

关于深化电力体制改革的实施意见

(征求意见稿)

我省是国家重要优质清洁能源基地和“西电东送”基地。近年来，省委、省政府加快推进电力体制改革，出台一系列改革措施，有效减轻企业和社会电费负担，有力助推了供给侧结构性改革。同时我省电力供需也还面临着水电价格优势不明显、市场化竞争机制不够健全、自用不足、对产业扶持重点不够突出等问题，解决丰水期弃水问题还面临一定困难，资源优势充分转化为发展优势还需采取更加有力的改革措施。为贯彻落实省委十一届三次全会精神，进一步深化四川电力体制改革，降低实体经济成本，促进产业发展，更好地推动我省资源优势不断转化为经济优势，结合我省实际，提出如下意见。

一、总体要求

以习近平新时代中国特色社会主义思想及“四川篇”为统领，认真落实中央深化供给侧结构性改革部署和省委十一届三次全会关于深化电力体制改革的要求，坚持市场化方向和“管住中间、放开两头”改革原则，坚持符合国家产业、生态环保和节能减排等政策，进一步加大改革力度，着力扩大和创新电力市场化交易，着力提高电价支持政策精准性，着力拓展水电消纳

途径，着力促进国家电网与地方电网融合协调发展，努力实现水电更加充分消纳、重点园区和产业用电成本较大幅度下降、相关产业持续发展的目标，切实推动资源优势更好地转化为经济优势，为经济高质量发展提供有力支撑。

二、重点任务

(一)扩大和创新电力市场化交易。进一步放开发用电计划，扩大电力市场化交易规模。完善市场化交易规则，减少行政干预，在交易对象、交易品种、交易价格、交易方式等方面尊重市场选择。推进各类市场主体公平参与市场交易。探索电力价格和发电计划增减挂钩机制。

1.扩大参与电力市场用户范围。所有核定输配电价的用电类别均可全电量参与电力市场交易。园区内企业可由售电公司捆绑代理参与电力市场交易，省属等地方电网可作为一个整体参与电力市场交易。

2.完善丰水期富余电量政策。大工业用户丰水期用电量超过基数的增量部分为富余电量，科学合理确定富余电量基数。富余电量交易价格可实行最低保护价和最高限价，输配电价为每千瓦时0.105元，实现较大幅度降低大工业增量用电电价。探索扩大富余电量政策适用范围，将适用于单个大工业用户的增量电量，扩展适用于全社会增量电量。

3.推进风电和光伏发电上网电价市场化。四川电网除分布

式风电、分布式光伏和光伏扶贫项目以外的风电、光伏发电，丰水期上网电量参与电力市场，参照丰水期外送电平均价格进行结算，产生的价差空间用于实施丰水期居民电能替代政策。

4.国调机组留川电量参与省内市场化交易。如不参与则比照省调机组利用小时数和价格水平年度清算，产生的价差空间用于降低电价或疏导其他电价矛盾。

5.开辟弃水电量交易。在丰水期低谷时段创设弃水电量交易新品种，鼓励用户特殊时段多用弃水电量，除居民、农排类别和其他特殊用电价格外的用电均可参与。弃水电量到户电价由弃水电量交易价加输配电价构成。弃水电量交易竞价区间不作限制；输配电价按与弃水电量交易价等价收取。其中大工业用户使用的弃水电量不计入富余电量。

（二）实施分类支持性电价政策。综合运用市场、计划电量调节、富余电量、留存电量等各项支持政策，多措并举、重点突破，将电价扶持导向与产业区域布局、产业培育方向结合起来，根据现实基础和产业对电价承受能力“分类施策”“精准降价”。

6.突出对重点产业和绿色高载能产业电价支持力度。对电解铝、多晶硅保持现有输配电价水平，到户电价分别实现每千瓦时0.30元左右、0.40元左右水平；对大数据、新型电池、电解氢等绿色高载能产业，输配电价比照藏区留存电量输配电价每千瓦时0.105元收取，到户电价分别实现每千瓦时0.35元、0.35元、0.30

元左右水平。

7.减轻一般工商业用户电费负担。全面落实国家降低一般工商业电价的政策。符合条件（变压器容量315千伏安及以上）的一般工商业用户可自愿选择执行大工业两部制电价。

8.用好三州和雅安留存电量。合理制定甘孜、阿坝、凉山、雅安年度留存电量实施方案，支持甘眉、成阿、成甘、德阿等“飞地”园区使用留存电量。实行留存电量计划年中评估调整机制。

（三）加大电能替代力度。鼓励企业实施电能替代，鼓励居民用户多用电，提高终端能源消费的电能消费、清洁能源消费比重。

9.实施电能替代输配电价政策。对新建电锅炉、电窑炉，改造燃煤（油、柴、气）锅炉、窑炉的电能替代项目，执行单一制输配电价每千瓦时0.105元，其用电量实行预结制，到户电价每千瓦时按0.38元收取；市场化交易完成后，按市场化交易结算到户电价。对高炉渣提钛行业自2018年1月1日起享受电能替代相关政策，执行单一制输配电价每千瓦时0.105元。

10.实行丰水期居民生活电能替代电价。丰水期对国网四川电网、省属电网同价区域内“一户一表”居民用户实行电能替代电价，维持现行阶梯电价制度，继续对月用电量在181千瓦时至280千瓦时部分的电价下移每千瓦时0.15元，月用电量高于280千瓦时部分的电价下移每千瓦时0.20元。所需电价空间由市场

化方式筹集，不足部分由降低丰水期水电非市场化电量上网电价进行弥补。

（四）推进水电消纳产业示范区试点。落实国家促进西南地区水电消纳政策措施，积极稳妥探索“专线供电”“直供电”试点，允许发电机组并网运行的同时分出一定容量向园区、企业、地方电网直接供电；电网提供备用服务并收取一定系统备用费。

11.开展甘孜雅安乐山等水电消纳产业示范区试点。以“专线供电”方式降低上网侧电价和输配环节电价，实现到户电价每千瓦时0.35元以内，吸引绿色高载能产业发展。

12.开展攀枝花钒钛高新技术产业园区水电消纳示范区试点。利用攀西断面弃水电量降低攀枝花钒钛产业电价，以“专线供电”方式将金沙、银江水电站等作为攀枝花钒钛高新技术产业园区直供电源，实现到户电价每千瓦时0.43元以内。

13.抓好增量配电网试点。做好增量配电网业务试点，抓好洪雅等试点项目建设。

（五）促进国家电网与地方电网融合协调发展。在充分发挥国网四川电网主力军作用的同时，推进国网四川电网与省属电网包容合作、错位协调发展。支持省属电网因地制宜在达州、宜宾等地探索打造电价洼地示范区。支持省属电网有序、可持续发展，以入股、注资等方式参与其他地方电网建设；鼓励国家电网以入股、注资等方式参与地方电网建设。

14.推进省属电网输配电价改革和同价工作。按照“两同价”目标推进省属电网输配电价改革，实现省属电网与国网四川电网输配电价同价、目录销售电价同价，对省属电网新增大工业用电从低核定输配电价。规范趸售电价管理，降低趸售电价水平。支持省属电网综合施策实现新增工业用电每千瓦时0.46元左右，并逐步降低存量工业电量价格。

15.增强省属等地方电网的供电能力。引进优质低价电源，鼓励新建电源并入省属等地方电网，允许国家电网中电源自愿转入省属等地方电网。

16.增强省属等地方电网的电网支撑。支持省属等地方电网建设220千伏电网，国网四川电网向省属等地方电网开放220千伏电压等级并网接入。允许省属等地方电网因地制宜与周边省份电网开展网际间合作。

三、保障措施

（一）加强组织领导。电力改革事关多方利益格局调整，需要突破体制机制障碍，各部门要在省委、省政府领导下，以“啃硬骨头”“钉钉子”精神，成熟一项实施一项，驰而不息、善作善成。由省电力体制改革联席会议负责牵头抓总，联席会议办公室综合协调，明确责任分工，牵头单位承担主体责任（附件）。

（二）扎实有序推进。各项重点任务牵头单位要制定具有可操作性的实施方案，明确时间表和路线图，细化任务分工、

明确责任人，扎实推进牵头任务。各单位要加强沟通、凝聚共识，形成合力、扎实推进，确保各项工作落地落实。

（三）加强督促落实。各牵头单位定期向电力体制改革联席会议报告工作进展情况、存在问题和措施建议。联席会议办公室要按照联席会议统一部署，加强督促检查和综合协调，定期开展改革工作进展情况通报。鼓励各地探索电力体制改革体制机制创新。

（四）加快电网建设。加快推动水电外送通道建设，实现水电“网对网”方式外送。优化省内电网结构，巩固和完善骨干网架，消除省内“卡脖子”现象，确保电力安全可靠输送；加快城乡电网建设改造，优先保障居民生活用电。各地各部门要创造有利条件，为电网项目加快建设做好规划、选址、用地、环评等工作。

附件：重点任务责任分工

附件

重点任务责任分工

重点任务		完成时间	牵头单位	配合单位	
一、扩大和创新电力市场化交易	1. 扩大参与电力市场用户范围。	所有核定了输配电价的用电类别均可全电量参与电力市场交易。	2019年3月31日前	省经济和信息化委	省发展改革委、四川能源监管办、省能源局、国网四川省电力公司、省水电投资集团、有关发电企业
		园区内所有企业可由售电公司捆绑代理参与电力市场交易，省属等地方电网可作为一个整体参与电力市场交易。	2018年12月31日前	省经济和信息化委	省发展改革委、四川能源监管办、省能源局、国网四川省电力公司、省水电投资集团、有关发电企业
	2. 完善丰水期富余电量政策。	大工业用户丰水期用电量超过基数的增量部分为富余电量，科学合理确定富余电量基数。	每年丰水期前	省经济和信息化委	省发展改革委、四川能源监管办、省能源局、国网四川省电力公司、有关发电企业
		富余电量交易价格可实行最低保护价和最高限价，输配电价为每千瓦时0.105元，实现较大幅度降低大工业增量用电电价。	每年丰水期前	省发展改革委	省经济和信息化委、四川能源监管办、省能源局、国网四川省电力公司、有关发电企业
		探索扩大富余电量政策适用范围，将适用于单个大工业用户的增量电量，扩展适用于全社会增量电量。	长期工作	省发展改革委	省经济和信息化委、四川能源监管办、省能源局、国网四川省电力公司、有关发电企业

一、扩大和创新电力市场化交易	3. 推进风电和光伏发电上网电价市场化。	四川电网除分布式风电、分布式光伏和光伏扶贫项目以外的风电、光伏发电，丰水期上网电量参与电力市场，参照丰水期外送电平均价格进行结算。	每年丰水期前	省发展改革委	省经济和信息化委、四川能源监管办、省能源局、国网四川省电力公司、有关发电企业
	4. 国调机组留川电量参与省内市场化交易。	国调机组留川电量参与省内市场化交易。如不参与则比照省调机组利用小时数和价格水平年度清算。	每年3月底前完成对上一年度的清算	省发展改革委	省经济和信息化委、四川能源监管办、省能源局、国网四川省电力公司、有关发电企业
	5. 开辟弃水电量交易。	在丰水期低谷时段创设弃水电量交易新品种，鼓励用户特殊时段多用弃水电量，除居民、农排类别和其他特殊用电价格外的用电均可参与。	2018年8月31日前	省经济和信息化委	省发展改革委、四川能源监管办、省能源局、国网四川省电力公司、有关发电企业
		弃水电量到户电价由弃水电量交易价加输配电价构成。弃水电量交易竞价区间不作限制；输配电价按与弃水电量交易价等价收取。	2018年8月31日前	省发展改革委	省经济和信息化委、四川能源监管办、省能源局、国网四川省电力公司、有关发电企业

二、实施分类支持性电价政策	6. 突出对重点产业和绿色高载能产业电价支持力度。	明确电解铝、多晶硅、大数据、新型电池、电解氢等重点产业、绿色高载能产业输配电价水平和到户电价水平及构成。参与制定落实方案、明确重点支持行业企业名单。	2018年8月31日前	省发展改革委	省经济和信息化委、四川能源监管办、省能源局、国网四川省电力公司
		制定落实方案，明确重点支持行业企业名单，实现电解铝、多晶硅、大数据、新型电池、电解氢等重点产业和绿色高载能产业到户电价。	2018年8月31日前	省经济和信息化委	省发展改革委、四川能源监管办、省能源局、国网四川省电力公司、有关发电企业
	7. 减轻一般工商业用户电费负担。	全面落实国家降低一般工商业电价的政策。符合条件（变压器容量315千伏安及以上）的一般工商业用户可自愿选择执行大工业两部制电价。	2018年12月31日前	省发展改革委	省经济和信息化委、四川能源监管办、省能源局、国网四川省电力公司
	8. 用好三州和雅安留存电量。	合理制定甘孜、阿坝、凉山、雅安年度留存电量实施方案，支持甘眉、成阿、成甘、德阿等“飞地”园区使用留存电量。	每年一季度前	省发展改革委、省经济和信息化委	四川能源监管办、省能源局、国网四川省电力公司、有关发电企业

三、加大电能替代工作力度	9. 实施电能替代输配电价政策。	对新建电锅炉、电窑炉，改造燃煤（油、柴、气）锅炉、窑炉的电能替代项目，执行单一制输配电价每千瓦时 0.105 元，其用电量实行预结制，到户电价每千瓦时按 0.38 元收取；市场化交易完成后，按市场化交易结算到户电价。对高炉渣提钛行业自 2018 年 1 月 1 日起享受电能替代相关政策，执行单一制输配电价每千瓦时 0.105 元。	2018 年 8 月 31 日前	省发展改革委	省经济和信息化委、四川能源监管办、省能源局、国网四川省电力公司
	10. 实行丰水期居民生活电能替代电价。	丰水期对国网四川电网、省属电网同价区域内“一户一表”居民用户实行电能替代电价，维持现行阶梯电价制度，继续对月用电量在 181 千瓦时至 280 千瓦时部分的电价下移每千瓦时 0.15 元，月用电量高于 280 千瓦时部分的电价下移每千瓦时 0.20 元。所需电价空间由市场化方式筹集，不足部分由降低丰水期水电非市场化电量上网电价进行弥补。	每年丰水期前	省发展改革委	省经济和信息化委、四川能源监管办、省能源局、国网四川省电力公司、有关发电企业

四、推进水电消纳产业示范区试点	11. 开展甘孜雅安乐山等水电消纳产业示范区试点。	开展“专线供电”“直供电”试点，允许发电机组并网运行的同时分出一定容量向园区、企业、地方电网直接供电，电网提供备用服务。	长期工作	省经济和信息化委	省发展改革委、四川能源监管办、省能源局、国网四川省电力公司，甘孜州、雅安市、乐山市政府，有关发电企业
		建设电源和用户之间线路。	长期工作	国网四川省电力公司	省发展改革委、省经济和信息化委、四川能源监管办、省能源局，甘孜州政府，有关企业
		电网收取一定系统备用费；降低上网侧电价和输配环节电价，实现到户电价每千瓦时 0.35 元以内。	长期工作	省发展改革委	省经济和信息化委、四川能源监管办、省能源局、国网四川省电力公司，甘孜州、雅安市、乐山市政府，有关发电企业
		吸引绿色高载能产业发展。	长期工作	甘孜州、雅安市、乐山市政府	省发展改革委、省经济和信息化委、四川能源监管办、省能源局、国网四川省电力公司，有关发电企业
	12. 开展攀枝花钒钛高新技术产业园区水电消纳示范区试点。	开展“专线供电”“直供电”试点，将金沙、银江水电站等作为攀枝花钒钛高新技术产业园直供电源，电网提供备用服务。	长期工作	省经济和信息化委	省发展改革委、四川能源监管办、省能源局、国网四川省电力公司，攀枝花市政府，有关发电企业
		建设电源和用户之间线路。	长期工作	国网四川省电力公司	省发展改革委、省经济和信息化委、四川能源监管办、省能源局，甘孜州政府，有关企业
		电网收取一定系统备用费；实现到户电价每千瓦时 0.43 元以内。	长期工作	省发展改革委	省经济和信息化委、四川能源监管办、省能源局、国网四川省电力公司，攀枝花市政府，有关发电企业

四、推进水电消纳产业示范区试点	13. 抓好增量配电网试点。	做好增量配电网业务试点，抓好洪雅等试点项目建设。	长期工作	省能源局	省发展改革委、省经济和信息化委、四川能源监管办、国网四川省电力公司，眉山市人民政府
五、促进国家电网与地方电网融合协调发展	14. 推进省属电网输配电价改革和同价工作。	按照“两同价”目标推进省属电网输配电价改革，实现省属电网与国网四川电网输配电价同价、目录销售电价同价，对省属电网新增大工业用电从低核定输配电价。	2018年12月31日前	省发展改革委	省经济和信息化委、省国资委、四川能源监管办、省能源局、国网四川省电力公司、省能源投资集团、省水电投资集团
		规范趸售电价管理，降低趸售电价水平。支持省属电网综合施策实现新增工业用电每千瓦时0.46元左右，并逐步降低存量工业电量价格。	长期工作	省发展改革委	省经济和信息化委、省国资委、四川能源监管办、省能源局、国网四川省电力公司、省能源投资集团、省水电投资集团
	15. 增强省属等地方电网的供电能力。	引进优质低价电源，鼓励新建电源并入省属等地方电网。	长期工作	省能源局	省发展改革委、省经济和信息化委、四川能源监管办、国网四川省电力公司、省能源投资集团、省水电投资集团、有关发电企业
		允许国家电网中电源自愿转入省属等地方电网。	长期工作	省经济和信息化委	省发展改革委、四川能源监管办、省能源局、国网四川省电力公司、省水电投资集团、有关发电企业

五、促进国家电网与地方电网融合协调发展	16. 增强省属等地方电网的电网支撑。	支持省属等地方电网建设 220 千伏电网。	长期工作	省能源局	省发展改革委、省经济和信息化委、四川能源监管办、国网四川省电力公司、省能源投资集团、省水电投资集团
		国网四川电网向省属等地方电网开放 220 千伏电压等级并网接入。	长期工作	四川能源监管办	省发展改革委、省经济和信息化委、省能源局、国网四川省电力公司、省水电投资集团