大地立方长周期交易策略 测试版

主体交易策略

德魔售电 2026 年 11 月交易策略

11 月卖出早间、午间余量，12 月在月度品种里补到八九成

大地立方
德魔售电公司
2026 年 11 月 5 日

交易建议 · 申报以交易平台确认为准

德魔售电公司是陕西的售电公司，在交易平台上以「常规企业」交易单元交易，11 月代理 292 户零售用户，10 月用电 21,767 MWh，工作日每天约 780 MWh、周末约 640 MWh。市场判断见同月的《陕西 2026 年 11 月电力市场分析》。这份策略在月中出稿，安排 11–06 起本月剩下的交易窗口，以及本月里就能交易的 12 月窗口，按一条线展开：现在的仓位逐日逐时在哪里，要调到什么水平，每个窗口能成交在什么价，电量怎么分到各窗口，每天怎么执行。合同到 11–05，日能量块成交到 11–04 那场，结算到 10–31，零售用户日电量到 11–03。

概要

- **11 月剩下的日子持仓约是用电的四分之三，形状贴着用电**：11–08～30 持仓 12,897 MWh、预计用电 17,017 MWh，早间、午间、晚间分别是 78%、74%、76%；午间超过了 70% 的上限。11–10 起每天持仓 557 MWh，不分工作日与周末，工作日只有用电的 71%。
- **11 月卖出早间与午间的余量，买入傍晚**：日能量块里早间、午间的成交价比参考点价预期高 15～50 元，17～19 时低 15～25 元。卖出早间约 340 MWh（≥ 310）、午间约 650 MWh（≥ 170），买入 17～19 时约 330 MWh（≤ 500），早间、午间降到 70%、65%，晚间升到 82%。
- **12 月只覆盖了用电的一半，早间、晚间都在 65% 的下限之下**：要在 11 月里买约 4,940 MWh，早间补到 80%、晚间补到 90%，午间 50% 已在免回收范围内、不动。
- **12 月先在协商类和月度品种里买，最后才用旬能量块**：用电侧合同转让与省内双边的傍晚约 340～390 元，月度竞价与月能量块按上限 425.4 元；12 月傍晚日前价预期约 628 元，任何一个窗口都比到时在现货里买便宜。
- **价格以 TQ 预测为起点修订**：结合近 7 天的实际价、10–23 旬能量块的成交和 TQ 在 10 月的偏差，11 月 17～21 时日前价修订到约 476 元（TQ 436），午间约 168 元（TQ 184）。

现在的仓位

持仓由全年的年度合同（双边、集中竞价、绿电）、11 月的月度融合交易和已成交的日能量块组成，按小时的形状与用电形状接近，**每个小时都在用电的 71%～82% 之间**。按日看，11–10 以后不再有日

能量块成交，每天的持仓都是 557 MWh，工作日是用电的 71%、周末是 87%。12 月只有年度合同，每天 386 MWh，**每个小时都只有用电的一半**。

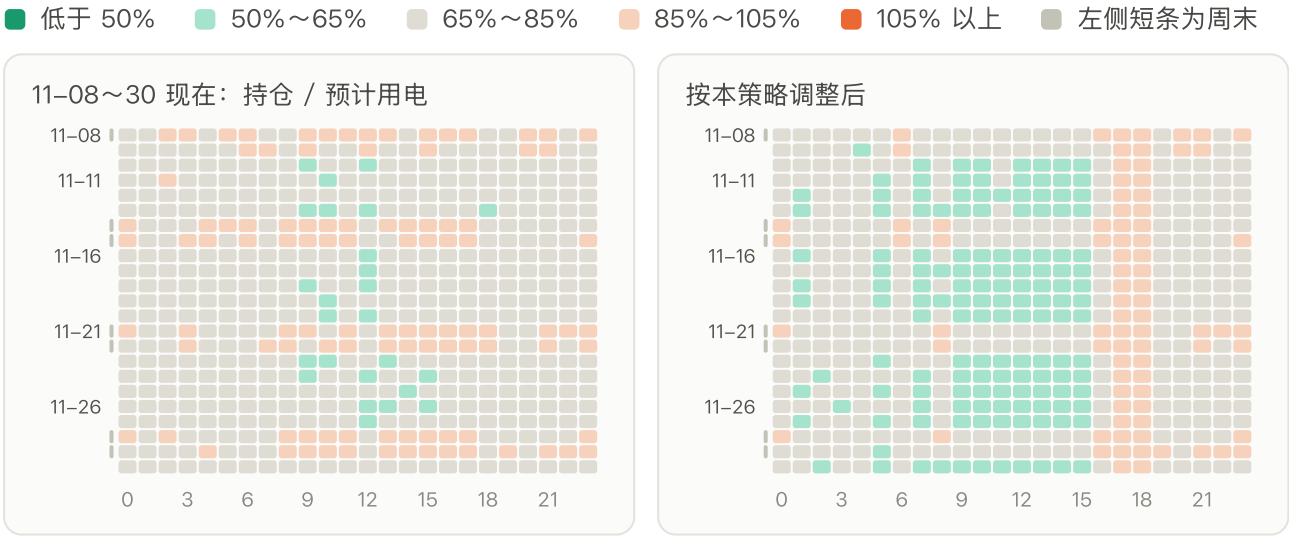
表 1　持仓（MWh）与按参考点价预期估的价值

类别	11-08～30（MWh）	12 月（MWh）	合同均价	11 月价值（万元）	12 月价值（万元）
年度双边	5,597	7,892	315	−7.2	+23.2
年度集中竞价	2,544	3,587	280	+5.4	+23.2
年度绿电	339	479	319	−0.6	+1.2
月度融合	4,327	—	290	+4.3	—
日滚动	91	—	341	−0.1	—
合计	**12,897**	**11,957**		**+1.8**	**+47.6**
预计用电	17,017	23,908			

注：持仓为交易平台逐点披露的合同曲线，含已成交的日能量块；11-01～07 已过或已交易，不在本策略里调整。预计用电为 TQ 预测（11-04 起报）。价值 = 持仓 ×（参考点价预期 − 合同价），逐时计算，参考点价预期见「各窗口能成交在什么价」。

图 1　11 月大多数小时在 65%～85% 之间，调整后早间、午间变浅、傍晚变深

11-08～30 每天各小时的持仓 / 预计用电：现在与按本策略调整后

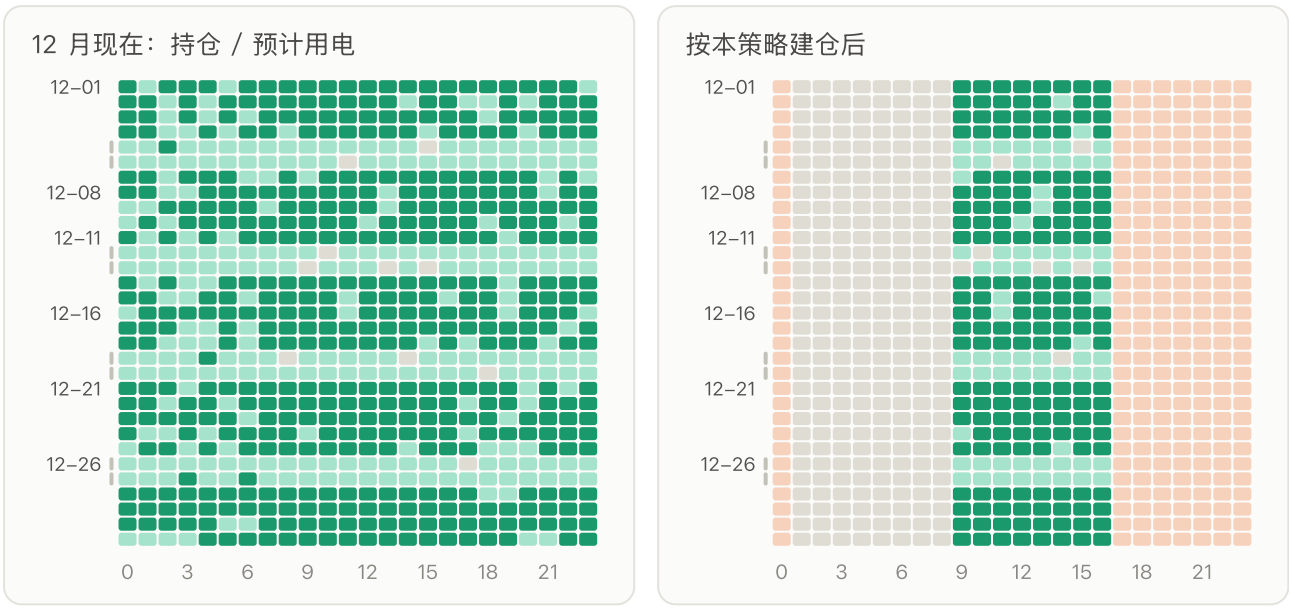


注：考核按全月累计，逐日的高低可以互相抵；交易按运行日成交，所以逐日安排。11-01～05 的逐时用电尚未取得，11 月的比例按 11-08～30 计。

图 2　12 月每个小时都只有一半，建仓后早间、晚间回到免回收范围

12 月每天各小时的持仓 / 预计用电：现在与按本策略建仓后

低于 50%　50%～65%　65%～85%　85%～105%　105% 以上　左侧短条为周末



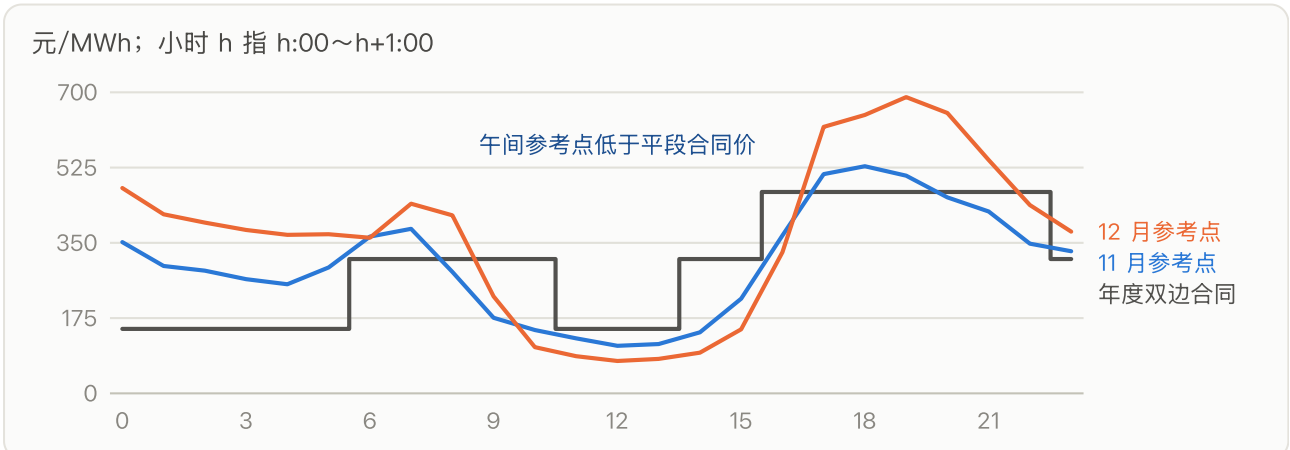
为什么要调

售电公司的电费可以拆成两块：**每份中长期合同按「参考点价 – 合同价」赚或亏**，用电本身按日前申报量的日前价加上偏差的实时价来买。年度合同是分时定价的：谷段（0～6 时、11～14 时）约 150 元，平段约 312 元，峰段（16～23 时）约 468 元，12 月 18～20 时 562 元。午间的平段合同比午间参考点价贵一百多元，11 月持有它们是亏的，但合同价已经付出，卖不卖只看卖价是否高于参考点价。

图 3　午间参考点价低于平段合同价，傍晚与 12 月的参考点价远高于合同价

年度双边合同的分时价与 11 月、12 月的参考点价预期

年度双边合同分时价　11 月参考点价预期　12 月参考点价预期



注：参考点价预期 = 修订后的日前价 + 10–01～11–03 逐时的（实时 – 日前）；参考点价按用户侧实时价估计。

持仓和用电的比例另有一道约束：**按月、分早间、午间、晚间三个区间看持仓 / 用电**。早间、晚间在 65%～105% 之外，午间超过 70%，超出或不足的部分要按「本主体实时均价与全市场中长期均价之差」的 1.05 倍回收，方向对主体有利时才回收。7～10 月三个区间都在 83%～87%，午间一直高于 70%；午间实时价低于全市场中长期均价（11 月午间约 201 元），所以 6～9 月结算单里没有这一项回收。

图 4　7～10 月三个区间都在 85% 上下，12 月掉到一半

各月持仓 / 用电与考核区间

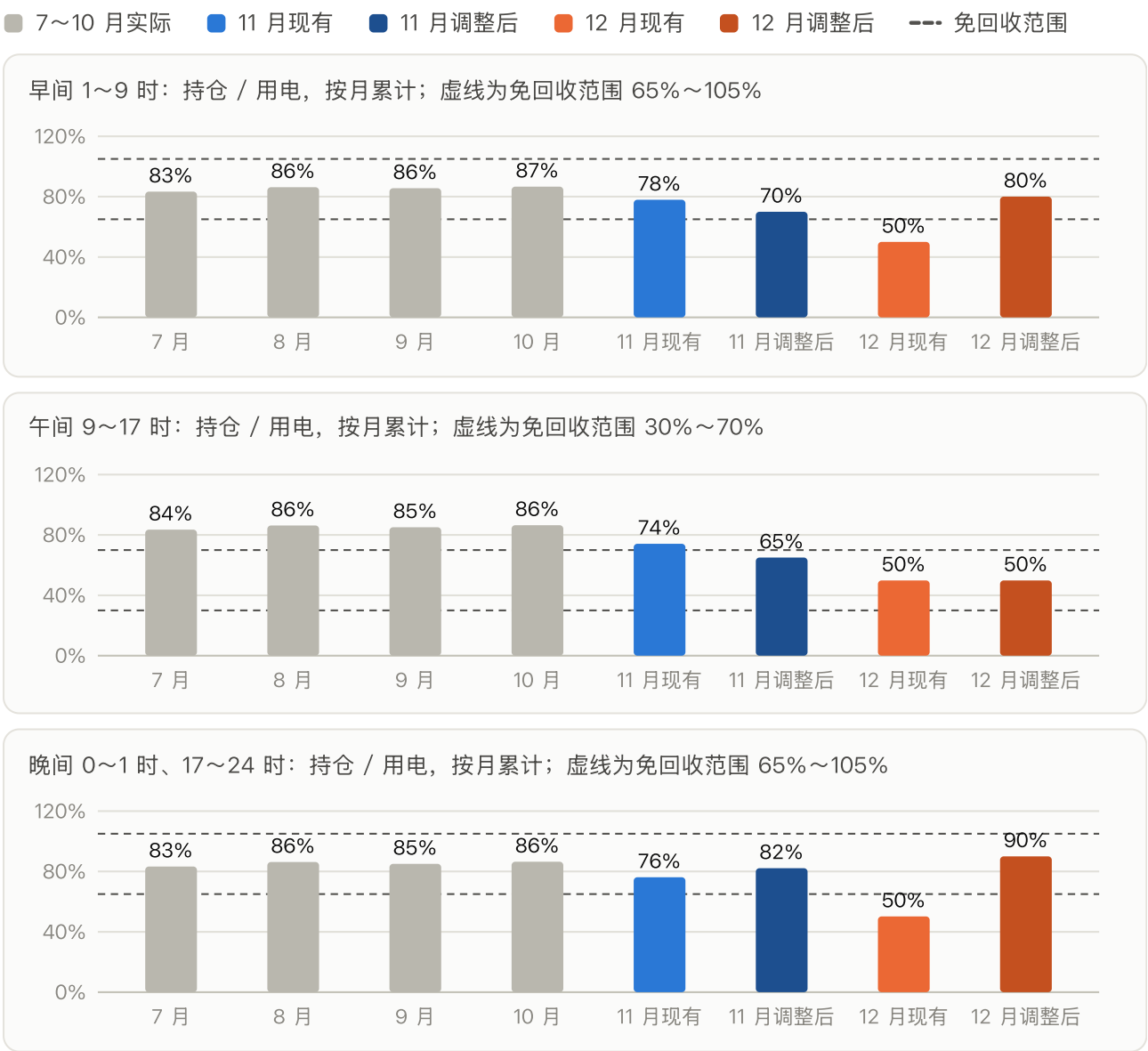


表 2 各月持仓 / 用电（按考核区间）

月份	早间 1～9 时	午间 9～17 时	晚间 0～1 时、17～24 时	午间最低的小时
7 月	83%	84%	83%	82%
8 月	86%	86%	86%	85%
9 月	86%	85%	85%	84%
10 月	87%	86%	86%	85%
11–08～30 现有	78%	74%	76%	71%
11–08～30 调整后	70%	65%	82%	61%
12 月现有	50%	50%	50%	49%
12 月调整后	80%	50%	90%	49%

注：7～10 月为结算的实际用电，11、12 月为持仓 / 预计用电。午间下限按 11 月 30%、12 月 35% 计。

调到什么水平

表 3 目标（按考核区间，全月累计）

区间	11 月现有	11 月目标	12 月现有	12 月目标	怎么做
早间 1～9 时	78%	70%	50%	80%	11 月卖出参考点价最低的几个小时；12 月每天补约 58 MWh
午间 9～17 时	74%，最低小时 71%	65%	50%，最低小时 49%	维持	11 月卖出 9～16 时；12 月不动
晚间 0～1 时、17～24 时	76%	约 82%	50%	90%	11 月买入 17～19 时到每小时 95%；12 月每天补约 101 MWh

11 月往下调早间、午间，是因为这两段卖出比持有多赚：日能量块在这两段的成交价比参考点价预期高 15～50 元（8～9 时近 100 元），下调后早间仍有 70%，离 65% 的下限留有余量；午间调到 65%，回到 70% 的上限以内。傍晚只在 17～19 时补：这两个小时参考点价比日能量块成交价高 15～25 元，19 时以后两者相近，不动。12 月早间、晚间补到 80%、90%，给用电波动留出到 105% 上限的空间；午间 50% 已在 35%～70% 之内，不再加。

各窗口能成交在什么价

先修订日前价，再看各窗口相对日前价的溢价。TQ 预测只作起点：它在 10 月回测里傍晚平均偏低约 48 元、午间偏低约 43 元，11–18 以后是同一条日形状。修订用三路信号取平均：TQ 加上它在 10 月的平均偏差，最近 7 天（10–29～11–04）的实际价，10–23 旬能量块中旬、下旬的成交价；三路的最

小与最大作区间。参考点价预期在修订后的日前价上加近一个月的（实时 − 日前）：傍晚 +24，夜间 −18。

表 4　11 月 11–08～30 的日前价：TQ 预测与修订（元/MWh）

时段	TQ 预测	TQ + 10 月偏差	近 7 天实际	旬能量块中下旬成交	修订后	参考点价预期	全市场中长期均价
夜间 1～8 时	312	320	284	368	324（279～372）	306	329
早 8～9 时	312	385	307	290	327（290～385）	282	304
午间 9～17 时	184	227	159	118	168（118～227）	176	201
傍晚 17～21 时	436	483	482	464	476（455～496）	500	405
晚间 21～24 时、0～1 时	340	352	351	397	367（338～402）	363	366

注：TQ 预测为 11–05 凌晨起报的一版，按 11–08～30 平均；全市场中长期均价为交易中心 11–02 披露的 11 月月累计值，即偏差回收价差的另一端。

日能量块（T 日交易 T+2 至 T+5 日）的成交价 = 修订后的日前价 + 9～10 月的溢价，早间、午间溢价最大（8 时约 +52，午间约 +31），傍晚只有 +7。旬能量块 11 月下旬以 10–23 那场下旬的成交为中心、±15。**早间、午间的日能量块卖得比参考点价高，傍晚的日能量块与旬能量块买得比参考点价低**，这就是表 3 的方向。

表 5　运行日在 11 月的各窗口预测成交价（元/MWh）

时段	日能量块（11–06～28 交易）	旬能量块 11 月下旬（11–13）	参考点价预期	日能量块卖出相对参考点
夜间 1～8 时	336（291～384）	370（355～385）	306	+30
早 8～9 时	379（342～437）	302（287～317）	282	+97
午间 9～17 时	199（149～258）	119（104～134）	176	+23
傍晚 17～21 时	483（462～503）	462（447～477）	500	−17
晚间 21～24 时、0～1 时	369（341～404）	402（387～417）	363	+6

注：中枢后括号里为区间。限价：日能量块 0～1000，旬能量块 0～520。

12 月的窗口都在 11 月里。协商类（省内双边、用电侧合同转让）按 10–09 的 11～12 月多月成交为中心 ±20；月度竞价与月能量块按 10–19 月能量块的 12 月成交，傍晚、晚间 17～21 时都在上限 425.4 元成交，买方报到上限也未必全买到；12 月旬能量块还没有成交，以月能量块为下沿、上限 520 元或 12 月日前价预期的下沿为上沿。12 月的价值按 2024、2025 两年 11 月到 12 月日前价的变

化推：**12 月 17～21 时日前价预期约 628 元，夜间约 409 元**，两年里傍晚分别涨了 144 元、160 元。

图 5　12 月每个窗口都比参考点价预期便宜，用电侧合同转让最便宜

12 月各窗口在傍晚与夜间的预测成交价与参考点价预期

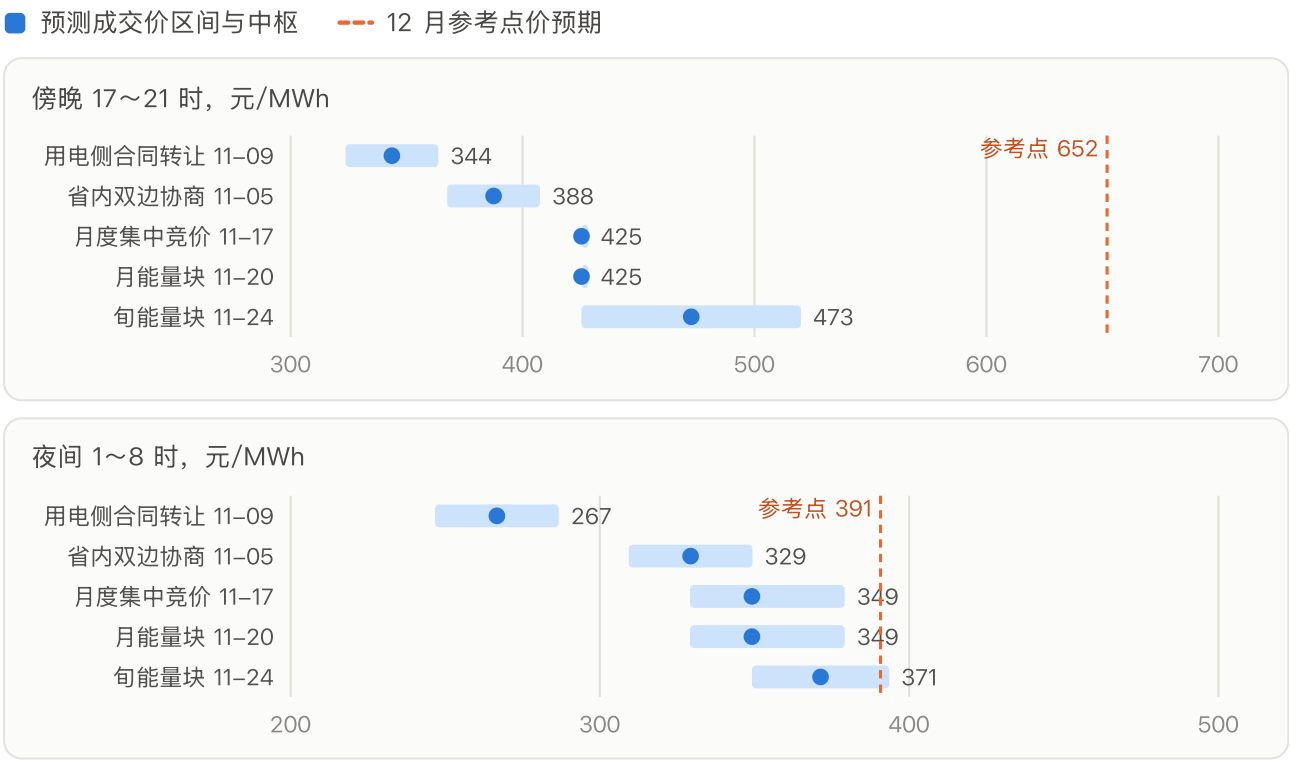


表 6　运行日在 12 月的各窗口预测成交价（元/MWh）

窗口	交易日	夜间 1～8 时	早 8～9 时	午间 9～17 时	傍晚 17～21 时	晚间 21～24 时、0～1 时
12 月省内双边协商	11–05	329（309～349）	256（236～276）	133（113～153）	388（368～408）	350（330～370）
12 月用电侧合同转让	11–09	267（247～287）	290（270～310）	141（121～161）	344（324～364）	270（250～290）
12 月月度集中竞价	11–17	349（329～379）	308（288～338）	119（99～149）	425（425～425）	371（351～401）
12 月月能量块	11–20	349（329～379）	308（288～338）	119（99～149）	425（425～425）	371（351～401）
12 月旬能量块	11–24	371（349～394）	369（308～431）	136（119～154）	473（425～520）	395（371～418）
12 月日前价预期		409（389～429）	459（431～487）	135（103～168）	628（603～653）	462（412～512）
12 月参考点价预期		391	414	143	652	458

注：12 月日前价预期 = 修订后的 11 月日前价 + 两年 11 月到 12 月的变化的平均，区间取两年中较小与较大的变化；2024 年 12 月只有 13 天的日前价。

电量怎么分到各窗口

11 月的调整按小时判断：卖出比参考点价预期至少多 15 元、或买入至少省 15 元的小时才做，其余不动。**早间、午间只在日能量块里卖**，旬能量块午间约 119 元，远低于午间参考点价；下旬的早间卖出与 17～19 时买入，旬能量块的价格都比日能量块好，一半放到 11–13 那场，另一半留给日能量块按运行日前几天的用电与价格做。

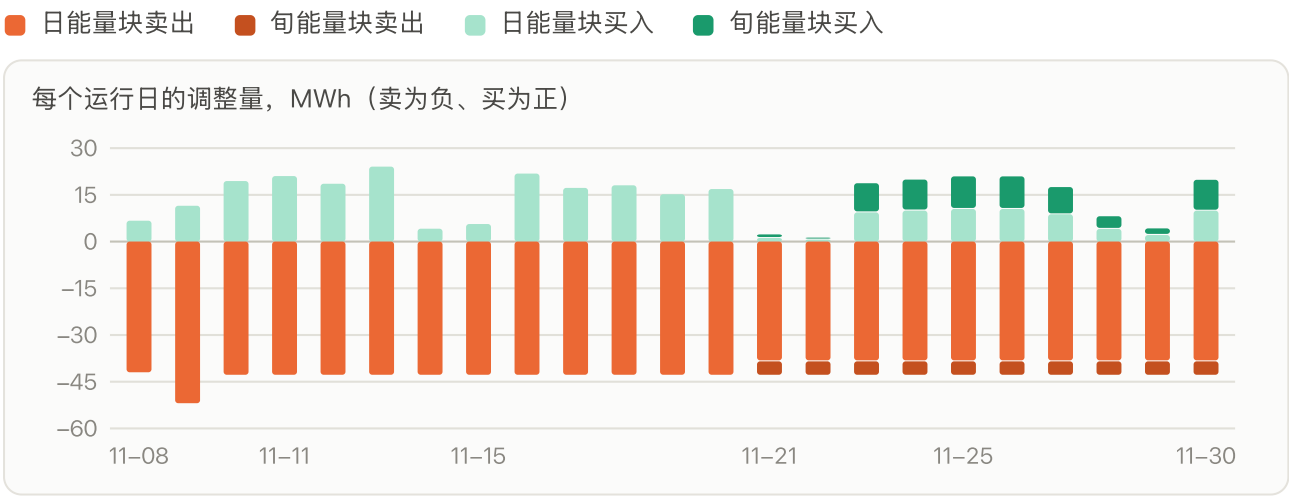
表 7　运行日在 11 月的电量分配（11–08～30 合计，MWh）

动作	日能量块（MWh）	旬能量块 11–13（MWh）	合计（MWh）	限价（元/MWh）
卖出 1～6 时、7～9 时	296	46	342	⩾ 310
卖出 9～16 时	650	—	650	⩾ 170
买入 17～19 时	267	67	334	⩽ 500

注：限价为参考点价预期加减 15 元取整；早间不卖 6～7 时（日能量块在这个小时的溢价为负）。同一运行日的同一时段只能选买或卖一个方向，本表的买、卖不在同一时段。

图 6　每天卖出约 40 MWh、买入约 15 MWh，下旬一部分放到旬能量块

11 月每天的卖出与买入，按窗口



12 月按价格从低到高依次买，前一场没买够的转到下一场：12 月省内双边协商（11–05）与用电侧合同转让（11–09）各承担缺口的四分之一，月度集中竞价（11–17）四分之一，月能量块（11–20）15%，12 月旬能量块（11–24）10%。月度及以上的四场合计九成，买完后 12 月月度及以上合同约是

预计用电的 69%，满足不低于 60% 的签约要求。11–13 那场旬能量块里的 12 月上旬、中旬不在这里安排。

表 8 12 月建仓（每格：每天每小时平均买入 MWh，限价元/MWh）

窗口	份额	夜间 1～8 时	早 8～9 时	傍晚 17～21 时	晚间 21～24 时、0～1 时	全月 MWh
省内双边协商 11–05	25%	1.7，⩽ 350	2.8，⩽ 280	3.6，⩽ 410	2.8，⩽ 370	1,235
用电侧合同转让 11–09	25%	1.7，⩽ 290	2.8，⩽ 310	3.6，⩽ 360	2.8，⩽ 290	1,235
月度集中竞价 11–17	25%	1.7，⩽ 370	2.8，⩽ 340	3.6，⩽ 425.4	2.8，⩽ 400	1,235
月能量块 11–20	15%	1.0，⩽ 370	1.7，⩽ 340	2.1，⩽ 425.4	1.7，⩽ 400	741
旬能量块 11–24	10%	0.7，⩽ 370	1.1，⩽ 380	1.4，⩽ 520	1.1，⩽ 400	494
合计	**100%**	**6.7**	**11.4**	**14.2**	**11.1**	**4,940**

注：12 月预计用电为 TQ 预测，日均 771 MWh；限价取预测上沿取整，不超过该窗口的申报上限，也不超过 12 月参考点价预期的下沿。午间不买。

日前申报

日前申报按实时与日前的价差方向报：0～9 时报预计用电的 95%，15～21 时报 105%，其余报 100%。

表 9 日前申报

时段	实时 − 日前（元/MWh）	实时高于日前的小时	申报 / 预计用电	11 月期望增益（万元）
0～9 时	−20	37%	95%	0.5
9～15 时	+2	28%	100%	—
15～21 时	+25	55%	105%	0.7
21～24 时	−1	50%	100%	—

注：价差为 10–01～11–03 逐时均值。申报在实际用电的 ±10% 以内不回收，超出时有利的部分按 1.05 倍回收；7～10 月有三成多的小时申报偏离实际超过 10%，6～9 月每月都有 4,000～8,000 元的日前申报偏差获益回收，所以只偏 5%，另一半留给用电预测的误差。

每天怎么执行

表 10 交易日历与动作

日期	窗口	运行日	动作
11–06～11–28 每天 9:00～15:00	日能量块	T+2 至 T+5 日，11–08～30	卖出早间、午间，买入 17～19 时（表 7）
11–05 8:30～16:00	12 月省内双边协商	12 月	早间、晚间买入缺口的四分之一（表 8）
11–09 8:30～16:00	12 月用电侧合同电量双边协商转让	12 月	买入四分之一，补上双边没买够的部分
11–13 9:00～15:00	11 月下旬，12 月上旬、中旬旬能量块	11–21～30	卖出下旬早间约 46 MWh，买入下旬 17～19 时约 67 MWh；12 月部分不买
11–17 9:00～11:00	12 月月度集中竞价	12 月	买入四分之一，傍晚按上限 425.4 申报
11–20 9:00～15:00	12 月月能量块	12 月	买入 15%，补上月度竞价没成交的部分
11–24 9:00～15:00	12 月上旬、中旬、下旬旬能量块	12 月	买入剩下的缺口，傍晚 ⩽ 520
每天 9:30 前	现货日前申报	次日	按表 9 申报

注：日期取自交易中心《11 月份省内电力中长期市场化交易时间预安排》，以各场交易公告为准。旬能量块限价 0～520，月度竞价与月能量块 0～425.4，日能量块 0～1000，协商类不限价。11 月中旬、下旬与 12 月的省内绿电双边协商、12 月发电侧合同转让不安排。

表 11 日能量块的调整规则（每天开市前看 T+2～T+5）

情形	动作	价格
当天早间区间持仓仍高于预计用电的 70%	卖出 1～6 时、7～9 时	⩾ 310
当天午间区间持仓仍高于预计用电的 65%	卖出 9～16 时	⩾ 170
17～19 时持仓低于预计用电的 95%	买入该小时	⩽ 500
傍晚日前价超过 600（寒潮）	17～21 时也买到 95%	⩽ 参考点价预期
报价达不到限价	不成交，留到下一天的同一运行日	—
预计用电变化超过 10%（降温、停工、用户增减）	按新的预计用电重算附录 A	—

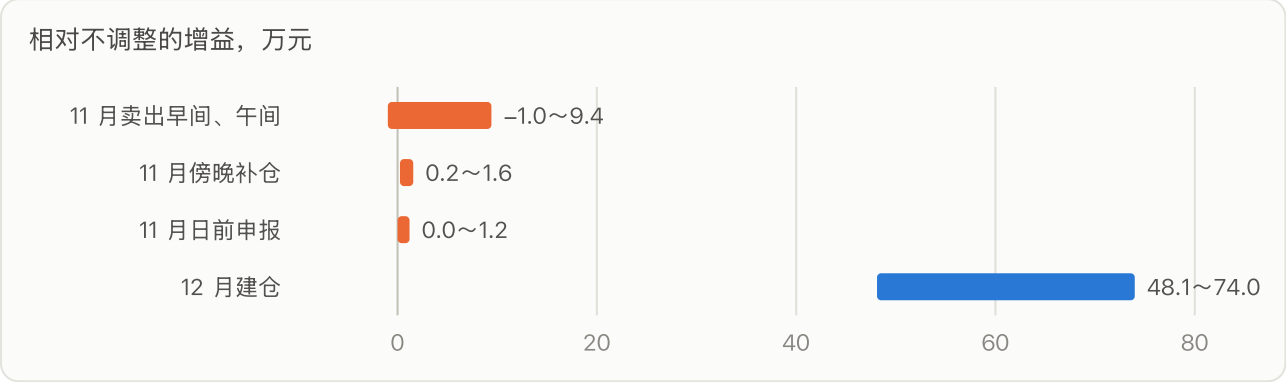
预期效果

11 月的增益不大，主要来自卖出早间、午间的余量：约 990 MWh 卖在参考点价以上，粗估 –1 万～9 万元，傍晚补仓约 0.2 万～1.6 万元，日前申报最多约 1.2 万元。**12 月建仓的空间大得多**：相对到时

在现货里买，粗估 48 万～74 万元，幅度取决于 12 月傍晚的价格；只要 12 月傍晚参考点价不低于 425 元，月度品种里买的部分就不亏。

图 7 11 月是小幅调整，12 月建仓的空间大得多

相对不调整的粗估增益



注：卖出 = 卖出量 ×（成交价 − 参考点价预期），买入 = 买入量 ×（参考点价预期 − 成交价），11 月低端与高端按成交价区间的两端；日前申报 = 偏离的 5% × 价差绝对值；12 月 = 买入量 ×（12 月参考点价预期 − 成交价），低端按预期下沿与窗口上沿，高端按预期中枢与窗口中枢。

风险与应对

表 12 风险与应对

风险	怎么看出来	应对
寒潮使傍晚价格冲高	日前价傍晚超过 600	11 月 17～21 时补到 95%；12 月不等后面的场次，在月度品种里按上限买足
早间、午间卖价低于限价	日能量块报价	暂不卖，等下一天；不为卖出降低限价
用电比预计高	零售用户日电量、新签零售用户	早间、午间少卖；12 月按新用电加量
用电比预计低	同上	12 月少买，早间、晚间不超过 105%；11 月早间不跌破 65%
月度竞价傍晚按上限只成交一部分	成交结果	剩余转到月能量块与 12 月旬能量块
12 月价格比预期低	11 月下旬的日前价、煤价回落	12 月旬能量块傍晚买入价压到 480 以下
TQ 价格预测 11–18 起是同一条曲线	每天新起报的预测	每场交易前一天按最新预测与近 7 天实际重算表 4～表 6

交易前待确认

表 13 交易前待确认

事项	为什么重要	在哪确认
12 月省内双边协商 11–05 16:00 截止	错过则这一份转到 11–09 的用电侧合同转让	交易平台的交易公告
各场的交易申报限额	售电公司限额按代理用户历史用电定，12 月买入量不得超过限额	交易平台，申报前 2 个工作日 17:00 公布
12 月零售合同签约与解约（11–15、11–13 截止）	决定 12 月预计用电与买入量	交易平台的零售合同
午间下限按区间 30%（12 月 35%）还是按小时 25%（12 月 30%）	两份文件写法不同；11 月调整后最低小时 61%，12 月 49%，两种口径都满足	结算细则参数表、交易中心答复
12 月全市场中长期均价	决定偏差回收的起点，本策略只取得 11 月的月累计值	交易中心每日披露的售电公司中长期批发侧价格参数
零售用户有无绿电需求	决定是否参加 11 月下旬、12 月的绿电双边协商	零售合同的绿电约定

附录 A：逐时调整表

表 A1 每天各小时的现有持仓、调整量与预计用电（MWh，日均）

时	11–08～10 现有	调整	中旬现有	调整	下旬现有	调整	11 月预计用电	12 月现有	12 月买入	12 月预计用电
0	17.1	—	17.1	—	17.1	—	21.5	11.1	+8.8	22.1
1	16.2	−1.9	15.5	−1.8	15.5	−1.8	20.6	10.7	+6.3	21.2
2	17.2	−2.0	16.6	−1.9	16.6	−1.9	20.8	10.7	+6.2	21.1
3	16.8	−1.9	16.8	−1.9	16.8	−1.9	20.7	10.7	+6.2	21.1
4	16.4	−1.9	16.4	−1.9	16.4	−1.9	20.7	10.7	+6.5	21.4
5	16.6	−1.9	15.1	−1.7	15.1	−1.7	20.5	10.6	+6.5	21.4
6	18.1	—	16.3	—	16.3	—	21.4	11.0	+6.7	22.1
7	21.8	−2.5	19.9	−2.3	19.9	−2.3	27.3	14.3	+8.5	28.4
8	27.6	−3.2	28.4	−3.3	28.4	−3.3	35.0	18.4	+11.4	37.3
9	30.8	−4.4	27.5	−3.9	27.5	−3.9	38.3	20.1	—	40.0
10	29.5	−4.2	27.7	−3.9	27.7	−3.9	38.5	20.3	—	40.7
11	30.6	−4.4	29.7	−4.2	29.7	−4.2	38.3	20.1	—	40.5
12	28.5	−4.1	25.6	−3.6	25.6	−3.6	36.8	19.1	—	38.4
13	31.0	−4.4	28.0	−4.0	28.0	−4.0	39.0	20.2	—	40.6
14	30.4	−4.3	28.7	−4.1	28.7	−4.1	39.0	20.4	—	41.1
15	31.6	−4.5	29.0	−4.1	29.0	−4.1	39.5	20.4	—	40.3
16	30.5	—	30.5	—	30.5	—	39.0	20.4	—	41.2
17	29.3	+6.3	29.3	+7.6	29.3	+6.7	38.2	20.1	+15.8	39.9
18	28.2	+6.3	25.9	+8.7	25.9	+6.6	35.4	18.4	+14.5	36.5
19	25.0	—	23.2	—	23.2	—	32.0	17.0	+13.4	33.7
20	26.2	—	23.5	—	23.5	—	32.1	16.7	+13.3	33.4
21	25.2	—	24.4	—	24.4	—	31.0	16.2	+13.1	32.6
22	21.6	—	20.8	—	20.8	—	27.7	14.5	+11.6	28.9
23	20.9	—	20.9	—	20.9	—	26.5	13.8	+10.9	27.4

注：调整量为正是买入、为负是卖出；11 月按旬内日均，12 月按全月日均。逐日的结果见两张逐日逐时图。

附录 B：月结科目

表 B1 各月结算单的主要科目（元，正为支出）

月份	用电 MWh	中长期 MWh	中长期电费	参考点费用	日前电费	实时电费	日前申报偏差获益回收	购电均价（元/MWh）
6 月	22,805	19,473	4,466,249	45,363	440,324	49,945	4,150	217.3
7 月	25,198	21,017	5,323,948	−83,071	998,326	144,882	5,852	256.6
8 月	23,578	20,341	5,537,049	−214,520	602,898	94,832	5,180	264.4
9 月	22,272	18,982	4,515,717	−559,370	985,576	−145,735	8,179	240.5

注：取自各月交易结算单；10 月结算单尚未取得。参考点费用为负表示中长期合约按参考点价结算后的收入。