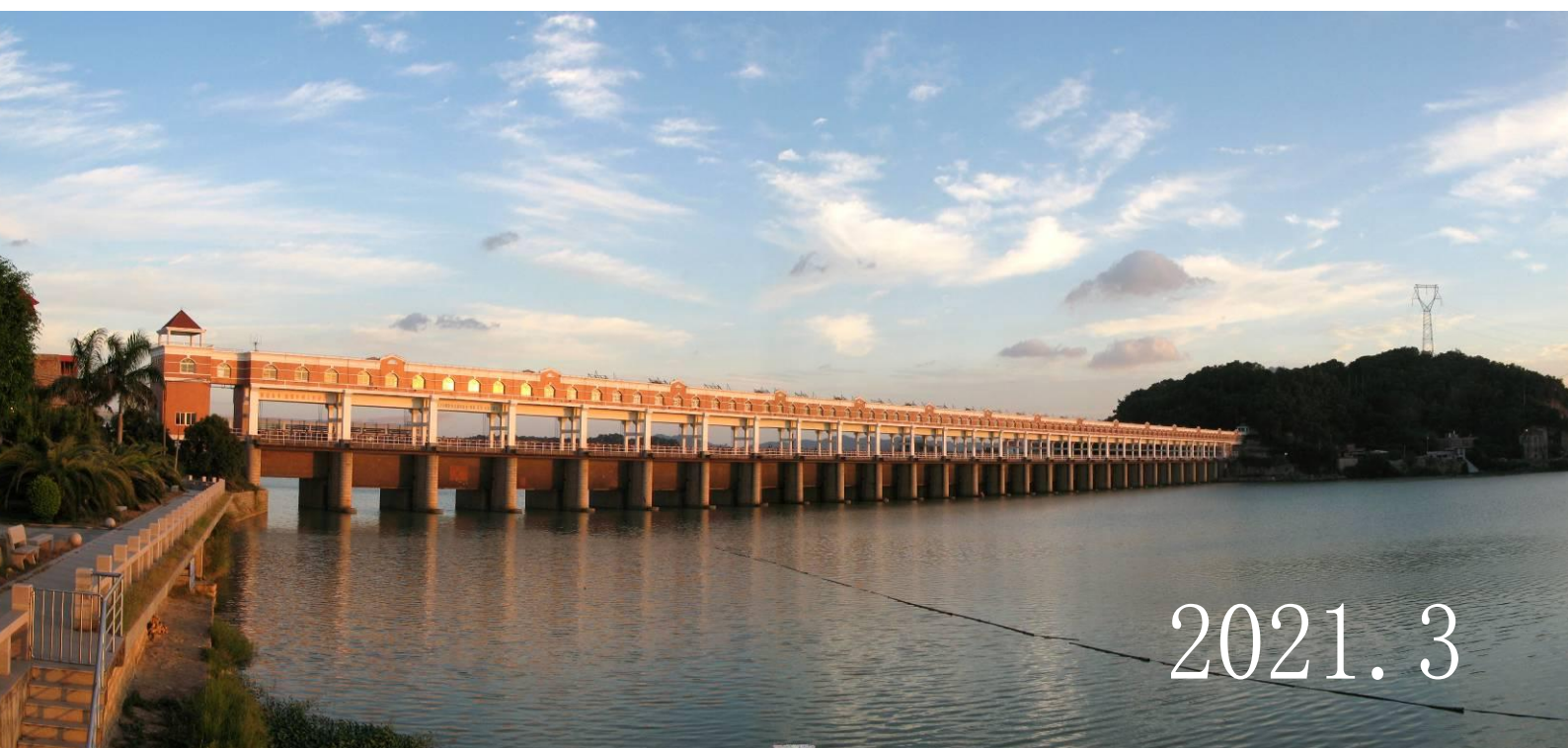


福建水利水电

FUJI SHUI LI SHUI DIAN

工程造价管理信息

GONG CHENG ZAO JIA GUAN LI XIN XI



2021.3

福建省水利水电造价管理站

福建水利水电 工程造价管理信息

3
2021
信息汇编
(总第 37 期)

福建省水利水电造价管理站 主编

编辑部地址：福州市东大路 229 号 电 话：0591-87549264 邮编：350001
定额咨询：87549264 软件咨询：87611096 造价人员管理：83605117 87626887

目 录

【文件选登】

- 1、中华人民共和国国务院令 第 743 号《中华人民共和国土地管理法实施条例》…… 1
- 2、国办发〔2021〕7 号 国务院关于深化“证照分离”改革进一步激发市场
主体发展活力的通知…… 14
- 3、中华人民共和国国家发展和改革委员会 中华人民共和国住房和城乡建设
部令第 46 号《城镇供水价格管理办法》…… 19
- 4、发改能源〔2021〕807 号 关于印发《能源领域 5G 应用实施方案》的通
知…… 25
- 5、发改投资规〔2021〕910 号 国家发展改革委关于加强基础设施建设项目
管理确保工程安全质量的通知…… 28
- 6、发改能源规〔2021〕1051 号 国家发展改革委 国家能源局关于加快推动
新型储能发展的指导意见…… 31
- 7、发改价格〔2021〕1093 号 国家发展改革委关于进一步完善分时电价机制
的通知…… 36
- 8、发改运行〔2021〕1138 号 国家发展改革委 国家能源局关于鼓励可再生
能源发电企业自建或购买调峰能力增加并网规模的通知…… 39

+++++

9、国能发新能〔2021〕31号 国家能源局关于2020年度全国可再生能源电力发展监测平价结果的通报·····	44
10、可再生标准〔2021〕187号 关于印发《可再生能源行业标准化管理办法》及实施细则的通知·····	53
11、国家能源局综合司关于开展可再生能源发电项目开发建设按月调度的通知·····	58
12、建办标〔2021〕26号 住房和城乡建设部办公厅关于取消工程造价咨询企业资质审批加强事中事后监管的通知·····	60
13、中价协〔2021〕35号 中国建设工程造价管理协会关于适应新形势变革推动工程造价咨询行业高质量发展的意见·····	62
【综合信息】	
1、“白鹤”起舞金沙间——解码世界最大清洁能源走廊·····	64
2、白鹤滩水电站15号机组并网 创百万千瓦机组摆度最优纪录·····	67
【造价简讯】	
1、定额〔2021〕24号 电力工程造价与定额管理总站关于2016版20KV及以下配电网工程估算指标及概预算定额2021年上半年价格水平调整的通知·····	68
2、《水电工程执行概算编制导则》和《水电工程完工总结算报告编制导则》编制第一次集中办公会议顺利召开·····	69
3、陆上及海上风电、光伏发电工程工程量清单计价规范标准顺利通过审查·····	70
4、定额〔2021〕25号 电力工程造价与定额管理总站关于发布2020版电网技术改造及检修工程概预算定额2021年上半年价格水平调整系数的通知·····	71
【价格信息】	
各市主要材料价格表·····	72

中华人民共和国国务院令

第 743 号

各省、自治区、直辖市人民政府，国务院各部委、各直属机构：

《中华人民共和国土地管理法实施条例》已经 2021 年 4 月 21 日国务院第 132 次常务会议修订通过，现予公布，自 2021 年 9 月 1 日起施行。

总 理 李克强

2021 年 7 月 2 日

中华人民共和国土地管理法实施条例

（1998 年 12 月 27 日中华人民共和国国务院令 第 256 号发布 根据 2011 年 1 月 8 日《国务院关于废止和修改部分行政法规的决定》第一次修订 根据 2014 年 7 月 29 日《国务院关于修改部分行政法规的决定》第二次修订 2021 年 7 月 2 日中华人民共和国国务院令 第 743 号第三次修订）

第一章 总 则

第一条 根据《中华人民共和国土地管理法》（以下简称《土地管理法》），制定本条例。

第二章 国土空间规划

第二条 国家建立国土空间规划体系。

土地开发、保护、建设活动应当坚持规划先行。经依法批准的国土空间规划是各类开发、保护、建设活动的基本依据。

已经编制国土空间规划的，不再编制土地利用总体规划和城乡规划。在编制国土空间规划前，经依法批准的土地利用总体规划和城乡规划继续执行。

第三条 国土空间规划应当细化落实国家发展规划提出的国土空间开发保护要

求，统筹布局农业、生态、城镇等功能空间，划定落实永久基本农田、生态保护红线和城镇开发边界。

国土空间规划应当包括国土空间开发保护格局和规划用地布局、结构、用途管制要求等内容，明确耕地保有量、建设用地规模、禁止开垦的范围等要求，统筹基础设施和公共设施用地布局，综合利用地上地下空间，合理确定并严格控制新增建设用地规模，提高土地节约集约利用水平，保障土地的可持续利用。

第四条 土地调查应当包括下列内容：

- （一）土地权属以及变化情况；
- （二）土地利用现状以及变化情况；
- （三）土地条件。

全国土地调查成果，报国务院批准后向社会公布。地方土地调查成果，经本级人民政府审核，报上一级人民政府批准后向社会公布。全国土地调查成果公布后，县级以上地方人民政府方可自上而下逐级依次公布本行政区域的土地调查成果。

土地调查成果是编制国土空间规划以及自然资源管理、保护和利用的重要依据。

土地调查技术规程由国务院自然资源主管部门会同有关部门制定。

第五条 国务院自然资源主管部门会同有关部门制定土地等级评定标准。

县级以上人民政府自然资源主管部门应当会同有关部门根据土地等级评定标准，对土地等级进行评定。地方土地等级评定结果经本级人民政府审核，报上一级人民政府自然资源主管部门批准后向社会公布。

根据国民经济和社会发展状况，土地等级每五年重新评定一次。

第六条 县级以上人民政府自然资源主管部门应当加强信息化建设，建立统一的国土空间基础信息平台，实行土地管理全流程信息化管理，对土地利用状况进行动态监测，与发展改革、住房和城乡建设等有关部门建立土地管理信息共享机制，依法公开土地管理信息。

第七条 县级以上人民政府自然资源主管部门应当加强地籍管理，建立健全地籍数据库。

第三章 耕地保护

第八条 国家实行占用耕地补偿制度。在国土空间规划确定的城市和村庄、集镇建设用地范围内经依法批准占用耕地，以及在国土空间规划确定的城市和村庄、集

镇建设用地范围外的能源、交通、水利、矿山、军事设施等建设项目经依法批准占用耕地的，分别由县级人民政府、农村集体经济组织和建设单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照省、自治区、直辖市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。

省、自治区、直辖市人民政府应当组织自然资源主管部门、农业农村主管部门对开垦的耕地进行验收，确保开垦的耕地落实到地块。划入永久基本农田的还应当纳入国家永久基本农田数据库严格管理。占用耕地补充情况应当按照国家有关规定向社会公布。

个别省、直辖市需要易地开垦耕地的，依照《土地管理法》第三十二条的规定执行。

第九条 禁止任何单位和个人在国土空间规划确定的禁止开垦的范围内从事土地开发活动。

按照国土空间规划，开发未确定土地使用权的国有荒山、荒地、荒滩从事种植业、林业、畜牧业、渔业生产的，应当向土地所在地的县级以上地方人民政府自然资源主管部门提出申请，按照省、自治区、直辖市规定的权限，由县级以上地方人民政府批准。

第十条 县级人民政府应当按照国土空间规划关于统筹布局农业、生态、城镇等功能空间的要求，制定土地整理方案，促进耕地保护和土地节约集约利用。

县、乡（镇）人民政府应当组织农村集体经济组织，实施土地整理方案，对闲散地和废弃地有计划地整治、改造。土地整理新增耕地，可以用作建设所占用耕地的补充。

鼓励社会主体依法参与土地整理。

第十一条 县级以上地方人民政府应当采取措施，预防和治理耕地土壤流失、污染，有计划地改造中低产田，建设高标准农田，提高耕地质量，保护黑土地等优质耕地，并依法对建设所占用耕地耕作层的土壤利用作出合理安排。

非农业建设依法占用永久基本农田的，建设单位应当按照省、自治区、直辖市的规定，将所占用耕地耕作层的土壤用于新开垦耕地、劣质地或者其他耕地的土壤改良。

县级以上地方人民政府应当加强对农业结构调整的引导和管理，防止破坏耕地耕作层；设施农业用地不再使用的，应当及时组织恢复种植条件。

第十二条 国家对耕地实行特殊保护，严守耕地保护红线，严格控制耕地转为林地、草地、园地等其他农用地，并建立耕地保护补偿制度，具体办法和耕地保护补偿实施步骤由国务院自然资源主管部门会同有关部门规定。

非农业建设必须节约使用土地，可以利用荒地的，不得占用耕地；可以利用劣地的，不得占用好地。禁止占用耕地建窑、建坟或者擅自在耕地上建房、挖砂、采石、采矿、取土等。禁止占用永久基本农田发展林果业和挖塘养鱼。

耕地应当优先用于粮食和棉、油、糖、蔬菜等农产品生产。按照国家有关规定需要将耕地转为林地、草地、园地等其他农用地的，应当优先使用难以长期稳定利用的耕地。

第十三条 省、自治区、直辖市人民政府对本行政区域耕地保护负总责，其主要负责人是本行政区域耕地保护的第一责任人。

省、自治区、直辖市人民政府应当将国务院确定的耕地保有量和永久基本农田保护任务分解下达，落实到具体地块。

国务院对省、自治区、直辖市人民政府耕地保护责任目标落实情况进行考核。

第四章 建设用地

第一节 一般规定

第十四条 建设项目需要使用土地的，应当符合国土空间规划、土地利用年度计划和用途管制以及节约资源、保护生态环境的要求，并严格执行建设用地标准，优先使用存量建设用地，提高建设用地使用效率。

从事土地开发利用活动，应当采取有效措施，防止、减少土壤污染，并确保建设用地符合土壤环境质量要求。

第十五条 各级人民政府应当依据国民经济和社会发展规划及年度计划、国土空间规划、国家产业政策以及城乡建设、土地利用的实际状况等，加强土地利用计划管理，实行建设用地总量控制，推动城乡存量建设用地开发利用，引导城镇低效用地再开发，落实建设用地标准控制制度，开展节约集约用地评价，推广应用节地技术和节地模式。

第十六条 县级以上地方人民政府自然资源主管部门应当将本级人民政府确定的年度建设用地供应总量、结构、时序、地块、用途等在政府网站上向社会公布，供社会公众查阅。

第十七条 建设单位使用国有土地，应当以有偿使用方式取得；但是，法律、行政法规规定可以以划拨方式取得的除外。

国有土地有偿使用的方式包括：

- （一）国有土地使用权出让；
- （二）国有土地租赁；
- （三）国有土地使用权作价出资或者入股。

第十八条 国有土地使用权出让、国有土地租赁等应当依照国家有关规定通过公开的交易平台进行交易，并纳入统一的公共资源交易平台体系。除依法可以采取协议方式外，应当采取招标、拍卖、挂牌等竞争性方式确定土地使用者。

第十九条 《土地管理法》第五十五条规定的新增建设用地的土地有偿使用费，是指国家在新增建设用地中应取得的平均土地纯收益。

第二十条 建设项目施工、地质勘查需要临时使用土地的，应当尽量不占或者少占耕地。

临时用地由县级以上人民政府自然资源主管部门批准，期限一般不超过二年；建设周期较长的能源、交通、水利等基础设施建设使用的临时用地，期限不超过四年；法律、行政法规另有规定的除外。

土地使用者应当自临时用地期满之日起一年内完成土地复垦，使其达到可供利用状态，其中占用耕地的应当恢复种植条件。

第二十一条 抢险救灾、疫情防控等急需使用土地的，可以先行使用土地。其中，属于临时用地的，用后应当恢复原状并交还原土地使用者使用，不再办理用地审批手续；属于永久性建设用地的，建设单位应当在不晚于应急处置工作结束六个月内申请补办建设用地审批手续。

第二十二条 具有重要生态功能的未利用地应当依法划入生态保护红线，实施严格保护。

建设项目占用国土空间规划确定的未利用地的，按照省、自治区、直辖市的规定办理。

第二节 农用地转用

第二十三条 在国土空间规划确定的城市和村庄、集镇建设用地范围内，为实施该规划而将农用地转为建设用地的，由市、县人民政府组织自然资源等部门拟订农用地转用方案，分批次报有批准权的人民政府批准。

农用地转用方案应当重点对建设项目安排、是否符合国土空间规划和土地利用年度计划以及补充耕地情况作出说明。

农用地转用方案经批准后，由市、县人民政府组织实施。

第二十四条 建设项目确需占用国土空间规划确定的城市和村庄、集镇建设用地范围外的农用地，涉及占用永久基本农田的，由国务院批准；不涉及占用永久基本农田的，由国务院或者国务院授权的省、自治区、直辖市人民政府批准。具体按照下列规定办理：

（一）建设项目批准、核准前或者备案前后，由自然资源主管部门对建设项目用地事项进行审查，提出建设项目用地预审意见。建设项目需要申请核发选址意见书的，应当合并办理建设项目用地预审与选址意见书，核发建设项目用地预审与选址意见书。

（二）建设单位持建设项目的批准、核准或者备案文件，向市、县人民政府提出建设用地申请。市、县人民政府组织自然资源等部门拟订农用地转用方案，报有批准权的人民政府批准；依法应当由国务院批准的，由省、自治区、直辖市人民政府审核后上报。农用地转用方案应当重点对是否符合国土空间规划和土地利用年度计划以及补充耕地情况作出说明，涉及占用永久基本农田的，还应当对占用永久基本农田的必要性、合理性和补划可行性作出说明。

（三）农用地转用方案经批准后，由市、县人民政府组织实施。

第二十五条 建设项目需要使用土地的，建设单位原则上应当一次申请，办理建设用地审批手续，确需分期建设的项目，可以根据可行性研究报告确定的方案，分期申请建设用地，分期办理建设用地审批手续。建设过程中用地范围确需调整的，应当依法办理建设用地审批手续。

农用地转用涉及征收土地的，还应当依法办理征收土地手续。

第三节 土地征收

第二十六条 需要征收土地，县级以上地方人民政府认为符合《土地管理法》第四十五条规定的，应当发布征收土地预公告，并开展拟征收土地现状调查和社会稳定风险评估。

征收土地预公告应当包括征收范围、征收目的、开展土地现状调查的安排等内容。征收土地预公告应当采用有利于社会公众知晓的方式，在拟征收土地所在的乡（镇）和村、村民小组范围内发布，预公告时间不少于十个工作日。自征收土地预公告发

布之日起，任何单位和个人不得在拟征收范围内抢栽抢建；违反规定抢栽抢建的，对抢栽抢建部分不予补偿。

土地现状调查应当查明土地的位置、权属、地类、面积，以及农村村民住宅、其他地上附着物和青苗等的权属、种类、数量等情况。

社会稳定风险评估应当对征收土地的社会稳定风险状况进行综合研判，确定风险点，提出风险防范措施和处置预案。社会稳定风险评估应当有被征地的农村集体经济组织及其成员、村民委员会和其他利害关系人参加，评估结果是申请征收土地的重要依据。

第二十七条 县级以上地方人民政府应当依据社会稳定风险评估结果，结合土地现状调查情况，组织自然资源、财政、农业农村、人力资源和社会保障等有关部门拟定征地补偿安置方案。

征地补偿安置方案应当包括征收范围、土地现状、征收目的、补偿方式和标准、安置对象、安置方式、社会保障等内容。

第二十八条 征地补偿安置方案拟定后，县级以上地方人民政府应当在拟征收土地所在的乡（镇）和村、村民小组范围内公告，公告时间不少于三十日。

征地补偿安置公告应当同时载明办理补偿登记的方式和期限、异议反馈渠道等内容。

多数被征地的农村集体经济组织成员认为拟定的征地补偿安置方案不符合法律、法规规定的，县级以上地方人民政府应当组织听证。

第二十九条 县级以上地方人民政府根据法律、法规规定和听证会等情况确定征地补偿安置方案后，应当组织有关部门与拟征收土地的所有权人、使用权人签订征地补偿安置协议。征地补偿安置协议示范文本由省、自治区、直辖市人民政府制定。

对个别确实难以达成征地补偿安置协议的，县级以上地方人民政府应当在申请征收土地时如实说明。

第三十条 县级以上地方人民政府完成本条例规定的征地前期工作后，方可提出征收土地申请，依照《土地管理法》第四十六条的规定报有批准权的人民政府批准。

有批准权的人民政府应当对征收土地的必要性、合理性、是否符合《土地管理法》第四十五条规定的为了公共利益确需征收土地的情形以及是否符合法定程序进行审查。

第三十一条 征收土地申请经依法批准后，县级以上地方人民政府应当自收到批

准文件之日起十五个工作日内在拟征收土地所在的乡（镇）和村、村民小组范围内发布征收土地公告，公布征收范围、征收时间等具体工作安排，对个别未达成征地补偿安置协议的应当作出征地补偿安置决定，并依法组织实施。

第三十二条 省、自治区、直辖市应当制定公布区片综合地价，确定征收农用地的土地补偿费、安置补助费标准，并制定土地补偿费、安置补助费分配办法。

地上附着物和青苗等的补偿费用，归其所有权人所有。

社会保障费用主要用于符合条件的被征地农民的养老保险等社会保险缴费补贴，按照省、自治区、直辖市的规定单独列支。

申请征收土地的县级以上地方人民政府应当及时落实土地补偿费、安置补助费、农村村民住宅以及其他地上附着物和青苗等的补偿费用、社会保障费用等，并保证足额到位，专款专用。有关费用未足额到位的，不得批准征收土地。

第四节 宅基地管理

第三十三条 农村居民点布局和建设用地规模应当遵循节约集约、因地制宜的原则合理规划。县级以上地方人民政府应当按照国家规定安排建设用地指标，合理保障本行政区域农村村民宅基地需求。

乡（镇）、县、市国土空间规划和村庄规划应当统筹考虑农村村民生产、生活需求，突出节约集约用地导向，科学划定宅基地范围。

第三十四条 农村村民申请宅基地的，应当以户为单位向农村集体经济组织提出申请；没有设立农村集体经济组织的，应当向所在的村民小组或者村民委员会提出申请。宅基地申请依法经农村村民集体讨论通过并在本集体范围内公示后，报乡（镇）人民政府审核批准。

涉及占用农用地的，应当依法办理农用地转用审批手续。

第三十五条 国家允许进城落户的农村村民依法自愿有偿退出宅基地。乡（镇）人民政府和农村集体经济组织、村民委员会等应当将退出的宅基地优先用于保障该农村集体经济组织成员的宅基地需求。

第三十六条 依法取得的宅基地和宅基地上的农村村民住宅及其附属设施受法律保护。

禁止违背农村村民意愿强制流转宅基地，禁止违法收回农村村民依法取得的宅基地，禁止以退出宅基地作为农村村民进城落户的条件，禁止强迫农村村民搬迁退出宅基地。

第五节 集体经营性建设用地管理

第三十七条 国土空间规划应当统筹并合理安排集体经营性建设用地布局和用途，依法控制集体经营性建设用地规模，促进集体经营性建设用地的节约集约利用。

鼓励乡村重点产业和项目使用集体经营性建设用地。

第三十八条 国土空间规划确定为工业、商业等经营性用途，且已依法办理土地所有权登记的集体经营性建设用地，土地所有权人可以通过出让、出租等方式交由单位或者个人在一定年限内有偿使用。

第三十九条 土地所有权人拟出让、出租集体经营性建设用地的，市、县人民政府自然资源主管部门应当依据国土空间规划提出拟出让、出租的集体经营性建设用地的规划条件，明确土地界址、面积、用途和开发建设强度等。

市、县人民政府自然资源主管部门应当会同有关部门提出产业准入和生态环境保护要求。

第四十条 土地所有权人应当依据规划条件、产业准入和生态环境保护要求等，编制集体经营性建设用地出让、出租等方案，并依照《土地管理法》第六十三条的规定，由本集体经济组织形成书面意见，在出让、出租前不少于十个工作日报市、县人民政府。市、县人民政府认为该方案不符合规划条件或者产业准入和生态环境保护要求等的，应当在收到方案后五个工作日内提出修改意见。土地所有权人应当按照市、县人民政府的意见进行修改。

集体经营性建设用地出让、出租等方案应当载明宗地的土地界址、面积、用途、规划条件、产业准入和生态环境保护要求、使用期限、交易方式、入市价格、集体收益分配安排等内容。

第四十一条 土地所有权人应当依据集体经营性建设用地出让、出租等方案，以招标、拍卖、挂牌或者协议等方式确定土地使用者，双方应当签订书面合同，载明土地界址、面积、用途、规划条件、使用期限、交易价款支付、交地时间和开工竣工期限、产业准入和生态环境保护要求，约定提前收回的条件、补偿方式、土地使用权届满续期和地上建筑物、构筑物等附着物处理方式，以及违约责任和解决争议的方法等，并报市、县人民政府自然资源主管部门备案。未依法将规划条件、产业准入和生态环境保护要求纳入合同的，合同无效；造成损失的，依法承担民事责任。合同示范文本由国务院自然资源主管部门制定。

第四十二条 集体经营性建设用地使用者应当按照约定及时支付集体经营性建

设用地价款，并依法缴纳相关税费，对集体经营性建设用地使用权以及依法利用集体经营性建设用地建造的建筑物、构筑物及其附属设施的所有权，依法申请办理不动产登记。

第四十三条 通过出让等方式取得的集体经营性建设用地使用权依法转让、互换、出资、赠与或者抵押的，双方应当签订书面合同，并书面通知土地所有权人。

集体经营性建设用地的出租，集体建设用地使用权的出让及其最高年限、转让、互换、出资、赠与、抵押等，参照同类用途的国有建设用地执行，法律、行政法规另有规定的除外。

第五章 监督检查

第四十四条 国家自然资源督察机构根据授权对省、自治区、直辖市人民政府以及国务院确定的城市人民政府下列土地利用和土地管理情况进行督察：

- （一）耕地保护情况；
- （二）土地节约集约利用情况；
- （三）国土空间规划编制和实施情况；
- （四）国家有关土地管理重大决策落实情况；
- （五）土地管理法律、行政法规执行情况；
- （六）其他土地利用和土地管理情况。

第四十五条 国家自然资源督察机构进行督察时，有权向有关单位和个人了解督察事项有关情况，有关单位和个人应当支持、协助督察机构工作，如实反映情况，并提供有关材料。

第四十六条 被督察的地方人民政府违反土地管理法律、行政法规，或者落实国家有关土地管理重大决策不力的，国家自然资源督察机构可以向被督察的地方人民政府下达督察意见书，地方人民政府应当认真组织整改，并及时报告整改情况；国家自然资源督察机构可以约谈被督察的地方人民政府有关负责人，并可以依法向监察机关、任免机关等有关机关提出追究相关责任人责任的建议。

第四十七条 土地管理监督检查人员应当经过培训，经考核合格，取得行政执法证件后，方可从事土地管理监督检查工作。

第四十八条 自然资源主管部门、农业农村主管部门按照职责分工进行监督检查时，可以采取下列措施：

(一) 询问违法案件涉及的单位或者个人;

(二) 进入被检查单位或者个人涉嫌土地违法的现场进行拍照、摄像;

(三) 责令当事人停止正在进行的土地违法行为;

(四) 对涉嫌土地违法的单位或者个人, 在调查期间暂停办理与该违法案件相关的土地审批、登记等手续;

(五) 对可能被转移、销毁、隐匿或者篡改的文件、资料予以封存, 责令涉嫌土地违法的单位或者个人在调查期间不得变卖、转移与案件有关的财物;

(六) 《土地管理法》第六十八条规定的其他监督检查措施。

第四十九条 依照《土地管理法》第七十三条的规定给予处分的, 应当按照管理权限由责令作出行政处罚决定或者直接给予行政处罚的上级人民政府自然资源主管部门或者其他任免机关、单位作出。

第五十条 县级以上人民政府自然资源主管部门应当会同有关部门建立信用监管、动态巡查等机制, 加强对建设用地供应交易和供后开发利用的监管, 对建设用地市场重大失信行为依法实施惩戒, 并依法公开相关信息。

第六章 法律责任

第五十一条 违反《土地管理法》第三十七条的规定, 非法占用永久基本农田发展林果业或者挖塘养鱼的, 由县级以上人民政府自然资源主管部门责令限期改正; 逾期不改正的, 按占用面积处耕地开垦费 2 倍以上 5 倍以下的罚款; 破坏种植条件的, 依照《土地管理法》第七十五条的规定处罚。

第五十二条 违反《土地管理法》第五十七条的规定, 在临时使用的土地上修建永久性建筑物的, 由县级以上人民政府自然资源主管部门责令限期拆除, 按占用面积处土地复垦费 5 倍以上 10 倍以下的罚款; 逾期不拆除的, 由作出行政决定的机关依法申请人民法院强制执行。

第五十三条 违反《土地管理法》第六十五条的规定, 对建筑物、构筑物进行重建、扩建的, 由县级以上人民政府自然资源主管部门责令限期拆除; 逾期不拆除的, 由作出行政决定的机关依法申请人民法院强制执行。

第五十四条 依照《土地管理法》第七十四条的规定处以罚款的, 罚款额为违法所得的 10% 以上 50% 以下。

第五十五条 依照《土地管理法》第七十五条的规定处以罚款的, 罚款额为耕地

开垦费的 5 倍以上 10 倍以下；破坏黑土地等优质耕地的，从重处罚。

第五十六条 依照《土地管理法》第七十六条的规定处以罚款的，罚款额为土地复垦费的 2 倍以上 5 倍以下。

违反本条例规定，临时用地期满之日起一年内未完成复垦或者未恢复种植条件的，由县级以上人民政府自然资源主管部门责令限期改正，依照《土地管理法》第七十六条的规定处罚，并由县级以上人民政府自然资源主管部门会同农业农村主管部门代为完成复垦或者恢复种植条件。

第五十七条 依照《土地管理法》第七十七条的规定处以罚款的，罚款额为非法占用土地每平方米 100 元以上 1000 元以下。

违反本条例规定，在国土空间规划确定的禁止开垦的范围内从事土地开发活动的，由县级以上人民政府自然资源主管部门责令限期改正，并依照《土地管理法》第七十七条的规定处罚。

第五十八条 依照《土地管理法》第七十四条、第七十七条的规定，县级以上人民政府自然资源主管部门没收在非法转让或者非法占用的土地上新建的建筑物和其他设施的，应当于九十日内交由本级人民政府或者其指定的部门依法管理和处置。

第五十九条 依照《土地管理法》第八十一条的规定处以罚款的，罚款额为非法占用土地每平方米 100 元以上 500 元以下。

第六十条 依照《土地管理法》第八十二条的规定处以罚款的，罚款额为违法所得的 10% 以上 30% 以下。

第六十一条 阻碍自然资源主管部门、农业农村主管部门的工作人员依法执行职务，构成违反治安管理行为的，依法给予治安管理处罚。

第六十二条 违反土地管理法律、法规规定，阻挠国家建设征收土地的，由县级以上地方人民政府责令交出土地；拒不交出土地的，依法申请人民法院强制执行。

第六十三条 违反本条例规定，侵犯农村村民依法取得的宅基地权益的，责令限期改正，对有关责任单位通报批评、给予警告；造成损失的，依法承担赔偿责任；对直接负责的主管人员和其他直接责任人员，依法给予处分。

第六十四条 贪污、侵占、挪用、私分、截留、拖欠征地补偿安置费用和其他有关费用的，责令改正，追回有关款项，限期退还违法所得，对有关责任单位通报批评、给予警告；造成损失的，依法承担赔偿责任；对直接负责的主管人员和其他直接责任人员，依法给予处分。

第六十五条 各级人民政府及自然资源主管部门、农业农村主管部门工作人员玩忽职守、滥用职权、徇私舞弊的，依法给予处分。

第六十六条 违反本条例规定，构成犯罪的，依法追究刑事责任。

第七章 附 则

第六十七条 本条例自 2021 年 9 月 1 日起施行。

国务院关于深化“证照分离”改革 进一步激发市场主体发展活力的通知

国发〔2021〕7号

各省、自治区、直辖市人民政府，国务院各部委、各直属机构：

开展“证照分离”改革，是落实党中央、国务院重大决策部署，深化“放管服”改革、优化营商环境的重要举措，对于正确处理政府和市场关系、加快完善社会主义市场经济体制具有重大意义。为深化“证照分离”改革，进一步激发市场主体发展活力，国务院决定在全国范围内推行“证照分离”改革全覆盖，并在自由贸易试验区加大改革试点力度。现就有关事项通知如下：

一、总体要求

（一）指导思想。以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的十九大和十九届二中、三中、四中、五中全会精神，持续深化“放管服”改革，统筹推进行政审批制度改革和商事制度改革，在更大范围和更多行业推动照后减证和简化审批，创新和加强事中事后监管，进一步优化营商环境、激发市场主体发展活力，加快构建以国内大循环为主体、国内国际双循环相互促进的新发展格局。

（二）改革目标。自2021年7月1日起，在全国范围内实施涉企经营许可事项全覆盖清单管理，按照直接取消审批、审批改为备案、实行告知承诺、优化审批服务等四种方式分类推进审批制度改革，同时在自由贸易试验区进一步加大改革试点力度，力争2022年底前建立简约高效、公正透明、宽进严管的行业准营规则，大幅提高市场主体办事的便利度和可预期性。

二、大力推动照后减证和简化审批

法律、行政法规、国务院决定设定（以下统称中央层面设定）的涉企经营许可事项，在全国范围内按照《中央层面设定的涉企经营许可事项改革清单（2021年全国版）》（见附件1）分类实施改革；在自由贸易试验区增加实施《中央层面设定的涉企经营许可事项改革清单（2021年自由贸易试验区版）》（见附件2）规定的改革试点举措，自由贸易试验区所在县、不设区的市、市辖区的其他区域参照执行。省级人民

政府可以在权限范围内决定采取更大力度的改革举措。地方性法规、地方政府规章设定(以下统称地方层面设定)的涉企经营许可事项,由省级人民政府统筹确定改革方式。

(一)直接取消审批。为在外资外贸、工程建设、交通物流、中介服务等领域破解“准入不准营”问题,在全国范围内取消 68 项涉企经营许可事项,在自由贸易试验区试点取消 14 项涉企经营许可事项。取消审批后,企业(含个体工商户、农民专业合作社,下同)取得营业执照即可开展经营,行政机关、企事业单位、行业组织等不得要求企业提供相关行政许可证件。

(二)审批改为备案。为在贸易流通、教育培训、医疗、食品、金融等领域放开市场准入,在全国范围内将 15 项涉企经营许可事项改为备案管理,在自由贸易试验区试点将 15 项涉企经营许可事项改为备案管理。审批改为备案后,原则上实行事后备案,企业取得营业执照即可开展经营;确需事前备案的,企业完成备案手续即可开展经营。企业按规定提交备案材料的,有关主管部门应当当场办理备案手续,不得作出不予备案的决定。

(三)实行告知承诺。为在农业、制造业、生产服务、生活消费、电信、能源等领域大幅简化准入审批,在全国范围内对 37 项涉企经营许可事项实行告知承诺,在自由贸易试验区试点对 40 项涉企经营许可事项实行告知承诺。实行告知承诺后,有关主管部门要依法列出可量化可操作、不含兜底条款的经营许可条件,明确监管规则和违反承诺后果,一次性告知企业。对因企业承诺可以减省的审批材料,不再要求企业提供;对可在企业领证后补交的审批材料,实行容缺办理、限期补交。对企业自愿作出承诺并按要求提交材料的,要当场作出审批决定。对通过告知承诺取得许可的企业,有关主管部门要加强事中事后监管,确有必要的可以开展全覆盖核查。发现企业不符合许可条件的,要依法调查处理,并将失信违法行为记入企业信用记录,依法依规实施失信惩戒。有关主管部门要及时将企业履行承诺情况纳入信用记录,并归集至全国信用信息共享平台。

(四)优化审批服务。对“重要工业产品(除食品相关产品、化肥外)生产许可证核发”等 15 项涉企经营许可事项,下放审批权限,便利企业就近办理。对“保安服务许可证核发”等 256 项涉企经营许可事项,精简许可条件和审批材料,减轻企业办事负担。对“会计师事务所设立审批”等 140 项涉企经营许可事项,优化审批流程,压减审批时限,提高审批效率。对“海关监管货物仓储审批”等 18 项设定了许

可证件有效期限的涉企经营许可事项，取消或者延长许可证件有效期限，方便企业持续经营。对“互联网上网服务营业场所经营单位设立审批”等13项设定了许可数量限制的涉企经营许可事项，取消数量限制，或者合理放宽数量限制并定期公布总量控制条件、企业存量、申请排序等情况，鼓励企业有序竞争。同时，各地区、各部门要积极回应企业关切，探索优化审批服务的创新举措。

三、强化改革系统集成和协同配套

(一)实施涉企经营许可事项清单管理。按照全覆盖要求，将全部涉企经营许可事项纳入清单管理，并逐项确定改革方式、具体改革举措和加强事中事后监管措施。清单实行分级管理，国务院审改办负责组织编制中央层面设定的涉企经营许可事项清单，省级审改工作机构负责组织编制地方层面设定的涉企经营许可事项清单。清单要动态调整更新并向社会公布，接受社会监督。清单之外，一律不得限制企业进入相关行业开展经营。各地区、各部门要对清单之外限制企业进入特定行业开展经营的管理事项进行全面自查清理，对实施变相审批造成市场分割或者加重企业负担的行为，要严肃督查整改并追究责任。

(二)深化商事登记制度改革。持续推进“先照后证”改革，推动将保留的登记注册前置许可改为后置。开展经营范围规范化登记，市场监管部门牵头编制经营范围规范目录，为企业自主选择经营范围提供服务。经营范围规范目录要根据新产业、新业态的发展及时调整更新。市场监管部门应当告知企业需要办理的涉企经营许可事项，并及时将有关企业登记注册信息推送至有关主管部门。企业超经营范围开展非许可类经营活动的，市场监管部门不予处罚。有关主管部门不得以企业登记的经营范围为由，限制其办理涉企经营许可事项或者其他政务服务事项。在自由贸易试验区试点商事主体登记确认制改革，最大程度尊重企业登记注册自主权。

(三)推进电子证照归集运用。国务院有关部门要制定完善电子证照有关标准、规范和样式，2022年底前全面实现涉企证照电子化。要强化电子证照信息跨层级、跨地域、跨部门共享，有关主管部门应当及时将电子证照归集至全国一体化政务服务平台、全国信用信息共享平台、国家企业信用信息公示系统，有关平台和系统要加快建设全国统一、实时更新、权威可靠的企业电子证照库。要加强电子证照运用，实现跨地域、跨部门互认互信，在政务服务、商业活动等场景普遍推广企业电子亮照亮证。凡是通过电子证照可以获取的信息，一律不再要求企业提供相应材料。

四、创新和加强事中事后监管

(一)适应改革要求明确监管责任。要落实放管结合、并重要求，按照“谁审批、谁监管，谁主管、谁监管”原则，切实履行监管职责，坚决纠正“以批代管”、“不批不管”问题，防止出现监管真空。直接取消审批、审批改为备案的，由原审批部门依法承担监管职责。实行告知承诺、优化审批服务的，由审批部门负责依法监管持证经营企业、查处无证经营行为。实行相对集中行政许可权改革或者综合行政执法改革的地区，按照省级人民政府制定的改革方案确定监管职责、健全审管衔接机制。坚持政府主导、企业自治、行业自律、社会监督，压实企业主体责任，支持行业协会提升自律水平，鼓励新闻媒体、从业人员、消费者、中介机构等发挥监督作用，健全多元共治、互为支撑的协同监管格局。

(二)根据改革方式健全监管规则。国务院有关部门要根据涉企经营许可事项的改革方式，分领域制定全国统一、简明易行的监管规则，建立健全技术、安全、质量、产品、服务等方面的国家标准，为监管提供明确指引。直接取消审批的，有关主管部门要及时掌握新设企业情况，纳入监管范围，依法实施监管。审批改为备案的，要督促有关企业按规定履行备案手续，对未按规定备案或者提交虚假备案材料的要依法调查处理。实行告知承诺的，要重点对企业履行承诺情况进行检查，发现违反承诺的要责令限期整改，逾期不整改或者整改后仍未履行承诺的要依法撤销相关许可，构成违法的要依法予以处罚。下放审批权限的，要同步调整优化监管层级，实现审批监管权责统一。

(三)结合行业特点完善监管方法。对一般行业、领域，全面推行“双随机、一公开”监管，根据企业信用风险分类结果实施差异化监管措施，持续推进常态化跨部门联合抽查。对直接涉及公共安全和人民群众生命健康等特殊行业、重点领域，落实全覆盖重点监管，强化全过程质量管理，守牢安全底线。要充分发挥信用监管基础性作用，建立企业信用与自然人信用挂钩机制，依法依规实施失信惩戒。要建立健全严重违法责任企业及相关人员行业禁入制度，增强监管威慑力。对新技术、新产业、新业态、新模式等实行包容审慎监管，量身定制监管模式，对轻微违法行为依法从轻、减轻或者免于行政处罚。深入推进“互联网+监管”，探索智慧监管，加强监管数据共享，运用大数据、物联网、人工智能等手段精准预警风险隐患。

五、采取有力措施确保改革落地见效

(一)健全改革工作机制。国务院推进政府职能转变和“放管服”改革协调小组

负责统筹领导全国“证照分离”改革工作。国务院办公厅、市场监管总局、司法部牵头负责推进改革，做好调查研究、政策解读、协调指导、督促落实、法治保障、总结评估等工作。商务部负责指导各自由贸易试验区做好“证照分离”改革与对外开放政策的衔接。省级人民政府对本地区改革工作负总责，要建立健全审改、市场监管、司法行政、商务(自贸办)等部门牵头，各部门分工负责的工作机制，强化责任落实，扎实推进改革。

(二)加强改革法治保障。要坚持重大改革于法有据，依照法定程序推动改革。配合在全国范围内推行的改革举措，推动修改法律、行政法规有关规定。在自由贸易试验区配合相关改革试点举措，根据全国人民代表大会常务委员会授权决定暂时调整适用《中华人民共和国会计法》等7部法律有关规定，暂时调整适用《互联网上网服务营业场所管理条例》等13部行政法规有关规定(见附件3)。国务院有关部门和地方人民政府要根据法律、行政法规的调整情况，对规章、规范性文件作相应调整，建立与改革要求相适应的管理制度。2022年底前，国务院有关部门要组织对暂时调整适用法律、行政法规有关规定情况开展中期评估。

(三)抓好改革实施工作。国务院有关部门要制定实施方案，对中央层面设定的涉企经营许可事项逐项细化改革举措，并向社会公布。各省、自治区、直辖市人民政府要制定本地区改革实施方案，以省为单位编制地方层面设定的涉企经营许可事项改革清单，并向社会公布。各地区、各部门要做好改革政策工作培训和宣传解读，调整优化业务流程，修订完善工作规则和服务指南，改造升级信息系统，确保改革措施全面落实、企业充分享受改革红利。

本通知实施中的重大问题，省级人民政府、国务院有关部门要及时向国务院请示报告。

国 务 院

2021年5月19日

中华人民共和国国家发展和改革委员会 中华人民共和国住房和城乡建设部令

第 46 号

《城镇供水价格管理办法》已经 2021 年 6 月 11 日国家发展和改革委员会第 17 次委务会议审议通过和住房和城乡建设部审签，现予公布，自 2021 年 10 月 1 日起施行。

国家发展和改革委员会主任：何立峰

住房和城乡建设部部长：王蒙徽

2021 年 8 月 3 日

城镇供水价格管理办法

第一章 总 则

第一条 为规范城镇供水价格管理，保障供水、用水双方的合法权益，促进城镇供水事业发展，节约和保护水资源，根据《中华人民共和国价格法》《城市供水条例》《政府制定价格行为规则》等法律法规规定，制定本办法。

第二条 本办法适用于中华人民共和国境内制定或者调整城镇供水价格行为。

第三条 城镇供水价格是指城镇公共供水企业（以下称供水企业）通过一定的工程设施，将地表水、地下水进行必要的净化、消毒处理、输送，使水质水压符合国家规定的标准后供给用户使用的水价格。

第四条 县级以上人民政府价格主管部门是城镇供水价格的主管部门。县级以上城镇供水行政主管部门按职责分工，协助政府价格主管部门做好城镇供水价格管理工作。

第五条 城镇供水价格原则上实行政府定价，具体定价权限按地方定价目录的规定执行。

第二章 水价制定和调整

第六条 制定城镇供水价格应当遵循覆盖成本、合理收益、节约用水、公平负担的原则。

第七条 制定城镇供水价格，以成本监审为基础，按照“准许成本加合理收益”的方法，先核定供水企业供水业务的准许收入，再以准许收入为基础分类核定用户用水价格。供水企业供水业务的准许收入由准许成本、准许收益和税金构成。

第八条 供水企业准许成本包括固定资产折旧费、无形资产摊销和运行维护费，相关费用通过成本监审确定。

第九条 准许收益按照有效资产乘以准许收益率计算确定。其中：

（一）有效资产为供水企业投入、与供水业务相关的可计提收益的资产，包括固定资产净值、无形资产净值和营运资本。可计提收益的有效资产，通过成本监审核定。

（二）准许收益率的计算公式为：准许收益率=权益资本收益率×（1-资产负债率）+债务资本收益率×资产负债率。其中：权益资本收益率，按照监管周期初始年前一年国家10年期国债平均收益率加不超过4个百分点核定；债务资本收益率，参考监管周期初始年前一年贷款市场报价利率（LPR）确定；资产负债率参照监管周期初始年前3年企业实际资产负债率平均值核定，首次核定价格的，以开展成本监审时的前一年度财务数据核定。

第十条 税金。包括所得税、城市维护建设税、教育费附加，依据国家现行相关税法规定核定。

第十一条 核定供水企业平均供水价格，应当考虑本期生产能力利用情况，计算公式为：当实际供水量不低于设计供水量的65%时，供水企业平均供水价格=准许收入÷核定供水量；当实际供水量低于设计供水量的65%时，供水企业平均供水价格=准许收入÷{核定供水量÷[(实际供水量÷(设计供水量×65%))]}。平均供水价格、准许收入均不含增值税，含增值税供水价格由各地根据供水企业实际执行税率计算确定；核定供水量=取水量×（1-自用水率）×（1-漏损率）。取水量、自用水率、漏损率通过成本监审确定。

第十二条 分用户类别供水价格，应当以供水企业平均供水价格、当地用水结构为基础，按照居民生活用水保本微利、其他用水合理盈利的原则，统筹考虑当地供水事业发展需要、促进节约用水、社会承受能力等因素核定。

第十三条 城镇供水价格监管周期原则上为 3 年，经测算需要调整供水价格的，应及时调整到位，价格调整幅度较大的，可以分步调整到位。建立供水价格与原水价格等上下游联动机制的，监管周期年限可以适当延长。具体价格监管周期年限由定价部门结合当地实际明确。考虑当地经济社会发展水平和用户承受能力等因素，由于价格调整不到位导致供水企业难以达到准许收入的，当地人民政府应当予以相应补偿。

第十四条 鼓励各地激励供水企业提升供水服务质量。核定供水价格应当充分考虑供水服务质量因素，将水质达标、用水保障、投诉处理情况等作为确定供水企业合理收益的重要因素。

第三章 水价分类及计价方式

第十五条 城镇供水实行分类水价。根据使用性质分为居民生活用水、非居民用水、特种用水三类。

（一）居民生活用水主要指城镇居民住宅家庭的日常生活用水。

（二）非居民用水主要指工业、经营服务用水和行政事业单位用水、市政用水（环卫、绿化）、生态用水、消防用水等。学校教学和学生生活用水、养老机构和残疾人托养机构等社会福利场所生活用水、宗教场所生活用水、社区组织工作用房和居民公益性服务设施用水等，按照居民生活类用水价格执行。

（三）特种用水主要包括洗车、以自来水为原料的纯净水生产、高尔夫球场用水等。各类用水具体范围的划分，由省级城镇供水行政主管部门会同同级价格主管部门结合当地实际情况确定。

第十六条 居民生活用水实行阶梯价格制度。居民生活用水阶梯水价设置应当不少于三级，级差按不低于 1:1.5:3 的比例安排。其中，第一阶梯水价原则上应当按照补偿成本的水平确定，并应当考虑本期生产能力利用情况。阶梯水量由各地结合本地实际情况，按照一级满足居民基本生活用水需求、二级体现改善和提高居民生活质量用水需求的原则确定，并根据实施情况实行动态管理。具体可以参考《城镇居民生活用水量标准》（GB/T50331），因地制宜确定用水量分级标准。各地应当积极推进城镇供水“一户一表”改造，具备条件的应当安装智能水表，为全面实施居民生活用水阶梯水价及非居民用水超定额累进加价制度创造条件。未实行抄表到户的合表户居民和执行居民生活用水价格的非居民用户，供水价格按照不低于第一阶梯价格确定。

第十七条 非居民用水及特种用水实行超定额累进加价制度，原则上水量分档不少于三档，二档水价加价标准不低于 0.5 倍，三档水价加价标准不低于 1 倍，具体分档水量和加价标准由各地自行确定。缺水地区要根据实际情况加大加价标准，充分反映水资源稀缺程度。实行居民生活用水阶梯水价和非居民用水超定额累进加价后增加的收入，应当主要用于管网和户表改造、水质提升、弥补供水成本上涨等。

第十八条 各地可以根据当地实际情况实行容量水价和计量水价相结合的两部制水价。容量水价用于补偿供水固定成本，计量水价用于补偿供水的运行维护费用等。

第十九条 以旅游业为主或季节性消费特点明显的地区可以实行季节性水价。在枯水期实行较高的价格，丰水期实行较低的价格。

第二十条 城镇供水应当装表到户、计量到户、抄表到户、收费到户、服务到户。

第二十一条 供水企业暂未抄表到户由转供水单位收取水费的，终端用户具备表计条件的按照政府规定供水价格执行，供水企业应当尽快抄表到户；终端用户不具备表计条件的可以暂按政府规定供水价格向供水企业交纳供水费用并由终端用户公平分摊。公共部位、共用设施等用水应当计量，相应水费应当通过收取的物业费、租金或公共收益等解决，并建立健全费用分摊相关信息公示制度。

第四章 相关收费

第二十二条 新增建设项目用水必须装表到户。建设项目建筑区划红线内供水管道及设施建设安装费用由建设单位承担，供水管道和用水设备的安装应当坚持建设单位自愿委托的原则。

第二十三条 各地应当加快二次加压调蓄供水设施改造，鼓励依法依规移交给供水企业实行专业运行维护。由供水企业负责运行管理的二次加压调蓄供水设施，其运行维护、修理更新成本计入供水价格，不得另行收费。

第二十四条 供水工程安装及其他延伸服务（用户产权范围内的供水设施修理、维护、更换等），应当加快引入市场竞争机制。除受用户委托开展的建设安装工程费用外，供水企业不得滥用垄断地位收取供水开户费、接入费、增容费等费用。

第二十五条 供水企业或用户自愿委托相关机构对水表进行检定的，按照“谁委托、谁付费”原则，检定费用由委托方支付，但水表经检定不合格的，检定费用由供水企业承担，并免费为用户更换合格的水表。第五章 定调价程序和信息公开

第二十六条 供水价格由各省、自治区、直辖市定价目录确定的定价部门制定或者调整。消费者、供水企业、供水行政主管部门及有关方面可以向价格主管部门提出定调价建议。

第二十七条 制定居民生活用水价格水平或定价机制应当按照价格听证的有关规定开展听证。

第二十八条 价格主管部门制定供水价格，应当开展成本监审，并实行成本公开。在价格听证前，供水企业应当公开本企业有关经营情况和成本数据，以及社会关注的其它有关水价调整的信息；定价部门应当公开成本监审结论。依据已经生效实施的定价机制制定具体价格水平的，应当在制定价格的决定实施前公开启动定价机制的依据及理由。县级以上价格主管部门应当建立定期成本监审制度，定期成本监审核定的定价成本，作为制定或者调整供水价格的基础。

第二十九条 供水企业应当按照定价部门的规定，每年定期如实提供上一年度生产经营情况和成本数据，并对提供资料的真实性、合法性、完整性负责。无正当理由拒绝、延迟提供相关资料，或者提供虚假资料的，价格主管部门责令限期改正。故意瞒报、虚报相关信息并获得不当收益的，在下一个监管周期进行追溯。

第三十条 定价部门制定或者调整供水价格，应当及时向社会公开制定或者调整价格的决定。

第六章 水价执行与监督

第三十一条 供水企业应当在营业场所醒目位置和企业门户网站公示各类水价、延伸服务价格、代收费标准，以及文件依据、服务咨询电话、举报投诉电话，并每年定期公布上一年度取水量、供水量、售水量、售水收入、水质检测报告等相关信息。

第三十二条 用户应当按照规定的水价和计量标准按时交纳水费。用户逾期不支付水费的，应当按照约定支付违约金。用户承担的水资源税、污水处理费应当在收据中单独列示。环卫绿化、生态景观、消防等用水应当优先利用再生水，因条件限制需使用城镇供水的，应当按照实际用水量支付水费。城镇经济困难家庭以及市政等用水，根据相关规定需要减免水费的，当地人民政府应当给予供水企业相应的水费补偿。

第三十三条 供水企业的供水水质、水压应符合《生活饮用水卫生标准》等要求。供水水质、水压不符合国家规定标准的，用户有权向城镇供水行政主管部门

投诉，供水企业应当承担相应 的法律和经济责任。

第三十四条 各级城镇供水行政主管部门应当建立健全城镇供水水质监管体系，加强水质管理，保证安全可靠供水。

第三十五条 各级城镇供水行政主管部门应当加强供水服务行为监督，对擅自停止供水、未按照规定检修供水设施或者供水设施故障报修但未及时予以检修的，依法予以处罚。

第七章 附 则

第三十六条 各省、自治区、直辖市人民政府价格主管部门应当会同同级城镇供水行政主管部门根据本办法制定城镇供水价格管理实施细则。

第三十七条 本办法由国家发展和改革委员会会同住房和城乡建设部负责解释。

第三十八条 本办法自 2021 年 10 月 1 日起施行。《国家计委、建设部关于印发〈城市供水价格管理办法〉的通知》（计价格〔1998〕1810 号）和《国家发展改革委、建设部关于修订〈城市供水价格管理办法〉的通知》（发改价格〔2004〕2708 号）同时废止。

国家发展改革委 关于印发《能源领域 5G 应用实施方案》的通知

发改能源〔2021〕807 号

各省、自治区、直辖市及计划单列市、新疆生产建设兵团发展改革委、能源局、网信办、工业和信息化主管部门，有关中央企业：

为落实党中央、国务院相关部署要求，积极推进能源领域 5G 应用，国家发展改革委、国家能源局、中央网信办、工业和信息化部联合编制了《能源领域 5G 应用实施方案》，现印发给你们，请认真遵照执行。

国家发展改革委
国家能源局
中央网信办
工业和信息化部
2021 年 6 月 7 日

附件部分内容摘录如下：

专栏 2 智能电网+5G 典型应用场景

1.输变配电运行监视。基于 5G 网络高速率、大连接特性和边缘计算等技术，开展输变配机器人巡检、无人机巡检、高清视频监测等，推动微气象区域监测与辅助决策、输电线路灾害监测预警与智能决策、全天候远程通道可视化等业务深度应用。

2.配网保护与控制。基于 5G 网络低时延、高可靠特性和网络切片等技术，通过配网差动保护、配网 PMU 等方式实现对配电网运行状态的智能分析、远程控制、

故障定位、故障隔离以及非故障区域供电恢复等操作，减少故障停电时间和范围，提升配电网供电可靠性。

3.新能源及储能并网。基于 5G 网络低时延、高可靠特性和边缘计算等技术，实现清洁能源资源评估、分布式储能调节能力评估、发电预测以及场站运行分析等模块数据实时交互，促进新能源发电消纳。

4.协同调度及稳定控制。基于 5G 网络低时延、高可靠、大连接特性，实现电源、电网、负荷和储能相关数据采集和高级计量，以及数据在平台内部和不同平台之间的多点、低延时传输和多参量数据融合处理，提高对电动汽车充换电站、工厂等重要负荷的精准控制能力，提升电网实时调度和稳定控制能力。

5.应急现场自组网综合应用。基于 5G 网络高速率特性和边缘计算等技术，实现应急通信现场多种多媒体装备自组网及回传、高清视频集群通信和指挥决策。

6.智能制造与建造+5G

基于 5G 网络，推进物联网、大数据、云计算、人工智能等新一代信息技术在能源装备制造和工程建造领域的全面应用，重点开展能源装备智能制造、施工现场信息采集、工地作业、远程监造、工地安全等典型业务场景的 5G 深度应用，提升能源装备制造智能化水平和工程建设效率。

专栏 6 智能制造与建造+5G 典型应用场景

1.智能制造。基于 5G 网络大连接、高速率、低时延特性，实现能源装备制造过程可视化管理和资源高效配置，缩短生产及辅助作业时间；实现传感器和人工智能云化平台的信息高效交互，使生产、建设、改造施工更加便捷；对能源装备与附属监测传感系统进行联合设计、联合制造，形成集成智能传感的先进能源装备。

2.现场采集。基于 5G 高速率、高可靠、低时延特性，利用 5G+无人机采集施工现场的地形地貌数据，为智慧工地、总平规划及设计提供三维实景模型；通过智能设备、预制传感器等对现场建造数据采集，与三维设计模型数据对比，实现对施工过程的实时控制。

3.工地作业。基于 5G 网络大连接、高速率、低时延特性和边缘计算、5G 高精度定位等技术，通过边缘云设备采集移动摄像机视频图像、安全帽、人员定位、环境监测、吊钩可视化（塔吊防碰撞）、人脸识别等数据，满足施工现场信息设备快速部署和人员移动作业需求。

4.远程监造。基于 5G 高速率、低时延特性和边缘计算、AR 等技术，实现远程在线检查见证、自动记录报告、前后台互动支持、智能辅助等远程监造功能，实现关键部位施工质量、施工工序、施工次数、施工标准的自动测量。结合云化机器人，实现危险作业的远程控制和非人工处理。

5.工地安全。基于 5G 高速率等特性和人脸识别、大数据处理、边缘计算等技术，开展视频监控与人员行为分析，实现对人员、车辆、危化安全，以及高风险作业、交叉作业等的安全管控。通过 5G+AR/VR 的应用改变传统培训方式，以体验式、交互式的方式进行安全培训。

国家发展改革委关于 加强基础设施建设项目管理确保工程安全质量的通知

发改投资规〔2021〕910号

各省、自治区、直辖市及计划单列市、新疆生产建设兵团发展改革委：

近年来，各地方不断加强基础设施等领域建设项目管理，工程安全质量水平不断提高。但仍有一些项目管理不严，相关管理规定落实不到位，造成工程质量下降、安全隐患增加。为进一步加强基础设施建设项目管理，坚持质量第一，保障人民群众生命财产安全，现就有关事项通知如下：

一、加强项目审核把关

（一）规范履行项目审批（核准、备案）程序。严格按照《政府投资条例》《企业投资项目核准和备案管理条例》等有关规定，履行投资项目审批（核准、备案）程序。政府投资项目要按照国家有关规定报批项目建议书、可行性研究报告、初步设计。企业投资项目要根据《政府核准的投资项目目录》等有关规定，履行核准或备案手续。未按规定履行审批（核准、备案）程序、不符合规定的建设条件的项目，不得开工建设。

（二）在前期工作阶段进一步加强工程质量管理。项目单位应当提高项目前期工作质量，确保项目建议书、可行性研究报告、初步设计、项目申请报告等文件的深度达到规定的要求。规划选址阶段要优化工程选址方案，尽量避免风险较大的敏感区域。可行性研究报告要对涉及工程安全质量的重大问题进行深入分析、评价，提出应对方案。初步设计要严格执行工程建设强制性标准，提出安全质量防护措施，并对施工方案提出相应要求。

（三）严把超高层建筑审查关。严格执行《住房和城乡建设部、国家发展改革委关于进一步加强城市与建筑风貌管理的通知》，把超大体量公众建筑、超高层建筑和重点地段建筑作为城市重大建筑项目进行管理。其中，对100米以上建筑应严格执行超限高层建筑工程抗震设防审批制度，与城市规模、空间尺度相适宜，与消防救援能力相匹配；严格限制新建250米以上建筑，确需建设的，要结合消防等专题论证进行建筑方案审查，并报住房城乡建设部备案；不得新建500米以上超高层

建筑。

（四）落实项目决策咨询评估制度。项目审批（核准）部门在审批（核准）项目时按照有关规定应委托咨询评估的，必须先完成委托咨询评估程序，再作出审批（核准）决定。评估机构要加强对工程安全质量的评估，对出具的评估论证意见承担责任，投资主管部门要加强评估质量评价管理。

二、严格执行项目管理制度和程序

（一）严格落实“项目四制”。落实项目法人责任制，项目单位和法定代表人对项目建设的安全质量负总责。落实招标投标制，按照《招标投标法》《必须招标的工程项目规定》《必须招标的基础设施和公用事业项目范围规定》等要求做好项目招标投标工作，并将强制性安全质量标准等作为招标文件的实质性要求和条件。落实工程监理制，监理单位要认真履行监理职责，特别要加强对关键工序、重要部位和隐蔽工程的监督检查。落实合同管理制，建设工程的勘察设计、施工、设备材料采购和工程监理等要依法订立合同，并明确安全质量要求以及违约责任等。

（二）科学确定并严格执行合理建设工期。按照国家有关规定，在充分评估论证的基础上科学确定合理建设工期，防止边勘察、边设计、边施工。严格执行建设工期，任何单位和个人不得非法干预、任意压缩合理工期。确需调整工期的，必须经过充分论证，并采取相应措施，通过优化施工组织等，确保工程安全质量。

（三）严格工程造价和建设资金管理。项目招标投标确定的中标价格要体现合理造价要求，杜绝造价过低带来的安全质量问题。政府投资项目所需资金应当按照国家有关规定确保落实到位，不得由施工单位垫资建设，不得随意缩减政府投资计划明确的投资规模。严禁转移、侵占、挪用政府投资资金。

（四）严格组织项目竣工验收。项目建成后，应当按照国家有关规定组织竣工验收，将工程质量作为竣工验收的重要内容。工程质量达到规定要求的，方可通过竣工验收；工程质量未达到要求的要及时整改，直至符合工程质量相关验收标准后，方可交付使用。

（五）严格做好项目档案工作。督促项目单位按照国家有关规定加强项目档案管理，做好项目审批、实施、竣工验收等各环节有关文件资料的收集、整理、归档、移交等工作，确保资料无缺失遗漏。

三、加强项目实施事中事后监管

（一）加强投资法规执法。强化《政府投资条例》《企业投资项目核准和备案

管理条例》制度执行，加强对本地区投资项目特别是备案类项目的事中事后监管，将项目是否按照审批（核准、备案）的项目建设地点、建设规模、建设内容等进行建设作为核查重点。

（二）加强中央预算内投资项目监管。中央预算内投资项目的日常监管直接责任单位对项目单位开展定期或不定期检查，日常监管直接责任单位中的监管责任人“三到现场”，以及各级发展改革部门组织开展中央预算内投资项目事中事后监管，均要将工程安全质量作为重要监管内容，对于发现的工程安全质量问题要及时整改到位。地方安排的政府投资也要参照上述要求加强工程安全质量监管。

（三）发挥审计、督查等监督作用。积极配合关于基础设施建设项目和政府投资管理的审计、督查等。对发现的工程安全质量等问题，要督促有关地方和单位限期进行整改。

（四）加强社会监督。按照有关规定做好基础设施建设项目信息公开和施工现场公示，积极接受社会监督。对有关单位、个人和新闻媒体反映的工程安全质量问题，要按规定认真核查处理。

四、强化工程安全质量问题惩戒问责

（一）加强安全质量事故惩戒问责。基础设施建设项目发生重大安全质量事故的，要按照国家有关规定，由有关部门依法追究项目单位、监管责任单位和勘察、设计、施工、监理等单位以及相关人员的法律责任。

（二）加强中央预算内投资项目工程质量问题惩戒问责。对于工程质量存在重大问题的中央预算内投资项目，除依法追究相关单位和人员的法律责任外，各级发展改革部门还应按照《政府投资条例》《中央预算内投资补助和贴息项目管理办法》《中央预算内直接投资项目管理暂行办法》等有关规定，采取通报批评、停止拨付安排中央预算内投资、在一定时期和范围内不再受理该项目单位资金申请报告、将相关信息纳入全国信用信息共享平台实施联合惩戒等措施，对相关单位和人员予以惩戒。

各级发展改革部门要高度重视基础设施建设项目安全质量工作，以对人民群众高度负责的态度，加强组织领导，加大工作力度，层层压实责任，切实加强基础设施建设项目管理，不断提高基础设施工程质量，确保工程安全。

本通知自印发之日起施行。

国家发展改革委

2021年6月19日

国家发展改革委 国家能源局 关于加快推动新型储能发展的指导意见

发改能源规〔2021〕1051号

省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委、能源局，国家能源局各派出机构：

实现碳达峰碳中和，努力构建清洁低碳、安全高效能源体系，是党中央、国务院作出的重大决策部署。抽水蓄能和新型储能是支撑新型电力系统的重要技术和基础装备，对推动能源绿色转型、应对极端事件、保障能源安全、促进能源高质量发展、支撑应对气候变化目标实现具有重要意义。为推动新型储能快速发展，现提出如下意见。

一、总体要求

（一）指导思想。

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的十九大和十九届二中、三中、四中、五中全会精神，落实“四个革命、一个合作”能源安全新战略，以实现碳达峰碳中和为目标，将发展新型储能作为提升能源电力系统调节能力、综合效率和安全保障能力，支撑新型电力系统建设的重要举措，以政策环境为有力保障，以市场机制为根本依托，以技术革新为内生动力，加快构建多轮驱动良好局面，推动储能高质量发展。

（二）基本原则。

统筹规划、多元发展。加强顶层设计，统筹储能发展各项工作，强化规划科学引领作用。鼓励结合源、网、荷不同需求探索储能多元化发展模式。

创新引领、规模带动。以“揭榜挂帅”方式加强关键技术装备研发，推动储能技术进步和成本下降。建设产教融合等技术创新平台，加快成果转化，有效促进规模化应用，壮大产业体系。

政策驱动、市场主导。加快完善政策机制，加大政策支持力度，鼓励储能投资建设。明确储能市场主体地位，发挥市场引导作用。

规范管理、保障安全。完善优化储能项目管理程序，健全技术标准和检测认证体系，提升行业建设运行水平。推动建立安全技术标准及管理体系，强化消防安全管理，严守安全底线。

（三）主要目标。

到 2025 年，实现新型储能从商业化初期向规模化发展转变。新型储能技术创新能力显著提高，核心技术装备自主可控水平大幅提升，在高安全、低成本、高可靠、长寿命等方面取得长足进步，标准体系基本完善，产业体系日趋完备，市场环境和商业模式基本成熟，装机规模达 3000 万千瓦以上。新型储能在推动能源领域碳达峰碳中和过程中发挥显著作用。到 2030 年，实现新型储能全面市场化发展。新型储能核心技术装备自主可控，技术创新和产业水平稳居全球前列，标准体系、市场机制、商业模式成熟健全，与电力系统各环节深度融合发展，装机规模基本满足新型电力系统相应需求。新型储能成为能源领域碳达峰碳中和的关键支撑之一。

二、强化规划引导，鼓励储能多元发展

（一）统筹开展储能专项规划。研究编制新型储能规划，进一步明确“十四五”及中长期新型储能发展目标及重点任务。省级能源主管部门应开展新型储能专项规划研究，提出各地区规模及项目布局，并做好与相关规划的衔接。相关规划成果应及时报送国家发展改革委、国家能源局。

（二）大力推进电源侧储能项目建设。结合系统实际需求，布局一批配置储能的系统友好型新能源电站项目，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。充分发挥大规模新型储能的作用，推动多能互补发展，规划建设跨区输送的大型清洁能源基地，提升外送通道利用率和通道可再生能源电量占比。探索利用退役火电机组的既有厂址和输变电设施建设储能或风光储设施。

（三）积极推动电网侧储能合理化布局。通过关键节点布局电网侧储能，提升大规模高比例新能源及大容量直流接入后系统灵活调节能力和安全稳定水平。在电网末端及偏远地区，建设电网侧储能或风光储电站，提高电网供电能力。围绕重要负荷用户需求，建设一批移动式或固定式储能，提升应急供电保障能力或延缓输变电升级改造需求。

（四）积极支持用户侧储能多元化发展。鼓励围绕分布式新能源、微电网、大数据中心、5G 基站、充电设施、工业园区等其他终端用户，探索储能融合发展新场

景。鼓励聚合利用不间断电源、电动汽车、用户侧储能等分散式储能设施，依托大数据、云计算、人工智能、区块链等技术，结合体制机制综合创新，探索智慧能源、虚拟电厂等多种商业模式。

三、推动技术进步，壮大储能产业体系

（五）提升科技创新能力。开展前瞻性、系统性、战略性储能关键技术研发，以“揭榜挂帅”方式调动企业、高校及科研院所等各方面力量，推动储能理论和关键材料、单元、模块、系统中短板技术攻关，加快实现核心技术自主化，强化电化学储能安全技术研究。坚持储能技术多元化，推动锂离子电池等相对成熟新型储能技术成本持续下降和商业化规模应用，实现压缩空气、液流电池等长时储能技术进入商业化发展初期，加快飞轮储能、钠离子电池等技术开展规模化试验示范，以需求为导向，探索开展储氢、储热及其他创新储能技术的研究和示范应用。

（六）加强产学研用融合。完善储能技术学科专业建设，深化多学科人才交叉培养，打造一批储能技术产教融合创新平台。支持建设国家级储能重点实验室、工程研发中心等。鼓励地方政府、企业、金融机构、技术机构等联合组建新型储能发展基金和创新联盟，优化创新资源分配，推动商业模式创新。

（七）加快创新成果转化。鼓励开展储能技术应用示范、首台（套）重大技术装备示范。加强对新型储能重大示范项目分析评估，为新技术、新产品、新方案实际应用效果提供科学数据支撑，为国家制定产业政策和技术标准提供科学依据。

（八）增强储能产业竞争力。通过重大项目建设引导提升储能核心技术装备自主可控水平，重视上下游协同，依托具有自主知识产权和核心竞争力的骨干企业，积极推动从生产、建设、运营到回收的全产业链发展。支持中国新型储能技术和标准“走出去”。支持结合资源禀赋、技术优势、产业基础、人力资源等条件，推动建设一批国家储能高新技术产业化基地。

四、完善政策机制，营造健康市场环境

（九）明确新型储能独立市场主体地位。研究建立储能参与中长期交易、现货和辅助服务等各类电力市场的准入条件、交易机制和技术标准，加快推动储能进入并允许同时参与各类电力市场。因地制宜建立完善“按效果付费”的电力辅助服务补偿机制，深化电力辅助服务市场机制，鼓励储能作为独立市场主体参与辅助服务市场。鼓励探索建设共享储能。

（十）健全新型储能价格机制。建立电网侧独立储能电站容量电价机制，逐步

推动储能电站参与电力市场；研究探索将电网替代性储能设施成本收益纳入输配电价回收。完善峰谷电价政策，为用户侧储能发展创造更大空间。

（十一）健全“新能源+储能”项目激励机制。对于配套建设或共享模式落实新型储能的新能源发电项目，动态评估其系统价值和技术水平，可在竞争性配置、项目核准（备案）、并网时序、系统调度运行安排、保障利用小时数、电力辅助服务补偿考核等方面给予适当倾斜。

五、规范行业管理，提升建设运行水平

（十二）完善储能建设运行要求。以电力系统需求为导向，以发挥储能运行效益和功能为目标，建立健全各地方新建电力装机配套储能政策。电网企业应积极优化调度运行机制，研究制定各类型储能设施调度运行规程和调用标准，明确调度关系归属、功能定位和运行方式，充分发挥储能作为灵活性资源的功能和效益。

（十三）明确储能备案并网流程。明确地方政府相关部门新型储能行业管理职能，协调优化储能备案办理流程、出台管理细则。督促电网企业按照“简化手续、提高效率”的原则明确并网流程，及时出具并网接入意见，负责建设接网工程，提供并网调试及验收等服务，鼓励对用户侧储能提供“一站式”服务。

（十四）健全储能技术标准及管理体系。按照储能发展和安全运行需求，发挥储能标准化信息平台作用，统筹研究、完善储能标准体系建设的顶层设计，开展不同应用场景储能标准制修订，建立健全储能全产业链技术标准体系。加强现行能源电力系统相关标准与储能应用的统筹衔接。推动完善新型储能检测和认证体系。推动建立储能设备制造、建设安装、运行监测等环节的安全标准及管理体系。

六、加强组织领导，强化监督保障工作

（十五）加强组织领导工作。国家发展改革委、国家能源局负责牵头构建储能高质量发展体制机制，协调有关部门共同解决重大问题，及时总结成功经验和有效做法；研究完善新型储能价格形成机制；按照“揭榜挂帅”等方式要求，推进国家储能技术产教融合创新平台建设，逐步实现产业技术由跟跑向并跑领跑转变；推动设立储能发展基金，支持主流新型储能技术产业化示范；有效利用现有中央预算内专项等资金渠道，积极支持新型储能关键技术装备产业化及应用项目。各地区相关部门要结合实际，制定落实方案和完善政策措施，科学有序推进各项任务。国家能源局各派出机构应加强事中事后监管，健全完善新型储能参与市场交易、安全管理等监管机制。

（十六）落实主体发展责任。各省级能源主管部门应分解落实新型储能发展目标，在充分掌握电力系统实际情况、资源条件、建设能力等基础上，按年度编制新型储能发展方案。加大支持新型储能发展的财政、金融、税收、土地等政策力度。

（十七）鼓励地方先行先试。鼓励各地研究出台相关改革举措、开展改革试点，在深入探索储能技术路线、创新商业模式等的基础上，研究建立合理的储能成本分摊和疏导机制。加快新型储能技术和重点区域试点示范，及时总结可复制推广的做法和成功经验，为储能规模化高质量发展奠定坚实基础。

（十八）建立监管长效机制。逐步建立与新型储能发展阶段相适应的闭环监管机制，适时组织开展专项监管工作，引导产业健康发展。推动建设国家级储能大数据平台，建立常态化项目信息上报机制，探索重点项目信息数据接入，提升行业管理信息化水平。

（十九）加强安全风险防范。督促地方政府相关部门明确新型储能产业链各环节安全责任主体，强化消防安全管理。明确新型储能并网运行标准，加强组件和系统运行状态在线监测，有效提升安全运行水平。

国家发展改革委

国家能源局

2021年7月15日

国家发展改革委关于进一步完善分时电价机制的通知

发改价格〔2021〕1093 号

各省、自治区、直辖市发展改革委，国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司：

为贯彻落实党中央、国务院关于深化电价改革、完善电价形成机制的决策部署，充分发挥分时电价信号作用，服务以新能源为主体的新型电力系统建设，促进能源绿色低碳发展，现就进一步完善分时电价机制有关事项通知如下。

一、总体要求

适应新能源大规模发展、电力市场加快建设、电力系统峰谷特性变化等新形势新要求，持续深化电价市场化改革、充分发挥市场决定价格作用，形成有效的市场化分时电价信号。在保持销售电价总水平基本稳定的基础上，进一步完善目录分时电价机制，更好引导用户削峰填谷、改善电力供需状况、促进新能源消纳，为构建以新能源为主体的新型电力系统、保障电力系统安全稳定经济运行提供支撑。

二、优化分时电价机制

（一）完善峰谷电价机制。

1. 科学划分峰谷时段。各地要统筹考虑当地电力供需状况、系统用电负荷特性、新能源装机占比、系统调节能力等因素，将系统供需紧张、边际供电成本高的时段确定为高峰时段，引导用户节约用电、错峰避峰；将系统供需宽松、边际供电成本低的时段确定为低谷时段，促进新能源消纳、引导用户调整负荷。可再生能源发电装机比重高的地方，要充分考虑新能源发电出力波动，以及净负荷曲线变化特性。

2. 合理确定峰谷电价价差。各地要统筹考虑当地电力系统峰谷差率、新能源装机占比、系统调节能力等因素，合理确定峰谷电价价差，上年或当年预计最大系统峰谷差率超过 40% 的地方，峰谷电价价差原则上不低于 4:1；其他地方原则上不低于 3:1。

（二）建立尖峰电价机制。各地要结合实际在峰谷电价的基础上推行尖峰电价机制。尖峰时段根据前两年当地电力系统最高负荷 95% 及以上用电负荷出现的时

段合理确定，并考虑当年电力供需情况、天气变化等因素灵活调整；尖峰电价在峰段电价基础上上浮比例原则上不低于 20%。热电联产机组和可再生能源装机占比大、电力系统阶段性供大于求矛盾突出的地方，可参照尖峰电价机制建立深谷电价机制。强化尖峰电价、深谷电价机制与电力需求侧管理政策的衔接协同，充分挖掘需求侧调节能力。

（三）健全季节性电价机制。日内用电负荷或电力供需关系具有明显季节性差异的地方，要进一步建立健全季节性电价机制，分季节划分峰谷时段，合理设置季节性峰谷电价价差；水电等可再生能源比重大的地方，要统筹考虑风光水多能互补因素，进一步建立健全丰枯电价机制，丰、枯时段应结合多年来水、风光出力特性等情况合理划分，电价浮动比例根据系统供需情况合理设置。鼓励北方地区研究制定季节性电采暖电价政策，通过适当拉长低谷时段、降低谷段电价等方式，推动进一步降低清洁取暖用电成本，有效保障居民冬季清洁取暖需求。

三、强化分时电价机制执行

（一）明确分时电价机制执行范围。各地要加快将分时电价机制执行范围扩大到除国家有专门规定的电气化铁路牵引用电外的执行工商业电价的电力用户；对部分不适宜错峰用电的一般工商业电力用户，可研究制定平均电价（执行分时电价用户的平均用电价格），由用户自行选择执行；不得自行暂停分时电价机制执行或缩小执行范围，严禁以完善分时电价机制为名变相实施优惠电价。鼓励工商业用户通过配置储能、开展综合能源利用等方式降低高峰时段用电负荷、增加低谷用电量，通过改变用电时段来降低用电成本。有条件的地方，要按程序推广居民分时电价政策，逐步拉大峰谷电价价差。

（二）建立分时电价动态调整机制。各地要根据当地电力系统用电负荷或净负荷特性变化，参考电力现货市场分时电价信号，适时调整目录分时电价时段划分、浮动比例。电力现货市场运行的地方要完善市场交易规则，合理设定限价标准，促进市场形成有效的分时电价信号，为目录分时电价机制动态调整提供参考。

（三）完善市场化电力用户执行方式。电力现货市场尚未运行的地方，要完善中长期市场交易规则，指导市场主体签订中长期交易合同时申报用电曲线、反映各时段价格，原则上峰谷电价价差不低于目录分时电价的峰谷电价价差。市场交易合同未申报用电曲线或未形成分时价格的，结算时购电价格应按目录分时电价机制规定的峰谷时段及浮动比例执行。

四、加强分时电价机制实施保障

（一）精心组织实施。各地要充分认识进一步完善分时电价机制的重要性、紧迫性和复杂性，在充分听取各方面意见建议基础上，结合当地实际，研究制定进一步完善分时电价机制的具体措施，有关落实情况请于 2021 年 12 月底前报我委。

（二）做好执行评估。各地要密切跟踪当地电力系统峰谷特性变化，动态掌握分时电价机制执行情况，深入评估分时电价机制执行效果，发现问题及时按程序研究解决。电网企业要对分时电价收入情况单独归集、单独反映，产生的盈亏在下一监管周期省级电网输配电价核定时统筹考虑。

（三）强化宣传引导。各地要采取多种形式全面准确解读分时电价机制，宣传分时电价机制在保障电力安全供应、促进新能源消纳、提升系统运行效率等方面的重要作用，争取各方理解支持，加强舆情监测预警，及时回应社会关切，确保分时电价机制平稳实施。

现行政策与本通知不符的，以本通知规定为准。

国家发展改革委

2021 年 7 月 26 日

国家发展改革委 国家能源局关于鼓励可再生能源发电企业自建或购买调峰能力增加并网规模的通知

发改运行〔2021〕1138号

各省、自治区、直辖市发展改革委、经信委（工信委、工信厅）、能源局，北京市城市管理委员会，国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司，中国华能集团有限公司、中国大唐集团有限公司、中国华电集团有限公司、国家电力投资集团有限公司、国家能源投资集团有限责任公司、国家开发投资集团有限公司、华润集团有限公司：

为努力实现应对气候变化自主贡献目标，促进风电、太阳能发电等可再生能源大力发展和充分消纳，依据可再生能源相关法律法规和政策的规定，按照能源产供储销体系建设和可再生能源消纳的相关要求，在电网企业承担可再生能源保障性并网责任的基础上，鼓励发电企业通过自建或购买调峰储能能力的方式，增加可再生能源发电装机并网规模，现通知如下：

一、充分认识提高可再生能源并网规模的重要性和紧迫性

近年来，我国可再生能源迅猛发展，但电力系统灵活性不足、调节能力不够等短板和问题突出，制约更高比例和更大规模可再生能源发展。未来我国实现2030年前碳达峰和努力争取2060年前碳中和的目标任务艰巨，需要付出艰苦卓绝的努力。实现碳达峰关键在促进可再生能源发展，促进可再生能源发展关键在于消纳，保障可再生能源消纳关键在于电网接入、调峰和储能。各地、各有关电力企业要充分认识可再生能源发展和消纳的同等重要意义，高度重视可再生能源并网工作，将可再生能源发展、并网、消纳同步研究、同步推进，确保2030年前碳达峰、2060年前碳中和目标如期实现。

二、引导市场主体多渠道增加可再生能源并网规模

（一）多渠道增加可再生能源并网消纳能力。电网企业要切实承担电网建设发展和可再生能源并网消纳的主体责任，统筹调峰能力建设和资源利用，每年新增的并网消纳规模中，电网企业应承担主要责任，电源企业适当承担可再生能源并网消

纳责任。随着新能源发电技术进步、效率提高，以及系统调峰成本的下降，将电网企业承担的消纳规模和比例有序调减。

（二）鼓励发电企业自建储能或调峰能力增加并网规模。在电网企业承担风电和太阳能发电等可再生能源保障性并网责任以外，仍有投资建设意愿的可再生能源发电企业，鼓励在自愿的前提下自建储能或调峰资源增加并网规模。对按规定比例要求配建储能或调峰能力的可再生能源发电企业，经电网企业按程序认定后，可安排相应装机并网。

（三）允许发电企业购买储能或调峰能力增加并网规模。在电网企业承担风电和太阳能发电等可再生能源保障性并网责任以外，仍有投资建设意愿的可再生能源发电企业，可通过与调峰资源市场主体进行市场化交易的方式承担调峰责任，以增加可再生能源发电装机并网规模。鼓励可再生能源发电企业与新增抽水蓄能和储能电站等签订新增消纳能力的协议或合同，明确市场化调峰资源的建设、运营等责任义务。签订储能或调峰能力合同的可再生能源发电企业，经电网企业按程序认定后，可安排相应装机并网。

（四）鼓励多渠道增加调峰资源。承担可再生能源消纳对应的调峰资源，包括抽水蓄能电站、化学储能等新型储能、气电、光热电站、灵活性制造改造的煤电。以上调峰资源不包括已列为应急备用和调峰电源的资源。

三、自建合建调峰和储能能力的确认与管理

（一）自建调峰资源方式挂钩比例要求。自建调峰资源指发电企业按全资比例建设抽水蓄能、化学储能电站、气电、光热电站或开展煤电灵活性改造。为鼓励发电企业市场化参与调峰资源建设，超过电网企业保障性并网以外的规模初期按照功率 15% 的挂钩比例（时长 4 小时以上，下同）配建调峰能力，按照 20% 以上挂钩比例进行配建的优先并网。配建比例 2022 年后根据情况适时调整，每年公布一次。各省级主管部门组织电网企业或第三方技术机构对项目调峰能力措施和效果进行评估确认后，可结合实际情况对挂钩比例进行适当调整。

（二）合建调峰资源方式挂钩比例要求。合建调峰资源指发电企业按一定出资比例与其他市场主体联合建设抽水蓄能、化学储能电站、气电、光热电站或开展煤电灵活性改造。合建调峰资源完成后，可按照自建调峰资源方式挂钩比例乘以出资比例配建可再生能源发电。为鼓励发电企业积极参与自建调峰资源，初期可以适当高于出资比例进行配建。

（三）自建合建调峰和储能能力确定。自建合建调峰和储能能力按照“企业承诺、政府备案、过程核查、假一罚二”的原则进行确定。主动自建合建调峰和储能能力的发电企业，自行提供调峰和储能项目建设证明材料，对项目基本情况、调峰能力、投产时间等作出明确承诺，提交省级政府主管部门备案；实施过程中省级主管部门委托电网企业或第三方机构对企业自建合建项目进行全面核查或抽查，对于发现未按承诺履行建设责任的企业，在计算调峰能力时按照未完成容量的2倍予以扣除；相关企业要限期整改，未按期整改的企业不得参与下年度可再生能源市场化并网。

（四）加强自建合建调峰和储能项目运行管理。自建合建调峰和储能项目建成投运后，企业可选择自主运营项目或交由本地电网企业调度管理。对于发电企业自主运营的调峰和储能项目，可作为独立市场主体参与电力市场，按照国家相关政策获取收益；对于交由电网企业调度管理的调峰和储能项目，电网调度机构根据电网调峰需要对相关项目开展调度管理，项目按相关价格政策获取收益。为保证项目调峰和储能能力可用性，电网调度机构不定期对相关项目开展调度测试。

四、购买调峰与储能能力的确认与管理

（一）购买调峰资源主要方式。购买调峰资源指发电企业通过市场交易的方式向抽水蓄能、化学储能电站、气电、光热电站或开展灵活性改造的火电等市场主体购买调峰能力，包括购买调峰储能项目和购买调峰储能服务两种方式。为保证发电企业购买的调峰资源不占用电网企业统筹负责的系统消纳能力，被购买的主体仅限于本年度新建的调峰资源。

（二）购买调峰资源挂钩比例要求。超过电网企业保障性并网以外的规模初期按照15%的挂钩比例购买调峰能力，鼓励按照20%以上挂钩比例购买。购买比例2022年后根据情况适时调整，每年度公布一次。各省级主管部门组织电网企业或第三方技术机构对项目调峰能力措施和效果进行评估确认后，可结合实际情况对挂钩比例进行适当调整。

（三）购买调峰和储能能力确定。购买调峰和储能项目由买方企业向省级政府主管部门作出承诺并提供购买合同，根据购买合同中签订的调峰能力进行确定。实施过程中买方企业负责督促卖方企业保证项目落实到位，省级政府主管部门委托电网企业或第三方机构对购买合同中的项目进行全面核查或抽查，对于发现未按承诺履行建设责任的企业，在计算调峰能力时按照未完成容量的2倍予以扣除；相关企

业要限期整改，未按期整改的企业不得参与下年度可再生能源市场化并网。

（四）加强购买调峰和储能项目运行管理。购买调峰和储能项目建成投运后，对于购买调峰储能项目的，视同企业自建项目进行运行管理；对于购买调峰储能服务的，发电企业与调峰储能项目企业签订调峰服务绑定协议或合同，约定双方权责和收益分配方式，鼓励签订 10 年以上的长期协议或合同。为保证项目调峰和储能能力可用性，电网调度机构不定期对相关项目开展调度测试。

五、自建或购买调峰与储能能力的数量标准与动态调整

（一）抽水蓄能、电化学储能和光热电站调峰能力认定。抽水蓄能电站、电化学储能和光热电站，按照装机规模认定调峰能力。

（二）气电调峰能力认定。气电按照机组设计出力认定调峰能力，对于因气源、天气等原因导致发电出力受限的情况，按照实际最大出力认定调峰能力。

（三）煤电灵活性制造改造调峰能力认定。灵活性制造改造的煤电机组，按照制造改造可调出力范围与改造前可调出力或者平均可调出力范围的差值认定调峰能力。

（四）统筹安排发电和调峰项目建设投产时序。考虑新建调峰资源项目的建设周期，各地在安排发电项目时要做到与新增调峰项目同步建成、同步并网。调峰储能配建比例按可再生能源发电项目核准（备案）当年标准执行。

（五）建立调峰与储能能力标准和配建比例动态调整机制。随着可再生能源并网规模和比例的不断扩大，以及调峰储能技术进步和成本下降，各地要统筹处理好企业积极性和系统调峰需求的关系，可结合本地实际情况对调峰与储能能力标准和配建比例进行动态调整。

六、调峰和储能交易机制的运行与监管

（一）未用完的调峰资源可交易至其他市场主体。通过自建或合建方式落实调峰资源的发电企业，如果当年配建的可再生能源发电规模低于规定比例，不允许结转至下年继续使用，可通过市场化方式交易给其他发电企业。

（二）指标交易需在省内统筹。为保证新增调峰能力切实发挥促进可再生能源消纳作用，发电企业在自建、共建、购买调峰资源以及开展调峰资源指标交易过程中，均在本省（区、市）范围内进行统筹。

（三）加强运行监管。各地政府主管部门会同电网企业，对发电企业承诺自建、共建或购买调峰项目加强监管，项目投产后调度机构不定期按照企业承诺的调峰能

力开展调度运行，确保调峰能力真实可信可操作，对于虚假承诺调峰能力的企业，取消下年度自行承担可再生能源消纳责任资格。

七、保障措施

（一）加强组织领导。国家发展改革委、国家能源局统筹推进全国可再生能源发电企业自建或购买调峰能力增加并网规模相关工作，全面跟踪各地、各企业落实进展，协调解决推进中的重大问题。各省（自治区、直辖市）发展改革委、能源局会同省级相关部门结合本地电力发展实际，推动本地发电企业自行承担可再生能源消纳责任相关工作，与电网企业保障性并网、应急备用和调峰机组建设工作做好有效衔接，避免项目重复计入。

（二）电网企业切实发挥监督和并网责任。国家电网公司、南方电网公司要组织好各地电网企业，配合地方政府主管部门加强对发电企业自建共建和购买调峰储能项目的有效监督，保证各项目顺利推进和真实可用。对于按要求完成调峰储能能力建设的企业，要认真做好相应匹配规模新能源并网接入工作。

（三）健全完善奖惩和评估机制。国家发展改革委、国家能源局将健全完善奖惩和评估机制，对可再生能源发电企业自建或购买调峰能力增加并网规模工作进展成效显著的地区进行表扬，对工作进展滞后的地区进行约谈；在工作推进过程中，将适时采取第三方评估等方式，对各地可再生能源发电企业自建或购买调峰能力增加并网规模工作开展全面评估。

国家发展改革委

国 家 能 源 局

2021 年 7 月 29 日

国家能源局关于 2020 年度全国 可再生能源电力发展监测评价结果的通报

国能发新能〔2021〕31 号

各省（自治区、直辖市）能源局、有关省（自治区、直辖市）及新疆生产建设兵团发展改革委，国家电网、南方电网、内蒙古电力公司，各有关单位：

为促进可再生能源开发利用，科学评估各地区可再生能源发展状况，根据可再生能源法和《关于建立可再生能源开发利用目标引导制度的指导意见》（国能新能〔2016〕54 号）、《关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知》（发改能源〔2016〕1150 号）《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》（发改能源〔2019〕807 号）等文件，我局委托国家发展改革委能源研究所汇总有关可再生能源电力建设和运行监测数据，形成了《2020 年度全国可再生能源电力发展监测评价报告》（以下简称监测评价报告）。

现将监测评价报告予以通报，以此作为各地区 2021 年可再生能源开发建设和并网运行的基础数据。请各地区和有关单位高度重视可再生能源电力发展，进一步提高可再生能源利用水平，为完成全国非化石能源消费比重目标作出积极贡献。

附件：2020 年度全国可再生能源电力发展监测评价报告

国家能源局

2021 年 6 月 20 日

附件

2020 年度全国可再生能源电力发展监测评价报告

一、全国可再生能源电力发展总体情况

截至 2020 年底，全国可再生能源发电累计装机容量 9.34 亿千瓦，同比增长约 17.5%，占全部电力装机的 42.5%；其中水电装机 3.7 亿千瓦（其中抽水蓄能 3149 万千瓦）、风电装机 2.81 亿千瓦、光伏发电装机 2.53 亿千瓦、生物质发电装机 2952 万千瓦。2020 年，全国可再生能源发电量达 22154 亿千瓦时，占全部发电量的 29.1%；其中水电发电量 13552 亿千瓦时，占全部发电量的 17.8%；风电发电量 4665 亿千瓦时，占全部发电量的 6.1%；光伏发电量 2611 亿千瓦时，占全部发电量的 3.4%；生物质发电量 1326 亿千瓦时，占全部发电量的 1.7%。

二、各省（区、市）可再生能源电力消纳责任权重完成情况

2020 年全国可再生能源电力实际消纳量为 21613 亿千瓦时，占全社会用电量比重 28.8%，同比提高 1.3 个百分点；全国非水电可再生能源电力消纳量为 8562 亿千瓦时，占全社会用电量比重为 11.4%，同比增长 1.2 个百分点。

根据《国家发展改革委 国家能源局关于印发各省级行政区域 2020 年可再生能源电力消纳责任权重的通知》（发改能源〔2020〕767 号）公布的 2020 年各省（区、市）可再生能源电力消纳责任权重，综合考虑各省本地生产、本地利用以及外来电力消纳情况，经核算，除西藏免除考核外，全国 30 个省（区、市）都完成了国家能源主管部门下达的总量消纳责任权重和非水电消纳责任权重。

据统计，30 个省（区、市）中，可再生能源电力消纳占全社会用电量的比重超过 80% 以上的 3 个、40-80% 的 6 个、20-40% 的 10 个、10-20% 的 11 个；非水电可再生能源电力消纳占全社会用电量的比重超过 20% 以上的 4 个、10-20% 的 15 个、5-10% 的 9 个、5% 以下的 2 个。2020 年可再生能源电力消纳总量责任权重完成情况如表 1，2020 年可再生能源电力消纳非水电责任权重完成情况如表 2。

表 1 2020 年可再生能源电力消纳总量责任权重完成情况

省（区、市）	实际消纳量 （亿千瓦时）	实际完成 情况	同比增加 百分点	下达的最低总量 消纳责任权重	实际完成情况超出下达 最低权重指标的百分点
青 海	629	84.7%	2.9	63.5%	21.2
四 川	2344	81.8%	0.7	80.0%	1.8
云 南	1634	80.6%	-2.3	80.0%	0.6
甘 肃	722	52.5%	-1.4	44.5%	8.0
重 庆	610	51.4%	5.9	40.0%	11.4
湖 南	909	47.1%	2.7	40.0%	7.1
广 西	878	43.3%	0.2	39.5%	3.8
湖 北	927	43.2%	10.7	32.5%	10.7
贵 州	646	40.7%	5.1	30.0%	10.7
上 海	561	35.6%	1.1	32.5%	3.1
广 东	2294	33.1%	-1.3	28.5%	4.6
吉 林	244	30.3%	5.3	24.0%	6.3
宁 夏	277	26.7%	1.0	22.0%	4.7
江 西	410	25.2%	-0.3	22.0%	3.2
陕 西	434	24.9%	2.5	17.0%	7.9
黑龙江	238	23.4%	1.4	22.0%	1.4
新 疆	652	20.54%	-0.1	20.0%	0.5
河 南	731	21.6%	1.1	17.5%	4.1
内 蒙 古	821	21.1%	2.8	18.0%	3.1
浙 江	946	19.6%	-0.4	17.5%	2.1
福 建	473	19.0%	-5.0	19.0%*	0.0
山 西	440	18.8%	0.4	17.0%	1.8
安 徽	427	17.6%	1.9	15.0%	2.6
辽 宁	418	17.2%	1.8	15.0%	2.2
江 苏	1072	16.8%	1.8	14.0%	2.8
北 京	187	16.4%	3.7	15.5%	0.9
海 南	59	16.2%	1.7	13.5%	2.7
天 津	141	16.1%	3.5	14.5%	1.6
河 北	559	14.2%	0.5	13.0%	1.2
山 东	860	12.4%	0.8	11.5%	0.9
西 藏	72	87.1%	-1.6	不考核	-
全 国	21613	28.8%	1.3		
备注：福建省 2020 年由于来水偏枯，实际完成可再生能源电力总量消纳权重低于国家下达的 19.5%考核指标 0.5 个百分点；通过指标年度转移，将 0.5 个百分点转移至 2021 年。					

表 2 2020 年可再生能源电力消纳非水电责任权重完成情况

省（区、市）	实际消纳量 （亿千瓦时）	实际完成 情况	同比增加 百分点	下达的最低总量 消纳责任权重	实际完成情况超出下达 最低权重指标的百分点
青 海	188	25.4%*	5.7	25.0%	0.4
黑龙江	218	21.5%	1.3	20.0 %	1.5
宁 夏	222	21.4%	0.1	20.0%	1.4
吉 林	172	21.3%	2.5	18.5%	2.8
内蒙古	760	19.5%	2.8	16.5%	3.0
甘 肃	245	17.8%	0.9	16.5%	1.3
山 西	393	16.8%	0.6	16.0%	0.8
北 京	183	16.1%	4.1	15.0%	1.1
云 南	307	15.1%	-1.2	15.0%	0.1
天 津	132	15.1%	3.1	14.0%	1.1
河 南	465	13.7%	0.6	12.5%	1.2
辽 宁	331	13.6%	1.1	12.5%	1.1
安 徽	330	13.6%	1.3	12.5%	1.1
陕 西	236	13.6%	1.9	12.0%	1.6
河 北	530	13.5%	0.5	12.5%	1.0
新 疆	345	10.9%	0.4	10.5%	0.4
山 东	792	11.4%	0.3	11.0%	0.4
湖 南	215	11.1%	2.5	9.0%	2.1
江 西	172	10.6%	1.9	9.0%	1.6
湖 北	194	9.1%	1.3	8.0%	1.1
江 苏	574	9.0%	1.6	7.5%	1.5
广 西	180	8.9%	2.4	7.0%	1.9
浙 江	362	7.5%*	0.8	7.5%	0.0
海 南	27	7.4%	0.6	6.5%	0.9
贵 州	116	7.3%	2.1	6.0%	1.3
福 建	181	7.3%	1.7	6.0%	1.3
四 川	174	6.1%	0.5	6.0%	0.1
广 东	375	5.4%	1.2	4.5%	0.9
上 海	76	4.8%	0.6	4.0%	0.8
重 庆	49	4.2%	0.2	3.5%	0.7
西 藏	18	21.6%	0.7	不考核	-
全 国	8562	11.4%	1.2		
备注： 1. 青海省加上了河南省转让的 12 亿千瓦时超额消纳量； 2. 浙江省加上了宁夏回族自治区转让的 12.55 亿千瓦时超额消纳量。					

三、风电、光伏发电保障性收购落实情况

2016年，国家发展改革委、国家能源局依照《可再生能源法》要求，核定了重点地区风电和光伏发电最低保障收购年利用小时数，提出全额保障性收购相关要求。

2020年，在规定风电最低保障收购年利用小时数的地区中，甘肃 III 类资源区、宁夏 III 类资源区和山西 IV 类资源区未达国家最低保障收购年利用小时数要求，实际利用小时数比最低保障收购年利用小时数分别低 162 小时、197 小时和 150 小时。2020 年，在规定光伏发电最低保障收购年利用小时数的地区中，甘肃 II 类地区、青海 I 类和 II 类地区以及宁夏 I 类地区等 4 个地区未达到光伏发电最低保障收购年利用小时数要求，其中，甘肃 II 类地区比最低保障收购年利用小时数地区低 137 小时；青海 I 类和 II 类地区比最低保障收购年利用小时数分别低 64 小时和 63 小时；宁夏 I 类地区比最低保障收购年利用小时数低 110 小时。

表 3 2020 年风电重点地区最低保障收购年利用小时数落实情况

省（区）	资源区	地区	保障性收购 利用小时数	2020 年实际 利用小时数	2020 年偏差 小时数
内蒙古	I 类	除赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市以外其他地区	2000	2318	318
	II 类	赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市	1900	2378	478
新疆	I 类	乌鲁木齐市、伊犁哈萨克自治州、克拉玛依市、石河子市	1900	2616	716
	III 类	除乌鲁木齐市、伊犁哈萨克自治州、克拉玛依市、石河子市以外其他地区	1800	2178	378
甘肃	II 类	嘉峪关市、酒泉市	1800	2016	216
	III 类	除嘉峪关市、酒泉市以外其他地区	1800	1638	-162
宁夏	III 类	宁夏	1850	1653	-197
黑龙江	III 类	鸡西市、双鸭山市、七台河市、绥化市、伊春市、大兴安岭地区	1900	2255	355
	IV 类	黑龙江省其他地区	1850	2270	420
吉林	III 类	白城市、松原市	1800	2302	502
	IV 类	吉林省其他地区	1800	2355	555
辽宁	IV 类	辽宁	1850	2243	393
河北	II 类	张家口市	1900	2032	132
山西	IV 类	忻州市、朔州市、大同市	1900	1750	-150

表 4 2020 年光伏发电重点地区最低保障收购年利用小时数落实情况

省（区）	资源区	地区	保障性收购 利用小时数	2020 年实际 利用小时数	2020 年 偏差小时数
内蒙古	I 类	除赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市以外其他地区	1500	1626	126
	II 类	赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市	1400	1619	219
新疆	I 类	哈密、塔城、阿勒泰、克拉玛依	1500	1655	155
	II 类	除 I 类外其他地区	1350	1414	64
甘肃	I 类	嘉峪关、武威、张掖、酒泉、敦煌、金昌	1500	1535	35
	II 类	除 I 类外其他地区	1400	1263	-137
青海	I 类	海西	1500	1436	-64
	II 类	除 I 类外其他地区	1450	1387	-63
宁夏	I 类	宁夏	1500	1390	-110
陕西	II 类	榆林、延安	1300	1466	166
黑龙江	II 类	黑龙江	1300	1507	207
吉林	II 类	吉林	1300	1477	177
辽宁	II 类	辽宁	1300	1388	88
河北	II 类	承德、张家口、唐山、秦皇岛	1400	1485	85
山西	II 类	忻州、朔州、大同	1400	1470	70

四、清洁能源消纳目标完成情况

根据 2018 年国家发展改革委、国家能源局印发的《清洁能源消纳行动计划（2018-2020 年）》（发改能源规〔2018〕1575 号），所确定的分年度风电、光伏和水电消纳目标，2020 年全国平均风电利用率 97%，超过 2020 年风电利用率目标 2 个百分点，重点省区全部达到了 2020 年消纳目标；全国平均光伏发电利用率为 98%，超过 2020 年利用率目标 3 个百分点，重点省区全部达到了 2020 年消纳目标；全国主要流域水能利用率 97%，超过 2020 年利用率目标近 2 个百分点，重点省区全部达到了 2020 年消纳目标。

表 5 2020 年清洁能源消纳目标完成情况

	2020 年消纳目标	2020 年实际完成情况
一、风电		
全 国	95%	97%
新 疆	85%	90%
甘 肃	85%	94%
黑龙江	94%	99%
内蒙古	92%	95%
吉 林	90%	98%
河 北	95%	95%
二、光伏		
全 国	95%	98%
新 疆	90%	95%
甘 肃	90%	98%
三、水电		
全 国	95%	97%
四 川	95%	95%
云 南	95%	99%
广 西	95%	100%

五、特高压线路输送可再生能源情况

2020 年, 22 条特高压线路年输送电量 5318 亿千瓦时, 其中可再生能源电量 2441 亿千瓦时, 同比提高 3.8%, 可再生能源电量占全部输送电量的 45.9%。国家电网运营的 18 条特高压线路输送电量 4559 亿千瓦时, 其中可再生能源电量 1682 亿千瓦时, 占输送电量的 37%; 南方电网运营的 4 条特高压线路输送电量 759 亿千瓦时, 全部为可再生能源电量。

表 6 2020 年特高压线路输送电量情况

序号	线路名称	年输送量 (亿千瓦时)	可再生能源 (亿千瓦时)	可再生能 源占比	占比 同比
1	长南荆特高压	52.2	15.3	29.3%	3.1
2	淮沪特高压	282.2	0.0	0.0%	0
3	浙福特高压	76.5	0.0	0.0%	0
4	锡盟-山东	92.4	0.0	0.0%	0

序号	线路名称	年输送量 (亿千瓦时)	可再生能源 (亿千瓦时)	可再生能 源占比	占比 同比
5	蒙西-天津南	145.4	0.0	0.0%	0
6	榆横至潍坊特高压	247.1	0.0	0.0%	0
7	复奉直流	306.9	306.9	100.0%	0.0
8	锦苏直流	374.2	374.2	100.0%	0.0
9	天中直流	408.6	166.2	40.7%	-9.5
10	宾金直流	329.8	329.8	100.0%	0.1
11	灵绍直流	498.3	85.3	17.1%	-9.2
12	祁韶直流	224.6	61.4	27.3%	-3.6
13	雁淮直流	259.1	35.5	13.7%	12.9
14	锡泰直流	171.2	0.5	0.3%	0.1
15	鲁固直流	330.9	56.7	17.1%	-22.2
16	昭沂直流	286.2	135.9	47.5%	11.4
17	吉泉直流	439.6	80.5	18.3%	-4.0
18	青豫直流	34.1	34.1	100.0%	/
19	楚穗直流	259.0	259.0	100.0%	0.0
20	普侨直流	192.7	192.7	100.0%	0.0
21	新东直流	255.3	255.3	100.0%	0.0
22	昆柳龙直流	51.7	51.7	100.0%	/
全 国		5318.0	2441.0	45.9%	-6.5%

注：1-18 项数据为国家电网报送，19-22 项数据为公司报送。/表示由于线路新投产等原因没有同比数据。

六、国家清洁能源示范省（区）落实情况

浙江。2020 年，全部可再生能源电力消纳量 946 亿千瓦时，占本省全社会用电量的比重为 19.6 %，同比降低 0.4 个百分点；非水电可再生能源电力消纳量为 362 亿千瓦时，占本省全社会用电量的比重为 7.5%，同比上升 0.8 个百分点。

四川。2020 年，全部可再生能源电力消纳量为 2344 亿千瓦时，占本省全社会用电量的比重为 81.80%，同比上升 0.7 个百分点；非水电可再生能源电力消纳量为 174 亿千瓦时，占本省全社会用电量的比重为 6.1 %，同比上升 0.5 个百分点。

宁夏。2020 年，全部可再生能源电力消纳量为 277 亿千瓦时，占本省全社会用

电量的比重为 26.7%，同比上升 1 个百分点；非水电可再生能源电力消纳量为 222 亿千瓦时，占本省全社会用电量的比重为 21.4%，同比上升 0.1 个百分点。风电 III 类地区未达到最低保障收购年利用小时数要求，比要求低 197 小时，风电利用率为 97.8%；光伏发电 I 类地区未达到最低保障收购年利用小时数要求，比要求低 110 小时，光伏利用率为 97.5%。

甘肃。2020 年，全部可再生能源电力消纳量为 722 亿千瓦时，占本省全社会用电量的比重为 52.5%，同比下降 1.4 个百分点；非水电可再生能源电力消纳量为 245 亿千瓦时，占本省全社会用电量的比重为 17.8%，同比上升 0.9 个百分点。风电 II 类资源区达到保障性收购利用小时数要求，风电 III 类资源区未达到最低保障性收购年利用小时数要求，比要求低 162 小时，风电利用率为 97.1%；光伏发电 I 类资源区达到保障性收购利用小时数要求，光伏发电 II 类资源区未达到最低保障性收购年利用小时数要求，比要求低 137 小时，光伏利用率为 97.7%。

青海。2020 年，全部可再生能源电力消纳量为 629 亿千瓦时，占本省全社会用电量的比重为 84.7%，同比上升 2.9 个百分点；非水电可再生能源电力消纳量为 188 亿千瓦时，占本省全社会用电量的比重约为 25.4%，同比上升 5.7 个百分点。青海光伏发电未达到最低保障性收购年利用小时数要求，光伏发电 I 类和 II 类资源区分别比要求低 64 小时和 63 小时，光伏利用率分别为 88.5%、94.8%。

关于印发《可再生能源行业标准化管理办法》 及实施细则的通知

可再生标准〔2021〕187号

各标准化技术委员会、分技术委员会及相关单位

为进一步贯彻落实国家能源局关于加强能源标准化管理工作的要求、认真履行标准化管理机构职责、做好可再生能源行业标准化工作，根据《中华人民共和国标准化法》（主席令 2017 年第 78 号）和《国家能源局关于印发及实施细则的通知》（国能发科技〔2019〕38 号）文件等有关法律法规和规定的要求，结合可再生能源行业实际情况，我院修订形成了《可再生能源行业标准化管理办法》，制定了《可再生能源行业标准管理实施细则》和《可再生能源行业标准化技术委员会管理实施细则》。现予以印发，请认真遵照执行。

- 附件：1、可再生能源行业标准化管理办法
2、可再生能源行业标准管理实施细则
3、可再生能源行业标准化技术委员会管理实施细则

可再生能源行业标准化管理办法

第一章 总 则

第一条 为进一步贯彻落实国家能源局关于加强能源标准化管理工作要求，认真履行标准化管理机构职责，做好可再生能源行业标准化工作，推动可再生能源行业高质量发展，根据《中华人民共和国标准化法》（主席令 2017 年第 78 号）和《国家能源局关于印发〈能源标准化管理办法〉及实施细则的通知》（国能发科技〔2019〕38 号）文件等有关法律法规和规定的要求，结合可再生能源行业实际情况，特制定本办法。

第二条 本办法适用于水电水利规划设计总院（以下简称水电总院）管理的标准化技术委员会（以下简称标委会）、分技术委员会（简称以下分标委）。水电水利规划设计总院是国家能源局委托的标准化管理机构，在国家能源局的指导和监督下，具体负责水电、风电、太阳能、生物质能等可再生能源行业标准化管理工作。

第三条 水电总院承担的可再生能源行业标准化工作包括下列范围：

（1）受国家能源局委托，负责对能源行业水电勘测设计 NEA/TC15（含工程勘测 NEA/TC15/SC1、水工设计 NEA/TC15/SC2、施工设计 NEA/TC15/SC3 分技术委员会）、规划水库环保 NEA/TC16（含规划 NEA/TC16/SC1、水库移民 NEA/TC16/SC2、环境保护 NEA/TC16/SC3 分技术委员会）、水电电气设计 NEA/TC17、水电工程技术经济 NEA/TC18、水电水力机械 NEA/TC20、水电金属结构及启闭机 NEA/TC21 标准化技术委员会的具体组织管理工作。负责能源行业风电标准化技术委员会风电场规划设计 NEA/TC1/SC1、风电场施工安装 NEA/TC1/SC2 分技术委员会的具体组织管理工作。

（2）负责指导监督相应标委会与分标委秘书处开展标准化工作。

（3）针对没有相应归口标委会、分标委的技术标准，负责标准制定的具体组织管理工作，履行标准技术归口单位的相应职责。

第四条 水电总院承担的可再生能源行业标准化工作的任务包括：

（1）贯彻国家标准化工作的法律法规、方针政策，接受国家能源局的指导和监督，行使管理机构职责，制定和完善可再生能源行业标准管理办法和实施细则；

（2）组织开展可再生能源行业标准计划项目的提出、起草、征求意见、技术审查、报批、出版、复审、修订等工作；

(3) 对标准的制定进行指导和监督,对标准的实施进行监督检查;

(4) 协助和配合国家能源局及其他标准化管理部门规范、引导和监督可再生能源行业团体标准的制定。

第五条 水电总院可再生能源标准化管理中心(简称标准化管理中心)具体负责标准化管理工作。标准中心下设标准化管理中心办公室,具体负责标准化管理的日常工作。

第二章 管理职责

第六条 水电总院接受国家能源局标准化主管部门的指导,负责水电、风电、太阳能、生物质能等可再生能源行业的标准化工作,主要行使以下具体职责:

(1) 征集、评估、申报本领域的年度标准制修订计划;

(2) 负责组织开展可再生能源行业标准体系的研究编制;

(3) 负责年度计划项目的执行、技术审查和报批等管理工作;负责管理、协调跨标委会的相关工作;

(4) 组织行业标准的出版工作,负责标准成果申报;

(5) 推进标准的宣贯、实施;

(6) 受国家能源局的委托,负责相关标委会和分标委的管理工作;

(7) 指导能源领域内相应团体标准化工作;

(8) 组织参加国际标准化活动,参与制定国际标准,推进中国标准与国外标准之间的转化运用;

(9) 承办国家能源局及其他标准化管理部门委托的其他标准化工作。

第七条 标委会按水电总院的管理要求,主要行使以下职责:

(1) 提出本专业领域标准化工作的政策和措施建议;

(2) 编制本专业领域行业标准体系,根据社会各方的需求,提出本专业领域制修订行业标准项目建议;

(3) 开展本专业领域和管理的分标委专业的行业标准起草、征求意见、技术审查、复审及标准外文版的组织翻译和审查工作;

(4) 开展本专业领域行业标准的宣贯和标准起草人员的培训工作;

(5) 承担归口行业标准的解释工作;

(6) 开展本专业领域行业标准实施情况的评估、研究分析;

(7) 组织开展本专业领域国内外标准一致性对比分析,跟踪、研究相关领域国

际标准化的发展趋势和工作动态，组织参与国际标准化活动；

(8) 管理下设的分标委；

(9) 承担国家能源局、其他标准化管理部门和水电总院交办的其他工作。

标委会可以接受政府部门、社会团体、企事业单位委托，开展与本专业领域有关的标准化工作。

第八条 分标委在标委会的管理下，履行标委会授权管理的标准化工作职责；承担水电总院、标委会交办的其他工作。

分标委可以接受政府部门、社会团体、企事业单位委托，开展与本专业有关的标准化工作。

第九条 标委会（分标委）秘书处在标委会秘书长的组织协调下负责开展以下工作：

(1) 组织标委会（分标委）年度工作计划和工作总结的拟定；开展行业标准年度计划项目建议的提出与协调；组织计划项目草案的提出；组织计划项目的实施和检查。

(2) 开展标准制定、修订过程的跟踪检查、监督、协调；开展标准送审稿的初审、会审、函审工作的组织，以及报批稿的上报等相关事务性工作。

(3) 开展标准复审计划、宣贯计划的制定和实施。

(4) 开展标准体系、标准化科研项目的研究工作。

(5) 参与标准化技术交流及与国际标准化组织相应标委会的对口联系工作。

(6) 负责与委员、标准起草单位的联络及有关资料的发放等工作。

(7) 起草有关文件、编辑出版内部资料等。

(8) 秘书处办公设备的维护与管理。

(9) 负责标委会和秘书处收、发文登记，资料建档、归档工作。

(10) 受秘书长委托，代表秘书处处理有关业务。

第三章 标准制定

第十条 可再生能源行业标准制定要以本领域的标准体系为指导，坚持急用先行、先进适用、协调统一的原则，优先健全能源新兴领域的标准，着力提升能源传统领域的标准。可再生能源行业强制性标准要突出标准保安全、兜底限的功能；推荐性标准要突出公益属性要求。

第十一条 拟制定可再生能源行业标准的项目，水电总院按照有关规定向国家

能源局提出立项建议。

第十二条 可再生能源行业标准的制定应符合《国家能源局关于印发《能源标准化管理办法》及实施细则的通知》（国能发科技〔2019〕38号）等有关规定。

第十三条 水电总院持续推进可再生能源领域推荐性标准文本免费向社会公开。

第四章 标准实施、监督和奖励

第十四条 水电总院推动可再生能源行业标准实施，并建立标准实施信息反馈和评估机制。

第十五条 水电总院负责对标委会日常标准化工作的考核评估，并将考核评估结果向管理的标委会公开。

第十六条 标委会应当每年向水电总院提出年度工作总结报告，并经水电总院审核后报送国家能源局。分标委应当定期向标委会报告工作。

第十七条 水电总院负责对可再生能源行业标准的解释，涉及标准具体内容的，由标委会或分标委出具解释意见。

第十八条 标准属于科技成果，对技术水平高、取得显著效益的能源领域标准，应纳入相关科技奖励范围。

第十九条 水电总院对在标准管理和修制订工作中做出突出成绩的单位和个人给予表彰或奖励。

第二十条 对于符合中国标准创新贡献奖奖励条件的可再生能源行业标准，水电总院按照《中国标准创新贡献奖管理办法》推荐申报。

第五章 附 则

第二十一条 标准化工作经费来源：

- （1）企业自筹的标准化经费；
- （2）有关企事业单位的资助；
- （3）有关社团组织的赞助；
- （4）政府部门给予的标准化补助费用等；
- （5）可再生能源行业重点工程和科研项目列支经费等。

第二十二条 标准化工作经费实行专款专用，不得挪作他用。

第二十三条 本办法自发布之日起施行。

第二十四条 本办法由水电总院负责解释。

国家能源局综合司

关于开展可再生能源发电项目开发建设按月调度的通知

各省（自治区、直辖市）能源局，有关省（自治区、直辖市）及新疆生产建设兵团发展改革委，国家电网、南方电网、内蒙古电力公司，国家可再生能源信息管理中心，各有关企业：

根据《国家发展改革委 国家能源局关于 2021 年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知》（发改能源〔2021〕704 号）和《国家能源局关于 2021 年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知》（国能发新能〔2021〕25 号）要求，为进一步推动可再生能源发电项目开发建设，确保实现全年开发建设目标，拟按月开展项目开发建设情况调度，现将有关事项通知如下：

一、建立可再生能源发电项目开发建设按月调度机制，对可再生能源发电项目从核准（审批、备案）、开工、建设、并网到投产进行全过程调度。

二、自 2021 年 8 月起，各省级能源主管部门、各主要中央发电企业于每月 15 日前分别将本省（区、市）、本企业可再生能源发电项目上月开发建设情况（包括新核准容量、新开工容量、累计在建容量、累计并网容量、预计年底并网容量等）统计汇总后直报国家能源局新能源司（具体见附件）。

三、国家电网公司每月 15 日前将新能源云平台覆盖范围内可再生能源项目上月开发建设情况报国家能源局新能源司。南方电网公司、内蒙古电力公司将企业经营区域内可再生能源项目并网、投产信息每月 15 日前报国家能源局新能源司。

四、各省级能源主管部门要组织本省可再生能源项目开发建设单位依托国家可再生能源信息管理中心可再生能源发电项目信息管理系统及时填报可再生能源发电项目开发建设情况。国家可再生能源信息管理中心每月 20 日前要将上月全国可再生能源电力开发建设情况形成月度监测评估报告报国家能源局新能源司，并抄报各省级能源主管部门。

联系电话：国家能源局新能源司 010-81929505

国家可再生能源信息管理中心 010-51973265，

邮箱：xxglzx2013@163.com

附件：可再生能源电力开发建设月度监测情况表

国家能源局

2021 年 7 月 29 日

住房和城乡建设部办公厅 关于取消工程造价咨询企业资质审批 加强事中事后监管的通知

建办标〔2021〕26号

各省、自治区住房和城乡建设厅，直辖市住房和城乡建设（管）委，新疆生产建设兵团住房和城乡建设局，国务院有关部门建设工程造价管理机构，各有关单位：

为贯彻落实《国务院关于深化“证照分离”改革 进一步激发市场主体发展活力的通知》（国发〔2021〕7号），持续深入推进“放管服”改革，取消工程造价咨询企业资质审批，创新和完善工程造价咨询监管方式，加强事中事后监管，现就有关事项通知如下：

一、取消工程造价咨询企业资质审批。按照国发〔2021〕7号文件要求，自2021年7月1日起，住房和城乡建设主管部门停止工程造价咨询企业资质审批，工程造价咨询企业按照其营业执照经营范围开展业务，行政机关、企事业单位、行业组织不得要求企业提供工程造价咨询企业资质证明。2021年6月3日起，住房和城乡建设主管部门不再办理工程造价咨询企业资质延续手续，到期需延续的企业，有效期自动延续至2021年6月30日。

二、健全企业信息管理制度。各级住房和城乡建设主管部门要加强与市场监管等有关部门沟通协调，结合工程造价咨询统计调查数据，健全工程造价咨询企业名录，积极做好行政区域内企业信息的归集、共享和公开工作。鼓励企业自愿在全国工程造价咨询管理系统完善并及时更新相关信息，供委托方根据工程项目实际情况选择参考。企业对所填写信息的真实性和准确性负责，并接受社会监督。对于提供虚假信息的工程造价咨询企业，不良行为记入企业社会信用档案。

三、推进信用体系建设。各级住房和城乡建设主管部门要进一步完善工程造价咨询企业诚信长效机制，加强信用管理，及时将行政处罚、生效的司法判决等信息归集至全国工程造价咨询管理系统，充分运用信息化手段实行动态监管。依法实施失信惩戒，提高工程造价咨询企业诚信意识，努力营造诚实守信的市场环境。

四、构建协同监管新格局。健全政府主导、企业自治、行业自律、社会监督的协同监管格局。探索建立企业信用与执业人员信用挂钩机制，强化个人执业资格管理，落实工程造价咨询成果质量终身责任制，推广职业保险制度。支持行业协会提升自律水平，完善会员自律公约和职业道德准则，做好会员信用评价工作，加强会员行为约束和管理。充分发挥社会监督力量参与市场秩序治理。鼓励第三方信用服务机构开展信用业务。

五、提升工程造价咨询服务能力。继续落实《关于推进全过程工程咨询服务发展的指导意见》（发改投资规〔2019〕515号）精神，深化工程领域咨询服务供给侧结构性改革，积极培育具有全过程咨询能力的工程造价咨询企业，提高企业服务水平 and 国际竞争力。

六、加强事中事后监管。各级住房和城乡建设主管部门要高度重视工程造价咨询企业资质取消后的事中事后监管工作，落实放管结合的要求，健全审管衔接机制，完善工作机制，创新监管手段，加大监管力度，依法履行监管职责。全面推行“双随机、一公开”监管，根据企业信用风险分类结果实施差异化监管措施，及时查处相关违法、违规行为，并将监督检查结果向社会公布。

住房和城乡建设部办公厅

2021年6月28日

中国建设工程造价管理协会

关于适应新形势变革、推动工程造价咨询行业 高质量发展的意见

中价协〔2021〕35号

各省、自治区、直辖市造价管理协会及中价协各专业工作委员会：

为适应新时代发展要求，切实履行社会组织行业管理职责，规范市场秩序，激发市场主体活力，推动工程造价咨询行业持续健康发展，按照国务院深化“证照分离”改革精神以及住房和城乡建设部加强事中事后监管通知要求，适应工程造价咨询企业资质取消审批的改革新举措，紧跟政策和市场变化，现就有关工作提出意见如下：

一、激发协会内生动力，主动谋求新发展空间。当前，行业面临重大变革，全行业要转变思路，凝聚共识，主动作为，勇于担当，“固工程造价之本，强工程技术之基”，发挥专业引领作用，提升咨询服务能力。协会面对新形势，要立足新发展阶段，贯彻新发展理念，构建新发展格局，加强思想政治引领，创新管理方式，充分发挥行业协会在参与社会治理中的作用。

二、提升行业自律水平，营造良好市场氛围。切实担负起实施行业自律的重要职责，引导企业有序竞争。建立健全行业经营自律规范、自律公约和职业道德准则，搭建全国自律信息平台，依规开展行业惩戒，规范经营和执业行为。建立健全行业自律体系，形成协会与政府、市场、社会等各方联动的约束机制，净化市场环境。

三、完善信用评价体系，满足市场择优需求。搭建全国统一的信用信息管理平台，优化评价指标，突出反映企业经营业绩、技术力量、履约能力等综合实力，动态开展适应市场需求的评价工作，满足委托方择优选择工程造价咨询企业的需求。建立健全企业和从业人员信用档案，研究注册造价工程师个人信用与企业信用挂钩机制，做好行业信用建设和管理相关工作。公布企业信用风险分类结果，为政府部门实施差异化监管提供依据。

四、推广企业职业责任保险，增强抵御风险能力。压实企业主体责任，逐步实

现职业责任保险全覆盖，引导工程造价咨询企业加强自身职业责任保险意识，鼓励委托方优先选择已投保的企业。加强职业责任保险与企业信用评价的联动，提高信用评价指标中职业责任保险的权重，为会员单位在保险事故认定、保险理赔等事项中建立绿色通道。探索研究造价咨询从业人员的职业责任保险，多维度保障委托方合法权益。

五、推介优秀咨询企业，带动行业整体发展。推动行业品牌建设，培育一批具有影响力的优质企业。扶持具有综合能力的工程造价咨询企业，拓展全过程咨询业务。丰富工程造价咨询企业营业收入、特色专业等排名排序方式，分享工程咨询典型案例，展现标杆企业实力和风采，推广特色项目先进经验，促进企业国内外交流与合作，引领行业整体实力提升。

六、强化个人执业能力，提升咨询服务水平。重视专业人才培养，构建以学历教育为基础、以职业教育为核心、以高端人才为引领的人才培养体系，逐步形成行业梯队型人才队伍。通过内容新颖丰富、形式灵活多样的培训，引导从业人员提高专业素养。建立工程造价咨询成果质量检查制度，使注册造价工程师执业行为和成果可追溯、可复查，提升行业的服务质量。

各级造价管理协会（专业工作委员会）要认真贯彻落实国务院决策部署，根据住房和城乡建设部有关要求，统一思想，提高认识，主动适应新形势发展要求，不断提升行业自治能力。工程造价咨询企业及从业人员要积极转变思路，持续开拓创新，实现新的跨越，共同推进工程造价行业高质量发展。

中国建设工程造价管理协会

2021年7月2日

“白鹤”起舞金沙间——解码世界最大清洁能源走廊

日前，随着 15 号、2 号机组顺利投产，白鹤滩水电站 16 台百万千瓦水轮发电机组已有 4 台投产发电。这个水电站位于四川省宁南县和云南省巧家县交界的金沙江干流河段上，是实施“西电东送”的国家重大工程，被誉为当今世界在建规模最大、技术难度最高的水电工程。

金沙江上，“白鹤”起舞。2022 年 7 月全部机组投产发电后，白鹤滩水电站将与三峡、葛洲坝以及金沙江乌东德、溪洛渡、向家坝水电站，共同构成一条世界最大的清洁能源走廊，助力我国经济社会发展，减少温室气体排放。

“白鹤”腾飞，6 项关键技术指标达到世界第一

白鹤滩水电站总装机 1600 万千瓦，仅次于三峡水电站，左右岸共安装 16 台我国自主研发的全球单机容量最大功率水轮发电机组，首批 2 台机组已于 6 月 28 日投产发电。

白鹤滩水电站大坝地质条件极其复杂，峡谷地形不对称，以及百万千瓦水轮发电机组的研发等，都是一个个“拦路虎”。

面对挑战，建设者勇闯世界水电“无人区”，6 项关键技术指标达到世界第一，包括单机容量 100 万千瓦；地下洞室群规模；圆筒式尾水调压井规模；无压泄洪洞群规模；300 米级高拱坝抗震参数；300 米级特高拱坝中，首次全坝使用低热水泥混凝土。

百万千瓦水轮发电机组是什么概念？这样的一台机组直径 16.2 米、高达 50 米，转子重量就超过 2000 吨。

“转轮每转一圈可发电约 150 度，相当于一个普通家庭一个月的用电量。单台机组每分钟就能发电近 1.7 万度。”三峡集团白鹤滩工程建设部主任汪志林说。

混凝土硬化中水泥放热造成的“无坝不裂”，可谓全球水电人心中的“魔咒”。白鹤滩大坝坝高 289 米，混凝土用量 800 多万立方米。在不久前对大坝的一次钻孔取芯中，芯样穿过 52 个浇筑坯层、长达 25.7 米，为世界最长，这表明“无缝大坝”已经筑就。

汪志林揭示了其中奥秘：白鹤滩特高拱坝首次全面采用我国自主研发的新型低热水泥，具有温升缓慢、温升小、收缩小、综合抗裂性能高等特点。

不仅如此，埋设在坝体内的数千支温度计，还能帮助工程师实时监控混凝土的“头疼脑热”。

站在白鹤滩水电站大坝上，“高峡出平湖”，蔚为壮观。乘坐工程交通车沿着隧洞进入山体，仿佛进入一座巨大的地下城，厂房、通道、线路等各类设施在山体内部纵横交错，令人震撼。

在狭窄的金沙江上大规模建发电厂房并不现实，建设者只能拿两岸山体“做文章”。白鹤滩水电站工程枢纽部分设计总工程师陈建林介绍，地下洞室群施工克服了高地应力等困难，开挖量达到 2500 万立方米，地下工程里程数达到 217 公里。

“连珠成串”，构筑世界最大清洁能源走廊

金沙江是我国乃至世界上水力资源极为富集的河流，规划了多级梯级水电开发。“十三五”以来，金沙江国家级水电基地建设快速推进，新增水电装机创历史最高。

其中，三峡集团在金沙江下游布局建设溪洛渡、向家坝、乌东德、白鹤滩四座世界级巨型梯级水电站，总装机超过 4600 万千瓦，相当于两个三峡工程的装机规模。

在白鹤滩水电站首批机组投产前，装机规模全球第七大的乌东德水电站全部机组已于今年 6 月中旬投产发电。这两座世界级水电站的成功投产，是中国乃至世界水电发展史上的里程碑。

乌东德水电站位于云南省禄劝彝族苗族自治县和四川省会东县交界的金沙江干流河段上，也是实施“西电东送”的国家重大工程，总装机容量 1020 万千瓦。截至今年 6 月 15 日，该电站已累计发电近 245 亿度，相当于替代约 768 万吨标准煤。

顺江而下，已投产的溪洛渡水电站总装机容量达 1386 万千瓦，是金沙江“西电东输”的重要工程；向家坝水电站是金沙江下游河段的最后一梯级水电站，总装机容量 640 万千瓦，是兼顾灌溉功能的超级大坝；而作为长江上第一座大型水电站，葛洲坝水电站是中国人自己设计、制造、安装、运行管理的水利枢纽工程。

举世瞩目的三峡水电站是当前世界上规模最大的水利枢纽工程和综合效益最广泛的水电工程，总装机容量 2250 万千瓦。2020 年，三峡水电站全年累计生产 1118 亿度绿色电能，创世界单座水电站年发电量新纪录，且防洪、发电、航运、水资源利用等综合效益全面发挥。

三峡集团董事长雷鸣山说，白鹤滩水电站将与三峡、葛洲坝以及金沙江乌东德、溪洛渡、向家坝水电站“连珠成串”，构成世界最大的清洁能源走廊，不仅惠及更多沿江群众，更为我国经济高质量发展输送源源不断的绿色动力。

中国工程院院士王浩表示，伴随着乌东德、白鹤滩水电站的投产，三峡集团拥有了从金沙江延伸至长江的梯级电站群，这六大水库群实现联合统一调度，将放大单座水电站的综合效益，统筹实现防洪、补水、发电、水生态保护等多目标综合调度，充分发挥水库大坝调节和生态保障作用。

从无到有，闯出从“中国制造”到“中国创造”之路

这条世界最大清洁能源走廊的崛起之路，也是水电重大装备从“中国制造”到“中国创造”的自主创新之路。

20 多年前，在三峡工程建设过程中，科研人员就创造了 112 项世界之最，拥有 934 项发明专利，使我国在枢纽工程建设、70 万千瓦水轮发电机组国产化、工程运行和生态环境保护、工程管理等方面取得一系列重大技术突破。

白鹤滩水电站的全球单机容量最大功率百万千瓦水轮发电机组，研制、安装难度超越世界上现有机组，实现了我国高端装备制造的重大突破。

“白鹤滩水电站关键核心技术均为自主研制。”三峡集团副总经理范夏夏说。在三峡集团带动引领下，哈电集团、东方电气集团把转轮制造车间建在金沙江边，不仅研发出百万千瓦发电机组精品转轮，还有各自的“独门绝技”。

国际水电协会执行总裁艾迪·里奇认为，白鹤滩、乌东德水电站克服了世界水电工程方面最具挑战性的技术难题，标志着中国水电工程实现从设计规划、材料科学、装备制造、施工技术到智能管理等全生命周期的技术进步。

这并非朝夕之功。在 1994 年修建三峡工程之前，中国还不具备制造 35 万千瓦以上水电机组的能力。

在三峡工程左岸机组的研制过程中，60 公斤级的蜗壳高强钢板都要从国外高价进口。为摆脱进口材料“卡脖子”困境，三峡集团牵头鞍钢、宝武钢铁等兄弟单位进行科研攻关，最终让三峡工程右岸机组用上国产化钢材。

白鹤滩工程建设部党委书记何炜说，如今运用在白鹤滩水电站蜗壳制造上的国产化高强钢已达到 80 公斤级，高等级硅钢片、高强度磁轭钢板等关键材料也已全部实现国产化。

此外，在配套设备上，从桥机、母线、大型变压器，到调速、励磁、监控系统……我国水电装备全产业链不断升级，助推百万千瓦机组登顶世界“水电珠峰”。

白鹤滩水电站 15 号机组并网 创百万千瓦机组摆度最优纪录

白鹤滩水电站右岸 15 号机组成功实现同期并网，进入并网调试阶段。这是继白鹤滩水电站首批百万千瓦机组投产发电后，又一台即将投产发电的百万千瓦机组。

15 号机组于 2019 年 12 月开始本体安装，11 月 28 日转子吊装就位，2021 年 3 月 15 日总装完成，同年 5 月 1 日无水调试完成，5 月 15 日一次启动成功进入有水调试，在历时 490 天的安装调试过程中，创下了百万千瓦水电机组无水调试摆度最优纪录。

该机组在当前水头的最大出力 850MW 工况下，机组温度、振动、摆度等关键运行指标均正常平稳，优于白鹤滩精品机组要求，成为白鹤滩水电站首批百万千瓦水电机组 6 月 28 日正式投产发电后，第一台成功并网机组。机组并网进行一系列负荷试验后，将正式投产发电。

白鹤滩水电站是实施“西电东送”的国家重大工程，是当今世界在建规模最大、技术难度最高的水电工程。全球单机容量最大功率百万千瓦水轮发电机组，实现了中国高端装备制造的重大突破，是世界水电行业的“珠穆朗玛峰”。电站装机总容量 1600 万千瓦，左右两岸分别安装 8 台 100 万千瓦水电机组。其中，右岸电站的 8 台百万千瓦机组均由中国能建葛洲坝机电公司承担安装与调试施工，哈电电机研制。

电力工程造价与定额管理总站

关于 2016 版 20KV 及以下配电网工程估算指标 及概预算定额 2021 年上半年价格水平调整的通知

定额〔2021〕24 号

各有关单位：

依据《20kV 及以下配电网工程估算指标及概预算定额价格水平调整办法》（定额〔2017〕18 号），电力工程造价与定额管理总站根据各地区的实际情况，完成了 20kV 及以下配电网工程估算指标及概预算定额 2021 年上半年价格水平调整的测算工作，现予发布，请遵照执行。

在编制建设预算时，根据本次调整系数计算的人工费、材料和施工机械费价差只计取税金，汇总计入“编制基准期价差”。该价差应作为建筑、安装工程费的组成部分。

- 附件：1. 20kV 及以下配电网工程定额人工调整系数汇总表
2. 20kV 及以下配电网工程定额材机调整系数汇总表
3. 20kV 及以下配电网工程 2021 年上半年估算指标估价表

电力工程造价与定额管理总站

2021 年 7 月 8 日

《水电工程执行概算编制导则》和《水电工程完工总结算报告编制导则》编制第一次集中办公会议顺利召开

2021年8月17日至18日，水电水利规划设计总院（可再生能源定额站）在北京以视频方式组织召开了《水电工程执行概算编制导则》和《水电工程完工总结算报告编制导则》（以下简称“两个编制导则”编制第一次集中办公会议。水电水利规划设计总院副总工程师、可再生能源定额站常务副站长郭建欣主持会议。参加会议的有中国华电集团公司、国网新源控股有限公司、中国华电集团金沙江上游水电开发有限公司、国网新源控股有限公司抽水蓄能技术经济研究院、中国神华国际工程有限公司、中国华电集团有限公司经济技术咨询分公司、中国电建集团成都勘测设计研究院有限公司（以下简称“成都院”）的专家和代表。

会上，成都院介绍了两个编制导则的总体工作进展情况，并就前期资料收集和整理分析成果进行了重点汇报；与会专家围绕导则编制的主要研究内容、需重点研究的问题进行深入细致的讨论，会议认为成都院在整理分析国内主要发电企业的水电工程执行概算和完工总结算报告编制管理办法的基础上，综合考虑不同投资方管理特点和需求，推荐两个导则的编制原则、具体编制方法总体是合适的。

本次集中办公会议采用“集中讨论和分散研阅”相结合方式的举行，各单位代表认真准备、积极发言，会议讨论深入，取得了预期效果。

陆上及海上风电、光伏发电工程工程量清单 计价规范标准顺利通过审查

2021年7月27日至30日，水电水利规划设计总院（可再生能源定额站）牵头编制的能源行业标准《陆上风电场工程工程量清单计价规范》《海上风电场工程工程量清单计价规范》《光伏发电工程工程量清单计价规范》（以下简称三项标准）送审稿顺利通过水电水利规划设计总院可再生能源标准化管理中心审查，审查会议由水电水利规划设计总院副总工程师李仕胜主持，水电水利规划设计总院副总工程师、可再生能源定额站常务副站长郭建欣担任专家组长。参加会议的有水电水利规划设计总院、中国电力建设集团有限公司，中国水电工程顾问集团有限公司及中国电建集团西北、华东、北京和中南勘测设计研究院有限公司等编制单位及相关单位的标委会委员、专家和代表。

根据《国家能源局综合司关于下达2018年能源领域行业标准制（修）订计划及英文版翻译出版计划的通知》（国能综通科技〔2018〕100号）和《国家能源局综合司关于下达2018年能源领域行业标准制（修）订补充计划（第一批）的通知》（国能综通科技〔2018〕157号）要求，水电水利规划设计总院（可再生能源定额站）牵头组织成立编制组，开展了三项标准制定工作。2019年4月完成了大纲评审，2021年1月完成了征求意见稿，并向有关单位广泛征求意见，根据反馈意见，编制组对三项标准进行了修改和完善，于2021年7月形成送审稿。

会议听取了编制组关于三项标准编制情况和主要内容的汇报，与会专家对三项标准逐章逐条进行了认真审查。审查认为，编制组提交审查的技术文件齐全，编制依据充分，格式规范，逻辑严谨，结构清晰，用词准确，规定明确，具有可操作性，符合《标准化工作导则 第1部分：标准化文件的结构和起草规则》（GB/T1.1-2020）规划。三项标准代表了陆上风电场工程计价管理的先进理念和技术水平，达到国内先进水平，同意通过审查。

会议要求编制组根据本次审查会议意见，进一步修改、完善三项标准，适时召开定稿会，形成报批稿，以便尽快上报国家能源局批准发布。

电力工程造价与定额管理总站

关于发布 2020 版电网技术改造及检修工程概预算定额 2021 年上半年价格水平调整系数的通知

定额〔2021〕25 号

各有关单位：

为科学反映电网技术改造及检修工程不同时间和不同地区价格水平差异，保证《电网技术改造及检修工程定额和费用计算规定（2020 年版）》的顺利实施，电力工程造价与定额管理总站根据各地区 2021 年上半年工程要素价格的实际情况，完成了电网技术改造及检修工程概预算定额人工费、材料和施工机械费价差调整测算工作，现予发布，请遵照执行。

本文件与《电网技术改造及检修工程定额和费用计算规定（2020 年版）》及《2020 年版电网技术改造及检修工程概预算定额价格水平调整办法》（定额〔2021〕23 号）配套使用。在编制工程预算、结算时，根据本次调整系数计算的人工费、材料和施工机械费价差只计取税金，汇总计入“编制基准期价差”。该价差应作为建筑安装工程费（建筑修缮费、设备检修费）的组成部分。

- 附件：
1. 电网技术改造及检修工程定额人工费调整系数汇总
 2. 电网技术改造及检修安装（设备检修）工程定额材机调整系数汇总
 3. 电网技术改造及检修建筑（修缮）工程典型材料价差调整
 4. 电网技术改造及检修建筑（修缮）工程典型施工机械价差调整汇总表

电力工程造价与定额管理总站

2021 年 7 月 8 日

各市主要材料价格表

单位：元

编号	材料名称	型号规格	单位	福州	厦门	宁德	莆田	泉州	漳州	龙岩	三明	南平	平潭
1	汽油	92#	kg	7.96	8.58	8.56	8.16	8.32	8.27	8.56	8.25	8.48	8.39
2	柴油	0#	kg	6.60	7.02	7.08	6.86	6.83	6.88	7.20	6.89	6.96	6.89
3	水泥	42.5	t	414.11	465.49	464.78	409.36	460.18	446.90	415.62	424.78	467.26	457.52
4	螺纹钢	综合	t	4838	4776	4876	4807	4947	4668	4889	4782	4891	4982
5	铁件	综合	t	6637	6205	5796	6195		5752	6404	6562		5776
6	天然砂		m ³	197.10		99.04	215.73	126.21	145.63	144.00	139.24	174.76	201.02
7	机制砂		m ³	131.40	150.00	103.94	159.83	106.80	106.80	113.65	102.90	126.21	145.13
8	海砂		m ³		97.09	51.97							
9	碎石	5~20	m ³	107.86	140.78	113.75	112.77	97.09	111.65	92.73	73.30	121.36	113.56
10	碎石	20~40	m ³	101.94	140.78	113.75	112.77	92.23	111.65	91.74	73.30	116.50	113.56
11	乱毛石		m ³	119.41	160.19	96.60	97.57	101.44	82.52	87.07	65.84	67.96	83.73
12	小乱毛石		m ³	110.45	145.63	93.67	85.86	98.54	92.23	87.07	67.26	67.96	85.69
13	毛条石		m ³	521.00	237.86	403.95	340.53	376.77	330.10	444.43		271.84	343.20
14	石油沥青		kg	2.94	3.45	2.67	2.94	2.83	3.19	3.12	2.91	3.36	3.46
15	胶合板	模板用	m ²	35.13	39.82	37.35	37.35	45.13	36.73	42.20	36.06	30.97	34.84

注：以上材料价格仅供参考。