

考虑储能循环寿命的市场出清机制及电价成因量化分析

陈泽宇, 陈艳波

(华北电力大学 新能源电力系统国家重点实验室, 北京 102206)

摘要:现今的市场出清模型难以反映电化学储能真实的运行损耗, 进而不利于有效配置储能资源, 且考虑储能参与后, 市场出清电价的形成机理更为复杂, 系统运营商常面临出清结果难以解释的问题。提出考虑储能改进循环寿命的电能量市场出清机制, 通过引入放电累计电量及对应的单位成本正确衡量储能的运行损耗。针对市场出清电价难以校核与解释的问题, 提出考虑储能的电价成因量化分析方法, 通过建立报价参数与节点边际电价之间的关联解释节点边际电价的构成。算例分析结果表明, 所提市场出清机制能有效反映储能运行损耗, 从而能有效地促进储能参与电能量交易。基于所提模型的市场出清结果验证了所提电价成因量化分析方法的正确性和实际应用价值。

关键词:节点边际电价; 循环寿命; 市场出清; 量化分析; 电化学储能

中图分类号: TM73

文献标志码: A

DOI: 10.16081/j.epae.202412023

0 引言

2023年9月7日,《电力现货市场基本规则(试行)》发布并明确指出,电力交易机构需向各经营主体单独推送其结算明细和结算依据,并在电力交易平台公开展示计算示例和说明^[1]。美国联邦电力法同样要求电力交易机构公布的出清价格必须公正、可解释^[2]。

节点边际电价(locational marginal price, LMP)作为国内外广泛采用的集中式市场定价机制^[3-4],能够科学、合理地以市场手段引导电力资源配置。然而,目前还缺乏有效的LMP成因量化分析方法,这使得在非阻塞和阻塞情况下,系统运营商难以校核LMP并解释其结果的合理性,这不但影响电力市场的运营和管理,而且使得发电商质疑市场出清结果。目前,系统运营商只能通过多次边界调整和反复的出清计算以及依靠专家经验来分析LMP的形成原因,这种处理方法存在如下问题:难以对LMP的形成原因做出合理解释;未充分利用对偶乘子等深层量化信息;多次调用优化程序使得分析效率低。在此背景下,亟需研究LMP成因量化分析方法以解释LMP的构成机理,从而为电力市场的可靠运行提供有力支撑。值得指出的是,国内外对LMP已开展了

较多研究:文献[4]研究LMP相对于其他市场参数的灵敏度;文献[5]在交流最优潮流的基础上推导LMP,并分析LMP的基本性质;文献[6]重新阐述LMP的形成机理,使用新的3类分量表示LMP;文献[7]推导LMP与各项对偶乘子之间的关系式,并提出一种LMP形成原因的分析方法。文献[8]提出一种市场出清结果综合分析方法,并从电网运行的关键状态与市场出清价格2个方面分析出清结果。文献[4-8]对LMP的形成原因进行了初步探讨,但是并未深入探究支路阻塞与LMP形成机理之间的关系。

在新型电力系统中,电力市场增加了以电化学储能为代表的新型电源主体^[9]。在此背景下,如何制定考虑电化学储能参与的市场出清机制并探索对应的LMP成因量化分析方法,成为目前亟需解决的问题^[10-11]。目前,在储能参与电力市场交易方面已有较多研究:文献[12]对储能参与现货电能量与调频服务市场协调出清机制进行深入探讨;文献[13-14]通过构建储能参与电能量-调频联合市场的主从博弈模型获得储能最优竞价策略,提高了储能参与电能量与辅助服务交易的积极性。在考虑储能的市场机制构建方面,现有研究尚存在不足。文献[15]根据高低倍率充放电与老化成本的关系,提出新的储能投标模式以及考虑储能参与的联合市场出清模型;文献[16]提出考虑充放电价差的储能竞价策略与相应的市场出清方法,根据充放电报价与出清电价的关系安排储能运行计划,并通过拉格朗日松弛构建市场出清模型,虽然初步解决了储能参与市场出清的问题,但增加了LMP解释工作的复杂度;文献[17]使储能以自调度的形式参与电能量市场出清,这种方法的LMP构成与传统火电为主的LMP构成一致,但是本质上是将储能出力作为市场出清的边界条件。上述研究大多使储能以固定的充放电报价来参与市场出清,忽略了传统的充放电报价不

收稿日期:2024-03-10;修回日期:2024-07-18

在线出版日期:2024-12-16

基金项目:国家电网有限公司总部科技项目(电力现货市场出清结果成因量化分析及约束生效溯源技术研究)(5108-202326039A-1-1-ZN)

Project supported by the Science and Technology Program of the Headquarters of State Grid Corporation of China(Quantitative Analysis of Forming Cause for Clearing Results in Electricity Spot Market and Research on Constraint Effectiveness Traceability Technology)(5108-202326039A-1-1-ZN)

能反映储能真实运行损耗这一问题,因此,在设计新型电力市场出清机制时,有必要引入循环寿命计算^[18-20]。此外,由于储能的充放电成本与时间耦合,考虑储能参与后,各节点的LMP形成机理将更为复杂,因此,相较于传统电能市场,新型电力市场还需要考虑储能对LMP的影响,这对LMP成因量化分析方法的适用性提出了更高要求。

针对上述问题,本文开展如下工作:设计一种考虑改进循环寿命的储能投标方式,使得放电价格可以有效反映循环寿命损耗;根据储能投标方式,建立考虑改进循环寿命的日前电能市场出清模型;考虑储能参与市场出清,提出LMP成因量化分析方法,并分析非阻塞和阻塞情况下的LMP构成机理。最后,通过算例分析将所提市场出清模型与传统模型进行比较,以验证所提模型的有效性与适用性,并利用本文所提LMP成因量化分析方法分析和校验LMP的出清结果。

1 考虑储能循环寿命的投标机制与市场出清模型

1.1 储能循环寿命计算模型

在传统的经济调度模型中,为防止储能的过度使用,引入了功率交互成本^[21]。然而,功率交互成本在实际运行中难以获取,因而将其设置为常数,这种简单的处理方法降低了成本计算的精确度。针对该问题,国内外学者提出了循环寿命计算方法。通过引入辅助连续变量和整数变量以及对等效循环寿命进行线性化处理,可以使循环寿命模型近似刻画储能循环过程中的运行损耗^[22]。具体模型如附录A所示,将该循环寿命模型称为累计电量模型。

循环寿命计算中经常出现的“零交互状态”会降低计算结果的精确性,虽然累计电量模型克服了传统储能运行损耗模型中的计算偏差问题,但是需要增加额外的约束以克服“零交互状态”的影响^[17]。此外,累计电量模型中循环寿命的计算与辅助变量的耦合程度高,若将其嵌入市场出清模型,则会使得原有的线性规划模型转变为混合整数线性规划模型,不便于对偶乘子的求解与解释。“零交互状态”示意图如图1所示。由图可知,1—2 h和5—7 h出现了“零交互状态”。在“零交互状态”下,储能的充放电功率为0,充放电状态没有严格的限制。储能在经历了放电周期1的浅放电后进入“零交互状态”,此时,优化模型会倾向于使储能切换充放电状态,分割充放电周期,以减小储能的循环寿命损耗。在状态切换后,储能的累计电量清零,并在放电周期2重新计算累计放电电量。最终,完整放电周期对应的放电深度(depth of discharge, DOD) DOD_1 被分割为 DOD_2 和 DOD_3 , 而 DOD_2 和 DOD_3 对应的循环寿命成

本小于 DOD_1 。由此可见,虽然优化模型通过拆分放电周期得到了更小的循环寿命损耗,但是该值并不能准确反映储能运行中产生的真实损耗。

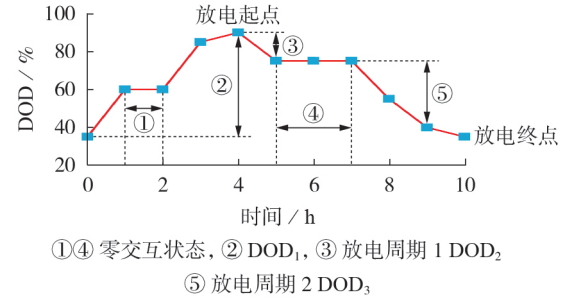


图1 “零交互状态”示意图

Fig.1 Schematic diagram of “zero interaction state”

目前,关于“零交互状态”的研究尚有不足。为克服累计电量模型存在的问题,本文构建改进的循环寿命模型,即放电量报价模型。

本文认为储能1 d最多进行3次放电循环,构建考虑循环寿命的储能充放电约束,如式(1)所示。

$$\begin{cases} u_{e,t}^{\text{ch}} P_{e,\min}^{\text{ch}} \leq P_{e,t}^{\text{ch}} \leq u_{e,t}^{\text{ch}} P_e^{\text{rate}} : \lambda_{e,t}^{X1,1}, \lambda_{e,t}^{X1,2} \\ 0 \leq P_{e,t,o}^{\text{dis}} \leq u_{e,t,o}^{\text{dis}} P_e^{\text{rate}} : \lambda_{e,t,o}^{X2}, \lambda_{e,t}^{X3} \quad o \in \{1, 2, 3\} \\ \sum_{o=1}^3 P_{e,t,o}^{\text{dis}} = P_{e,t}^{\text{dis}} \end{cases} \quad (1)$$

式中: $u_{e,t}^{\text{ch}}$ 、 $u_{e,t}^{\text{dis}}$ 分别为 t 时刻储能 e 的充电、放电状态变量; $P_{e,\min}^{\text{ch}}$ 为储能 e 的充电功率下限; P_e^{rate} 为储能 e 的额定功率; $P_{e,t,o}^{\text{dis}}$ 为 t 时刻储能 e 在第 o 次循环的放电功率; $P_{e,t}^{\text{ch}}$ 、 $P_{e,t}^{\text{dis}}$ 分别为 t 时刻储能 e 的充电、放电功率; $\lambda_{e,t}^{X1,1}$ 、 $\lambda_{e,t}^{X1,2}$ 、 $\lambda_{e,t,o}^{X2}$ 、 $\lambda_{e,t}^{X3}$ 为储能 e 充放电约束对应的对偶乘子。

通过引入放电累计电量以及构建放电累计电量与放电功率之间的等式约束,刻画储能的DOD,即:

$$\begin{cases} P_{e,t,o}^{\text{dis}} \leq G_{e,t,o}^{\text{d}} P_e^{\text{rate}} : \lambda_{e,t,o}^{D1} \\ \sum_{t=1}^T P_{e,t,o}^{\text{dis}} = \sum_{m=1}^M P_{e,m,o}^{\text{dod}} : \lambda_{e,o}^{D2} \\ 0 \leq P_{e,m,o}^{\text{dod}} \leq P_{e,m,\max}^{\text{dod}} : \lambda_{e,m,o}^{D3,1}, \lambda_{e,m,o}^{D3,2} \\ o \in \{1, 2, 3\} \end{cases} \quad (2)$$

式中: $G_{e,t,o}^{\text{d}}$ 为 t 时刻储能 e 在第 o 次循环的状态变量,其值为1表示储能处于放电循环; T 为调度周期的时刻数; M 为储能循环寿命总分段数; $P_{e,m,o}^{\text{dod}}$ 为储能 e 在第 o 次循环第 m 段的放电累计电量; $P_{e,m,\max}^{\text{dod}}$ 为储能 e 在第 m 段的放电累计电量上限; $\lambda_{e,t,o}^{D1}$ 、 $\lambda_{e,o}^{D2}$ 、 $\lambda_{e,m,o}^{D3,1}$ 、 $\lambda_{e,m,o}^{D3,2}$ 为储能 e 循环寿命约束对应的对偶乘子。

通过引入离散变量描述3次放电循环,即:

$$\begin{cases} u_{e,t}^{\text{ch}} + u_{e,t}^{\text{dis}} \leq 1, \quad G_{e,t} \geq u_{e,t}^{\text{ch}} - u_{e,t-1}^{\text{ch}} \\ G_{e,t} \leq u_{e,t}^{\text{ch}}, \quad G_{e,t} \leq 1 - u_{e,t-1}^{\text{ch}} \\ \sum_{o=1}^3 G_{e,t,o}^{\text{d}} = 1, \quad \sum_{t'=1}^t G_{e,t'} = G_{e,t,2}^{\text{d}} + 2G_{e,t,3}^{\text{d}} \end{cases} \quad (3)$$

式中: $G_{e,t}$ 为循环状态辅助变量。

为克服“零交互状态”的影响,一般需要在累计电量模型中增加充放电转换限制约束,该约束的最大充放电切换次数需要根据估计的次日出清电价来计算,这降低了累计电量模型的适用性。为解决该问题,本文在累计电量模型的基础上对放电量报价模型进行大幅改进,在放电量报价模型中不通过等效循环次数与单次循环成本来刻画储能循环寿命损耗,而使用放电电量与单位放电电量成本以及多次放电循环的变量来计算寿命损耗,因此,在放电量报价模型中用放电电量代替等效循环次数,使得不合理的充放电状态切换无法分割放电周期,保证了DOD的精确计算。

此外,由于不引入辅助分段变量,放电量报价模型降低了循环寿命模型的非线性程度,并且其中的整数变量与循环寿命计算解耦,可使储能电站以半调度的方式参与市场出清(半调度计划下储能需要向系统提供充放电状态等离散变量)。在半调度计划中,储能的充放电状态与循环状态变量确定,放电量报价模型转换成了线性模型,该模型在形式上与火电报价模型接近,将其嵌入安全约束经济调度模型中,可以很方便地得到对偶乘子,不用过多地考虑辅助分段变量对LMP的影响以及相关的解释性问题。

1.2 考虑循环寿命的储能投标模型

独立储能在确定参与电能市场交易后,需要向系统运营商申报运行参数和成本报价,并参与市场集中出清。除了储能额定容量、额定功率等运行参数外,累计电量模型还需要储能单次循环成本、DOD分段点、DOD分段点的等效循环次数;放电量报价模型可按“报量报价”的方式投标,申报多段放电累计电量上限和单位放电电量成本。

100%的DOD下储能单次循环成本 $C_{e,0}^{\text{bat}}$ 为:

$$C_{e,0}^{\text{bat}} = \frac{(c_e^{\text{pow}} + t_e^y c_e^{\text{mata}}) P_e^{\text{rate}} + c_e^{\text{cap}} S_e^{\text{rate}}}{N_{e,0}} \quad (4)$$

式中: c_e^{pow} 、 c_e^{mata} 分别为储能 e 的单位功率投资成本和维护成本; t_e^y 为储能 e 的运行年限; c_e^{cap} 为储能 e 的单位容量投资成本; S_e^{rate} 为储能 e 的额定容量; $N_{e,0}$ 为储能 e 在100%的DOD下的总循环次数。式(A3)和式(4)组成累计电量模型的投标模型。

在放电量报价模型中,根据DOD断点拟定不同放电区间的单位电能成本,投标模型为:

$$\begin{cases} c_{e,m}^{\text{dis}} = \frac{(n_{e,\text{eq},m+1} - n_{e,\text{eq},m}) C_{e,0}^{\text{bat}}}{(H_{e,m+1} - H_{e,m}) S_e^{\text{rate}}} \\ P_{e,m,\text{max}}^{\text{dod}} = \frac{(H_{e,m+1} - H_{e,m}) S_e^{\text{rate}}}{\eta_e} \end{cases} \quad (5)$$

式中: $c_{e,m}^{\text{dis}}$ 为储能 e 在第 m 段放电区间上的单位放电

量成本; $n_{e,\text{eq},m}$ 、 $H_{e,m}$ 分别为储能 e 在第 m 段的等效循环次数和DOD; η_e 为储能 e 的充放电效率。

储能 e 的精确循环寿命损耗 C_e^{loss} 为:

$$C_e^{\text{loss}} = \sum_{t=1}^T n_{e,\text{eq},t} C_{e,0}^{\text{bat}} \quad (6)$$

式中: $n_{e,\text{eq},t}$ 为 t 时刻储能 e 的等效循环次数。

累计电量模型和放电量报价模型对应的线性化储能循环寿命损耗 $C_{1,e}^{\text{loss}}$ 、 $C_{2,e}^{\text{loss}}$ 分别为:

$$C_{1,e}^{\text{loss}} = \sum_{t=1}^T n_{e,\text{eq},t}^{\text{line}} C_{e,0}^{\text{bat}} \quad (7)$$

$$C_{2,e}^{\text{loss}} = \sum_{m=1}^M c_{e,m}^{\text{dis}} \sum_{o=1}^3 P_{e,m,o}^{\text{dod}} \quad (8)$$

式中: $n_{e,\text{eq},t}^{\text{line}}$ 为 t 时刻储能 e 的线性化等效循环次数。

可见,相较于累计电量模型,放电量报价模型的投标形式与现今市场主体的投标形式更接近,更适用于电网经济调度模型。考虑循环寿命的电能量市场出清模型如附录A所示。

2 LMP成因量化分析方法

2.1 直流潮流下的LMP模型

LMP的物理意义为节点负荷增加单位负荷时系统增加的运行成本。LMP对应的节点功率平衡约束为:

$$\sum_{g \in \varphi_{G,n}} P_{g,t} + \sum_{e \in \varphi_{E,n}} (P_{e,t}^{\text{dis}} - P_{e,t}^{\text{ch}}) + \sum_{w \in \varphi_{W,n}} P_{w,t} + \sum_{v \in \varphi_{V,n}} P_{v,t} - P_{n,t} = \sum_{q \in \varphi_n} B_{n,q} (\theta_{n,t} - \theta_{q,t}) : \lambda_{n,t}^{\text{LMP}} \quad (9)$$

式中: $\varphi_{G,n}$ 、 $\varphi_{E,n}$ 、 $\varphi_{W,n}$ 、 $\varphi_{V,n}$ 分别为节点 n 处的火电机组、储能、风电机组、光伏电站集合; φ_n 为节点集合; $P_{g,t}$ 、 $P_{w,t}$ 、 $P_{v,t}$ 和 $P_{e,t}^{\text{dis}}$ 、 $P_{e,t}^{\text{ch}}$ 分别为 t 时刻火电机组 g 、风电机组 w 、光伏电站 v 和储能 e 的中标功率; $P_{n,t}$ 为 t 时刻节点 n 的负荷; $B_{n,q}$ 为节点 n 和节点 q 之间的线路导纳; $\theta_{n,t}$ 、 $\theta_{q,t}$ 分别为 t 时刻节点 n 和节点 q 的相角; $\lambda_{n,t}^{\text{LMP}}$ 为 t 时刻节点 n 的LMP。

根据卡罗需-库恩-塔克(Karush-Kuhn-Tucker, KKT)条件,对 $\lambda_{n,t}^{\text{LMP}}$ 进行拆解分析,可得到由松弛节点LMP和阻塞价格 $\lambda_{l,t}^1$ 构成的节点 n 的LMP表达式为:

$$\begin{cases} \lambda_{n,t}^{\text{LMP}} = \lambda_{s,t}^{\text{LMP}} - \sum_{l=1}^L M_{l,n} \lambda_{l,t}^1 \\ \lambda_{l,t}^1 = \lambda_{l,t}^{\text{L}2} - \lambda_{l,t}^{\text{L}1} \end{cases} \quad (10)$$

式中: $\lambda_{s,t}^{\text{LMP}}$ 为 t 时刻松弛节点 s 对应的LMP; $M_{l,n}$ 为线路 l 对应节点 n 的功率传输分布因子(power transfer distribution factor, PTDF); $\lambda_{l,t}^{\text{L}1}$ 、 $\lambda_{l,t}^{\text{L}2}$ 为线路容量约束的对偶乘子; L 为输电线路总数。

当电网无支路阻塞时,全网的LMP一致;当电网出现支路阻塞时,与阻塞支路相连节点的LMP与其他节点的LMP不同,而非阻塞支路相连节点的

LMP与松弛节点的LMP相同。通过对PTDF的分析可建立功率平衡约束对偶乘子 λ_t^{bal} 和 $\lambda_{s,t}^{\text{LMP}}$ 的等价关系。

选取节点 N 为松弛节点(便于列写分块矩阵), $N \times N$ 阶的节点导纳矩阵 B 可分解为:

$$B_{N \times N} = \begin{bmatrix} D_{(N-1) \times (N-1)} & d_{(N-1) \times 1} \\ d_{(N-1) \times 1}^T & b \end{bmatrix} \quad (11)$$

式中: D 、 d 分别为矩阵 B 的子矩阵和列向量; b 为矩阵 B 的元素。矩阵 B 为奇异矩阵,删去其中松弛节点 N 对应的行和列,并求逆得到逆矩阵 X 为:

$$X = \begin{bmatrix} D_{(N-1) \times (N-1)}^{-1} & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (12)$$

PTDF定义了节点对之间的传输功率变化对直流潮流的影响。当选择节点对中的某一节点为松弛节点时,松弛节点与节点对中另一节点的功率变化量方向相反、大小相同,PTDF的单节点形式为:

$$M_{l,n} = \frac{X_{q_1,n} - X_{q_2,n}}{x_l} \quad (13)$$

式中: x_l 为支路 l 的电抗; q_1 、 q_2 分别为支路 l 连接的首、末节点; $X_{q_1,n}$ 、 $X_{q_2,n}$ 分别为节点 n 对应的首、末节点在逆矩阵 X 中的元素。

对于单节点形式的PTDF矩阵,松弛节点承担了系统的功率不平衡量。当系统增加单位负荷时,必有1台发电机增发单位功率的有功,而增加的功率最终会流入松弛节点,即松弛节点增加单位有功负荷,无论是阻塞情况还是非阻塞情况,松弛节点的LMP与功率平衡约束对应的对偶乘子是等价的,因此,节点 n 的LMP可以分解为电能量分量和阻塞分量,即:

$$\lambda_{n,t}^{\text{LMP}} = \lambda_t^{\text{bal}} - \sum_{l=1}^L M_{l,n} \lambda_{l,t}^L \quad (14)$$

2.2 考虑储能的LMP成因量化分析方法

在一般情况下,系统中的负荷增量由边际机组承担,LMP可以用系统边际机组的运行成本来解释,而在阻塞情况或者储能参与的情况下,系统中可能不存在边际机组,取而代之的是储能或者是多台机组构成的边际机组组合,此时就不易解释LMP的构成机理。对偶乘子虽然能很好地反映系统运行的边际成本,但是却不能很好地解释LMP与市场主体报价、系统约束之间的耦合关系。因此,本文将承担系统负荷增量的储能、火电机组、火电机组组合以及储能与火电机组的组合统称为边际电源,并完成如下工作:量化储能的充放电运行成本,并阐明LMP的物理本质;解释市场出清过程对应的再调度流程,并确定阻塞调节机组对;提出寻找系统边际电源的一般方法,进而得到边际电源的边际运行成本与LMP间的对应关系,以解释LMP的构成机理,为市场出清结果以及校核工作提供可解释性的方法。

2.2.1 LMP初步成因量化分析与火电边际机组判定

基于KKT条件,对电能量市场出清模型的拉格朗日函数求市场主体出力相关变量的偏导,得到对偶乘子与报价参数、网络参数之间的等式关系,即:

$$\frac{\partial J}{\partial P_{g,k,t}} = b_{g,k} - \lambda_t^{\text{bal}} + \sum_{l=1}^L M_{l,g} (\lambda_{l,t}^{L2} - \lambda_{l,t}^{L1}) + \lambda_{g,k,t}^{G1,2} - \lambda_{g,k,t}^{G1,1} + \lambda_{g,t}^{G2,1} - \lambda_{g,t}^{G2,2} + \lambda_{g,t+1}^{G2,2} - \lambda_{g,t+1}^{G2,1} = 0 \quad (15)$$

$$\frac{\partial J}{\partial P_{e,t,o}^{\text{dis}}} = -\lambda_t^{\text{bal}} + \sum_{l=1}^L M_{l,e} (\lambda_{l,t}^{L2} - \lambda_{l,t}^{L1}) - \lambda_{e,t,o}^{X2} + \lambda_{e,t}^{X3} + \lambda_{e,t,o}^{D1} + \lambda_{e,o}^{D2} + \sum_{t'=t}^T \frac{\lambda_{e,t'}^{S1} - \lambda_{e,t'}^{S2}}{\eta_e} + \frac{\lambda_e^{S0}}{\eta_e} = 0 \quad (16)$$

$$\frac{\partial J}{\partial P_{e,t}^{\text{ch}}} = \lambda_t^{\text{bal}} - \sum_{l=1}^L M_{l,e} (\lambda_{l,t}^{L2} - \lambda_{l,t}^{L1}) + \lambda_{e,t}^{X1,2} - \lambda_{e,t}^{X1,1} + \sum_{t'=t}^T (\lambda_{e,t'}^{S2} - \lambda_{e,t'}^{S1}) \eta_e - \lambda_e^{S0} \eta_e = 0 \quad (17)$$

式中: J 为扩展拉格朗日函数; $b_{g,k}$ 为火电机组 g 的第 k 段发电报价; $\lambda_{g,k,t}^{G1,1}$ 、 $\lambda_{g,k,t}^{G1,2}$ 为分段出力约束的对偶乘子; $\lambda_{g,t}^{G2,1}$ 、 $\lambda_{g,t}^{G2,2}$ 为爬坡约束的对偶乘子; $\lambda_{e,t'}^{S1}$ 、 $\lambda_{e,t'}^{S2}$ 、 λ_e^{S0} 为储能荷电状态约束的对偶乘子。

在非阻塞情况下,火电机组成为边际电源的条件为运行状态不受限、单位功率增量成本最低。一般认为机组受限状态包括可调出力受限、爬坡能力受限。受限状态机组可通过对偶乘子非零等条件进行排除,因此,本文在后续分析中不考虑受限状态机组对LMP成因量化分析的影响。

当网络无阻塞且系统无储能时,可通过2种方法初步判断系统的边际机组,一种方法是寻找处于分段出力区间内的火电机组,另一种方法是检查机组分段出力约束的对偶乘子 $\lambda_{g,k,t}^{G1,1}$ 、 $\lambda_{g,k,t}^{G1,2}$,这是由于电能量市场出清的本质是在满足系统约束条件下的成本最优分段调用。在非阻塞情况下,将低成本的火电机组出力调用完全后再去调用下一段才能保证资源的高效利用,因此,每个调度时刻只有边际机组处于分段出力区间内,而其余机组则处于分段出力的边界。此外,当出现机组运行状态受限时,受限状态机组也可能处于分段出力区间内。在非阻塞情况下,LMP对应边际机组 g^* 的某一出力区间 k^* (本文将其定义为边际区间),并且与该区间报价 b_{g^*,k^*} 等值,对应的 $\lambda_{g^*,k^*,t}^{G1,1}$ 、 $\lambda_{g^*,k^*,t}^{G1,2}$ 为0,而非边际区间的 $\lambda_{g^*,k^*,t}^{G1,1}$ 、 $\lambda_{g^*,k^*,t}^{G1,2}$ 非零,以满足KKT条件等式要求。对于报价高于 b_{g^*,k^*} 的分段出力区间,其 $\lambda_{g^*,k^*,t}^{G1,1}$ 大于0;对于报价低于 b_{g^*,k^*} 的分段出力区间,其 $\lambda_{g^*,k^*,t}^{G1,2}$ 大于0。这些非边际区间的报价不对LMP的构成产生直接影响。当机组爬坡出力受限时,对应约束的对偶乘子 $\lambda_{g^*,t}^{G2,1}$ 、 $\lambda_{g^*,t}^{G2,2}$ 也不为0,本质是满足KKT条件的变量要求,不体现边际机组的运行成本。

在电力市场的运行过程中,非阻塞情况下可能出现LMP无法用 b_{g^*,k^*} 解释的特殊价格时刻,原因有

2个:全部非受限状态机组处于分段出力区间边界;储能在该时刻进行充放电,作为边际电源影响了LMP。当特殊价格时刻出现时,可将储能运行成本、各机组下一段的出力区间报价与LMP进行对比,以解释LMP形成的原因。当某时刻某机组的下一段出力区间报价等于LMP时,则该机组为该时刻的边际机组。

2.2.2 储能的运行成本量化及边际电源判定

当电网未出现线路阻塞,全网统一的LMP不等于任意一台机组的出力区间报价时,LMP可能由储能充放电的运行成本决定,此时LMP的成因需要用与储能相关的变量和参数进行解释。相较于火电机组,储能有额外的荷电状态约束,这就导致其运行成本不是固定常数,而是与系统内其他参数和变量相耦合的变量。

式(15)由机组分段报价、电能量分量 $\lambda_{e,t}^{\text{bal}}$ 、阻塞价格 $\lambda_{e,t}^{\text{L}}$ 和其他的对偶乘子构成。除了机组分段报价外,上述其余分量在式(16)和式(17)中均存在对应项。此外,式(16)和式(17)分别增加了 $\lambda_{e,o}^{\text{D2}}$ 和储能荷电状态约束的对偶乘子,因此,可由这2类对偶乘子构建与机组分段报价等效的储能充放电运行成本。

储能的充放电运行成本可表示为:

$$b_{e,t}^{\text{dis}} = \frac{\lambda_e^{\text{S0}}}{\eta_e} + \frac{\sum_{t'=t}^T (\lambda_{e,t'}^{\text{S1}} - \lambda_{e,t'}^{\text{S2}})}{\eta_e} + \lambda_{e,o}^{\text{D2}} \quad (18)$$

$$b_{e,t}^{\text{ch}} = \lambda_e^{\text{S0}} \eta_e + \sum_{t'=t}^T (\lambda_{e,t'}^{\text{S2}} - \lambda_{e,t'}^{\text{S1}}) \eta_e \quad (19)$$

式中: $b_{e,t}^{\text{ch}}$ 、 $b_{e,t}^{\text{dis}}$ 分别为 t 时刻储能 e 的充电和放电运行成本; λ_e^{S0} 、 $\lambda_{e,t'}^{\text{S1}}$ 、 $\lambda_{e,t'}^{\text{S2}}$ 、 $\lambda_{e,o}^{\text{D2}}$ 为多时刻耦合变量,由多时刻调度计划决定。

$\lambda_{e,o}^{\text{D2}}$ 反映了循环寿命成本,可通过KKT条件替代,即:

$$\frac{\partial J}{\partial P_{e,m,o}^{\text{dod}}} = c_{e,m}^{\text{dis}} - \lambda_{e,o}^{\text{D2}} + \lambda_{e,m,o}^{\text{D3,2}} - \lambda_{e,m,o}^{\text{D3,1}} = 0 \quad (20)$$

储能处于第 o 次循环第 m 段出力时,其功率限制约束对偶乘子 $\lambda_{e,m,o}^{\text{D3,1}}$ 、 $\lambda_{e,m,o}^{\text{D3,2}}$ 为0,因此式(18)可整理为:

$$b_{e,t}^{\text{dis}} = \frac{\lambda_e^{\text{S0}}}{\eta_e} + \frac{\sum_{t'=t}^T (\lambda_{e,t'}^{\text{S1}} - \lambda_{e,t'}^{\text{S2}})}{\eta_e} + c_{e,m}^{\text{dis}} \quad (21)$$

当非阻塞情况下出现特殊价格时刻,并且无法通过2.2.1节的方法得到边际机组时,将储能充放电运行成本与LMP进行对比,若两者相等,且储能不处于受限状态,则认为储能是该时刻的边际电源。

2.2.3 阻塞情况下的LMP成因量化分析及边际电源判定

当系统出现单一支路 l 阻塞(下文简称支路阻

塞)时,系统内2台或3台机组将会处于分段出力区间内,这是由于阻塞情况下电能量市场的机组出力结果可看作是非阻塞情况下机组出力结果的多次再调度^[23]。不考虑网络约束,只有边际机组处于分段出力区间内,此时超出线路容量的功率大小为 ΔP_l 。为缓解支路潮流越限,一次需要调整2台发电机组的出力,其中一台为增发功率机组 g_1 ,另一台为减载功率机组 g_2 。再调度功率变化图如图2所示。若边际机组不参与线路阻塞调节,则增发机组将需要增发功率,并进入下一分段出力区间 k_1 内,减载机组需要减少分段出力,使得其出力回落至分段出力区间 k_2 内。若 $\Delta P_l \leq \min\{P_{g_1,k_1,\max}, P_{g_2,k_2,\max}\}$,则1次调整就能满足线路容量约束;否则,按 $\min\{P_{g_1,k_1,\max}, P_{g_2,k_2,\max}\}$ 增减机组出力,再进行下一步的机组出力调整。其中: $P_{g_1,k_1,\max}$ 为增发功率机组 g_1 在 k_1 分段出力区间的最大功率; $P_{g_2,k_2,\max}$ 为减载功率机组 g_2 在 k_2 分段出力区间的最大功率。虽然可能出现多台机组参与再调度,但是潮流调整结束后只有2台或3台机组处于分段出力区间内,其中包括增发功率机组、减载功率机组和边际机组。若原调度计划的边际机组参与再调度,则系统只有2台机组处于分段出力区间,这2台机组中一台为增发功率机组 g_1 ,另一台为减载功率机组 g_2 ,将其称为阻塞调节机组对。

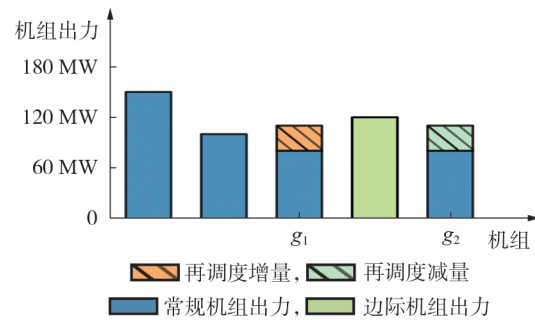


图2 再调度功率变化图

Fig.2 Power change diagram for rescheduling

当发生阻塞时,LMP的阻塞价格 $\lambda_{e,t}^{\text{L}}$ 非零,并且对应线路单位容量增加带来的边际收益,而线路单位容量增加可视为单位功率变化的逆向再调度,因此,为了衡量再调度对系统运行成本的影响,构建阻塞调节机组对的机组出力调整经济因子(economic factor of unit output adjustment, EFUA) $E_{l,g_1,g_2}^{k_1,k_2}$,即:

$$E_{l,g_1,g_2}^{k_1,k_2} = \frac{b_{g_1,k_1} - b_{g_2,k_2}}{M_{l,n_2} - M_{l,n_1}} \quad (22)$$

式中: b_{g_1,k_1} 为增发机组 g_1 所处的出力区间 k_1 对应的成本; b_{g_2,k_2} 为减载机组 g_2 所处的出力区间 k_2 对应的成本; n_1 、 n_2 分别为机组 g_1 和 g_2 所处节点。EFUA表示阻塞调节机组为调整单位功率的线路潮流所付出

的成本,由此,单次线路潮流调整成本 $C_{l,s}^{\text{ad}}$ 为:

$$C_{l,s}^{\text{ad}} = E_{l,g_1,g_2}^{k_1,k_2} \Delta P_{l,s}, \quad \Delta P_l = \sum_{s=1}^S \Delta P_{l,s} \quad (23)$$

式中: $\Delta P_{l,s}$ 为支路 l 第 s 次的再调度潮流调整量; S 为再调度总次数。

由上述可知,EFUA 量化了阻塞调节机组对的再调度对系统运行成本的贡献度。

因为线路单位容量增加可视为单位功率变化的逆向再调度,所以 $\lambda_{l,i}^t$ 的数值大小等于末次再调度的 EFUA,该值为可调节机组对中 EFUA 的最小值。因此,可通过寻找处于分段出力区间内的火电机组以及计算相关的 EFUA 来解释 $\lambda_{l,i}^t$ 对应的机组对再调度成本。虽然复现多次再调度过程较为困难,但是可以根据市场出清结果直接确定末次再调度的机组对,由此可较容易校验 $\lambda_{l,i}^t$ 。当储能参与再调度时,处于分段出力区间的火电机组数量减少,EFUA 表达式的分子需要替换为储能充放电运行成本,分母需要替换为储能的 PTDF。

LMP 电能量分量 λ_i^{bal} 的本质是单位负荷增量对应的系统边际运行成本。由于松弛节点对应的各支路 PTDF 为 0,因此 λ_i^{bal} 仅包含发电机或储能增发单位功率的成本以及该节点增发功率所产生的再调度成本。

对于不同场景,LMP 电能量分量的构成有所不同:无支路阻塞时,电能量分量仅反映单个边际电源的边际运行成本;而有支路阻塞时,为平衡单位负荷增量以及避免线路容量越限,由火电机组组合或者储能与火电机组的组合来统一调整输出功率,此时不存在单一的边际电源,取而代之的是多个电源构成的边际电源组合。与边际机组类似,边际电源组合能付出最低的运行成本来平衡系统负荷增量。边际电源组合一般由 2 个以上的电源组成,其中一个电源为电能量平衡电源,负责平衡单位负荷增量。一对电源为阻塞调节电源对,通过再调度平衡电能量平衡电源增加出力给线路潮流带来的影响。一般情况下,末次再调度机组对的 EFUA 最小,因此可以优先根据该机组对来寻找边际电源组合。由此可知,阻塞情况下 LMP 的电能量分量的本质是边际电源组合的边际运行成本,即考虑电能量平衡电源的边际运行成本和阻塞调节电源对的再调度成本之和 C_{en} 。 C_{en} 可分为 $C_{1,\text{en}}$ 和 $C_{2,\text{en}}$, $C_{1,\text{en}}$ 和 $C_{2,\text{en}}$ 分别表示仅由机组构成的边际电源组合和由机组与储能构成的边际电源组合的边际运行成本,其计算公式分别为:

$$C_{1,\text{en}} = b_{g_e,k_e} + M_{l,n_e} E_{l,g_1,g_2}^{k_1,k_2} \quad (24)$$

$$C_{2,\text{en}} = b_{g_e,k_e} + M_{l,n_e} E_{l,g_1,e}^{k_1} \quad (25)$$

式中: g_e 为边际电源组合中的电能量机组; k_e 为电能量机组所处的分段出力区间; n_e 为电能量机组所在

节点; $E_{l,g_1,e}^{k_1}$ 为 EFUA 的变体,EFUA 通常涉及 2 台火电机组,此处变体涉及 1 个储能和 1 台火电机组。

综上所述,LMP 的构成主要来源于电能量分量与阻塞分量。当系统未发生阻塞时,LMP 的成因量化分析退化为边际电源判定问题;当系统发生阻塞时,LMP 的成因量化分析需要引入 PTDF 和 EFUA,以寻找边际电源组合。

根据上述对 LMP 构成原因的分析以及相关的边际电源判定方法,本文提出边际节点电价成因量化分析框架,如附录 A 图 A2 所示。具体流程如下。

1) 运行考虑储能的市场出清程序。

2) 运行市场出清对偶模型的程序,计算各约束的对偶乘子,并构建 $G \times T$ 阶的时序边际机组矩阵 G_{bd} ,其中 G 为火电机组总数。若 t 时刻存在边际机组,则 G_{bd} 对应元素为 1;否则为 0。

3) 根据爬坡约束对偶乘子与机组出力状态排除状态受限火电机组,缩小 LMP 成因分析的范围。

4) 根据线路容量约束对偶乘子判断是否发生支路阻塞。若不存在支路阻塞,则进入分析路线 A 的流程;否则进入分析路线 B 的流程。

分析路线 A 的流程如下。

1) 寻找处于分段出力区间内的机组。若存在该机组,则在 G_{bd} 中进行记录,并记录该机组序号与出力区间;若机组处于出力区间边界,则记录该机组序号与所处最高位次的满出力区间。

2) 若某时刻不存在边际机组,则根据所有机组的满出力区间寻找报价最低的下一段出力区间,将其作为边际机组出力区间,并在 G_{bd} 中进行记录。

3) 将时序边际机组和边际出力区间对应的报价与该时刻的 LMP 进行对比:若相等,则该机组为边际机组;否则,需要将该时刻的 LMP 与同时刻储能的运行成本进行对比,以判断该时刻的边际电源。

4) 使用该边际电源的报价或者运行成本来解释 LMP 的构成。

分析路线 B 的流程如下。

1) 寻找处于分段出力区间内的机组。

2) 根据阻塞支路计算储能的运行成本和各电源对应的 PTDF。计算各电源之间的 EFUA (通常情况下,考虑处于分段出力区间内的机组或者这些机组与储能之间的 EFUA)。再计算各在线机组与 EFUA 之间的运行成本,并寻找其中最低的边际运行成本 C_{en} 。

3) 比较最小的 EFUA 与阻塞分量 $\lambda_{n,t}^t$ 来锁定阻塞调节机组对。比较边际运行成本 C_{en} 与电能量分量 λ_i^{bal} 来判定边际电源组合。

4) 使用边际电源组合的 C_{en} 与阻塞调节机组对的 EFUA 来解释 LMP 的构成。

3 算例分析

基于改进的IEEE 30节点系统验证上述模型和方法的有效性。系统拓扑结构如附录A图A3所示,系统包含5台燃煤机组、3台燃气机组、2座风电场、1座光伏电站和1座40 MW / 120 MW·h的储能电站。火电机组申报的5段出力区间以及相应价格如附录A表A1所示。储能电站的充放电效率为95%,荷电量上、下限分别为100%和20%。储能单位功率投资成本和维护成本分别为80、1万元/MW,单位容量投资成本为50万元/MW。负荷、风电和光伏的预测出力如附录A图A4所示。风电和光伏的发电报价均为0.12元/(kW·h)。

3.1 考虑循环寿命的电能量市场出清结果分析

为验证本文所提循环寿命发电量报价模型在电能量市场出清计算中的有效性,基于电能量市场出清规则设计4种场景进行对比,分析使用累计电量模型、发电量报价模型和功率交互模型^[21]得到的储能充放电曲线和运行损耗,各场景分别为:场景1,基于功率交互模型计算储能运行损耗,功率交互成本设定为30元/(MW·h);场景2,基于循环寿命累计电量模型计算储能运行损耗,储能申报4处DOD分段点;场景3,基于循环寿命发电量报价模型计算储能运行损耗,储能申报4段放电电量价格;场景4,基于功率交互模型计算储能运行损耗,功率交互成本设定为60元/(MW·h)。

4种场景下的储能充放电计划如图3所示。由图A4和图3可知:夜间风电出力较大,系统负荷较低,因而此时的出清电价较低,适合安排储能充电;晚高峰风电和光伏的总出力较低,系统净负荷为全天最高,因而此时出清电价较高,应安排储能放电;在场景1下过低地评价储能运行损耗,因而过度地调用储能充放电;在场景4下过高地评价储能运行损耗,储能仅在风电出力高峰和负荷高峰进行充放电,浪费了午间参与电网调度的能力;场景2下的充放电计划曲线比场景3下的更加曲折,并且在多个时间处于“零交互状态”。

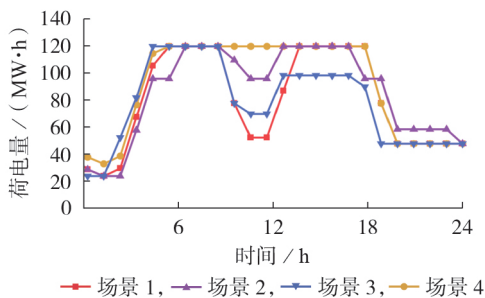


图3 4种场景下的储能充放电计划

Fig.3 Charging and discharging plan of energy storage under four scenarios

在4种场景下,累计电量模型、发电量报价模型和功率交互模型得到的储能运行损耗以及根据精确循环寿命模型计算的真正运行损耗如表1所示。由于使用不合理的储能运行损耗模型,场景1和场景4下计算的运行损耗与根据式(6)计算的储能真实运行损耗间的误差较大;在场景2下,虽然累计电量模型能通过累计电量计算循环寿命损耗,但是由于出现了“零交互状态”,储能的放电周期被分成3段,且由于缺乏对“零交互状态”下充放电状态的限制,储能的充放电布尔变量被不合理地设置,从而以一种错误的方式降低循环寿命成本,根据异常放电周期求得的循环寿命成本低于储能真实运行损耗,这不仅使储能损失了机会成本,还使电网的调度计划偏离最优运行策略;在场景3下,发电量报价模型准确地描述了整日内储能的3次放电周期,得到了精度较高的循环寿命成本。

表1 不同场景下的储能运行损耗

Table 1 Operation loss of energy storage under different scenarios

场景	运行损耗/元	真实运行损耗/元	计算误差/%
1	9823.40	16392.88	40.08
2	7440.70	9982.08	25.46
3	5830.29	6215.78	6.20
4	10448.93	8609.82	21.36

此外,储能通过自行申报充放电时刻可以按半调度的方式参与电能量市场出清。在半调度方式下,市场出清模型从非凸优化转变为凸优化,计算效率和精度都得以提高。通过固定场景3下的充放电变量,可使Yalmip的求解时间由0.122 s缩短至0.054 s。

3.2 改进循环寿命模型的灵敏度分析

在计算过程中,发电量报价模型会产生较小的计算误差,该误差来自储能等效循环寿命线性化的过程,可以通过增加储能报价分段数提高线性化的精确度,进而减小计算误差。

将储能申报单位放电电量成本的段数设置为3~8。在相同的储能运行计划下,分析不同的等效循环寿命线性化程度对循环寿命计算误差的影响。

不同报价分段数下的循环寿命计算误差如图4

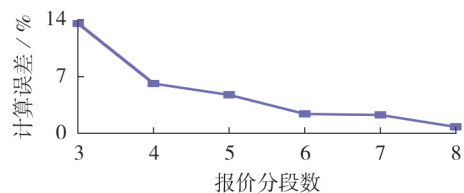


图4 不同报价分段数下的循环寿命计算误差

Fig.4 Calculation error of cycle life under different quotation segments

所示。由图可知,循环寿命计算误差随着报价分段数的增加逐渐减小,当报价分段数为3时,计算误差高达 13.58%,不满足精确度要求,当报价分段数增加至8时计算误差小于1%,能够保证高精度储能运行损耗的刻画。

3.3 LMP 成因量化分析

为验证支路阻塞和储能参与对 LMP 的影响,设置如下 2 种场景,并通过对比分析验证所提 LMP 成因量化分析方法的有效性:场景 a,选取午间负荷较低的典型日进行电能量市场出清;场景 b,不考虑线路容量约束进行电能量市场出清。场景 a 和场景 b 下的电能量分量与对应的边际机组分别如附录 B 表 B1 和表 B2 所示。

根据机组爬坡约束对偶乘子以及机组出力,排除系统内出现的状态受限机组,并根据对偶乘子计算储能运行成本,再按照第 2 章的方法分析各场景下 LMP 的形成原因。

3.3.1 非阻塞情况下的 LMP 成因量化分析

场景 3 下的电能量分量 λ_t^{bal} 如附录 B 表 B3 所示。在 2、22—24 h,线路 6 的正向容量约束对偶乘子不为 0,这表明线路 6 发生正向支路阻塞;在其余时间,寻找处于分段出力区间内的非状态受限机组作为边际机组。非阻塞时段的 λ_t^{bal} 与边际机组所处的出力区间报价一一对应,这验证了边际机组在边际区间的报价构成非阻塞时段的 LMP。

场景 3 下的电能量分量与储能充放电成本如图 5 所示。在非阻塞时段中的储能充电时段 3—7 h,储能的充放电成本均高于 LMP,因而储能无法成为边际电源。在 13 h,虽然放电成本低于 LMP,但是由于充电功率已达到下限,因此储能不能成为边际电源。在储能放电时段,虽然有几处储能的充放电运行成本与 LMP 相等,但是储能仍不为边际电源,这是由于虽然这些时段的储能与处于出力区间的机组对单位负荷增量的平衡成本相同,但储能充放电过程的本质是对系统电能的转移,相较于直接增发出力,储能放电所消耗的资源更多,从另一个角度而言,在分段区间内,机组单位功率增加的成本是一致

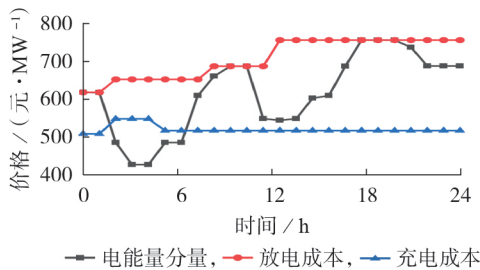


图 5 场景 3 下的电能量分量与储能充放电成本
Fig.5 Electric energy component and charging and discharging cost of storage energy under Scenario 3

的,分段区间的功率一般会被整段调用,直至满足系统负荷需求。当储能与机组的边际成本相同时,若机组在分段区间内的出力未满足,则应直接调用该机组来平衡负荷增量,因此该机组为边际电源。

3.3.2 储能机会成本对 LMP 的影响

场景 a 下的 1、4、11、20 h 存在特殊价格,通过对比储能充放电成本、各机组下一段的出力区间报价和 λ_t^{bal} 解释 LMP 的形成原因。场景 a 下的储能充放电计划如图 6 所示。场景 a 下的电能量分量与储能充放电成本如图 7 所示。

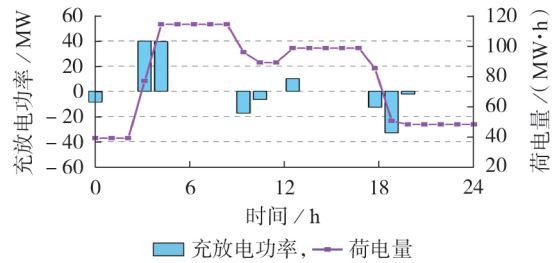


图 6 场景 a 下的储能充放电计划
Fig.6 Charging and discharging plan of energy storage under Scenario a

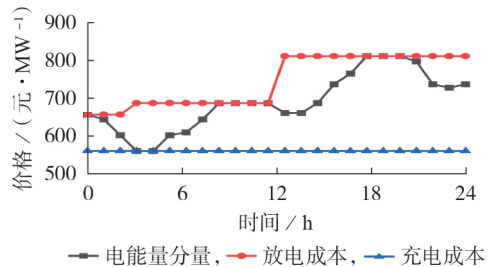


图 7 场景 a 下的电能量分量与储能充放电成本
Fig.7 Electric energy component and charging and discharging cost of storage energy under Scenario a

在存在特殊价格的 1、11、20 h,各开机机组处于分段区间边界,机组报价与 λ_t^{bal} 均不匹配,储能放电成本与 λ_t^{bal} 相等,如表 B1 所示,因此,此时 λ_t^{bal} 实际上是储能放电成本的体现。在 1 h,储能放电功率未达到上限,荷电状态没有达到下限,并且 4、5 h 的充电功率分别为 39.8、39.4 MW,未达到功率上限,后续充电的荷电量也未达到上限,因此,在 1 h,储能可以额外提供放电功率。其余时间 LMP 的成因解释与 1 h 的类似。在存在特殊价格的 4 h,各开机机组处于分段区间边界,系统的单位负荷增量可以通过机组增加发电和储能减少充电平衡,此时机组的下一段出力区间边界报价与储能充电成本如表 2 所示。由表可知,在 4 h, LMP 的本质是储能减少充电功率来平衡因系统负荷增加而产生的运行成本。对比场景 3 与场景 a 下的充放电计划和 λ_t^{bal} 可知,当储能的荷电状态约束和充放电功率约束未生效时,储能可以在

表2 机组分段区间报价和储能充电成本
Table 2 Unit segment quotation and charging
cost of energy storage

机组所处分段区间报价 / (元·MW ⁻¹)				充电成本 /	$\lambda_{i,t}^{\text{bal}}$ /
机组1	机组2	机组3	机组5	(元·MW ⁻¹)	(元·MW ⁻¹)
619.184	603.980	645.580	611.090	562.380	562.380

多个时间影响 LMP 的构成。在图 5 和图 7 中:由于申报了多段单位放电电量成本,储能的放电成本呈现阶梯状;由于没有申报充电价格(视充电报价为 0),充电成本仅受荷电状态约束对偶乘子的影响,保持定值或呈现小范围的波动。

3.3.3 阻塞情况下的 LMP 成因量化分析

场景 b 下得到的 $\lambda_{i,t}^{\text{bal}}$ 结果如附录 B 表 B2 所示。2 h 的 $\lambda_{i,t}^{\text{bal}}$ 为 611.090 元 / MW, 比场景 3 下阻塞时的 $\lambda_{i,t}^{\text{bal}}$ 略低。在其余非阻塞时段,场景 3 和场景 b 下的 $\lambda_{i,t}^{\text{bal}}$ 均相同。可见,在发生支路阻塞时,场景 3 下的

电能量分量中增加了其他分量。

场景 3 下阻塞时刻的深层信息如表 3 所示。由于在 22 h 处于分段出力区间的机组仅有 2 台,可以判断这是唯一的阻塞调节机组对,此时的 EFUA 只有唯一值,且与阻塞支路 6 相连的支路的 $\lambda_{i,t}^{\text{L2}}$ 相等,由此证明了阻塞调节机组对的 EFUA 构成了 $\lambda_{i,t}^{\text{L2}}$ 。由于 22—24 h 的阻塞调节机组对的 EFUA 和 $\lambda_{i,t}^{\text{L2}}$ 大小相同,因此此时的 $\lambda_{i,t}^{\text{L2}}$ 构成机理也相同。22—24 h 的电能量机组为机组 1,该机组处于第 4 段出力区间,对应的阻塞支路 PTDF 为 0.300 8。由式(24)计算可得,电能量机组 1 的边际运行成本和阻塞调节机组对的再调度成本之和等于 LMP 的电能量分量,这证明了常规阻塞情况下 LMP 的电能量分量由电能量平衡电源的边际运行成本和阻塞调节机组对的再调度成本构成。

表3 场景3下阻塞时刻的深层信息

Table 3 Deep information of blocking moment under Scenario 3

时刻	电能量分量 / (元·MW ⁻¹)	支路正向阻塞对偶 乘子 / (元·MW ⁻¹)	电能量机组边际运行 成本 / (元·MW ⁻¹)	阻塞调节电源对的 EFUA / (元·MW ⁻¹)	处于分段出力区间的 机组数量 / 台
2	618.921	41.788	603.980	41.788	1
22	688.561	1.480	688.116	1.480	2
23	688.561	1.480	688.116	1.480	2
24	688.561	1.480	688.116	1.480	2

与其他阻塞时段不同,由于 2 h 仅有 1 台机组处于分段出力区间,因此储能可能参与阻塞调节,此时储能与分段出力区间内的机组可构成阻塞调节电源对。该阻塞调节电源对的 EFUA 等于阻塞支路 6 相连的支路的 $\lambda_{i,t}^{\text{L2}}$, 这证明了此时 $\lambda_{i,t}^{\text{L2}}$ 由储能与该机组的再调度成本构成。

在确定 2 h 的阻塞调节机组对后,通过遍历的方式将所有已开的非受限状态机组与阻塞调节电源对组成边际电源组合,并计算各边际电源组合相应的边际运行成本。其中机组 2 构成的边际机组组合的边际运行成本最低,且在数值上等于 LMP 的电能量分量,因此,确定此时的电能量机组为机组 2,对应的阻塞支路 PTDF 为 0.357 5,由此证明了在考虑储能参与的阻塞情况下,LMP 由机组 2 的边际运行成本与阻塞调节电源对的再调度成本构成。

4 结论

本文提出考虑改进循环寿命的电能量市场出清模型以及相关的储能投标机制,在此基础上,阐述 LMP 以及各分量的物理意义,分析储能参与电能量市场对 LMP 的影响,并提出 LMP 成因量化分析方法。通过算例分析证明了本文所提模型和所提电价成因量化分析方法的有效性。具体结论如下。

1) 放电报价模型避免了“零交互状态”带来的储能充放电状态异常切换的现象,能更准确地计算

循环寿命损耗,进而提高储能资源配置效率。

2) 放电报价模型的离散变量与循环寿命模型解耦,利于对应约束对偶乘子的获取,不用过多地考虑整数变量对 LMP 的影响以及相关的解释问题。相较于累计电量模型等传统循环寿命模型,放电报价模型更适合嵌入市场出清模型中。

3) LMP 由电能量分量和阻塞分量构成,当系统未出现阻塞时,可通过寻找处于分段区间内的机组以及比较分段区间出力报价、充放电运行成本等和 LMP 之间的关系来确定 LMP 的构成原因。

4) 当系统出现支路阻塞时,通过计算电源间的 EFUA 确定阻塞调节电源对。阻塞调节电源对的最小 EFUA 对应阻塞价格。此外,支路阻塞会影响 LMP 电能量分量的构成。在平衡负荷增量成本的基础上,在电能量分量中还需考虑阻塞调节成本。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 国家发展改革委 国家能源局关于印发《电力现货市场基本规则(试行)》的通知[EB/OL]. [2023-09-07]. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202309/content_6904881.htm.
- [2] O'NEILL R P, CASTILLO A, ELDRIDGE B, et al. Dual pricing algorithm in ISO markets[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 32(4): 3308-3310.
- [3] FANG X X, YANG Z F, YU J, et al. Electricity pricing under constraint violations[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020, 35(4): 2794-2803.

- [4] CONEJO A J, CASTILLO E, MINGUEZ R, et al. Locational marginal price sensitivities[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2005, 20(4):2026-2033.
- [5] YANG Z F, BOSE A, ZHONG H W, et al. LMP revisited: a linear model for the loss-embedded LMP[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(5):4080-4090.
- [6] HAJIABADI M E, MASHHADI H R. LMP decomposition: a novel approach for structural market power monitoring[J]. Electric Power Systems Research, 2013, 99:30-37.
- [7] 史新红, 郑亚先, 薛必克, 等. 机组运行约束对机组节点边际电价的影响分析[J]. 电网技术, 2019, 43(8):2658-2665.
SHI Xinhong, ZHENG Yaxian, XUE Bike, et al. Effect analysis of unit operation constraints on locational marginal price of unit nodes[J]. Power System Technology, 2019, 43(8):2658-2665.
- [8] 吴洋, 辛茹, 邹文滔, 等. 提升电力现货市场出清结果可解释性的综合分析方法[J]. 南方电网技术, 2022, 16(6):113-123.
WU Yang, XIN Ru, ZOU Wentao, et al. Comprehensive analysis method for enhancing the explainability of electricity spot market clearing results[J]. Southern Power System Technology, 2022, 16(6):113-123.
- [9] 郝丽丽, 蔡雅琪, 王正风, 等. 计及运行规划收益补偿的电能量市场储能报价策略[J]. 电力自动化设备, 2024, 44(5):36-43, 72.
HAO Lili, CAI Yaqi, WANG Zhengfeng, et al. Quantity-price bidding strategy of energy storage in electric energy market considering operation and planning benefit compensation[J]. Electric Power Automation Equipment, 2024, 44(5):36-43, 72.
- [10] 陈启鑫, 房曦晨, 郭鸿业, 等. 储能参与电力市场机制:现状与展望[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(16):14-28.
CHEN Qixin, FANG Xichen, GUO Hongye, et al. Participation mechanism of energy storage in electricity market: status quo and prospect[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(16):14-28.
- [11] 国家发展改革委办公厅国家能源局综合司关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知[EB/OL]. [2022-05-24]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202206/t2-0220607_1326854.html?code=&state=123.
- [12] 肖云鹏, 张兰, 张轩, 等. 包含独立储能的现货电能量与调频辅助服务市场出清协调机制[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(增刊1):167-180.
XIAO Yunpeng, ZHANG Lan, ZHANG Xuan, et al. Coordination mechanism of spot electric energy with independent energy storage and market clearing of FM auxiliary service[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(S1):167-180.
- [13] 姜欣, 刘萌, 王天梁, 等. 电网侧储能电站参与现货联合市场的竞价策略[J]. 电网技术, 2021, 45(9):3398-3408.
JIANG Xin, LIU Meng, WANG Tianliang, et al. Bidding strategy for grid-side energy storage power stations to participate in the spot joint market[J]. Power System Technology, 2021, 45(9):3398-3408.
- [14] 李国庆, 闫克非, 范高锋, 等. 储能参与现货电能量-调频辅助服务市场的交易决策研究[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(17):45-54.
LI Guoqing, YAN Kefei, FAN Gaofeng, et al. Transaction decision-making of energy storage stations participating in the spot energy and frequency modulation ancillary service market[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(17):45-54.
- [15] 栾天, 杨争林, 李继红, 等. 适应电化学储能成本特性的电力市场机制设计[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(4):101-110.
LUAN Tian, YANG Zhenglin, LI Jihong, et al. Design of electricity market mechanism adapting to cost characteristics of electrochemical energy storage[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(4):101-110.
- [16] 张忠, 刘玥, 石智豪. 储能的竞价策略及电力市场出清方法研究[J]. 电网技术, 2023, 47(11):4555-4563.
ZHANG Zhong, LIU Yue, SHI Zhihao. Bidding strategy of energy storage and corresponding market clearing methods[J]. Power System Technology, 2023, 47(11):4555-4563.
- [17] 陈泽宇, 陈艳波. 计及循环寿命和电能量-调频市场出清的储能自调度策略[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(14):28-41.
CHEN Zeyu, CHEN Yanbo. Self-scheduling strategy of energy storage considering cycle life and clearing of electric power energy-frequency regulation market[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(14):28-41.
- [18] 陈艳波, 武超, 焦洋, 等. 考虑需求响应与储能寿命模型的火储协调优化运行策略[J]. 电力自动化设备, 2022, 42(2):16-24.
CHEN Yanbo, WU Chao, JIAO Yang, et al. Coordinated optimal operation strategy of thermal power-energy storage considering demand response and life model of energy storage[J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(2):16-24.
- [19] 王泽爽, 陈嘉俊, 朱健全, 等. 计及循环寿命的储能优化配置与运营策略[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(10):75-81.
WANG Zeshuang, CHEN Jiajun, ZHU Jianquan, et al. Optimal configuration and operation strategy of energy storage considering cycle life[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(10):75-81.
- [20] CHEN W, QIU J, ZHAO J H, et al. Bargaining game-based profit allocation of virtual power plant in frequency regulation market considering battery cycle life[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2021, 12(4):2913-2928.
- [21] 李柯江, 宋天昊, 韩肖清, 等. 计及电价不确定性和损耗成本的储能竞价策略[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(17):52-59.
LI Kejiang, SONG Tianhao, HAN Xiaoqing, et al. Bidding strategy of energy storage considering electricity price uncertainty and loss cost[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(17):52-59.
- [22] 刘凡, 李凤婷, 张高航, 等. 计及循环寿命和运营策略的风电汇集区域储能电站优化配置[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(8):127-139.
LIU Fan, LI Fengting, ZHANG Gaohang, et al. Optimal configuration of storage power stations in a wind power gathering area considering cycle life and operation strategy[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(8):127-139.
- [23] HAMOUD G, BRADLEY I. Assessment of transmission congestion cost and locational marginal pricing in a competitive electricity market[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2004, 19(2):769-775.

作者简介:

陈泽宇(1999—),男,硕士研究生,主要研究方向为电力市场分析、电力系统优化调度、综合能源系统优化等(E-mail:13389816015@163.com);

陈艳波(1982—),男,教授,博士研究生导师,博士,通信作者,主要研究方向为电力系统优化与调度以及综合能源系统(E-mail:yanbochen2008@sina.com)。

(编辑 王锦秀)

(下转第63页 continued on page 63)

Review of optimal scheduling for port multi-energy microgrid with energy and transportation coupling

HOU Hui^{1,2}, XIE Yingbiao^{1,2}, ZHAO Bo³, ZHANG Leiqi³, XIE Changjun^{1,2}, DONG Zhaoyang⁴

(1. School of Automation, Wuhan University of Technology, Wuhan 430070, China;

2. Shenzhen Research Institute, Wuhan University of Technology, Shenzhen 518000, China;

3. Electric Power Research Institute of State Grid Zhejiang Electric Power Co., Ltd., Hangzhou 310014, China;

4. Department of Electrical Engineering, City University of Hong Kong, Hong Kong 999077, China)

Abstract: The coupling of energy and transportation is the future development trend of port multi-energy microgrid. However, the port energy-transportation coupling confronts three pivotal problems, namely, how to clarify the collaborative scheduling potential of the transportation system, how to deal with the scheduling randomness of the energy and transportation sides, how to optimize the scheduling flexibility of multi-energy complementation. Aiming at the above problems, the current research status on the port energy-transportation coupling at home and abroad is reviewed. By sorting out the integrated structure of multiple energy units and transportation units under the energy-transportation coupling, the optimization scheduling models of port multi-energy microgrid are summarized. The research findings on scheduling potential, randomness and flexibility under port energy-transportation multi-network coupling and multi-energy complementation are discussed to further promote comprehensive efficiency optimization and carbon reduction development of the energy-transportation coupling. Challenges faced by the development of port multi-energy microgrid are discussed, such as the precise characterization of port uncertainty, the flexible resource aggregation of port transportation, the transformation in port high carbon emission attribute and the distribution of interests among different port stakeholders.

Key words: port multi-energy microgrid; energy-transportation coupling; scheduling potential; scheduling randomness; scheduling flexibility

(上接第49页 continued from page 49)

Market clearing mechanism considering cycle life of energy storage and quantitative analysis of locational marginal price forming cause

CHEN Zeyu, CHEN Yanbo

(State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Source,

North China Electric Power University, Beijing 102206, China)

Abstract: The current market clearing models are difficult to reflect the true operation loss of electrochemical energy storage, which is not conducive to effective allocation of energy storage resource, and the formation mechanism of market clearing price becomes more complex after considering the participation of energy storage, the system operators often face the problem of difficulty in explaining the clearing results. An electric energy market clearing mechanism considering the improvement of energy storage cycle life is proposed, the operation loss of energy storage is correctly measured by introducing the accumulated discharge energy and corresponding unit cost. Aiming at the problem that it is difficult to verify and explain the market clearing price, a quantitative analysis method of forming cause for locational marginal price considering energy storage is proposed. The construction of locational marginal price is explained by establishing the correlation between quotation parameters and locational marginal price. The example analysis results show that the proposed market clearing mechanism can effectively reflect the operation loss of energy storage, thus can effectively promote energy storage participating in electric energy trading. The market clearing results based on the proposed model verify the correctness and practical application value of the quantitative analysis method of forming cause for locational marginal price.

Key words: locational marginal price; cycle life; market clearing; quantitative analysis; electrochemical energy storage

附录 A

基于累计电量和插值法的循环寿命模型：

在运行过程中，储能的使用寿命受放电深度(depth of discharge, DOD)、环境温度、充放电倍率等因素影响，其中，DOD 最为关键。工程上常用雨流计数法刻画 DOD 对储能运行寿命的影响：

$$N_{\text{DOD}} = N_0 (H)^{-\alpha} \quad (\text{A1})$$

式中， H 为储能循环过程中的 DOD； N_{DOD} 为储能在 H 下的等效循环次数； N_0 为储能在 100%DOD 下的等效循环次数； α 为大于 1 的雨流计数法拟合指数。

对储能在 H 下的循环次数进行折算，得到等效循环次数 n_{eq} ，并对其做线性化处理：

$$n_{\text{eq}} = \frac{N_0}{N_{\text{DOD}}} = H^\alpha \quad (\text{A2})$$

$$\begin{cases} H = \sum_{x=1}^{X+1} w_x H_x \\ n_{\text{eq}}^{\text{line}} = \sum_{x=1}^{X+1} w_x (H_x)^\alpha \\ w_1 \leq z_1, w_2 \leq z_1 + z_2, \dots, \\ w_x \leq z_{x-1} + z_x, w_{x+1} \leq z_x \\ \sum_{x=1}^{X+1} w_x = 1, w_x \geq 0, \sum_{x=1}^X z_x = 1, z_x \in \{0,1\} \end{cases} \quad (\text{A3})$$

式中， $n_{\text{eq}}^{\text{line}}$ 为线性化等效循环次数； X 、 x 分别为总分段数和辅助分段点； w_x 为辅助端点变量； z_x 为辅助分段变量； H_x 为 DOD 分段点。

考虑储能充放电状态的转换，建立累计电量模型，并将以下模型与式(A3)合称为累计电量模型：

$$\begin{cases} G_{e,t} = \max\{0, u_{e,t} - u_{e,t-1}\} \\ S_{e,t}^{\text{acc}} = (1 - G_{e,t})S_{e,t-1}^{\text{acc}} + \frac{P_{e,t}^{\text{dis}}}{\eta_e} \\ 0 \leq P_{e,t}^{\text{ch}} \leq u_{e,t} P_e^{\text{rate}}, 0 \leq P_{e,t}^{\text{dis}} \leq (1 - u_{e,t}) P_e^{\text{rate}} \\ H_{e,t} = \frac{S_{e,t}^{\text{acc}}}{S_e^{\text{rate}}} \end{cases} \quad (\text{A4})$$

式中， $G_{e,t}$ 为储能 e 充放电转换布尔变量； $u_{e,t}$ 为储能 e 的充放电状态变量，1 为充电状态，0 为放电状态； $S_{e,t}^{\text{acc}}$ 为储能 e 的累计电量； $P_{e,t}^{\text{ch}}$ 、 $P_{e,t}^{\text{dis}}$ 为储能 e 在 t 时刻的充放电功率； P_e^{rate} 为储能额定功率； η_e 为储能 e 的充放电效率； S_e^{rate} 为储能 e 的额定容量； $H_{e,t}$ 为 t 时刻储能 e 的 DOD。累计电量模型中包含非线性变量，需要做线性化处理。

考虑储能循环寿命的电能量市场出清模型

日前电能量市场出清以系统运行费用最小为目标进行优化，并确定各市场参与主体的中标量。通过求解负荷平衡约束和网络潮流约束对应的对偶乘子，确定 LMP。本文采用累计电量模型和发电量报价模型计算储能的循环寿命成本，并进行市场出清。

一、目标函数

$$\min \sum_{t=1}^T \left[\sum_{g=1}^G \sum_{k=1}^K b_{g,k} P_{g,k,t} + \sum_{e=1}^E C_{y,e}^{\text{loss}} + \sum_{v=1}^V b_v P_{v,t} + \sum_{w=1}^W b_w P_{w,t} \right] \quad (\text{A5})$$

式中， G 、 E 、 W 和 V 分别为火电机组、储能、风电场和光伏电站总数； K 为火电机组分段数； $b_{g,k}$ 为火电机组 g 第 k 段发电报价； $P_{g,k,t}$ 为火电机组 g 第 k 段在 t 时刻中标功率； b_v 、 $P_{v,t}$

为光伏电站 v 的发电报价和在 t 时刻的中标功率； b_w 、 $P_{w,t}$ 为风电机组 w 的发电报价和在 t 时刻的中标功率。 y 为累计电量模型或发电量报价模型的选择变量； $C_{y,e}^{\text{loss}}$ 为储能循环寿命损耗。

二、约束条件

1) 系统功率平衡约束和网络安全约束

$$\sum_{g=1}^G P_{g,t} + \sum_{e=1}^E (P_{e,t}^{\text{dis}} - P_{e,t}^{\text{ch}}) + \sum_{w=1}^W P_{w,t} + \sum_{v=1}^V P_{v,t} = \sum_{n=1}^N P_{n,t} : \lambda_t^{\text{bal}} \quad (\text{A6})$$

$$\sum_{g=1}^G M_{l,g} P_{g,t} - \sum_{n=1}^N M_{l,n} P_{n,t} + \sum_{w=1}^W M_{l,w} P_{w,t} + \quad (\text{A7})$$

$$\sum_{v=1}^V M_{l,v} P_{v,t} + \sum_{e=1}^E M_{l,e} (P_{e,t}^{\text{dis}} - P_{e,t}^{\text{ch}}) = P_{l,t}$$

$$P_{l,\min} \leq P_{l,t} \leq P_{l,\max} : \lambda_{l,t}^{\text{L1}}, \lambda_{l,t}^{\text{L2}} \quad (\text{A8})$$

式中， $P_{g,t}$ 为火电机组 g 出力； $P_{n,t}$ 为节点 n 负荷； $M_{l,i}$ 为线路 l 对应电源或负荷 i 的 PTDF； $P_{l,\min}$ 、 $P_{l,\max}$ 为线路传输功率下限和上限； λ_t^{bal} 、 $\lambda_{l,t}^{\text{L1}}$ 、 $\lambda_{l,t}^{\text{L2}}$ 为功率平衡约束和线路容量约束的对偶乘子。

2) 机组分段出力约束:

$$\begin{cases} P_{g,t} = u_{g,t} P_{g,\min} + \sum_{k=1}^K P_{g,k,t} \\ 0 \leq P_{g,k,t} \leq u_{g,t} P_{g,k,\max} : \lambda_{g,k,t}^{\text{G1,1}}, \lambda_{g,k,t}^{\text{G1,2}} \end{cases} \quad (\text{A9})$$

式中， $P_{g,k,\max}$ 为机组 g 分段出力上限； $P_{g,\min}$ 、 $P_{g,\max}$ 分别为火电机组 g 最小、最大输出功率； $u_{g,t}$ 为机组 g 的启停状态； $\lambda_{g,k,t}^{\text{G1,1}}$ 、 $\lambda_{g,k,t}^{\text{G1,2}}$ 分别为对应约束的对偶乘子。

3) 火电机组上下爬坡约束:

$$u_{g,t} P_{g,\min} + \sum_{k=1}^K P_{g,k,t} - u_{g,t-1} P_{g,\min} - \sum_{k=1}^K P_{g,k,t-1} \leq R_g u_{g,t-1} + (1 - u_{g,t-1}) R_g^C : \lambda_{g,t}^{\text{G2,1}} \quad (\text{A10})$$

$$u_{g,t-1} P_{g,\min} + \sum_{k=1}^K P_{g,k,t-1} - u_{g,t} P_{g,\min} - \sum_{k=1}^K P_{g,k,t} \leq R_g u_{g,t} + (1 - u_{g,t}) R_g^C : \lambda_{g,t}^{\text{G2,2}} \quad (\text{A11})$$

式中， R_g 、 R_g^C 分别为火电机组 g 运行状态爬坡率和启停状态爬坡率； $\lambda_{g,t}^{\text{G2,1}}$ 、 $\lambda_{g,t}^{\text{G2,2}}$ 分别为对应约束的对偶乘子。

4) 储能荷电状态约束

$$S_{e,\min} \leq S_{e,0} + \sum_{t'=1}^t \left(\eta_e P_{e,t'}^{\text{ch}} - \frac{P_{e,t'}^{\text{dis}}}{\eta_e} \right) \leq S_{e,\max} : \lambda_{e,t}^{\text{S1}}, \lambda_{e,t}^{\text{S2}} \quad (\text{A12})$$

$$\sum_{t=1}^T \left(\eta_e P_{e,t}^{\text{ch}} - \frac{P_{e,t}^{\text{dis}}}{\eta_e} \right) = 0 : \lambda_e^{\text{S0}}$$

式中， $S_{e,\min}$ 、 $S_{e,\max}$ 为储能 e 最小和最大容量； $S_{e,0}$ 为储能初始荷电状态。 $\lambda_{e,t}^{\text{S1}}$ 、 $\lambda_{e,t}^{\text{S2}}$ 、 λ_e^{S0} 为储能对应约束的对偶乘子。

5) 风电和光伏出力约束

$$\begin{cases} 0 \leq P_{w,t} \leq P_{w,t,\max} : \lambda_{w,t}^{\text{W1,1}}, \lambda_{w,t}^{\text{W1,2}} \\ 0 \leq P_{v,t} \leq P_{v,t,\max} : \lambda_{v,t}^{\text{V1,1}}, \lambda_{v,t}^{\text{V1,2}} \end{cases} \quad (\text{A13})$$

式中， $P_{w,t,\max}$ 、 $P_{v,t,\max}$ 为风电场 w 和光伏电站 v 在 t 时刻的最大出力。 $\lambda_{w,t}^{\text{W1,1}}$ 、 $\lambda_{w,t}^{\text{W1,2}}$ 、 $\lambda_{v,t}^{\text{V1,1}}$ 、 $\lambda_{v,t}^{\text{V1,2}}$ 为风电场和光伏电站对应约束的对偶乘子。

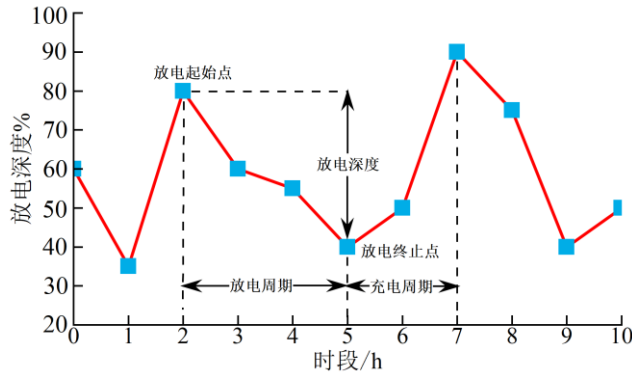


图 A1 储能充放电循环图示

Fig.A1 Charging and discharging cycle diagram of energy storage

图 A1 展示了储能充放电循环的过程，储能的完整充放电周期由放电周期和充电周期组成。从放电起始点到放电终止点的电能变化量为 DOD 的物理意义。

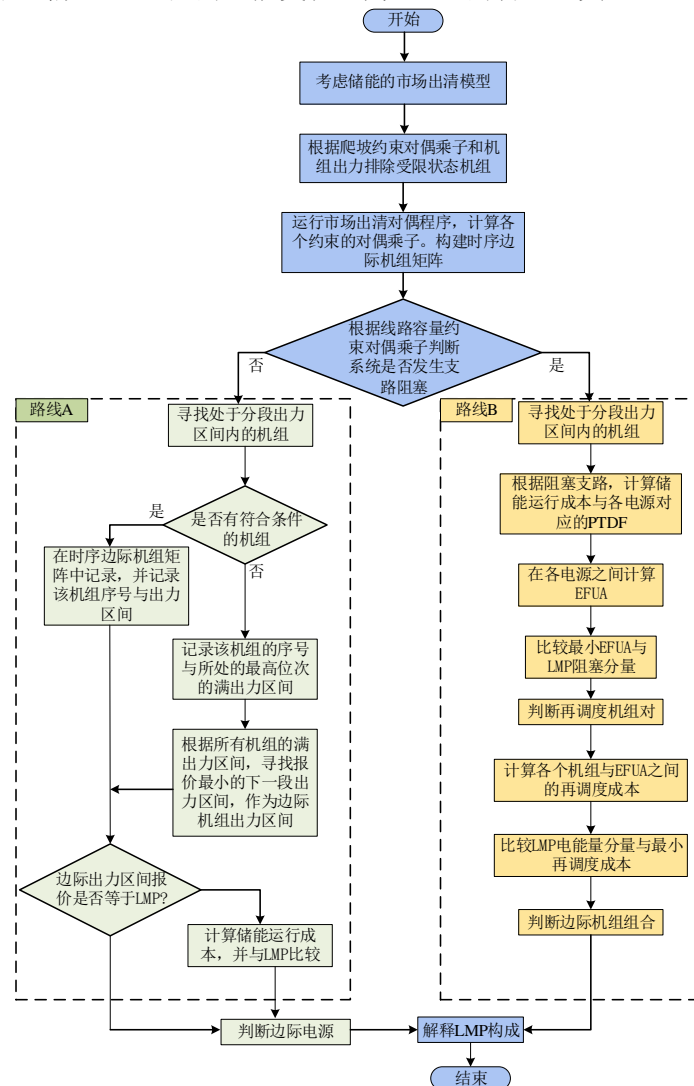


图 A2 节点边际电价成因量化分析框架

Fig.A2 Framework for quantitative analysis of LMP cause

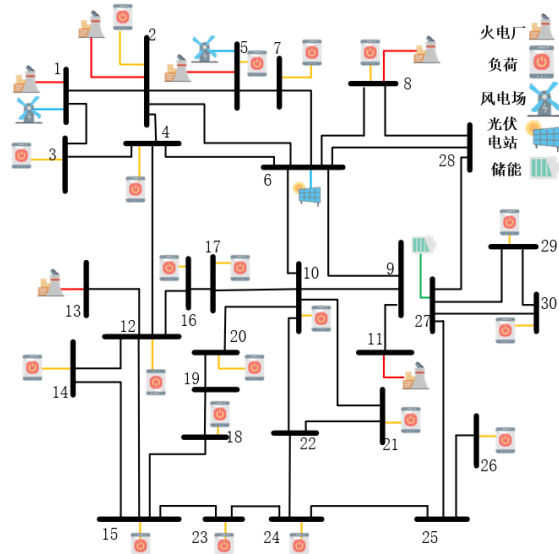


图 A3 改进 IEEE 30 节点系统拓扑结构
Fig.A3 Topology of improved IEEE 30-bus system

表 A1 机组报价参数
Table A1 Quotation parameters of units

机组类别	编号	位置	运行成本/(元·MW ⁻¹)				
			第一段	第二段	第三段	第四段	第五段
燃煤	1	1	481.319	550.251	619.184	688.116	757.049
	2	2	429.260	487.500	545.740	603.980	662.220
	3	5	562.380	645.580	728.780	811.980	895.180
	4	5	568.900	653.400	737.900	822.400	906.900
	5	8	533.590	611.090	688.590	766.090	843.590
燃气	6	11	490.120	567.100	644.100	721.100	798.100
	7	13	496.120	584.120	672.120	760.120	848.120
	8	15	496.610	589.010	681.410	773.810	866.210

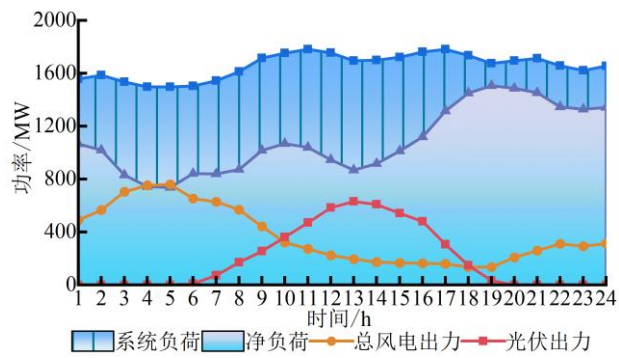


图 A4 系统负荷与风光预测出力
Fig.A4 System load and forecast output of wind power and photo electric power

附录 B

表 B1 场景 a 下的电能量分量与对应边际机组

Table B1 Electrical energy component and corresponding marginal unit of each period under Scenario a

时间/h	λ_t^{bal} /(元·MW ⁻¹)	边际 机组	出力区间	时间/h	λ_t^{bal} /(元·MW ⁻¹)	边际 机组	出力区间
1	658.303	—	—	13	662.220	2	5
2	645.580	3	2	14	662.220	2	5
3	603.980	2	4	15	688.590	5	3
4	562.380	—	—	16	737.900	4	3
5	562.380	3	1	17	766.090	5	4
6	603.980	2	4	18	811.980	3	4
7	611.090	5	2	19	811.980	3	4
8	645.580	3	2	20	811.980	—	—
9	688.116	1	4	21	798.100	6	5
10	688.590	5	3	22	737.900	4	3
11	688.590	—	—	23	728.780	3	3
12	688.116	1	4	24	737.900	4	3

表 B2 场景 b 下的电能量分量与对应边际机组

Table B2 Electrical energy component and corresponding marginal unit of each period under Scenario b

时间/h	λ_t^{bal} /(元·MW ⁻¹)	边际 机组	出力区间	时间/h	λ_t^{bal} /(元·MW ⁻¹)	边际 机组	出力区间
1	619.184	1	3	13	545.740	2	3
2	611.090	5	2	14	550.251	1	2
3	487.500	2	2	15	603.980	2	4
4	429.260	2	1	16	611.090	5	2
5	429.260	2	1	17	688.116	1	4
6	487.500	2	2	18	757.049	1	5
7	487.500	2	2	19	757.049	1	5
8	611.090	5	2	20	757.049	1	5
9	662.220	2	5	21	737.900	4	3
10	688.116	1	4	22	688.590	5	3
11	688.116	1	4	23	688.590	5	3
12	550.251	1	2	24	688.590	5	3

表 B3 场景 3 下的电能量分量与对应边际机组

Table B3 Electrical energy component and corresponding marginal unit of each period under Scenario 3

时间/h	λ_t^{bal} /(元·MW ⁻¹)	边际 机组	出力区 间	时间/h	λ_t^{bal} /(元·MW ⁻¹)	边际 机组	出力区 间
1	619.184	1	3	13	545.740	2	3
2	618.921	—	—	14	550.251	1	2
3	487.500	2	2	15	603.980	2	4
4	429.260	2	1	16	611.090	5	2
5	429.260	2	1	17	688.116	1	4
6	487.500	2	2	18	757.049	1	5
7	487.500	2	2	19	757.049	1	5
8	611.090	5	2	20	757.049	1	5
9	662.220	2	5	21	737.900	4	3
10	688.116	1	4	22	688.561	—	—
11	688.116	1	4	23	688.561	—	—
12	550.251	1	2	24	688.561	—	—