和可再生能源提高到 18%左右，油品消费下降到 14%。省外来电占全社会用电量的比重提高到 24%。煤电占省内电力装机比重下降到 50%左右。

3、效率目标

——到 2020 年，单位地区生产总值能耗比 2015 年下降不低于 17%。30 万千瓦及以上机组占煤电装机比重提高到 75%

以上；现役煤电机组平均供电标准煤耗下降到 310 克/千瓦时以内。电网综合线损率下降到 5.9%。

——到 2030 年，单位地区生产总值能耗完成国家下达的任务目标。30 万千瓦及以上机组占煤电装机比重提高到 85%以上；煤电机组平均供电标准煤耗下降到 300 克/千瓦时以内。电网综合线损率下降到 5.6%。

4、生态目标

——到 2020 年，单位地区生产总值二氧化碳排放强度较 2015 年下降 20.5%。全省二氧化硫、氮氧化物排放总量在 2015 年基础上均削减 27%。矿井水利用率提高到 80%，已稳沉和历史遗留采煤塌陷地治理率达到 80%。

——到 2030 年，单位地区生产总值二氧化碳排放强度大幅度下降。全省二氧化硫、氮氧化物排放总量持续削减。矿井水利用率提高到 90%，完成已稳沉和历史遗留采煤塌陷地治理。

5、民生目标

——到 2020 年，人均年生活用能、用电、用气分别达到 400 千克标准煤、850 千瓦时和 65 立方米。天然气管网县县通达，全部县级单元实现集中供热，城区集中供热普及率达到 70%以上。

——到 2030 年，人均年生活用能、用电、用气分别达到 600 千克标准煤、2000 千瓦时和 105 立方米。实现城乡供

电服务水平无差异，天然气管网镇镇通达，城区集中供热普及率达到80%以上。

专栏 2 能源发展主要指标表					
类别	指标	单位	2015 年	2020 年	2030 年
总量目标	能源消费总量	亿吨标准煤	3.79	4.2	4.85
	一次能源生产量	亿吨标准煤	1.49	1.2	1.4
结构目标	煤炭消费比重	%	80	70	55
	新能源和可再生能源消费比重	%	3	7	18
	天然气消费比重	%	2	7-9	12-14
	油品消费比重	%	15	15	14
	省外来电占用电量比重	%	9.5	20	24
效率目标	单位生产总值能耗下降	%	--	≥17	--
	火电机组供电标准煤耗	克/千瓦时	314	<310	<300
	电网综合线损率	%	6.68	5.9	5.6
生态目标	二氧化碳排放强度下降	%	--	20.5	--
	二氧化硫排放量下降	%	--	27	--
	氮氧化物排放量下降	%	--	27	--
	矿井水利用率	%	70	80	90
	塌陷地治理率	%		80	95
民生目标	人均年生活用能	千克标准煤	339	400	600
	人均年生活用电	千瓦时	513	850	2000
	人均年生活用气	立方米	19.5	65	105
	城区集中供热普及率	%	65	70	80

注：煤炭、新能源及可再生能源消费占比中均包含有省外来电。

第三章 瞄准主攻方向，努力构建现代能源体系

第一节 夯实能源供应基础

合理确定省内能源开发布局和规模，稳定石油、天然气生产，大幅压减煤炭产能，有序推进电源建设；大力加强能源合作，积极引进省外能源资源，建立统筹内外、多元互补的供应保障体系。

煤炭供应体系。坚持内压外拓，优化资源配置。按照“严格控制新增产能、加快淘汰落后产能、有序退出过剩产能”总体思路，大幅压减既有产能，提升煤炭生产集中度。支持省内煤炭企业“走出去”，加快煤炭运输通道、储配基地和交易市场建设，稳定煤炭供应水平。到 2020 年，省内煤炭产能压减 6460 万吨，煤炭产量控制在 1 亿吨以内，大中型矿井产量占省内产量的 95%以上；到 2030 年，省内煤炭产量控制在 6000 万吨。其余煤炭需求依靠省外调入满足。

油气供应体系。坚持内外并重，构建多元的油气供应体系。稳定省内原油、天然气勘探开发；加快炼化企业优化重组和改造升级，提高精炼能力和油品质量。稳步扩大原油进口规模，积极引进西部煤制天然气、俄气以及海外 LNG；推进沿海大型原油码头、LNG 接收站、长输油气管网、储备库等基础设施建设。到 2020 年，全省原油加工量、油品和天然气消费量分别达到 1 亿吨、4200 万吨和 250 亿立方米；到

2030年，分别达到1.2亿吨、4500万吨和470亿立方米。省内原油、天然气产量分别稳定在2500万吨、5亿立方米。

电力供应体系。优化发展高效清洁煤电，实施煤电结构优化提升工程，重点建设大容量、高参数、低排放煤电机组，加快现役机组节能环保升级改造，稳步有序淘汰落后机组；安全高效发展核电，打造成重要电力供应来源；大力发展风电、光伏发电、生物质能发电，提高新能源电力供应能力；适度发展天然气发电，鼓励发展天然气冷热电三联供；强化智能电网建设，积极推动“外电入鲁”特高压送电通道建设，加快抽水蓄能电站建设步伐，提高省外来电和新能源电力消纳能力。到2020年，全省可用电力装机达到1.72亿千瓦，其中省内装机1.37亿千瓦左右，接纳省外来电能力3500万千瓦。到2030年，全省可用电力装机达到2.45亿千瓦，其中省内装机1.95亿千瓦，接纳省外来电能力5000万千瓦。

专栏3 省内电力装机				
类别	指标	单位	2020年	2030年
化石能源发电	煤电	万千瓦	10000	10000
	天然气发电	万千瓦	400	1000
非化石能源发电	风电	万千瓦	1400	2300
	光伏发电	万千瓦	1000	2500
	核电	万千瓦	270	2065
	生物质能发电	万千瓦	230	500
	水电	万千瓦	110	790
余能发电	装机	万千瓦	350	400

第二节 调整能源消费结构

以发展清洁低碳能源为主攻方向，同步推进非化石能源加快发展与化石能源高效清洁利用，大幅降低煤炭消费比重，大幅提高清洁能源消费比重，推动能源结构优化升级。

大幅提高新能源和可再生能源利用规模。大力推动绿色电力、绿色热力、绿色燃料生产和应用，促进新能源和可再生能源全方位、多元化、规模化和产业化发展。扩大风电、光伏、核电等装机规模，提高“外电入鲁”中可再生能源电量比重；实施微电网建设工程，建立充分利用新能源电力的新型供用电模式。继续扩大太阳能、生物质能、地热能等可再生能源在供暖、热水等领域的应用，推进供热资源和形式的多样化，提高城镇集中供热普及率。着力推动生物质燃气、生物质固体成型燃料及生物柴油、生物质燃料乙醇等生物质液体燃料的生产和应用，补充替代燃煤、燃油、天然气等常规能源。积极推进潮汐、波浪等海洋能研发和示范应用。到2020年，新能源和可再生能源占能源消费比重由2015年的3%提高到7%；到2030年，消费比重提高到18%左右。

大幅提高天然气消费比重。坚持增加资源供应与提高利用水平相结合，实施“气化山东”工程，积极扩大天然气消费市场。加快完善城镇燃气公共服务体系，推动燃气公共服务均等化。实施城乡居民用能清洁化计划，推进居民和公共服务设施使用天然气。积极发展居民天然气用户，大力推广

天然气在新型农村社区的利用；在管道尚未通达的区域，鼓励建设压缩天然气、液化天然气供气站，使用 CNG、LNG 等方式实现城镇、新农村社区天然气的利用。积极调整工业燃料结构，在陶瓷、建材、机电、轻纺、石化、冶金等重点工业领域，实施天然气燃料替代；鼓励发展天然气直供大用户，推动重点工业企业、工业园区实现天然气专供；加快推进工业企业锅炉、窑炉“煤改气”。以城市出租车、公交车、运输重卡、城际客车和船舶为重点，稳步推进液化天然气、压缩天然气在交通运输领域应用。加快推动天然气发电发展，优先在经济基础好、气源有保障的城市建设燃气蒸汽联合循环热电联产机组，在工业园区、商务区等大力推广天然气冷、热、电三联供分布式能源。到 2020 年，天然气发电装机达到 400 万千瓦左右，天然气在能源消费中的比重提高到 7% 至 9%；到 2030 年，天然气发电装机达到 1000 万千瓦，天然气在能源消费中的比重提高到 12% 至 14%。

大幅降低煤炭消费比重。实施煤炭消费总量控制约束，新上耗煤项目实行煤炭减量替代，加大高耗能产业升级改造力度，加快化解过剩产能和淘汰落后产能步伐，削减煤炭消费总量；有序推进重点用煤领域“煤改气”、“煤改电”工程，加强余能利用，加快淘汰分散燃煤小锅炉；积极推进煤炭洗选和提质加工，大力推动散煤综合治理，实现煤炭高效清洁利用。到 2020 年，省内煤炭消费量较 2012 年下降 2000 万

吨以上，煤炭占能源消费比重较 2015 年下降 10 个百分点，电煤在煤炭消费中的比重提高到 58%左右，原煤入洗率提高到 75%以上；到 2030 年，省内煤炭消费量较 2020 年进一步下降 5000 万吨，煤炭占能源消费比重再下降 15 个百分点，电煤在煤炭消费中的比重提高到 70%左右，原煤入洗率提高到 85%以上。

第三节 优化能源开发布局

统筹考虑经济发展、产业结构、城镇布局、资源禀赋等因素，服务“两区一圈一带”，对接“一带一路”，进一步优化能源开发布局，提高能源资源配置效率。

煤炭。深入贯彻落实国务院《关于煤炭行业化解过剩产能实现脱困发展的意见》要求，在化解煤炭过剩产能的基础上，依托煤炭骨干企业，形成“1+5”煤炭发展格局。“1”是鲁西煤炭产区，按照“退出东部、压缩中部、稳定西部、储备北部”原则，收缩关闭龙口、淄博、临沂、济南等矿区资源枯竭和衰老矿井，压减兖州、济宁、枣滕、肥城、新汶、莱芜等矿区矿井产量，保持巨野矿区煤炭产量基本稳定，将黄河北煤田及未开发的煤炭资源集中区域实施战略性保护，严格控制开发建设。“5”是稳步推进宁蒙、晋陕、云贵、新疆、澳大利亚五大省外、海外煤炭基地建设，提高发展水平。

油气。充分发挥沿海区位和产业优势，打造华北地区重

要的油气生产和资源进口基地。油气生产，以胜利油田为主体，深化精细勘探开发，巩固老产区，开发新产区，推进近海油气田和页岩油开发，稳定省内油气产量。资源引进，东部依托以青岛港为龙头，烟台、日照港为两翼的沿海港口群，科学布局原油、LNG 等接卸设施；西部、北部对接西气东输、中俄东线等国家骨干输气工程，提升天然气储运能力，形成以东部海上油气和西部、北部管输天然气为主要来源，覆盖全省、连通海内外的油气供应格局。

炼化。加快淘汰落后产能，按照“远离城市、向沿海聚集、向园区集中”的原则，科学布局炼化产业，进一步提高产业集中度。加快青岛、东营、潍坊、滨州等沿海炼化企业兼并重组和搬迁改造，提高炼化产业规模化水平，打造沿海生态炼化产业带。实施齐鲁石化配套改造工程，建设鲁中炼化一体化产业基地。以东明石化为骨干，提高产业集中度，积极培育鲁西南炼化产业园区。

煤电。科学有序发展煤电，重点在产业聚集、资源富集、路（港）口等区域，依托电网条件，布局大型、高效煤电机组。发挥烟台、潍坊、东营、滨州等港口和煤炭铁路运输通道优势，重点规划建设百万千瓦等级高效超超临界煤电项目，打造北部沿海生态煤电集群；依托“外煤入鲁”主要运输通道，在“路口”和通道沿线地区，合理布局高效煤电项目，形成“路口”高效煤电走廊；统筹省内煤炭开发布局 and 电网

输送条件，规划建设鲁西南煤电一体化开发基地。按照“以热定电、优化整合”的原则，优先布局采暖型热电联产型项目，合理布局产业园区热电联产项目。

核电。在确保安全的前提下，以高温气冷堆、AP1000 压水堆、CAP1400 大型先进压水堆示范和商业化应用为重点，积极推进海阳、荣成石岛湾两大核电工程建设，加强潜在核电厂址资源的勘探和保护，适时启动第三核电厂址建设，打造全国重要的东部沿海核电基地。到 2020 年，核电装机 270 万千瓦；到 2030 年，力争核电装机 2065 万千瓦。

风电。按照“统筹规划、陆海并举”的原则，加强风电布局与主体功能区规划、产业发展、旅游资源开发的衔接协调，推进风电规模化发展。陆上以青岛、烟台、潍坊、东营、滨州等市沿海陆域和淄博、泰安、济宁、临沂等市丘陵地带为重点，海上以鲁北、莱州湾、渤中、长岛、半岛北、半岛南等六个百万千瓦级海上风电场为重点，打造陆上、海上“双千万千瓦级风电基地”，建设东部风电大省。到 2020 年，全省风电装机容量达到 1400 万千瓦；到 2030 年，装机容量达到 2300 万千瓦。

光伏。坚持集中式、分布式相结合。充分利用塌陷地、荒地、盐碱地发展集中式光伏发电，重点打造鲁西南塌陷地光伏发电基地和黄河三角洲盐碱滩涂地光伏发电基地；结合高效农业区、产业园区建设，积极推进分布式光伏发电，建

设一批分布式光伏发电规模化应用示范区和风光、农光、渔光等综合利用示范区。到 2020 年，全省光伏发电装机 1000 万千瓦，其中光伏电站 800 万千瓦，分布式光伏发电 200 万千瓦；到 2030 年，全省光伏发电装机 2500 万千瓦，其中光伏电站 1700 万千瓦，分布式光伏发电 800 万千瓦。

生物质发电。坚持因地制宜、多元发展。在鲁西北、鲁中等农作物秸秆丰富地区，重点建设农作物秸秆为主的生物质发电项目；在鲁南木材加工聚集区和农作物秸秆丰富地区，重点建设农林生物质发电项目；在胶东半岛果树枝桠柴资源丰富地区，重点建设林木资源为主的生物质发电项目；在垃圾、废水无害化处理集中地区和畜禽规模化养殖地区，合理布局垃圾和沼气发电项目，推动城市垃圾、农林废弃物和畜禽粪便的能源化利用。到 2020 年，全省生物质发电装机达到 230 万千瓦；到 2030 年，装机达到 500 万千瓦。

抽水蓄能。综合考虑地形地质、水文气象等条件以及电网需求，合理布局抽水蓄能电站。在胶东负荷中心布局抽水蓄能电站，增强区域电网调峰能力，提高东部沿海核电基地电力送出和风电等可再生能源发电消纳水平；在“外电入鲁”通道落点集中的鲁中、鲁南地区布局抽水蓄能电站，保障电网以及特高压电网安全稳定运行。到 2030 年，抽水蓄能电站装机达到 780 万千瓦。

地热能。以浅层地温能和中深层地热能开发利用为重点，

将地热能供暖（制冷）与常规能源集中供暖有机结合，在具备条件的地区积极推广浅层地温能供暖（制冷）；在鲁西北、胶东、鲁中南等中深层地热丰富地区建设地热供暖、温室种植、休闲养生等综合利用项目；鼓励中深层地热能梯级利用以及地热能与其他化石能源的联合开发利用。到 2020 年，地热能总供暖（制冷）面积达到 1.5 亿平方米；到 2030 年，地热能总供暖（制冷）面积达到 3 亿平方米。

第四节 强化能源储输网络

按照海陆并举、多能互补、外通内畅、安全可靠的原则，立足“全省一盘棋”，加强与国家能源输配网络对接，统筹省外能源引进和省内产需衔接，统筹各种能源运输方式，优化能源流向，推动能源资源在更大范围内优化配置。强化能源储备和调峰设施建设，全面提升能源应急保障能力。

煤炭储运。围绕畅通“外煤入鲁”通道，加快铁路、水运通道及集疏运系统建设，完善铁路直达和铁水联运物流通道网络，提高海运接卸能力，打造以日照、烟台、青岛港为煤炭主要接卸港，石太—德龙烟威、邯济—胶济、瓦日、菏兖日为横向通道，黄大—滨临为纵向通道的“四横一纵”煤炭主要铁路运输网络，增强煤炭运输能力。加快建设东、中、西部煤炭应急储备基地，配套布局物流储配园区，打造省内统一的交易平台，构建集仓储、运输、物流、交易于一体的

煤炭供应服务体系，提高供应保障和应急储备能力。到 2020 年，全省煤炭应急储备和配送运营能力分别达到 500 万吨、1.6 亿吨以上；到 2030 年，分别达到 700 万吨、2 亿吨以上。

油品管网。围绕炼化产业布局，加强原油码头配套输送管道建设，改造淘汰老旧管道，完善联络线，形成沿海港口向炼化基地辐射的“十进三出七连”原油输送网络。加快国家骨干成品油管线省内支线建设，完善炼化基地外输管道，形成“三横四纵三专线”成品油输送网络。加强国家原油战略储备基地建设，推进商业原油、成品油储备，完善成品油终端网络建设。到 2020 年，长输油品管道里程达到 9200 公里，其中原油管道 5200 公里、成品油管道 4000 公里；原油储备能力达到 2500 万吨。到 2030 年，长输油品管道里程达到 12400 公里，其中原油管道 6300 公里、成品油管道 6100 公里；原油储备能力达到 6000 万吨。

专栏 4 油品输送网络		
“十进三 出七连” 原油管网 系统	十进	进一：东营港-广饶线、东营港输油管道 进二：莱州港-昌邑石化线 进三：烟台港西港区-淄博线 进四：黄岛港-潍坊线、潍坊滨海-青州线 进五：董家口-齐鲁石化-东营线 进六：董家口-潍坊-鲁中、鲁北线 进七：日照-东明石化线 进八：日照港-沾化线 进九：滨州港-中海沥青 进十：董家口-沂水-淄博线

	三出	出一：鲁宁线、临邑-沧州线 出二：日照-仪征线 出三：日照-濮阳-洛阳线
	七连	连一：东辛线 连二：临邑-濮阳线 连三：东营-黄岛线 连四：东营-临邑线、东营-临邑复线 连五：临邑-济南线、临邑-济南复线 连六：广饶-齐鲁石化线 连七：黄岛港-青岛石化线
“三横四纵三专线”成品油管网系统	三横	横一：鲁皖成品油管道二期、青岛-烟台线 横二：烟台港西港区-淄博线 横三：烟台-青岛-滨州线
	四纵	纵一：大港-枣庄线 纵二：鲁皖成品油管道一期 纵三：日照港-沾化线、东营港输油管道 纵四：东营港-广饶线、董家口-沂水-淄博线
	三专线	专一：莱州港-昌邑石化线 专二：潍坊滨海-青州线 专三：日照港-海右石化线

天然气储运。统筹沿海 LNG 接收站、陆上天然气入鲁通道建设，进一步完善区域天然气输配管网，构建覆盖全省的“六横八纵三枢纽一环”的天然气输送网络。推进天然气地下储气库、城市调峰设施和 LNG 储备库建设，提高天然气应急储备调峰能力。到 2020 年，长输天然气管道里程突破 9000 万公里，应急储备调峰能力达到 30 亿立方米；到 2030 年，长输天然气管道里程达到 1.2 万公里，应急储备调峰能力达到 60 亿立方米。

专栏 5 天然气输送网络	
六横	横一：烟台 LNG 外输管道、蒙西煤制气管道 横二：新粤浙管道豫鲁支干线濮阳-齐河线、济青复线 横三：榆济线、济青线 横四：西二线平泰支干线、泰青威泰安-青岛段 横五：新粤浙豫鲁支干线濮阳-临沂线、山东 LNG 外输管道日照-临沂段 横六：济宁-泗水管道、泗水-沂水管道、董家口-沂水-淄博管道董家口-沂水段
八纵	纵一：中俄东线山东段 纵二：冀宁联络线 纵三：东营市域高压管网一期、潍东线、泰青威临朐-沂南支线、临沂市域管网沂南-郯城段 纵四：山东 LNG 外输管道董家口-威海段、青宁输气管道 纵五：泰青威干线青岛-威海段、泰青威胶州-日照支线 纵六：烟台中世管道一期、胶莱线、胶日线 纵七：安济线、宣宁线、曲阜-枣庄线 纵八：沧淄线、董家口-沂水-淄博管道淄博-沂水段
三枢纽	枢纽一：齐河枢纽站(安济线宣章屯输气站) 枢纽二：泰安枢纽站(冀宁线泰安分输压气站) 枢纽三：平度枢纽站(济青复线平度分输站)
一环	西北城市联络线、东营经开区-河口线、潍东线东营段、烟台 LNG 外输管道潍坊段、烟台中世公司官网、汪疃-威海南海新区、乳山-文登-荣成、泰青威干线青岛段、胶日线、日照-临沂、滕州-临沂、滕州-临沂、冀宁联络线（济宁、枣庄段）、豫鲁支干线济宁段、平泰支干线菏泽段

坚强智能电网。构建特高压骨干网络，加快推进内蒙古、陕西、山西等能源省区至山东特高压送电工程和省内特高压电网建设，打造“四交三直”省外特高压送电通道和“三横两纵”省内特高压电网，提高接纳省外来电能力。强化 500 千伏省域主网架，优化变电站布局，完善负荷中心环网，加

强输电通道间衔接，满足省外来电、核电、大型煤电等电源送出和区域负荷增长需要，提高供电区域互供能力。完善 220 千伏市域主网架，强化相邻供电区和 500 千伏变电站间衔接，更好地服务可再生能源送出、电气化铁路建设和地方经济社会发展。加强智能电网建设，广泛应用智能电能表，提升电网调控中心、运营监测中心、客户服务中心智能化水平，实现电网与互联网、物联网、智能移动终端等深度融合，满足客户多样化需求，服务智能家居、智能社区、智能交通、智慧城市发展。到 2020 年，接纳省外来电能力达到 3500 万千瓦左右，各市拥有 500 千伏变电站基本上不少于 2 座，县均拥有 220 千伏变电站 4 座。到 2030 年，接纳省外来电能力达到 5000 万千瓦以上，各市拥有 500 千伏变电站基本上不少于 3 座，县均拥有 220 千伏变电站 5 座。

专栏 6 特高压骨干网络

“四交三直”省外特高送电通道：锡盟至济南、榆横至潍坊、晋东南至菏泽至枣庄、张北至石家庄至菏泽至驻马店至赣州交流通道，上海庙至临沂、扎鲁特至青州、外省至滨州直流通道的。

“三横两纵”省内特高压电网：济南至烟台、济南至潍坊、菏泽至枣庄至临沂横向通道，滨州至济南至枣庄、青州至潍坊至临沂纵向通道。

第五节 统筹城乡能源建设

充分发挥能源设施保障民生的功能和作用，坚持集中与分散相结合，因地制宜建设城乡能源设施，实施能源精准扶

贫工程，加快推进城乡用能方式转变，提高城乡用能水平和效率。

统筹城乡能源普惠服务。结合新型城镇化和新型农村社区建设，以逐步实现城乡能源基本公共服务均等化为导向，推进能源供应设施和服务加快向城镇、农村延伸，统筹完善城乡能源供应网络、技术和服务体系，推动城乡能源一体化发展。加大政府投入力度，建立各类能源设施维护和技术服务站，培育农村能源专业化服务企业和人才，推广普及经济实用技术，提高城镇、农村能源普遍服务能力，不断满足人民群众用能需要。

加快城乡能源设施建设。加快实施一批与生活息息相关的能源安居工程。加强城乡配电网建设及“一户一表”改造，实现中心城市可靠供电，满足城镇快速增长的用电需求，解决农村电网户均供电容量低、“卡脖子”、“低电压”等问题，基本实现城乡供电服务均等化。到 2020 年，全省城、乡电网供电可靠性进一步提高，户均停电时间差缩短到 2 小时以内；到 2030 年，基本实现城乡供电服务水平无差异。完善城镇供气管网，加快向农村社区延伸，提高天然气供给普及率。到 2020 年，实现全省天然气管网“县县通达”，镇镇通达率提高到 70%以上；到 2030 年，实现天然气管网“镇镇通达”。加快推进县级单元集中供热工程和管网建设，鼓励农村因地制宜，发展沼气、太阳能、生物质等分布式能源供热

工程。到 2020 年，实现县以上城市集中供热全覆盖，城区集中供热普及率达到 70%以上，农村分布式可再生能源供热入户率达到 20%左右；2030 年，城区集中供热普及率达到 80%以上，农村分布式可再生能源供热入户率达到 50%以上。

大力发展农村清洁能源。结合农村资源条件和用能习惯，多种途径推进农林废弃物、养殖场废弃物、太阳能、风能等可再生能源开发利用，促进农村用能高效化、清洁化。因地制宜发展户用沼气、联户沼气及中小型沼气工程，支持发展规模化大型沼气工程；鼓励分布式光伏发电与扶贫、新农村建设、设施农业发展相结合，促进农村居民生活改善和农业农村发展；推广应用省柴节能灶炕、太阳能热水器、小风电、微水电等农村小型能源设施；扎实推进绿色能源县、乡、村建设。

第六节 提升技术装备水平

深入实施科技创新驱动战略，紧密跟踪和准确把握科技发展的大趋势，以发展需求为导向，集中力量开展重大能源科技攻关和推广应用，提升能源装备制造水平，培育经济增长和产业升级新引擎，实现由能源消费大省向能源科技装备强省转变。

推进能源科技创新。提高能源技术创新前瞻性，紧跟能源技术革命新趋势，以绿色低碳为主攻方向，坚持自主创新

与引进消化吸收再创新并举，完善创新激励机制，统筹推进基础性、综合性、战略性能源科技研发，强化科技对能源发展的支撑和引领作用，建设能源科技强省。按照“应用推广一批、示范试验一批、集中攻关一批”路径要求，积极推广应用煤电节能减排、第三和第四代核电、大容量长距离输电、新型高效储能材料等已成熟、市场有需求、经济较合理的能源技术；示范试验快堆、模块化小型堆、多能互补分布式发电、海岛微网、海洋潮汐发电等有一定技术积累但工艺和市场有待验证的重大关键技术；集中攻关绿色煤电、新型高效低成本光伏发电、基于云技术的电网调度控制系统、新型高效电池和氢能利用等前景广阔、亟待突破的先进前沿技术，抢占能源科技制高点。

壮大能源装备产业。立足优势领域，着力培育一批重点产品、重点企业，打造具有国际竞争力的煤机装备、海工装备、石化装备、高端输变电装备、核电装备、新能源汽车等六大产业集群。依托骨干龙头企业，进一步加强产业链整合，引导能源装备企业及资源要素向园区集聚，提高集群化发展水平；抓住“一带一路”建设战略机遇，积极支持优势能源装备制造企业走出去，参与国际竞争与合作；加大在线检测、自动控制、智能自动分析等技术应用，提升装备技术国产化水平，提高智能化发展水平；推动能源装备企业由传统机械制造商向绿色能源综合解决方案供应商转型，提高制造业服

务化发展水平。

加快智慧能源建设。加快推进能源全领域、全环节智慧化发展，提高能源发展可持续自适应能力。加强智慧能源基础设施建设，促进能源管理系统扁平化，推进能源生产与消费模式革命。建立能源生产运行监测、管理和调度信息公共服务网络，加强能源产业链上下游企业信息对接和生产消费智能化，推动能源系统与互联网、云计算、大数据等技术深度融合。适应分布式能源发展、用户多元化需求，优化电力需求侧管理，加快智能电网建设，提高电网与发电侧、需求侧交互响应能力。推进能源与信息等领域新技术深度融合，统筹能源与通信、交通等基础设施网络建设，建设“源-网-荷-储”协调发展、集成互补的能源互联网。到2020年，建成一批不同类型、不同规模的能源互联网示范项目；到2030年，建成多能互补、供需协调的智慧能源系统。

第七节 推进重点领域改革

坚持市场化改革方向，加快推进能源体制改革，积极鼓励民间资本进入能源领域，以电力、油气行业为重点，创新要素配置，改善政府管理，放开竞争性领域和环节，加快构建统一开放、竞争有序的现代能源市场体系。

稳步推进电力体制改革。以市场化改革为主线，以优先保障民生用电和清洁能源发电为底线，按照“三放开、一独

立、三加强”的总体要求，稳步推进电力体制改革，建立健全电力行业“有法可依、政企分开、主体规范、交易公平、价格合理、监管有效”的市场体制。有序推进电价改革，开展输配电价测算核定，分步推进发售电价格市场化，妥善处理电价政策性交叉补贴，理顺电价形成机制。推进电力交易体制改革，规范市场主体准入标准，扩大电力直接交易规模，在中长期交易基础上，适时开展电力现货交易。完善跨省跨区电力交易机制和电力市场辅助服务机制。组建相对独立的山东电力交易中心，设立市场管理委员会，改革和规范电网企业运营模式，形成公平规范的市场交易平台。推进发用电计划改革，有序放开发用电计划，建立优先发电制度和优先购电制度，加强电力需求侧管理和电力应急机制建设，更多发挥市场机制的作用。稳步推进售电侧改革，鼓励社会资本投资新增配电业务，建立售电主体准入和退出机制，多途径培育售电主体，赋予售电主体相应的权责，有序向社会资本放开售电业务。开放电网公平接入，建立分布式电源发展新机制，积极发展分布式电源，完善可再生能源并网运行和服务。加强和规范自备电厂监督管理，推动自备电厂转型升级。

有序推进油气体制改革。按照国家统一部署，有序放开勘探开采准入主体限制，允许具备资质条件的市场主体参与常规油气勘查开采，逐步形成多种经济成分共同参与的勘查开采体系。推进油气资源进口体制改革，建立健全主体多元、

竞争有序、富于活力的油气进口经营体制。积极推进网运分开，放开竞争性业务，完善公平接入机制。逐步放开竞争性环节价格，形成主要由市场决定价格的机制。健全油气储备体系，完善储备投资和运营机制，建立省级天然气运营管理平台，强化油气行业统筹规划和科学监管。

完善能源立法和监管体系。强化能源立法，完善能源法规、条例及实施细则，进一步强化和理顺能源执法体系，形成分工明确、协调顺畅的执法体制机制。切实转变政府职能，进一步简政放权，深化行政审批改革，最大限度减少对微观事务的干预，把微观经济决策权归还市场主体。创新政府管理模式，强化发展战略、规划、政策、标准等制定和实施。建立完善综合性能源宏观管理和监管相协调的现代监管体系。进一步完善能源各行业、各品种和主要用能领域、耗能产品的质量、能效、安全、环保等标准，加快向国际标准看齐的进程，为依法行政、加强和改善能源监管提供科学依据。

第四章 贯彻节约优先，倡导节能生产消费模式

第一节 优化调整产业结构

按照“腾笼换鸟、凤凰涅槃”要求，深入实施高端高质高效发展战略，加快培育战略性新兴产业、先进制造业和现代服务业，推进传统产业优化升级，扼制高耗能行业投资冲动，着力淘汰落后产能和化解过剩产能，培育能耗排放低、质量效益好的新增长极，推动高耗能、高排放产业向集约化、高端化产业转型，实现产业结构与能源结构“双优化”。

加快培育战略新兴产业。重点培育科技含量高、能源消耗低、环境污染少的战略新兴产业。以特色园区、龙头企业为带动，以攻克关键技术加速创新转化应用为主攻方向，深入实施《中国制造<2025>山东省行动纲要》。加快发展新一代信息技术、高端装备、新材料、生物医药等战略新兴产业，深化物联网、云计算、智能工业机器人、增材制造、3D设计及打印等集约新技术在生产制造环节应用，推动建设一批无人生产线、数字车间和智能工厂，打造一批分工合理、协作密切、特色鲜明的产业链，培植一批规模优势突出、创新能力强、示范带动作用大的产业聚集区，加快形成先导性、支持性战略新兴产业。

推动传统产业优化升级。采用先进适用节能环保技术改造提升传统行业，提高轻工、纺织、机械、化工、冶金、建

材等六大传统优势产业技术含量、产品档次和附加值，拉长产业价值链条，推动传统行业向网络化、智能化、绿色化、低耗化发展。以集约化、专业化、高端化和绿色发展为方向，以园区为载体，引导企业和生产要素集聚发展和集中推进，实现集约高效生产和能源梯级使用。

着力化解过剩产能和淘汰落后产能。强化节能约束，加快化解钢铁、煤炭、水泥、电解铝、平板玻璃、船舶、炼油、轮胎等行业过剩产能。严格节能及污染物排放标准，鼓励地方结合自身实际，主动淘汰、转移不适合地方发展过剩产能，淘汰低质低效产能，为先进产能腾出发展空间。

第二节 推动重点领域节能

以工业、建筑、交通以及公共机构、农业与农村、商业与民用等重点行业和企业为着力点，实施开展“节能提效行动”，实现重点突破。

加强工业领域节能。深入实施“工业绿动力”计划，加强工业领域用能需求侧管理，积极开展终端用能产品能效提升和重点用能行业能效水平对标。严格限制高耗能行业扩张，有序淘汰落后、过剩产能。优化调整钢铁产业布局和产品结构，推动内地产能向沿海临港转移，提高生产集中度和产品技术水平。培育有色金属精深加工大型企业，淘汰产品档次低、生产技术落后的铜、铝冶炼产能。培植石化产业集群发

展，形成精、专、特、新的石化产品结构。改造提升传统化工行业，加强单位产品能耗限额管理。推动建材行业提质增效，转型发展，严格控制水泥熟料新增产能，加快建陶行业工艺装备更新换代，压减玻璃行业产能，推广应用节能高效的工艺技术和生产装备，鼓励深层次产业结构优化升级，提升产品附加值。延长轻工产业链条，打造优势产业集群，降低能源消耗。加快推动纺织行业由以棉纺初加工为主向新材料、高端产品迈进。推动制造业向数字化、网络化和智能化发展，实现降耗提效。

加强建筑领域节能。以绿色、循环、低碳理念为指导，大力推进建筑节能与绿色建筑发展，实施建筑能效提升工程。提高建筑节能标准，完善绿色节能建筑和建材评价体系，制定分布式能源建筑应用标准和《山东省绿色建筑管理办法》，县级以上城市规划区内所有新建建筑全面执行绿色建筑节能标准。积极开展既有建筑节能改造行动，以空调、通风、照明、热水、电梯用能等系统设备为重点积极推进公共建筑节能改造。支持和鼓励各地结合自然气候特点，推广应用地源热泵、水源热泵、太阳能发电等新能源技术，发展被动式房屋等绿色节能建筑。加快发展装配式建筑，大力推广应用节能建材、绿色建材以及新型结构体系及配件、部品部件和配套技术。实施“建筑能效领跑者”行动，建设超低能耗或近零能耗建筑示范工程，适时开展集中连片示范区建设。全

面推进政府机构节能，组织开展“节约型高等学校”、“节约型医院”创建。大力推行住宅供热分户计量，新建住宅必须全部实现供热分户计量，既有住宅要逐步实施供热分户计量改造。

加强交通领域节能。以提高效率、降低排放为核心，积极推动交通设计低碳化、运输装备节能化、组织体系高效化、科技技术信息化和管理能力规范化，努力创建绿色交通省份。推动交通运输基础设施网络化、畅通化发展，围绕“市市通高铁、县县通高速”目标，积极促进铁路、公路、水路、民航和城市交通等不同交通方式间的高效组织和畅通衔接，加快形成便捷、安全、经济、高效的综合运输体系。以提高公共交通分担率为突破口，缓解城市交通压力。统筹公共汽车、轻轨、地铁等多种类型公共交通协调发展，加强城市综合交通枢纽建设，促进不同运输方式和城市内外交通之间的顺畅衔接、便捷换乘。扩大公交交通专用道的覆盖范围。实现中心城区公交站点500米内全覆盖。积极推广绿色交通运输装备，加快新能源汽车应用，在城市客运、环卫、物流、公安巡逻等公共服务领域率先推广新能源汽车。提高交通运输组织水平，优化客运组织体系，加强运输线路、班次、舱位等资源共享，推进城乡公交一体化发展。加快发展绿色货运和现代物流。鼓励企业发展网络化运输，提高货物实载率。依托综合交通运输体系，完善邮政和快递服务网络，加大甩挂

运输、多式联运等新型运输组织方式，大幅提升货物与物流推广应用。推进交通运输信息化和智能化建设，实现交通信息资源共享和业务协同，逐步建立覆盖全省的公共出行信息服务体系和物流服务平台。

其他领域节能。以公共机构、农业生产和商业为重点，深入推动节能工作。公共机构，推广示范单位节能方案，积极构建多元、规范管理模式，鼓励各公共机构结合自身条件提出相应改造措施。农业，积极推广使用节肥、节药、节水、节地和节能等资源节约型农业生产技术，降低农业生产投入品能源消耗。加快农业生产机械更新步伐，积极淘汰老旧、高耗能农业、渔业机械，推广节能型柴油机、燃油添加剂和主机余热利用、燃用重油等节能技术产品，降低农业装备能耗。商业民用领域，推广高效节能产品和技术，加大新能源产品应用比例，创新商业和民用建筑节能市场化管理机制，培育节能型经营方式和生活方式。

实施系统节能。坚持全面协调发展理念，统筹能源系统增量优化与存量调整，推动系统整合集成，实施一次能源到终端利用的全过程优化，全面提升能源系统的总体效率和经济、环境效益。加强风、光、火、气等多种电源和储能设施的集成互补，统筹推进电力、燃气、热力、供冷等供能系统相互衔接，使不同类型能源清洁、节约利用，逐步实现能源系统梯级综合利用。以分布式能源、智能微网、电动汽车等

为重点，扩大新型能源利用技术规模化应用，积极推广分布式可再生能源和天然气分布式能源集成供能工程，实现能源供应由单一集中模式向小型分散利用与集中供应并重转变。

第三节 大力发展节能产业

做大资源循环产业，做强节能装备产业，做实节能服务业，显著提升节能技术、装备和服务水平，推动节能产业成为全省新的支柱产业。

提升产业核心竞争力。完善技术创新体系，加快节能技术研发，突破节煤、节油、节电和余能回收利用等共性关键技术。提高企业技术创新主体地位，依托重点工程技术研究中心、工程设计中心、重点实验室和技术创新联盟，积极创建节能产业化技术创新示范园区，搭高水平研发平台，培养和引进一批高层次创新团队，培育一批拥有自主知识产权、核心竞争力强的创新型企业集团。

打造高端聚集发展平台。深入实施重点区域带动战略，依托优势企业和产业，加快培植优势突出、特色鲜明、技术先进的节能产业集聚发展基地。重点打造青岛节能型家电产业基地、淄博节能机电泵类产业基地、潍坊半导体照明产业基地、聊城和德州新能源汽车产业基地及威海高效节能电机产业基地等。完善产业链条，通过联合、重组等多种形式，培育一批特色突出、规模较大、带动能力较强的龙头企业。

鼓励中小微节能企业走“专、精、特、新”发展道路，提高为大企业配套能力和水平。

推广应用节能产品。不断完善《山东省重点节能技术、产品和服务推广目录》，加快推广应用工业节能、办公生活用能产品、节能建材等节能新装备、新产品。继续推进节能产品认证，实施能效标识制度。积极开展“能效之星”产品评价，推动节能产品生产企业研发、生产和推广高效节能产品。深入实施“节能产品惠民工程”，引导和鼓励消费者选择能效与质量双优的终端用能产品。

发展节能服务业。鼓励节能技术好、管理水平高的重点用能单位组建专业化服务公司，提供专业化服务。按照做精、做专、做强目标，培育一批有特色、高水平的咨询、设计、检测、诊断、培训等专业服务机构。积极开展合同能源管理，开展节能审计和节能医生诊断，大力发展节能服务总承包，做实节能服务业。

第四节 完善节能工作机制

加强能源消费总量和强度的宏观调控，强化碳排放管理，完善健全节能工作制度，形成促进经济发展方式加快转变的“倒逼”机制。积极调动社会各方力量，凝聚共识，强化措施，多方参与，共同行动，加快推进节能工作，创建节能型省份。

健全节能考核体系。完善政府、部门和用能单位节能目标责任考核体系和考核办法，改进考核方式，转变考核理念，加强考核结果运用，加大问责力度。从严落实节能减排第一责任人、“一票否决”制度和“四不一奖”规定。

完善节能数据统计。建立重点耗能单位在线监测系统、能源管理中心和节能监测分析平台。扩大用能数据信息采集覆盖面，优化能耗统计系统，实现数据全面采集、精确预测。提升能效数据监管水平，稳步推进能耗数据在线监测机制和数据库平台建设。

建立节能市场机制。规范合同能源管理运行机制。积极推行节能量交易制度，建立合同能源管理节能量登记制度，完善交易平台，开展重点用能单位节能量交易。推进能效标识和节能低碳产品认证，逐步扩大认证范围。实施能效领跑者行动计划。完善价格调控机制，强化用能需求侧管理，扩大差别电价实施范围，落实阶梯电价、峰谷分时电价政策。制定碳排放权配额分配方法，完善碳交易技术支撑体系，积极推进碳排放权交易，充分发挥市场碳排放空间的资源属性作用。

加大节能宣传引导。利用多种媒体形式积极宣传绿色交通、绿色建筑、能效“领跑者”等节能新理念。定期举办节能宣传周和低碳日，倡导全民形成“节能、低碳、绿色”的生产、生活方式和消费模式，形成全社会节能新风尚。

第五章 突出发展重点，着力实施十大行动计划

第一节 煤炭转型发展行动计划

推进煤炭产业供给侧结构性改革，坚持化解产能与转型升级相结合，重点实施产能优化、产业升级、生态环保、物流储配“四大工程”，推动煤炭产业向集约高效、多元支撑、绿色生态、服务保障型转变，实现脱困升级和健康发展。

产能优化工程。加快关闭退出落后产能、劣质煤产能、资源枯竭煤矿和长期亏损煤矿；省内原则上不再新建煤矿项目；稳步推进省外、国外开发建设，有序消化、转移省内富余产能和劳动力；在继续做优做强山东能源、兖矿集团两大企业集团的基础上，加快推进地方煤矿企业兼并重组，提高行业集中度，促进发展方式由数量速度型向质量效益型转变。近期，省内有序压减产能 6460 万吨，重点实施大中型矿井升级改造和智慧矿山建设，煤炭企业数量由 65 家整合到 35 家以内，实现集约高效发展；省外稳步推进宁蒙、晋陕、新疆、云贵、澳大利亚产区现代化矿井建设。远期，省内按照“减量替代”原则，继续有序压减煤炭产能。

产业升级工程。煤炭企业以提高质量和效益为中心，改造提升传统非煤产业，培育壮大新兴产业，加快特色园区基地建设，推动非煤产业调整升级，实现“传统产业品牌化、主导产业高端化、新兴产业规模化”。近期，省内重点建设

枣庄、菏泽、济宁等煤化工基地，龙口页岩油生产加工基地，泰安、济宁、潍坊、淄博等煤机制造基地，临沂玻纤基地和淄博医药基地；省外重点建设内蒙古、陕西、新疆等煤电一体化项目及新疆煤制气、陕西煤制油等项目，实现煤炭就地转化。远期，逐步做大做强节能环保、生物制药、高端装备制造、新能源、新材料等战略新兴产业，实现由单一性资源开采向资源深度开发、多元产业高效发展的转型。到 2020 年，省内煤炭企业非煤产业营业收入占比达到 70%以上，安置就业人员占全行业总人数的 50%；到 2030 年，非煤产业营业收入占比达到 80%以上，安置就业人员占比达到 60%以上。

生态环保工程。大力推广充填式开采、保水式开采、煤与瓦斯共同开采等绿色技术；推进采煤塌陷地综合治理，实行农业复垦、生态复垦、产业复垦等模式进行分类治理；以伴生资源和煤矿废弃物循环再利用为重点，建设资源综合利用项目。近期，重点实施煤炭塌陷地治理工程，在兖州、邹城、嘉祥、微山、宁阳、新泰等建设采煤塌陷区居民避险安置工程，在兖州兴隆庄、南阳湖、邹城白马河、泗河等开展生态修复与环境整治。到 2020 年，已稳沉和历史遗留采煤塌陷地治理率达到 80%，具备条件的矿井全部实施充填开采，煤矸石、矿井水综合利用率分别达到 100%和 80%；到 2030 年，完成已稳沉和历史遗留采煤塌陷地治理，矿井水综合利用率达到 90%以上。

物流储配工程。统筹推进现代煤炭物流和储配基础设施建设，培育一批集煤炭清洁加工、配送、交易、储备于一体的现代煤炭物流企业，形成以储备为主、物流为辅、煤矿库存为补充的应急保障体系。近期，依托陆路和水路运输通道条件，加快青岛、日照、龙口等 3 个 2000 万吨国家级煤炭物流园区建设，推进泰安、德州、菏泽、潍坊、聊城等储煤基地建设，提高应急保障能力。围绕健全现代煤炭市场体系，完善兖州煤业山东（济宁）、山能淄矿集团鲁中（淄博）、鲁南（枣庄）3 个区域性煤炭交易中心，提高市场配置煤炭资源的水平。

第二节 油气安全保供行动计划

统筹全省炼化布局、港口码头和油气管道建设，通过实施管网完善、隐患治理和储备调峰等重点工程，加快构建供输一体、输配协调、相互衔接的油品储输网络，形成安全、经济、稳定、清洁的油气供应体系。

管网完善工程。加强互联互通和调配能力建设，近期，建成董家口至潍坊至鲁中、鲁北，日照至东营、日照至濮阳至洛阳等原油长输管道、青岛至烟台、烟台西港区-淄博等成品油管道以及新粤浙豫鲁支线、中俄东线山东段、烟台 LNG 至青岛、天津 LNG 至东营等天然气输入管道、区域支线和联络线管道；远期，新建董家口至沂水至淄博、东营港输油管

道等原油管道，中石油烟台至青岛至潍坊至滨州等成品油管道以及新建东营等 LNG 接收站外输管道和蒙西煤制气入鲁管道。

隐患治理工程。坚持建新除患与整改防护相结合，重点加快董家口-东营、临邑-济南炼化和鲁宁线改线等原油管道更新改建工程，全力推动非改线管道重大隐患整治，重点解决管道占压、交叉、安全距离不足等隐患，全面完成隐患治理任务，确保管道安全稳定运行。

储备调峰工程。近期，重点实施青岛二期、烟台西港区、龙口、日照 LNG 接收站建设，建设齐河、泰安、平度三大天然气调配枢纽，建设济南、济宁、枣庄、聊城等 LNG 应急储备调峰设施。远期，建设蓬莱、东营、滨州等 LNG 接收站；建设淄博、潍坊、泰安等 LNG 应急储备调峰设施，实现全省全覆盖；适时启动建设商河天然气地下储气库。

第三节 非化石能源倍增行动计划

围绕打造新能源和可再生能源示范省区，因地制宜规模化发展风电、光伏发电、核电、抽水蓄能电站。到 2020 年和 2030 年，非化石能源装机分别达到 3000 万千瓦和 8155 万千瓦，分别是 2015 年的 2.7 倍和 7.3 倍。

双千万千瓦级风电基地工程。近期，重点建设华能海阳、国电沂山、华电沂源、华润肥城等一批集中式、规模化风电

场，建成陆上千万千瓦级风电基地；适时启动鲁北、莱州湾、长岛潮间带及近海风电场建设。远期，扩大陆上风电基地开发规模；建成鲁北、莱州湾、长岛 3 个百万千瓦级海上风电场，启动渤中、半岛北、半岛南海上风电场建设。

光伏发电示范工程。近期，以济宁、泰安、枣庄、菏泽为重点，实施塌陷地光伏发电工程；以东营、滨州、潍坊等为重点，实施黄河三角洲盐碱滩涂地光伏发电工程；以青岛、潍坊、威海、枣庄、东营、德州、聊城、莱芜、菏泽为重点，实施高效生态农业光伏发电工程；利用工业园区、商业区、公共建筑等屋顶，实施“千万屋顶”分布式光伏发电工程。

东部沿海核电基地开发工程。近期，建成海阳核电一期、荣成高温气冷堆示范项目；启动荣成大型先进压水堆示范工程、商业化压水堆和海阳核电二期、三期等项目建设；加强潜在核电厂址资源的勘探和保护，启动第三核电厂址前期工作。远期，全面建成海阳、荣成核电基地，启动第三核电厂址建设。

抽水蓄能电站提升工程。近期，加快文登、沂蒙抽水蓄能电站建设，开工建设泰安二期、潍坊、枣庄等抽水蓄能电站，适时启动沂蒙二期项目前期工作。远期，建成文登、沂蒙、泰安二期、潍坊、枣庄等项目，开工建设沂蒙二期等项目。

第四节 煤电提升改造行动计划

适度发展先进高效、超低排放煤电机组，加快现役机组节能环保升级改造，全面提升煤电机组能效环保水平，实现清洁、高效发展。

结构优化工程。合理布局大型高效机组，加快淘汰落后机组。重点建设百万千瓦级、60万千瓦级超超临界高效清洁煤电和民生热电项目。坚决关停不符合环保、能效要求的落后煤电机组。“十三五”期间，优先淘汰20万千瓦以下机组，特别是运行满20年的纯凝机组和满25年的抽凝热电机组。加强和规范自备电厂监督管理，坚持公平竞争原则，推进自备电厂与公用电厂执行统一的产业政策和市场规则，推动自备电厂成为合格的市场主体。

超低排放工程。近期，对华能德州、国电石横、华电十里泉、华电潍坊等近5500万千瓦煤电机组实施超低排放环保改造。到2017年，10万千瓦及以上煤电机组全部完成超低排放改造任务。

节能改造工程。近期，对国电聊城、大唐黄岛、华电邹县、华润菏泽等近3300万千瓦煤电机组实施综合性、系统性节能改造，供电煤耗达到同类型机组先进水平。到2017年，全面完成现役煤电机组节能改造任务。

第五节 电网晋档升级行动计划

围绕打造坚强智能电网，系统推进特高压输电工程、500千伏省域主网架强化工程、220千伏市域主网架完善工程和城乡配电网升级改造工程，不断提升电网受电、输电、配电能力和安全稳定运行水平。

特高压输电工程。近期，重点推进锡盟至济南、榆横至潍坊1000千伏交流和上海庙至临沂、扎鲁特至青州±800千伏直流特高压送电通道和济南至潍坊至临沂至枣庄至菏泽至石家庄1000千伏特高压交流环网。远期，重点推进外省至滨州±800千伏直流特高压送电通道和晋东南至菏泽至枣庄、菏泽至赣州、济南至烟台至潍坊1000千伏特高压线路，扩建潍坊等特高压交流变电站，打造“四交三直”省外特高压送电通道和“三横两纵”省内特高压电网。

省域主网架强化工程。近期，重点建设潍坊、枣庄、临沂、菏泽、济南、青州等500千伏送出工程，新建惠民、胶南、临朐等17座变电站，改扩建滨州、寿光、牟平等19座变电站。到2020年，拥有500千伏变电站60座，变电容量1.15亿千伏安，供电半径28.9公里。远期，新建李山、招远、莱西、乐陵、梁山等16座变电站，改扩建贝州、岱西、管仲、光州等57座变电站。到2030年，拥有500千伏变电站76座，变电容量1.9亿千伏安，供电半径25.6公里。

市域主网架完善工程。近期，新建220千伏变电站166

座，改扩建 58 座。到 2020 年底，拥有 220 千伏变电站 551 座，变电容量 1.95 亿千伏安，供电半径 9.6 公里。远期，新建变电站 168 座，改扩建 187 座。到 2030 年，拥有 220 千伏变电站 707 座，变电容量 2.86 亿千伏安，供电半径 8.4 公里。

配电网改造升级工程。近期，新建 110（35）千伏变电站 1030 座，改造变电站 500 座，新增变电容量 8500 万千伏安，线路 1.9 万公里；新增 10 千伏配变 3.5 万台，改造配变 1.7 万台，新增配变容量 1100 万千伏安，线路 4.3 万公里。远期，新建 110（35）千伏变电站 1800 座，改造变电站 880 座，新增变电容量 1.4 亿千伏安，线路 3.4 万公里；新增 10 千伏配变 9.8 万台，改造配变 5.4 万台，新增配变容量 3200 万千伏安，线路 8.8 万公里。

系统储能调峰工程。加快抽水蓄能、天然气等优质调峰电站建设；深度挖掘燃煤机组调峰能力，加快煤电机组灵活性改造，推动燃煤机组由提供电力、电量的主体性电源，向提供可靠电力、调峰调频能力的基础性电源转变。鼓励发电企业、售电企业、电力用户、电储能企业投资建设储能设施；鼓励各地新能源开发基地同步配置适当规模的储能设施；鼓励在小区、楼宇、工商企业等用户侧建设分布式储能设施。加快调峰辅助服务市场建设，完善调峰辅助服务补偿标准，推进调峰服务的市场化交易，实现储能设施与新能源、电网

的协调优化运行。

第六节 能源清洁利用行动计划

围绕推进能源开发利用与生态环境保护的有机统一，大力实施散煤治理、热化城市、电能替代工程，提高能源清洁化利用水平，推动大气污染防治工作深入开展。

散煤治理工程。加强煤炭质量管理，全面落实商品煤质量标准 and 锅炉燃煤技术标准，实现煤炭分质分级利用，推进煤炭清洁化燃烧。坚持散煤减量替代与清洁化替代并举，强化输配电网、燃气管道等清洁能源基础设施建设，积极推广应用高效环保煤粉锅炉，推进燃煤锅炉集中替代和升级改造。到 2017 年，地级及以上城市建成区基本淘汰 10 蒸吨/时及以下的燃煤锅炉；到 2018 年，煤粉锅炉应用比例达到 65% 以上，10 蒸吨/时以上燃料锅炉全部达到燃气锅炉排放标准。划定城市高污染燃料禁燃区。2017 年设区城市的高污染燃料禁燃区面积达到城市建成区面积的 80% 以上。落实优质煤源，建设洁净煤配送中心，推广先进民用炉具。到 2020 年，力争基本建立以县(区)为单位的全密闭配煤中心和覆盖所有乡村的洁净煤供应网络，洁净型煤在民用燃煤中的使用比例达到 90% 以上，逐步实现散煤清洁化治理“全覆盖、全替代”。

城市热化工程。加大城市及周边现有发电机组的供热改造力度，优先发展生活采暖型热电联产项目，鼓励利用背压

热电联产机组替代分散燃煤锅炉，积极发展热电冷三联供和地源热泵，扩大集中供热面积。加快推动热网和热源基础设施建设，实施集中供热老旧管道改造，提高集中供热管网输送能力和安全保障水平。近期，着力解决德州庆云、滨州阳信、菏泽鄄城无集中供热问题，实现县以上城市集中供热全覆盖，集中供热普及率达到 70%以上；远期，城区集中供热普及率达到 80%以上。

电能替代工程。围绕提高电能在终端能源消费中的比重，重点在居民采暖、工业生产、交通运输等领域，推广电采暖、工业电锅炉、靠港船舶使用岸电、机场桥载设备、低谷电蓄能等电能替代工程。加快新能源汽车推广应用，并按照“桩站先行、适度超前”的原则，统筹规划充电基础设施建设，形成相互协调、相互促进的良性发展格局。到 2020 年，新能源汽车推广应用达到 32 万辆；建成充电站 920 座、充电桩 35 万个。

第七节 能源节约低碳行动计划

坚持能源节约与高效低碳利用并举，通过实施低碳排放试点工程、能效“领跑者”引领工程、分布式能源综合利用工程和余能高效利用工程，形成以绿色低碳为特征的生产、生活、消费方式和符合省情的低碳发展模式。

低碳排放试点工程。推广“新城镇、新能源、新生活”

发展理念，以新能源示范城市（园区）、绿色能源示范县建设为依托，以低碳产业发展为抓手，扩大可再生能源在区域供热、供电、供气、交通等各领域的应用，主动控制重点耗能行业碳排放，促进区域绿色低碳发展。近期，重点推进德州、泰安、东营、济南长清区、青岛即墨市、青岛中德生态园等国家级新能源示范城市（产业园区）创建工作，加快推进诸城、禹城、寿光、荣成、文登、临朐、单县等绿色能源示范县建设。

能效“领跑者”引领工程。在终端用能产品、高耗能行业、公共机构、民用建筑、交通运输、商贸企业、星级酒店等七大领域，评选“领跑者”试点单位，树立标杆，政策激励，提高标准，形成推动终端用能产品和用能单位能效水平不断提升的长效机制，增强全社会节能动力。

分布式能源综合利用工程。加强供用能系统统筹规划和一体化建设，重点在小城镇、产业园区、商务区以及机场、车站、医院、学校等大型公用设施，按照“分散布局、就近消纳、综合利用、多能互补”的原则，因地制宜实施传统能源与风能、太阳能、地热能、生物质能等能源的协同开发利用，优化布局电力、燃气、热力、供冷、供水管廊等基础设施，通过天然气热电冷三联供、分布式可再生能源和能源智能微网等方式实现多能互补和协同供应，为用户提供高效智能的能源供应和相关增值服务。实施能源需求侧管理，推动

能源就地清洁生产和就近消纳，提高能源综合利用效率。

余能高效利用工程。加强城镇与产业园区能源利用的系统规划，统筹优化区域内的电力、热力、供气系统，实施建设余热、余压、余气利用工程，最大限度提高生产过程中余能利用效率。到 2020 年、2030 年，余能发电装机分别达到 350 万和 400 万千瓦。

第八节 装备集群发展行动计划

聚焦重点领域、重点企业和重点区域，依托重大项目、重大工程，发展壮大资金技术密集、自主创新能力强、关联度高的现代能源装备产业集群，形成全国乃至国际具有较强竞争力的能源装备制造业体系。

海工装备产业升级工程。以烟台来福士、蓬莱巨涛、海洋石油工程（青岛）、青岛北船重工、山东海洋仪器研究所等为依托，加快制造多功能自升式钻井平台、半潜式钻井平台、固定式桩基平台、移动平台等深水油气资源勘探成套技术及钻采装备，加强配套能力和集成能力建设，推进深水油气装备智能制造，打造具有国际竞争力的海洋工程装备制造基地。依托蓬莱省级海洋装备制造特色产业园，建设国家电网公司海上风电检测基地。

核电装备产业升级工程。以核电开发建设为依托，充分利用国家核电技术基地、山东核电培训基地的技术支撑，积

极创立一个国家级核电技术研发中心；重点支持山东核电设备制造公司、烟台台海玛努尔核电设备公司等企业，加快实施系统设计、设备制造的本地化，重点发展 AP1000 锻造主管道、大型双相钢及超级双相不锈钢叶轮、大型先进压水堆钢制安全壳、结构模块、设备模块、一体化堆顶组件（IHP）等核电关键设备，组织开展核电装备智能制造技术攻关，实现技术、制造、工程全过程数据的数字化共享与关联，建成全国重要的核电研发和装备制造基地。

新能源汽车产业升级工程。依托上汽青岛、一汽大众（青岛）、福田汽车、中通客车、中国重汽、山东沂星等重点生产企业，突出整车制造、关键零部件、基础装备制造，推进新能源乘用车、专用车、LNG 商用车及公交客车等整车制造，跟踪研发燃料电池汽车，做强动力电池、电机控制系统等关键零部件环节，加快智能充电终端、充电网络、加气装备等基础装备产业发展，打造国内领先的新能源汽车生产基地。

石化装备产业升级工程。以东营科瑞、胜利高原、烟台杰瑞等企业为重点，加快发展以石油及页岩气开采用高端钻机、专用钻机、钻完井设备、高精度地质导向系统、大型压裂设备等重点产品，建设我国最大的高端油气钻采和测录井装备生产基地。依托省内炼化产业改造升级和产品结构调整，实行装置大型化和炼化一体化，以千万吨级炼油和百万吨级大型乙烯等成套设备、大型离心压缩机组、大型容积式压缩

机组关键泵阀等为重点，着力突破高端石化产品成套关键技术、劣质重油加工技术、清洁油品生产技术以及节能减排关键技术，加快技术研发平台体系建设，推进重大石化装备国产化与自主化。

输变电装备产业升级工程。以泰开集团有限公司、特变电工、山东达驰等企业为主体，抓住国家鼓励发展超高压、特高压、智能电网等有利时机，加快发展特高压及超高压输变电设备、智能变电站成套装备、智能配电网成套设备、用户端智能化成套装备、能源互联网核心装备和可再生能源并网系统，建设全国高端智能输变电装备生产基地。

煤矿装备产业升级工程。以山能重装、山东矿机、天晟集团、兖矿东华重工等骨干企业为依托，重点发展高效绿色采掘系统、智能化无人工作面综采系统、煤矿信息化管理、煤矿区地面生态恢复与重建、大型煤矿装备节能、矿井水利用技术装备等，打造国内领先的煤矿装备制造产业集群。

第九节 能源互联网行动计划

以“互联网+”为手段，着力打造能源大数据综合服务、智能化电力交易和电动汽车充电智能服务等三个平台，大力实施微电网示范工程，促进信息化和能源深度融合，推动能源互联网新技术、新模式和新业态发展。

能源大数据平台建设工程。实施能源大数据战略，积极

构建山东能源大数据信息中心，促进各类数据资源整合，逐步实现能源数据资源的集成和共享。积极促进覆盖能源生产、流通、交易、消费等全链条的能源大数据新业务应用与增值服务，开展面向能源终端用户的用能大数据信息服务。发挥大数据技术在能源监管中的基础性作用，提升能源监管的效率和效益。

智能化电力交易平台建设工程。以电力体制改革为契机，利用互联网等信息技术，积极构建智能化电力交易平台，培育负荷集成商、售电商、综合能源运营商等新型市场主体。鼓励个人、家庭、分布式能源等小微用户灵活自主地参与电力市场，支持风电、光伏、生物质发电等绿色电力与用户之间实现点对点交易。逐步建设以能量、辅助服务、新能源配额、虚拟能源货币等为标的物的多元交易体系，形成多方参与、充分竞争、平等开放的市场交易格局。

电动汽车充电服务平台建设工程。加快推进“互联网+充电基础设施”建设，围绕用户需求，集成电网、车企、交通、路况、气象、安全等各种数据，建立电动汽车用户服务平台，提供充电导航、状态查询、充电预约、费用结算等综合服务，拓展平台增值业务。充分利用风电、光伏等资源，因地制宜建设风光储一体的智能充电站等基础设施，实现电动汽车与新能源的协同优化发展。

微电网示范工程。在经济开发区、产业园区、大型商务

区和学校、医院、交通枢纽中心等重点区域，通过可再生能源发电、储能技术、天然气冷热电三联供和微电网中等集成应用，探索发输储配用一体化的技术应用和商业运营模式，改善微电网电能质量、稳定组网运行、保证微电网安全稳定运行。到 2020 年，建成 50 个不同类型、不同规模的微电网示范项目。

第十节 能源扶贫攻坚行动计划

贯彻落实中央和省委扶贫开发工作部署要求，充分发挥能源建设在脱贫攻坚战中的基础性作用，坚持精准扶贫、精准脱贫，因地制宜推进光伏扶贫，全面实现贫困村农网改造、农村机井通电、自然村通动力电“三个百分之百”，为贫困地区经济发展和民生改善提供有力支撑。

光伏扶贫工程。坚持“省级统筹、县负总责，统一规划、分步实施，政策扶持、合力推进”的总体思路，建立健全政府补助、社会帮扶、金融支持、帮扶单位和用户出资等多种途径相结合的资金筹措机制，因地制宜推进集中式、分布式光伏发电项目建设。到 2018 年，力争惠及 10 万个贫困户，让贫困群众获得长期稳定的收益。

贫困村农网改造“全覆盖”工程。全面系统推进配变台区、老旧线路和低压户表建设和改造，有效缩短供电半径，提高户均配变容量，全面解决“低电压”、“卡脖子”问题，

不断提升贫困地区供电可靠性和电力服务水平，有效满足农户生产生活用电需求。2017 年底前，实现贫困村农网升级改造“全覆盖”。

农村机井电力“井井通”工程。结合高标准农田建设和推广农业节水灌溉等，因地制宜、统筹推进平原、丘陵、山区机井通电设施建设，加强和规范机井通电设施管理和维护，提升农业排灌电力服务水平，促进农业增产、农民增收。2016 年至 2017 年，对 42 万口机井电力设施进行建设改造，基本实现全省农村机井电力“井井通”，惠及农田 4200 万亩以上。

自然村动力电“村村通”工程。2016 年，全面解决 294 个自然村未通动力电问题，全面实现自然村动力电“村村通”，满足农村发展养殖、种植、副业加工、乡村旅游和抗旱防汛、农业生产等生产生活用电需要。

第六章 坚持多措并举，确保目标任务顺利实现

第一节 建立规划实施机制

建立健全规划实施责任机制，形成能源主管部门牵头组织协调、其他有关部门分工配合、各地政府和能源企业细化落实的工作机制，形成推动规划实施的整体合力。加强规划与国家能源规划的衔接，与全省国民经济和社会发展规划、城乡规划以及相关专项规划协调，做好能源年度计划与规划的对接。加强规划实施评估，适时进行滚动修编。强化规划刚性管理，完善评估考核制度，将规划指标完成情况纳入政府综合考核和绩效评价体系，确保规划提出的各项任务落到实处。

第二节 健全政策法规体系

推进相关法律制定和修订，完善配套法规体系，发挥法律、法规、规章对能源行业发展和改革的引导和约束作用，实现能源发展有法可依、依法行政。健全资金支持政策，多渠道筹措资金，加大对能源设施建设、能源科技创新的支持力度。研究设立可再生能源发展基金，实施可再生能源配额制度，加快推进可再生能源发展。完善价格形成机制，研究出台调峰电价、季节差价以及推进分布式能源发展的价格激励政策，建立有利于能源清洁发展、高效利用的价格体系。严格落实能源税收调节政策，发挥税收促进节能和可再生能

源发展的作用。实施电力绿色调度，倡导消费绿色电力，出台有利于超低排放的电量政策，引导能源生产和消费行为。制定碳排放交易制度，建立碳排放权交易市场，促使企业加强碳排放管理。

第三节 统筹政府市场作用

充分发挥市场在资源配置中的决定性作用和更好发挥政府作用。深化能源流通体制改革，还原能源商品属性，建立统一、开放、竞争、有序的现代能源市场体系。完善能源投融资体制机制，促进能源资源优化配置和资本合理流动，坚持国有经济在关系能源安全 and 经济命脉的重点领域和关键环节的主导地位，充分发挥非国有经济及外资作用，实现能源投资主体、融资渠道多元化。加快推进政府自身改革和职能转变，深化落实简政放权。明确各级部门、地方政府主体责任，充分发挥各级政府在规划、安全、质量、环保等方面的监督管理作用，强化能源消费、碳排放总量以及节能降耗、压减煤炭消费等约束性指标监督考核，形成促进能源清洁低碳发展的倒逼机制。

第四节 鼓励能源创新发展

加快能源科技创新，建立有利于技术进步、人才引进、成果转化、产业升级的体制机制。开展能源创新与金融合作试点，实施绿色信贷激励政策，促进能源产业发展。创新能

源商业模式，培育能源领域新的、灵活的供应体，逐步构建用户自主的能源新模式。强化能源产业创新，积极推进能源生产由集中为主向集中与分散并举转变，能源制造由上游为主向中下游高端延伸发展、由高碳向低碳发展。创新政府管理模式，加强能源发展战略、规划、政策、标准的制定与实施，推动政府职能由项目管理向创新服务转变。

第五节 加大能源监管力度

坚持规划、政策、规则、监管“四位一体”，加强行业监管体系。坚持放管结合，创新监管方式，强化事中、事后监管，建立健全高效、透明的能源监管机制，形成省级主管部门与国家能源局及派出机构、各市、县政府部门之间上下联动、横向协同、相互配合的监管体系。强化能源市场监管，积极推进能源领域信用体系建设，杜绝无序违规建设能源项目，切实维护能源市场秩序，营造公平竞争的市场环境。充分运行“互联网+”、大数据、云计算等先进理念和技术，为能源监管提供技术支持和信息服务。

第六节 强化能源保障安全

着力增强能源供给保障能力，完善能源储备应急体系，掌握能源供应主动权，提高能源安全保障水平。坚持安全第一、预防为主、综合治理的方针，牢固树立安全生产“红线意识”，实行最严格的能源安全生产制度，完善党政同责、

一岗双责、齐抓共管的责任体系，坚决遏制能源重特大安全事故发生。改善能源安全生产设施和装备，深化安全生产专项治理，落实企业安全生产主体责任，严格安全生产目标考核与责任追究。实施“科技兴安”战略和“智慧安监”工程，加强新技术在安全生产管理方面的应用，提高能源安全生产监管和应急处置能力。

第七节 积极推进开放合作

充分利用两种资源、两个市场，全方位实施能源对外开放与合作战略，抢抓“一带一路”战略机遇，鼓励我省优势能源企业、地勘单位积极“走出去”，参与俄罗斯、中亚，中东，非洲，美洲和亚太五大重点能源合作区域建设，承揽大型能源开发、基础设施互联互通等工程。强化省际能源合作，搭建与山西、陕西、内蒙古、新疆等资源富集省区的政府合作平台，结合“外电入鲁”通道建设，支持我省企业通过独资、参股、兼并等方式参与配套电源开发，开拓省外能源供应渠道，构建开放合作、互利共赢的能源供应体系。加强与国外能源企业、研究机构合作，通过相互投资、市场开放等手段，引进消化、吸收和再创新关键能源技术、先进适用技术和重大装备，提升能源科技创新发展能力。