



中国能源建设集团浙江省电力设计院有限公司
CHINA ENERGY ENGINEERING GROUP ZHEJIANG ELECTRIC
POWER DESIGN INSTITUTE CO.,LTD.

浙江省工商业储能市场分析

中国能源建设集团浙江省电力设计院有限公司

刘建波 18768142120





目录

浙江省储能发
展情况及分析



浙江省用户侧
储能为什么
“火”



用户侧储能开
发建设一般流
程



浙江省用户侧为什么“火”？

人生四行：

1. 自己要行；

个人需要具备一定的能力和素质，赢得他人的认可和尊重。

2. 有人说你行；

需要得到他人的认可和肯定。他人的赞誉可以为个人提供更多的机会。

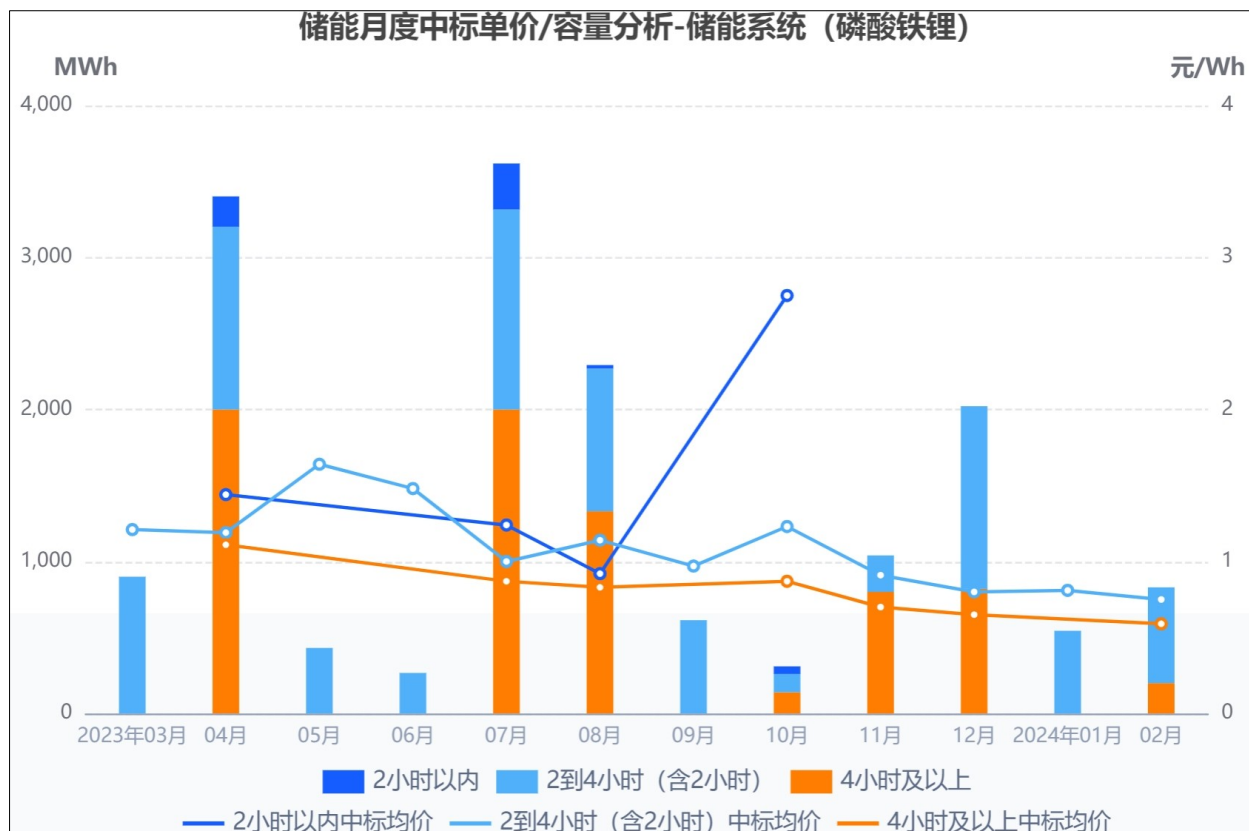
3. 说你行的人，一定得行；

称赞你的人本身具备较高的能力和地位。

4. 自己的身体得行。

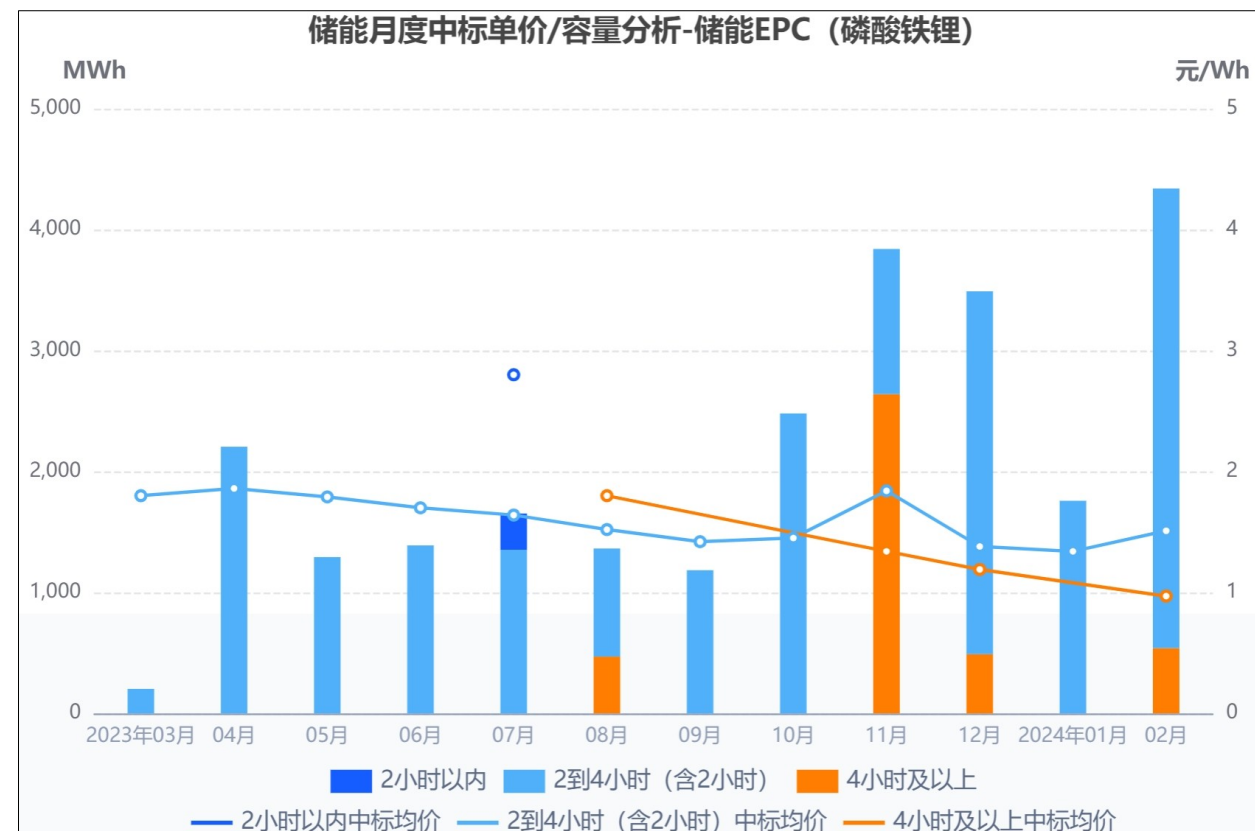
身体是革命的本钱，健康的身体是实现人生目标和梦想的基础。只有保持良好的身体状态，才能有足够的精力和体力去应对生活中的挑战和机遇。

工商业储能系统造价下降



工商业储能设备价格趋势

02月	合计: 830.0MWh
4小时及以上	200.0MWh 0.59元/Wh
2到4小时 (含2小时)	630.0MWh 0.75元/Wh
2小时以内	暂无数据



工商业储能 EPC 价格趋势

02月	合计: 4340.0MWh
4小时及以上	540.0MWh 0.97元/Wh
2到4小时 (含2小时)	3800.0MWh 1.51元/Wh
2小时以内	暂无数据

- 平准化储能度电成本（ LCOS ）低

- 储能度电成本 = （ 运维成本 + 装机成本 + 损耗成本 ） ÷ 循环次数
- 在初始投资成本 1.5 元 /Wh ，锂离子电池循环寿命为 3500-5000 次，年均循环次数 500 次，储能寿命为 9 年的假设下，锂离子电池储能系统度电成本约为 0.67 元 /kWh 。
- “ 到 2025 年底，锂电池电化学储能度电存储成本可以降低 50% 至两毛钱左右。 ”

- 能量密度高

- 利用 314Ah 电芯，能量密度可达 230~300kWh/m² 甚至更高。占地面积小。

- 运用场景灵活

- 独立配置（工厂与商场等）、光储充一体化、微电网耦合。



- 不受限于特殊的地理条件
 - 可在高纬度、高海拔、严寒的地址建设储能设施
- 建设周期短
 - 用户侧储能建设周期在 3 个月之内。
- 转换效率高
 - 电电转换效率达 85% ，甚至 90% 以上

- 浙江省用电需求大，全年电量缺口居全国第二，电量缺口值达1838.9 亿千瓦时，相当于 22 台百万千瓦煤机全年发电量。

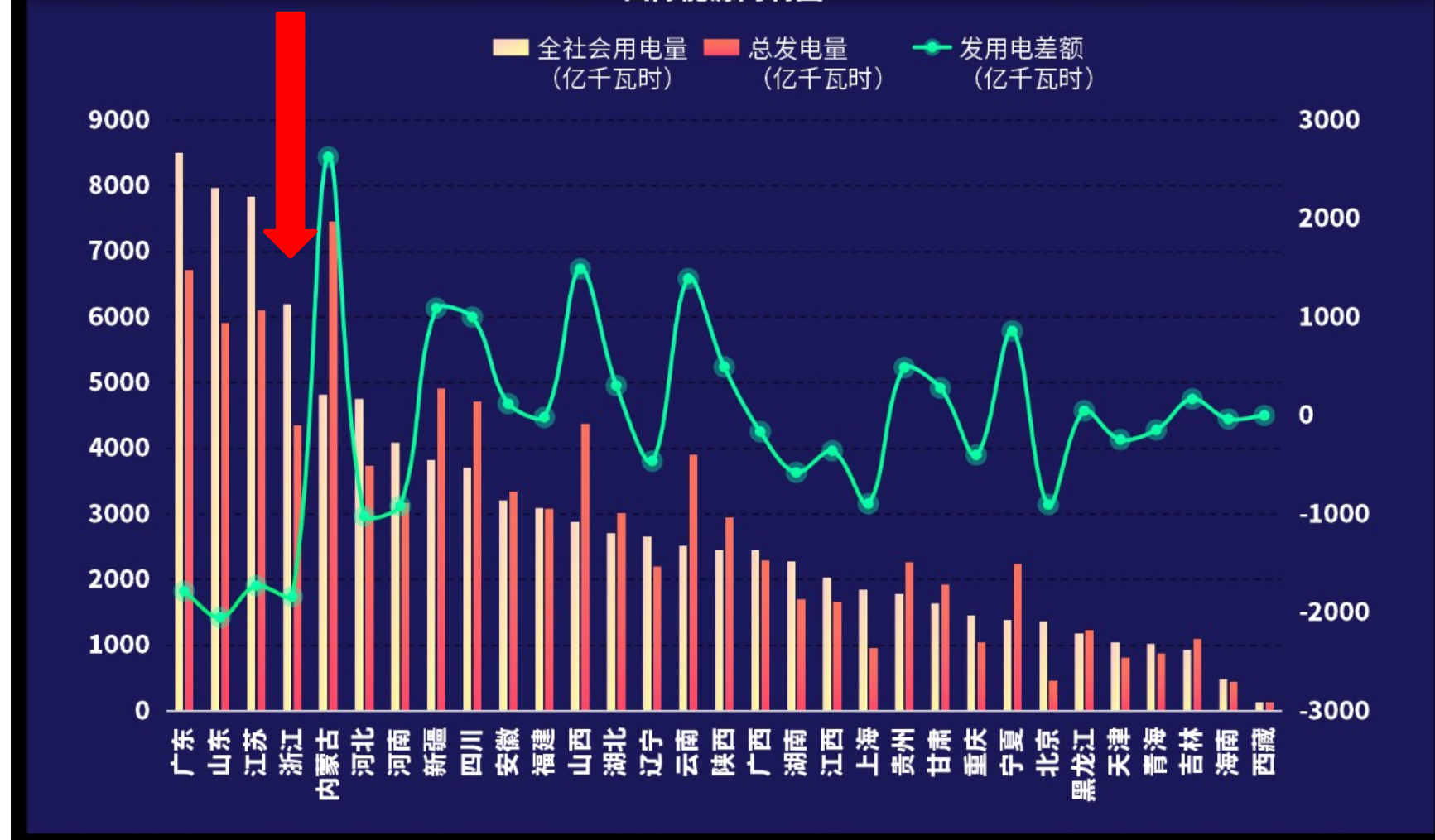
2023年17省电力供应不足

国际能源网制表

排名	省份	全社会用电量 (亿千瓦时)	总发电量 (亿千瓦时)	发用电差额 (亿千瓦时)
1	福建	3090	3073.6	-16.4
2	海南	482	448	-34.0
3	青海	1018.3	873.8	-144.5
4	广西	2449.4	2287.3	-162.1
5	天津	1051	808.1	-242.9
6	江西	2025.5	1669	-356.5
7	重庆	1453	1054.3	-398.7
8	辽宁	2663	2202.5	-460.5
9	湖南	2277	1700.4	-576.6
10	上海	1849	954.9	-894.1
11	北京	1358	454.9	-903.1
12	河南	4089.53	3171.8	-917.73
13	河北	4757	3736.1	-1020.9
14	江苏	7832.96	6106.3	-1726.66
15	广东	8502	6718.6	-1783.4
16	浙江	6192	4353.1	-1838.9
17	山东	7965.6	5915.7	-2049.9

2023年全国31省发电用电对比图

国际能源网制图

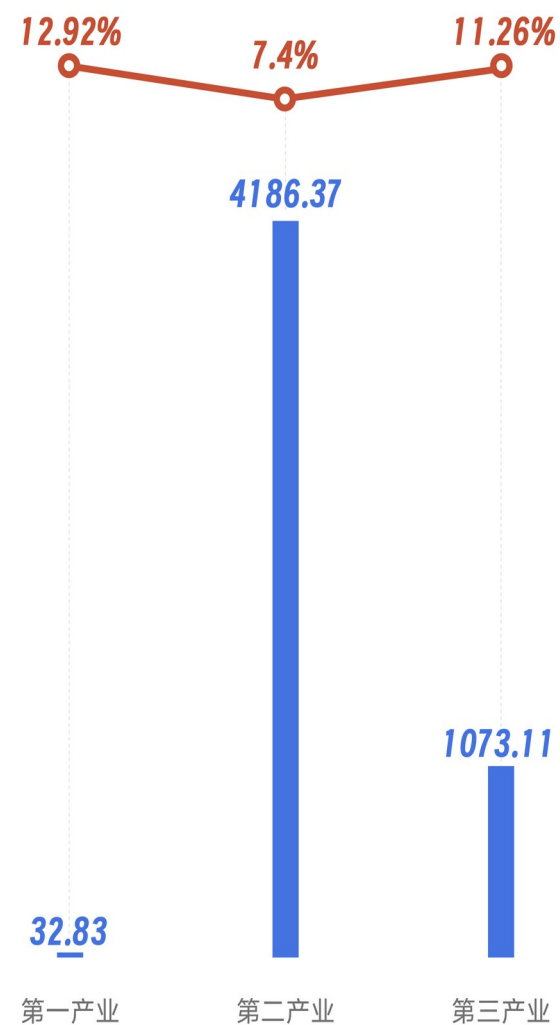


- 新能源接入较多存在较大的间歇性和不稳定性，调度调节压力大
 - 2023 年底，浙江省内发电总装机 13077 万千瓦，其中光伏装机 3357 万千瓦，风电装机 584 万千瓦，风光等新能源装机占全省发电总装机比例首超三成；
 - 外来电比例达三成。
 - 迎峰度夏及迎峰度冬期间省间现货电价高。

- 浙江省工商业用户多，短时电力缺口较大，用电负荷稳定
 - 2023 年浙江电力最高负荷达到 1.1 亿千瓦。经测算，2024 年迎峰度夏电力缺口约 800 万千瓦；
 - 2023 年全省用电量达 6192 亿千瓦时，第二产业用电量达 4186.37 亿千瓦时，占比 67.6%。
 - 工商业稳定用电小时数长，平均负荷下用电时长达 6500h 以上。

浙江2023年
各产业用电量及增速

用电量：亿千瓦时 | 增速：%



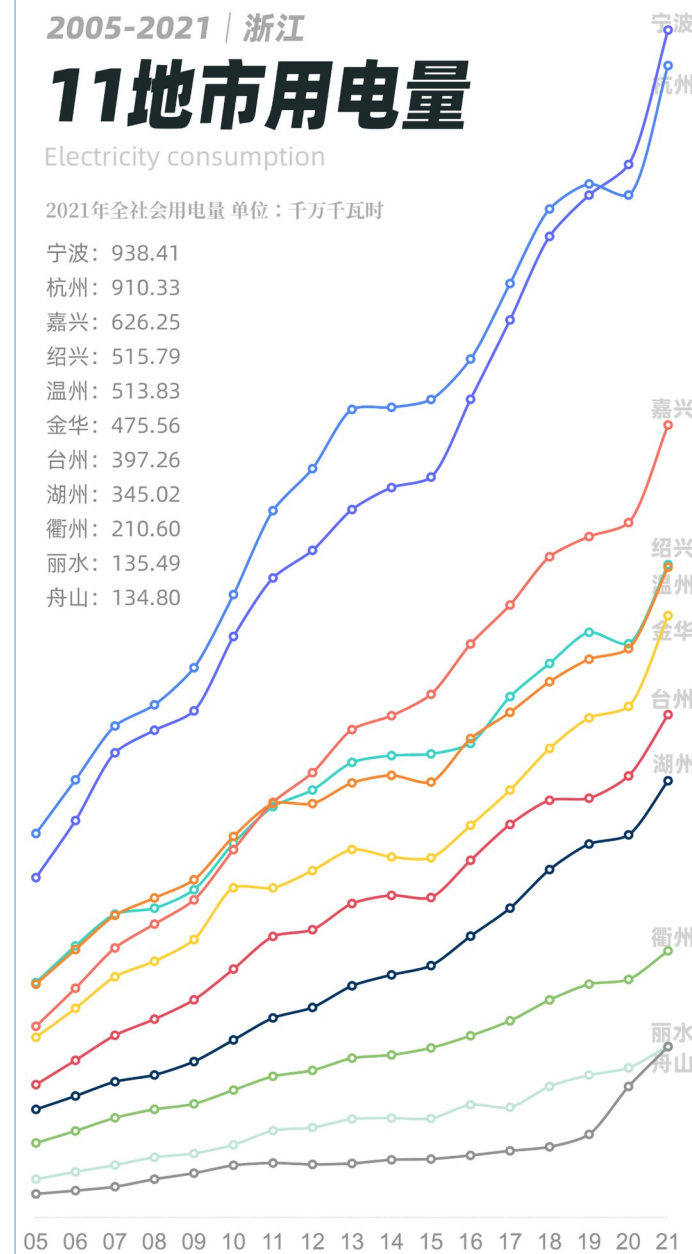
2005-2021 | 浙江

11地市用电量

Electricity consumption

2021年全社会用电量 单位：千万千瓦时

宁波：938.41
 杭州：910.33
 嘉兴：626.25
 绍兴：515.79
 温州：513.83
 金华：475.56
 台州：397.26
 湖州：345.02
 衢州：210.60
 丽水：135.49
 舟山：134.80



浙江省《关于调整工商业峰谷分时电价政策有关事项的通知》

- 一般工商业电价用户执行时间：
- 1-10（20）千伏及以上的：2024年6月1日起。
- 不满1千伏的：2024年9月1日起。



峰谷时长调整：

更新分时电价前			春秋季 2-6 月， 9-11 月			夏冬季 1 月、 7 月、 8 月、 12 月			
尖峰	高峰	低谷	高峰	平段	低谷	尖峰	高峰	平段	低谷
2h	10h	12h	7h	7h	10h	4h	7h	3h	10h

用户类别	峰谷时段划分	
全部工商业用户	春秋季 (2-6 月, 9-11 月)	高峰 8:00-11:00、13:00-17:00
		平段 17:00-24:00
		低谷 0:00-8:00、11:00-13:00
	夏冬季 (1 月、 7 月、 8 月、 12 月)	尖峰 9:00-11:00、15:00-17:00
		高峰 8:00-9:00、17:00-23:00
		平段 13:00-15:00、23:00-24:00
		低谷 0:00-8:00、11:00-13:00

用电类别	季节	电价浮动比例 (以平段电价为基准上下浮动)			
		尖峰上浮	高峰上浮	低谷下浮	深谷下浮
 大工业电价	春秋季	—	65%	55%	80%
	夏冬季	98%	65%	62%	80%
 一般工商业电价	春秋季	—	50%	55%	80%
	夏冬季	65%	50%	62%	80%

充放电价差变化计算：以浙江省 2024 年 2 月电价为例

充放电价差

用电分类			旧政策		春秋季	夏冬季	
		电压等级	高 - 谷	尖 - 谷	高 - 谷	尖 - 古	高 - 谷
两部制	大工业用电	1-10(20) 千伏	0.6348	0.9278	0.8370	1.1160	0.8858
		35 千伏	0.607	0.8872	0.8004	1.0672	0.8471
		110 千伏	0.5921	0.8653	0.7807	1.0410	0.8263
		220 千伏及以上	0.5827	0.8516	0.7684	1.0245	0.8132
	一般工商业及其他用电	1-10(20) 千伏	0.4813	0.865	0.7324	0.8858	0.7812
		35 千伏	0.4602	0.8271	0.7004	0.8471	0.7470
		110 千伏	0.449	0.8068	0.6831	0.8263	0.7287
		220 千伏及以上	0.4418	0.794	0.6723	0.8132	0.7171
单 1 制	一般工商业用电	不满 1 千伏	0.5513	0.9908	0.8390	1.0147	0.8949
		1-10(20) 千伏	0.5423	0.9746	0.8252	0.9981	0.8802
		35 千伏及以上	0.5165	0.9282	0.7859	0.9506	0.8383



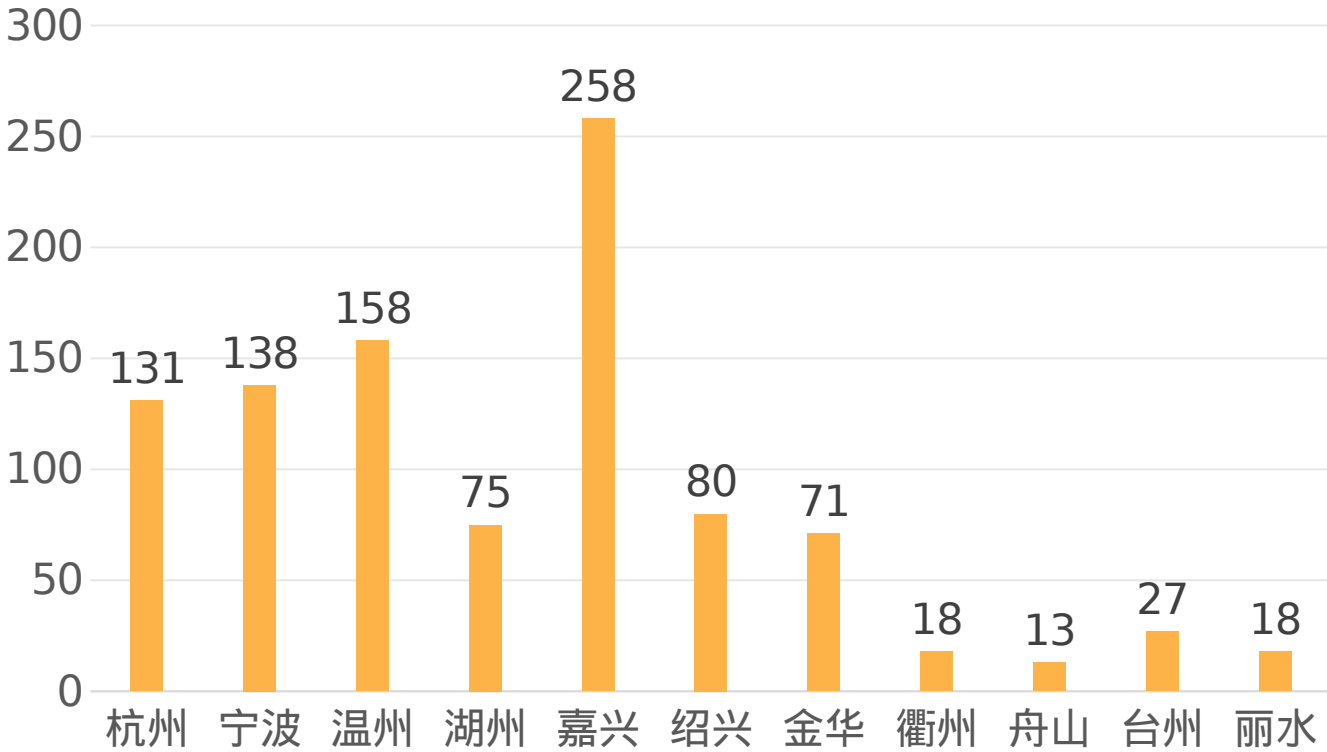
- 运营方式灵活
 - 业主自投（业主持有）；
 - 纯租赁（设备商持有）；
 - 合同能源管理（能源服务方持有）；
 - 合同能源管理 + 融资租赁（融资租赁方持有）
- 盈利模式
 - 峰谷套利；
 - 能量时移（光伏配储）；
 - 需量管理；
 - 备用电源；
 - 需求响应；
 - 虚拟电厂；
- 循环寿命较长
- 行业人才及资金涌入技术更新迭代快



中国能建浙江院
ENERGY CHINA ZEPDI

浙江省储能发展情况及分析

各地市用户侧储能项目数量（个）

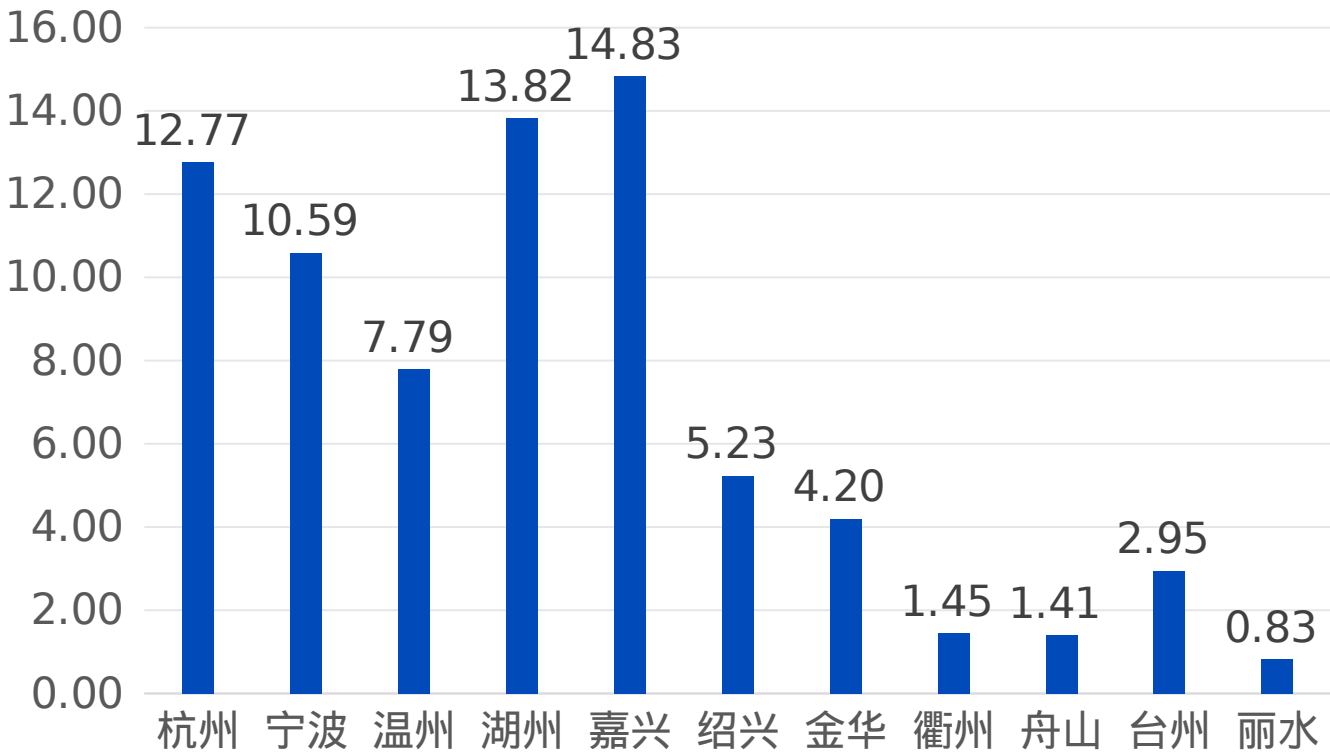


全省新型储能装机容量与投资指标统计表（2024 年 2 月）

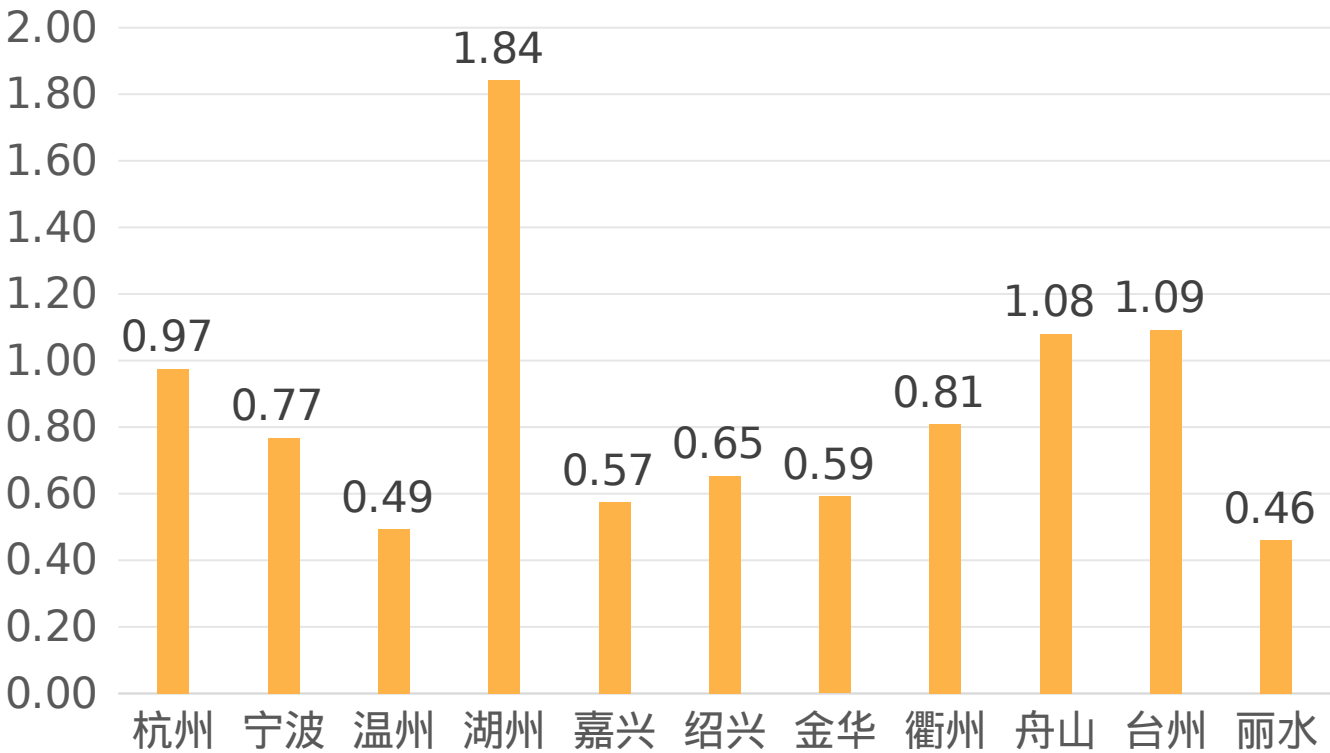
设区市 指标	截至 2 月底累计装机容量与项目数量			2023 年 7 月 -2024 年 2 月新增 装机（万千瓦瓦）	2024 年 1-2 月新增装 机（万千瓦瓦）
	用户侧				
	功率（万千瓦瓦）	容量（万千瓦瓦时）	项目数		
杭州	12.77	25.32	131	8.06	1.16
宁波	10.59	21.36	138	18.76	1.78
温州	7.79	16.82	158	20.63	10.00
湖州	13.82	87.17	75	17.38	0.42
嘉兴	14.83	23.32	258	14.42	1.30
绍兴	5.23	10.76	80	14.35	1.28
金华	4.20	9.68	71	3.68	0.67
衢州	1.45	2.97	18	4.34	1.25
舟山	1.405	2.79	13	1.18	0.08
台州	2.95	5.68	27	4.33	0.26
丽水	0.83	1.68	18	1.09	0.06
合计	75.87	207.56	987	108.21	18.26



各地市用户侧储能项目装机功率（万千瓦）



各地市用户侧储能项目平均规模（MW/个）





		2022 年	2023 年	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2030 年	2035 年
全省	最高负荷	10190	11360	11880	12430	13010	13620	15600	18000
	用电量	5799	6030	6240	6450	6700	6960	7800	8900
杭州	最高负荷	1913	2077	2198	2320	2442	2564	2930	3260
	用电量	939	990	1030	1070	1112	1154	1280	1450
嘉兴	最高负荷	1138	1240	1297	1355	1418	1481	1670	1880
	用电量	634	658	674	690	726	762	870	955
湖州	最高负荷	649	705	747	790	828	866	980	1080
	用电量	356	375	390	405	424	443	500	575
绍兴	最高负荷	887	1045	1108	1170	1228	1286	1460	1640
	用电量	533	565	590	615	644	673	760	830
宁波	最高负荷	1806	2018	2159	2300	2422	2544	2910	3310
	用电量	967	1019	1060	1100	1154	1208	1370	1490
金华	最高负荷	953	1034	1087	1140	1200	1260	1440	1650
	用电量	486	508	524	540	564	588	660	720
衢州	最高负荷	359	396	423	450	500	550	570	640
	用电量	218	230	250	260	280	300	325	350
台州	最高负荷	808	859	905	950	998	1046	1190	1300
	用电量	403	419	429	440	458	476	530	600
丽水	最高负荷	252	284	297	310	324	338	380	430
	用电量	139	145	150	155	162	169	190	220
温州	最高负荷	1129	1202	1276	1350	1416	1482	1680	1880
	用电量	525	547	563	580	604	628	700	820
舟山	最高负荷	278	365	430	496	513	530	580	650
	用电量	159	202	236	270	297	324	405	520

单位：
万 千
瓦 、 万
千瓦时



	2024 年最高负 荷	第二产业用电负 荷	用户侧储能可装 机负荷	已装机功率	剩余装机功率	用户侧储能装机 百分比
全省	11880	8030.88	1204.632	75.865	1128.77	6.30%
杭州	2198	1485.848	222.8772	12.77	210.11	5.73%
嘉兴	1297	876.772	131.5158	14.83	116.69	11.28%
湖州	747	504.972	75.7458	13.82	61.93	18.25%
绍兴	1108	749.008	112.3512	5.23	107.12	4.66%
宁波	2159	1459.484	218.9226	10.59	208.33	4.84%
金华	1087	734.812	110.2218	4.2	106.02	3.81%
衢州	423	285.948	42.8922	1.45	41.44	3.38%
台州	905	611.78	91.767	2.95	88.82	3.21%
丽水	297	200.772	30.1158	0.83	29.29	2.76%
温州	1276	862.576	129.3864	7.79	121.60	6.02%
舟山	430	290.68	43.602	1.405	42.20	3.22%

单位：万千瓦

峰谷时段变化									
更新分时电价前			春秋季 2-6 月， 9-11 月			夏冬季 1 月、 7 月、 8 月、 12 月			
尖峰	高峰	低谷	高峰	平谷	低谷	尖峰	高峰	平段	低谷
2h	10h	12h	7h	7h	10h	4h	7h	3h	10h

装机及充放电策略						
装机规模	每天充放次数及时长	更新分时电价前充放策略	更新分时电价后充放策略			
			春秋季 2-6 月， 9-11 月	夏冬季 1 月、 7 月、 8 月、 12 月		
1MW/2MWh	每天两次充放，每天放电 4h	谷充尖放 2h	谷充高放 2h	谷充高放 4h	谷充尖放 4h	/
1MW/3.5MWh	每天两次充放，每天放电 7h	谷充尖放 2h	谷充高放 5h	谷充高放 7h	谷充尖放 4h	谷充高放 3h
1MW/4MWh	每天两次充放，每天放电 8h	谷充尖放 2h	谷充高放 6h	谷充高放 7h	谷充尖放 4h	谷充高放 4h
1MW/10MWh	每天一次充放，每天放电 10h	谷充尖放 2h	谷充高放 8h	谷充高放 7h	谷充尖放 4h	谷充高放 6h
1MW/10MWh	每天一次充放，中午补电，每天放电 12h	谷充尖放 2h	谷充高放 10h	谷充高放 7h	谷充尖放 4h	谷充高放 8h

放电时长	电价政策	装机方案	接入电压等级	旧分时电价下充放策略	春秋季充放策略	夏冬季充放策略	旧分时电价 全年总收入 (万元)	新分时电价 全年总收入 (万元)	收益增加百分比(%)	
	单一制	1MW/2MWh， 每天两充两放	不满1千伏	谷充高放2h，谷充尖放2h	谷充高放4h	谷充尖放4h	112.6	131.3	16.55%	
			1-10(20)平状	谷充高放2h，谷充尖放2h	谷充高放4h	谷充尖放4h	110.8	129.1	16.54%	
			35千伏及以上	谷充高放2h，谷充尖放2h	谷充高放4h	谷充尖放4h	105.5	123	16.55%	
		1MW/ 3.5MWh，每天 两充两放	不满1千伏	谷充高放5h，谷充尖放2h	谷充高放7h	谷充高放3h，谷充尖放4h	173	225.2	30.19%	
			1-10(20)平状	谷充高放5h，谷充尖放2h	谷充高放7h	谷充高放3h，谷充尖放4h	170.2	221.5	30.18%	
			35千伏及以上	谷充高放5h，谷充尖放2h	谷充高放7h	谷充高放3h，谷充尖放4h	162.1	211	30.18%	
		1MW/4MWh， 每天两充两放	不满1千伏	谷充高放6h，谷充尖放2h	谷充高放7h	谷充高放4h，谷充尖放4h	193.1	236.3	22.37%	
			1-10(20)平状	谷充高放6h，谷充尖放2h	谷充高放7h	谷充高放4h，谷充尖放4h	190	232.4	22.36%	
			35千伏及以上	谷充高放6h，谷充尖放2h	谷充高放7h	谷充高放4h，谷充尖放4h	180.9	221.4	22.36%	
		1MW/ 10MWh，每天 一充一放	不满1千伏	谷充高放8h，谷充尖放2h	谷充高放7h	谷充高放6h，谷充尖放4h	233.4	258.5	10.77%	
			1-10(20)平状	谷充高放8h，谷充尖放2h	谷充高放7h	谷充高放6h，谷充尖放4h	229.5	254.3	10.77%	
			35千伏及以上	谷充高放8h，谷充尖放2h	谷充高放7h	谷充高放6h，谷充尖放4h	218.6	242.2	10.76%	
		1MW/ 10MWh，每天 一充一放	不满1千伏	谷充高放10h，谷充尖放2h	谷充高放7h	谷充高放6h，谷充尖放4h	273.6	258.5	-5.52%	
			1-10(20)平状	谷充高放10h，谷充尖放2h	谷充高放7h	谷充高放6h，谷充尖放4h	269.1	254.3	-5.53%	
			35千伏及以上	谷充高放10h，谷充尖放2h	谷充高放7h	谷充高放6h，谷充尖放4h	256.3	242.2	-5.53%	

电价政策	装机方案	接入电压等级	旧分时电价全年总收入（万元）	新分时电价全年总收入（万元）	收益增加百分比（%）
两部制（大工业）	1MW/2MWh，每天两充两放	1-10(20)千伏	114.1	136.1	19.26%
		35 千伏	109.1	130.1	19.27%
		110 千伏	106.4	126.9	19.27%
		220 千伏及以上	104.8	124.9	19.27%
	1MW/3.5MWh，每天两充两放	1-10(20)千伏	183.6	229.6	25.02%
		35 千伏	175.6	219.5	25.02%
		110 千伏	171.3	214.1	25.03%
		220 千伏及以上	168.6	210.7	25.03%
	1MW/2MWh，每天两充两放	1-10(20)千伏	206.8	240.5	16.32%
		35 千伏	197.7	230	16.33%

电价政策	装机方案	接入电压等级	旧分时电价全年总收入（万元）	新分时电价全年总收入（万元）	收益增加百分比（%）
两部制（大工业）	1MW/4MWh，每天两充两放	110 千伏	192.9	224.4	16.33%
		220 千伏及以上	189.8	220.8	16.33%
	1MW/10MWh，每天一充一放（10h）	1-10(20)千伏	253.1	262.5	3.70%
		35 千伏	242.1	251	3.71%
		110 千伏	236.1	244.9	3.71%
		220 千伏及以上	232.4	241	3.71%
	1MW/10MWh，每天一充一放（12h）	1-10(20)千伏	299.5	262.5	-12.35%
		35 千伏	286.4	251	-12.34%
		110 千伏	279.3	244.9	-12.34%
		220 千伏及以上	274.9	241	-12.34%

电价政策	装机方案	接入电压等级	旧分时电价全年总收入（万元）	新分时电价全年总收入（万元）	收益增加百分比（%）
两部制（一般工商业）	1MW/2MWh，每天两充两放	1-10(20)千伏	98.3	114.6	16.54%
		35 千伏	94	109.6	16.55%
		110 千伏	91.7	106.9	16.54%
		220 千伏及以上	90.3	105.2	16.55%
	1MW/3.5MWh，每天两充两放	1-10(20)千伏	151	196.6	30.18%
		35 千伏	144.4	188	30.19%
		110 千伏	140.9	183.4	30.17%
		220 千伏及以上	138.6	180.5	30.19%
	1MW/2MWh，每天两充两放	1-10(20)千伏	168.6	206.3	22.36%
		35 千伏	161.2	197.3	22.37%

电价政策	装机方案	接入电压等级	旧分时电价全年总收入（万元）	新分时电价全年总收入（万元）	收益增加百分比（%）
两部制（一般工商业）	1MW/4MWh，每天两充两放	110 千伏	157.3	192.4	22.35%
		220 千伏及以上	154.8	189.4	22.37%
	1MW/10MWh，每天一充一放（10h）	1-10(20)千伏	203.7	225.7	10.76%
		35 千伏	194.8	215.8	10.78%
		110 千伏	190.1	210.5	10.76%
		220 千伏及以上	187	207.2	10.77%
	1MW/10MWh，每天一充一放（12h）	1-10(20)千伏	238.9	225.7	-5.53%
		35 千伏	228.4	215.8	-5.52%
		110 千伏	222.8	210.5	-5.54%
		220 千伏及以上	219.3	207.2	-5.52%

电压等级	充放电策略	单一制	两部制 (大工业)	两部制 (一般工商业)
35kV	1MW/2MWh , 每天两 充两放	16.55%	19.27%	16.55%
	1MW/3.5MWh , 每天 两充两放	30.18%	25.02%	30.19%
	1MW/4MWh , 每天两 充两放	22.36%	16.33%	22.37%
	1MW/10MWh , 每天一 充一放 (10h)	10.76%	3.71%	10.78%
	1MW/10MWh , 每天一 充一放 (12h)	-5.53%	-12.34%	-5.52%

单一制及两部制（一般工商业）收益率增长基本一致，收益率增长随放电时长呈先高后低趋势，在放电时长达 7h 时收益率最大，当放电时长在 12h 时收益率出现负值。

当放电时长小于 7h 时，两部制（大工业）收益率大于单一制及两部制（一般工商业）收益率。当放电时长大于等于 7h 时，收益率小于单一制及两部制（一般工商业）收益率。



用户侧储能开发建设一般流程

- 寻找项目资源
 - 一般来说，最好能够依托当地政府、当地有影响力的公司（如上市企业）、当地电网公司、当地电力设计院等寻找用能大户。
- 用能企业调研及沟通
 - 调研潜在客户企业属性（国有、上市、外企）、资信、经营状况、不良记录、企业规划等；
 - 与厂区业主沟通合作意向、合作模式（收益如何分成）；

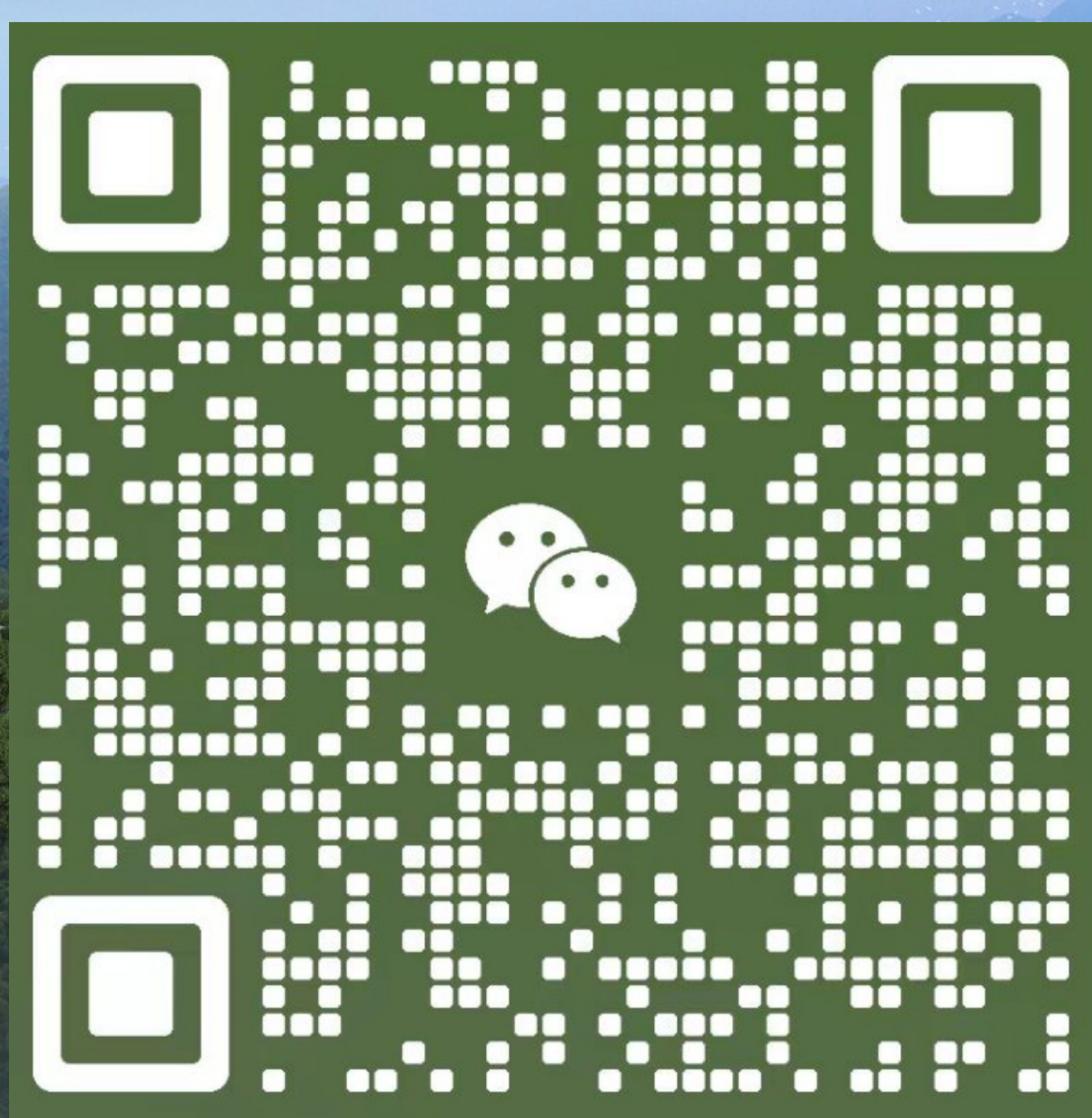


包括但不限于如下资料，越多越好：

- 园区可用地面积及可用于建设储能设备地块；
- 园区总平面图布置图、地下设施布置图（最好有 CAD）；
- 拟建储能地块地质报告；
- 园区配电系统图包括电气一次图、二次图，配电间位置；
- 拟接入的主变定位、容量、负载率、剩余容量等；
- 园区目前的尖、峰、谷工业电价及时段；
- 园区各月电费，以及各月典型工作日的逐时负荷表和电量表；
- 园区产业发展规划及用电量增长计划；
- 园区消防水源情况，如消防管网布置、消防泵配置及参数等；
- 园区雨污水管网情况。如雨水、污水排水接入点的位置、管径、标高、距离等；
- 项目建设计划；
- 水文气象情况；

- 用户侧储能功率需结合电量缺口、变压器剩余容量、线路剩余载流量等因素经综合比较后确定。
- 用户侧储能一般属于已有工商业用户新增的设施，其变压器剩余容量、线路剩余载流量不会太高，根据以往项目经验，大约有变压器容量的 10%~15%。即储能系统功率约为变压器容量的 10%~15%。
- 储能容量配置需结合业主意愿、新能源弃电量、储能需求时长、峰谷电价差等因素经综合比较后确定。
- 目前主流的为磷酸铁锂电池，0.5C，每天两充两放。

- 浙江省用电缺口大，民营经济发达，外来电比例高，储能系统成本下降，政府及电网公司调峰压力大使得浙江省工商业储能具备良好的投资收益；
- 据推算，浙江省目前工商业储能开发比例仅为 6.3%，剩余市场空间大。从各地市来看，杭州、湖州、舟山、台州等地单个储能项目较大，性价比较高；嘉兴工商业储能项目最多。
- 新的分时电价政策执行后，春秋季节峰谷充放电价差缩小，夏冬季峰谷充放电价差拉大。经测算，
 - 单一制及两部制（一般工商业）收益率增长基本一致，收益率增长随放电时长呈先高后低趋势，在放电时长达 7h 时收益率最大，当放电时长在 12h 时收益率出现负值。
 - 当放电时长小于 7h 时，两部制（大工业）收益率大于单一制及两部制（一般工商业）收益率。当放电时长大于等于 7h 时，收益率小于单一制及两部制（一般工商业）收益率。



18768142

谢谢120接听！