

电力现货市场出清中新能源随机波动特性表征方法及实例探讨

向明旭¹ 杨高峰² 杨知方¹ 欧睿² 周宇晴² 许懿²

(1. 输配电装备及系统安全与新技术国家重点实验室(重庆大学), 重庆市 400044;
2. 国网重庆市电力公司, 重庆市 400014)

摘要: 新能源具有清洁低碳的“正外部性”, 同时也具有随机波动的“负外部性”。当前电力现货市场主要基于运行经验调整出清边界以应对该随机波动特性, 难以准确、解析反映新能源接入引起的源荷平衡特性变化, 无法有效发挥电力现货市场在激发系统运行灵活性方面的调节作用。对此, 文章分析了新能源随机波动特性对多重市场出清边界及成本特性的影响, 并探讨了其在出清模型中的表征思路。随后, 以调频里程服务为例, 揭示了新能源特性对调频里程需求的影响, 并提出计及机组调频里程响应模式的日内市场出清模型, 可解析反映上述影响。仿真结果表明, 所提方法能在提升系统频率性能的同时, 保证系统运行经济性, 验证了方法有效性。

关键词: 电力市场; 现货市场出清; 随机波动表征; 调频里程服务

Characterization Method for Uncertainties and Fluctuations of Renewables in Electricity Spot Market Clearing and Case Discussion

XIANG Mingxu¹, YANG Gaofeng², YANG Zhifang¹,
OU Rui², ZHOU Yuqing², XU Yi²

(1. State Key Laboratory of Power Transmission Equipment & System Security and New Technology
(Chongqing University), Chongqing 400044, China;
2. State Grid Chongqing Electric Power Company, Chongqing 400014, China)

ABSTRACT: Renewables have the “positive externalities” of clean and low-carbon. Meanwhile, they also have the “negative externalities” of uncertainties and fluctuations. To handle the aforementioned uncertainties and fluctuations, the current electricity spot market mainly adjusts the market clearing boundary according to the operating experiences, which cannot explicitly reflect the changes in the power balance characteristics caused by the integration of renewables. As a result, the regulation function of the electricity spot market on stimulating the flexibility of power system operation cannot be effectively performed. To solve this, the impact of uncertainties and fluctuations of renewables on multiple market clearing boundaries and cost characteristics is analyzed. The idea of characterizing the aforementioned impact in the market clearing model is explored. Then, taking the frequency-regulation mileage service as an example, the impact of renewables on the frequency-regulation mileage requirement is revealed. On the basis of these, the intra-day market clearing model considering the response mode of generators to the frequency-regulation mileage requirement is proposed, which can explicitly reflect the aforementioned impact. Simulation results demonstrate that the proposed method can improve the system frequency performance while guaranteeing the system economy performance, which validates the effectiveness of the proposed method.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 52177072) and in part by Science and Technology Program of State Grid Chongqing Electric Power Company (No. SGCQ0000DKJS2000109).

KEYWORDS: electricity market; spot market clearing; characterization of uncertainties and fluctuations; frequency-regulation mileage service

中图分类号: TM76 文献标志码: A 文章编号: 1000-7229(2023)04-0008-10
DOI: 10.12204/j.issn.1000-7229.2023.04.002

0 引言

风、光等新能源具有绿色环保、分布广泛、蕴藏量大等优点,促进其发展是实现我国能源低碳清洁转型,推进落实“双碳”目标的关键途径^[1]。到2035年,我国风电和太阳能发电装机容量预计将分别达到1 107 GW和1 311 GW^[2]。然而,区别于火电、水电等常规可控电源,新能源的出力具有强随机波动特性,其大规模接入将显著增强系统不确定性,威胁电网安全经济运行。为此,通过电力现货市场调节作用激发电网运行灵活性、促进新能源消纳的需求愈加迫切^[3]。

电力现货市场通过出清计算确定电能量及辅助服务的配置及价格^[4],其有效发挥调节作用的前提是出清模型可准确、解析地反映电网实际运行特性。为应对新能源接入带来的运行特性变化,现有研究提出了多场景^[5-6]、机会约束^[7-8]、鲁棒优化^[9-10]等不确定性调度决策方法,但该类方法在计算效率、适用场景、收敛性等方面存在提升空间,尚未能应用于工业实际。采用确定性市场出清决策仍是国内外电力现货市场的共识与通行做法^[11],其应对新能源随机波动特性的一般方式是:根据运行经验制定备用容量需求、调频里程需求、潮流裕度等出清边界条件,确保系统有足够运行裕度来应对新能源随机波动。下面分别针对备用容量需求、调频里程需求和潮流裕度简要介绍现有出清边界确定方法。

在备用容量需求方面,工业界通常根据运行经验或历史运行数据设定备用容量需求。基于运行经验的方法将系统备用容量需求设定为负荷及新能源出力预测值的百分比,无法考虑负荷及新能源随机波动特性的影响^[12]。基于历史运行数据的方法通过历史频率性能指标、历史预测误差等数据来估计备用容量需求,能够一定程度上反映新能源特性,但未能在出清模型中解析表征新能源特性与备用容量需求的关联关系^[13]。与工业界相似,学术界也相继提出了根据新能源预测误差分布^[14]、历史频率运行数据^[15]等确定备用容量需求的方法,但同样无法解析表征新能源特性对备用容量需求的影响。

在调频里程需求方面,国内外电力现货市场计及调频里程服务的方式可分为两类:将调频里程报价与备用容量报价折算为调频服务报价,出清模型中仅包含备用容量需求约束^[16];单独建立调频里程需求约束,调频里程需求为调频容量需求与系统经验系数的乘积^[17]。调频里程服务的引入可促使调节速度更快的机组中标调频服务,从而激励其参与频率调节^[18]。

然而,上述方法中的调频里程服务主要以容量的形式考虑,尚无法解析反映新能源波动引发的实际调频里程需求及调频成本。

新能源出力的随机波动将引起潮流分布的变化。对此,有研究采用机会约束模型确定线路潮流裕度,确保系统的安全运行,其基本思想如下:通过机会约束模型刻画新能源随机波动特性对线路潮流的影响;根据新能源出力分布统计特性,将机会约束转换为确定性线路潮流约束;进而得到与新能源出力分布特性相关的潮流裕度表达式^[7]。然而,该方法仅适用于特定分布形式(如正态分布等),针对一般新能源出力分布特性(如威布尔分布等)的潮流裕度解析刻画仍有待研究。

综上所述,现有文献针对如何在出清决策中计及新能源随机波动特性已展开了广泛研究。然而,现有出清模型未解析反映新能源引起的电网运行特性变化,使得现货出清的供需匹配过程难以反映新能源带来的源荷平衡特性变化。一方面,易导致电能量及辅助服务的配置无法满足实际需求,另一方面,出清价格将难以体现资源稀缺性价值。

为此,本文针对电力现货市场出清中新能源随机波动特性表征方法展开研究,探讨解析表征新能源随机波动特性的思路,并以调频里程服务为例,提出解析计及调频里程需求的现货市场出清方法,可为发挥电力现货市场调节作用提供技术支撑。本文主要贡献如下:

1) 分析了新能源随机波动特性对多重市场出清边界及成本特性的影响,探讨了新能源随机波动特性的解析表征思路,并以调频里程服务为例,结合机组出清计划跟踪模式及自动发电控制(automatic generation control, AGC)策略,揭示了新能源特性与系统调频里程需求的关联关系;

2) 基于细颗粒度净负荷预测曲线,预估了系统实时运行阶段的调频里程需求,并构建了计及机组调频里程响应模式的日内市场出清模型,从而在市场出清阶段计及新能源波动特性引发的调频里程需求及调频成本,保障系统的安全经济运行。

1 新能源随机波动特性解析表征思路

1.1 新能源随机波动特性对多重市场出清边界与成本特性的影响分析

新能源随机波动特性对多重市场出清边界与成本特性影响的示意图如图1所示。

备用容量需求、调频里程需求、潮流裕度等市场出清边界条件的设置原则是市场出清方案可满足多

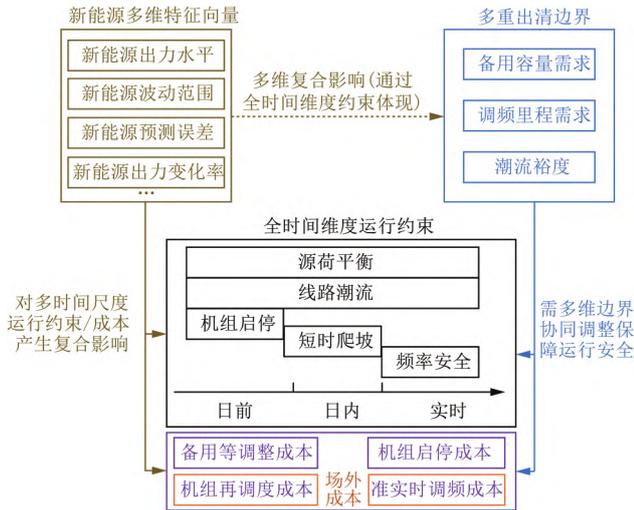


图 1 新能源随机波动特性对多重市场出清边界及成本特性影响的示意图

Fig. 1 Schematic of the impact of uncertainties and fluctuations of renewables on multiple market clearing boundaries and operating costs

时间尺度运行约束要求,确保电力系统安全经济运行。新能源随机波动将影响电网频率质量、线路潮流等多时间尺度运行观测指标,现货市场需调整多重出清边界予以应对。例如,为弥补新能源预测误差所引起的功率缺额,系统需预留额外备用容量以保障实时运行阶段的调节裕度;为应对实时运行阶段新能源的波动特性,系统需额外调用调频里程服务来确保源荷实时平衡,其中,调频里程是指机组在实时运行中跟随 AGC 指令而调整的出力之和,如图 2 所示;新能源随机波动特性引起的机组出力调整将改变线路潮流分布情况,为避免线路潮流越限,系统在出清阶段需预留一定潮流裕度。

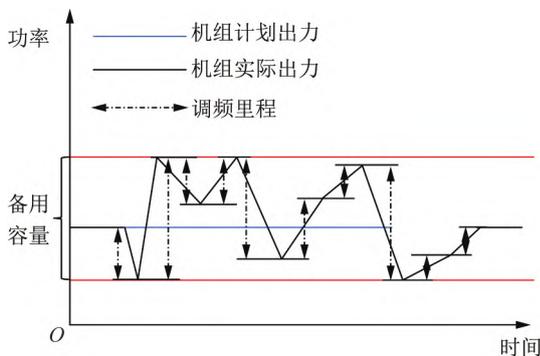


图 2 调频里程服务示意图

Fig. 2 Schematic of frequency-regulation mileage service

市场出清边界的调整将导致系统运行成本的增加,表现为购置更多备用容量、调频里程等服务。由此形成了“新能源随机波动—运行安全指标变化—市场出清边界调整—系统运行成本变化”的传导链条。为在市场出清中有效表征新能源随机波动特性,

实现资源的合理优化配置以及资源稀缺性价值的准确体现,有必要将上述传导链条嵌入市场出清模型中,其关键在于厘清新能源随机波动特性与多重市场出清边界的关联关系。下文将以调频里程服务为例,探讨在出清阶段解析表征新能源随机波动特性对调频里程需求及相关调频成本影响的方法。

1.2 新能源随机波动特性对调频里程的影响分析

在系统实时运行过程中,新能源及负荷将不断变化,仅依靠机组计划出力将难以实现源荷实时平衡。为保障系统频率质量,在实时运行中,机组需在其计划出力的基础上提供调频里程服务来跟随新能源及负荷的功率变化,即净负荷变化。因此,机组在实时运行中的实际出力可分解为计划出力以及调整出力(相对于计划出力的调整量),如图 3 所示。

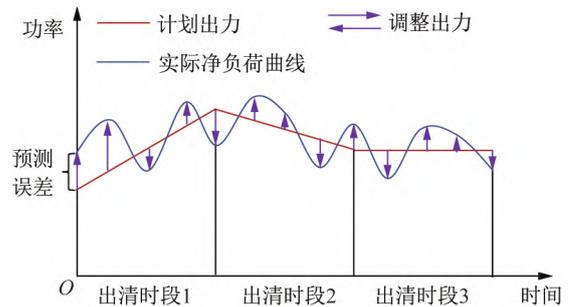


图 3 机组实际出力分解

Fig. 3 Decomposition of actual generation output of generators

根据机组计划出力和调整出力可量化计算系统调频需求,具体描述如下:

由图 3 可见,机组调整出力与机组出清计划跟踪模式相关,本文采用线性跟踪模式来描述机组跟踪出清计划而引起的出力变化。然而,本文对于新能源随机波动特性与调频里程需求间关联关系的分析不局限于线性跟踪模式,其他跟踪模式也同样适用。如图 3 所示,机组实际出力的变化包括计划出力的变化和调整出力的变化。其中,计划出力变化是机组跟踪出清计划而引起的,不属于调频里程服务,故在计算调频里程需求时应不考虑该部分变化。调整出力的变化则是由机组提供调频里程服务所引起的,其目的是应对机组计划出力和实际净负荷之间的偏差,从而维持系统频率性能。因此,本文根据调整出力的变化来量化计算系统调频里程需求。具体步骤如下:

- 1) 根据净负荷预测曲线(可确定出清时刻点各机组计划出力之和)及线性跟踪模式确定机组在出清时段内的总计划出力。
- 2) 由实际净负荷曲线减去机组计划出力得到机

组的调整出力:

$$P_{sys}^{s,a} = L_{sys}^s - P_{sys}^{s,l} \quad (1)$$

式中: s 为计算系统调频里程需求的采样点; $P_{sys}^{s,a}$ 为采样点 s 的机组调整出力, 当 s 为 0 时 $P_{sys}^{0,a}$ 表示初始调整出力, 其值为 0; $P_{sys}^{s,l}$ 为采样点 s 的机组计划出力; L_{sys}^s 为采样点 s 的系统实际净负荷。

3) 计算前后两个采样点之间机组调整出力之差, 并和 AGC 调节死区相比较, 得到对应采样点的系统调频里程需求:

$$M_{sys}^s = \begin{cases} P_{sys}^{s,a} - P_{sys}^{s-1,a}, & |P_{sys}^{s,a} - P_{sys}^{s-1,a}| \geq d \\ 0, & |P_{sys}^{s,a} - P_{sys}^{s-1,a}| < d \end{cases} \quad (2)$$

式中: M_{sys}^s 为采样点 s 的系统调频里程需求, 值为正表示上调频, 值为负表示下调频; d 为 AGC 的调节死区。

由此可见, 系统调频里程需求与净负荷的随机波动特性均相关。其中, 净负荷预测误差将影响机组计划出力(根据负荷、新能源预测曲线制定), 进而影响调频里程需求的计算结果。需要说明的是, 尽管在调频里程需求计算时并不考虑机组计划出力的变化, 但机组计划出力的不同也将引起调整出力的不同, 并最终引起调频里程需求计算结果的不同。净负荷波动性则将直接影响调整出力的变化情况。本文假设系统将全额消纳新能源, 故新能源可看作负的负荷。对整个系统而言, 需要应对的随机波动特性是负荷随机波动特性与新能源随机波动特性共同形成的净负荷随机波动特性。因此, 新能源随机波动特性对系统调

频里程需求的影响将体现在其对系统整体净负荷随机波动特性的影响上。例如, 新能源波动可能与负荷波动同向, 导致调频里程需求减少, 也可能与负荷波动反向, 导致调频里程需求增加。

结合上述调频里程需求计算过程, 在出清阶段可通过颗粒度更加精细的净负荷预测曲线对调频里程需求进行估算, 并将其嵌入出清模型, 从而在出清阶段解析计及新能源波动特性引发的调频里程需求及调频成本, 下一节将进行具体介绍。

2 计及机组调频里程响应模式的日内市场出清模型

2.1 建模思路

当前日内市场出清模型假设机组出力在一个出清时段内保持不变, 但实际上, 出清时段内调频机组需跟随 AGC 指令不断调整出力以应对出清时段内的净负荷波动。如引言所述, 现有考虑调频里程服务的出清方法未解析反映新能源波动引发的实际调频里程需求及调频成本。针对该问题, 本节通过细颗粒度净负荷预测曲线(包含了出清时段内的净负荷波动信息)来预估实际运行阶段系统调频里程需求, 并建立计及机组调频里程响应模式的日内市场出清模型, 由此在出清阶段解析表征系统调频里程需求及其引发的机组出力调整和调频里程成本, 如图 4 所示。本文中, 机组调频里程响应模式指系统为应对调频里程需求而进行机组出力调整的方式, 即 AGC 系统分配系统调频指令的方式。

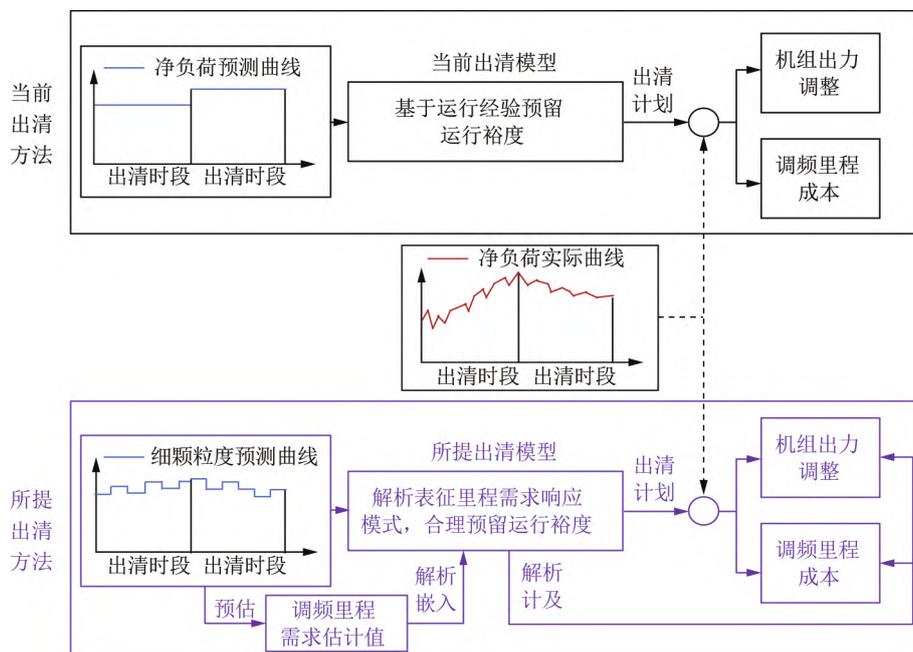


图 4 计及机组调频里程响应模式的市场出清模型与当前出清模型对比

Fig. 4 Comparison between the market clearing model considering response mode of generators to frequency-regulation mileage and the current clearing model

下面对计及机组调频里程响应模式的日内市场出清模型进行具体介绍。

2.2 目标函数

本文所提计及机组调频里程响应模式的日内市场出清模型目标函数为最小化系统运行成本,如式(3)所示。式(3)所示目标函数共包含3项,第一项为能量成本,第二项为调频里程成本,第三项为调频容量成本。

$$\min \left\{ \sum_{i \in I} \sum_{t \in T} \left[\sum_{n=1}^N \left(\frac{1}{T_p N} b_{e,i}^t (P_{g,i}^{t,n} + \Delta P_{g,i}^{t,n}) \right) + \sum_{n=1}^N b_{m,i}^t |M_i^{t,n}| + \frac{1}{T_p} b_{r,i}^t (R_{i,UP}^t + R_{i,DN}^t) \right] \right\} \quad (3)$$

式中: i 为机组编号; t 为出清时段编号; n 为短时段编号。本文将出清时段细分为若干短时段以计及时段内净负荷功率波动的影响; I 为机组集合; T 为出清时段集合; N 为单个出清时段内的短时段数目; $b_{e,i}^t$ 为机组 i 的能量报价,单位为美元/(MW·h); $b_{m,i}^t$ 为机组 i 的调频里程报价,单位为美元/MW; $b_{r,i}^t$ 为机组 i 的调频容量报价,单位为美元/(MW·h); $1/T_p$ 为日内出清模型单个出清时段占1h的比例,例如,日内出清时段一般为5min,则 T_p 为12;类似地, $1/(T_p N)$ 为短时段持续时间占1h的比例; $P_{g,i}^{t,n}$ 为机组 i 的计划出力; $\Delta P_{g,i}^{t,n}$ 为机组 i 的调整出力; $M_i^{t,n}$ 为机组 i 提供的调频里程,为正表示上调频,为负表示下调频; $R_{i,UP/DN}^t$ 为机组 i 提供的上/下调频容量。

2.3 运行约束

1) 功率平衡约束。

出清时刻点处,机组计划出力需与净负荷功率预测值相等,如式(4)所示。

$$\sum_{i \in I} P_{g,i}^{t,1} = \sum_{j \in J} L_j^{t,1} \quad (4)$$

式中: j 为节点编号; J 为节点集合; $P_{g,i}^{t,1}$ 为出清时刻点处机组 i 的计划出力; $L_j^{t,1}$ 为出清时刻点处节点 j 的净负荷功率预测值。

2) 机组调频容量约束。

机组所能提供的最大调频容量与其所上报的最大调频容量和其在整个出清时段内的爬坡能力有关,如式(5)~(6)所示。受限于爬坡能力,即使机组中标的调频容量大于爬坡能力,机组也无法执行相应的出力调整。因此,机组提供的调频容量应不大于其在整个出清时段内的爬坡能力。

$$0 \leq R_{i,UP}^t \leq \min(r_{i,UP}, R_{i,max,UP}) \quad (5)$$

$$0 \leq R_{i,DN}^t \leq \min(r_{i,DN}, R_{i,max,DN}) \quad (6)$$

式中: $r_{i,UP/DN}$ 为机组 i 在整个出清时段内的上/下爬坡能力; $R_{i,max,UP/DN}$ 为机组 i 上报的最大上/下调频容量。

3) 系统调频容量约束。

机组提供的调频容量之和应满足系统调频容量需求,如式(7)~(8)所示。本文主要探讨在出清阶段计及调频里程需求及调频成本的必要性,故将调频容量需求设为足够充裕的值:对应出清时段净负荷最大预测值的5%。一方面,日内出清阶段净负荷预测已较为准确,另一方面,日内出清时段为5min,在短时间内净负荷不会出现特别大幅度的波动。因此,上述设置方法能够保证系统调频容量的充裕性。

$$\sum_{i \in I} R_{i,UP}^t \geq R_{sys,UP}^t \quad (7)$$

$$\sum_{i \in I} R_{i,DN}^t \geq R_{sys,DN}^t \quad (8)$$

式中: $R_{sys,UP/DN}^t$ 为系统上/下调频容量需求。

4) 机组计划出力约束。

假设机组采用线性跟踪模式来跟踪计划出力,则出清时段内机组的计划出力可由式(9)得到。

$$P_{g,i}^{t,n} = P_{g,i}^{t,n-1} + \frac{P_{g,i}^{t+1,1} - P_{g,i}^{t,1}}{N} \quad (9)$$

机组计划出力上下限如式(10)所示。

$$P_{g,i,min} + R_{i,DN}^t \leq P_{g,i}^{t,n} \leq P_{g,i,max} - R_{i,UP}^t \quad (10)$$

式中: $P_{g,i,max/min}$ 为机组 i 的最大/最小出力。

5) 机组调整出力约束。

机组时段内的调整出力与AGC指令的分配策略相关(即前文所述机组调频里程响应模式)。本文假设AGC系统根据机组提供的调频容量比例来分配AGC指令,则机组时段内调整出力可由式(11)得到。

$$\begin{cases} \Delta P_{g,i}^{t,1} = 0 \\ \Delta P_{g,i}^{t,n} = \frac{R_{i,UP}^t}{R_{sys,UP}^t} M_{sys}^{t,n} + \Delta P_{g,i}^{t,n-1}, n > 1, M_{sys}^{t,n} \geq 0 \\ \Delta P_{g,i}^{t,n} = \frac{R_{i,DN}^t}{R_{sys,DN}^t} M_{sys}^{t,n} + \Delta P_{g,i}^{t,n-1}, n > 1, M_{sys}^{t,n} < 0 \end{cases} \quad (11)$$

式中: $M_{sys}^{t,n}$ 为根据细颗粒度净负荷预测曲线预估的系统调频里程需求,预估方法与1.2节类似。所不同的是,1.2节中出清时段内的机组调整出力由实际净负荷曲线减去机组计划出力得到,而本节中出清时段内的机组调整出力由细颗粒度净负荷预测曲线减去机组计划出力得到。由于细颗粒度净负荷预测曲线不可能完全准确,故本节获得的系统调频里程需求是对系统实际调频里程需求的预估。

机组时段内调整出力受到所提供的调频容量限制,如式(12)所示。

$$-R_{i,DN}^t \leq \Delta P_{g,i}^{t,n} \leq R_{i,UP}^t \quad (12)$$

6) 机组调频里程约束。

机组提供的调频里程为相邻两个短时段之间的调整出力变化,如式(13)所示。

$$M_i^{t,n} = \Delta P_{g,i}^{t,n} - \Delta P_{g,i}^{t,n-1} \quad (13)$$

7) 机组爬坡约束。

机组在短时段内的出力变化受到短时爬坡能力(即短时段内的爬坡能力)的限制,如式(14)~(15)所示。

$$-r_{i, \text{DN}}^s \leq (P_{g,i}^{t,n+1} + \Delta P_{g,i}^{t,n+1}) - (P_{g,i}^{t,n} + \Delta P_{g,i}^{t,n}) \leq r_{i, \text{UP}}^s \quad (14)$$

$$-r_{i, \text{DN}}^s \leq (P_{g,i}^{t+1,n+1} + \Delta P_{g,i}^{t+1,n+1}) - (P_{g,i}^{t,n} + \Delta P_{g,i}^{t,n}) \leq r_{i, \text{UP}}^s \quad (15)$$

式中: $r_{i, \text{UP/DN}}^s$ 为机组 i 的短时爬坡能力。

8) 线路潮流约束。

线路潮流将随着净负荷波动而变化。因此,建立了每个短时段的线路潮流约束,如式(16)所示。为简化计算,本文采用了目前工业界广泛应用的直流潮流模型^[19]。

$$-P_{L,l, \text{max}} \leq \sum_{j \in J} H_{lj} [A_{ji} (P_{g,i}^{t,n} + \Delta P_{g,i}^{t,n}) - L_j^{t,n}] \leq P_{L,l, \text{max}} \quad (16)$$

式中: l 为线路编号; $P_{L,l, \text{max}}$ 为线路 l 的传输容量限制; H_{lj} 为功率传输转移分布因子矩阵的元素; A_{ji} 为表示节点 j 和机组 i 间关联关系的关联矩阵元素。

由此,建立了计及机组调频里程响应模式的日内市场出清模型。所建模型为线性规划模型,可采用商用求解器进行求解。尽管对机组出清时段内的出力调整进行了考虑,所建模型最终的输出仍为机组计划出力($P_{g,i}^{t,n}$)以及预留调频容量($R_{i, \text{UP}}^t$ 和 $R_{i, \text{DN}}^t$)与现有日内出清模型一致。相比于现有日内出清模型,除系统调频容量需求外,所提模型进一步考虑了出清时段内的调频里程需求及其引发的机组出力调整。基于此,所提模型能够计及调频里程成本和出清时段内的净负荷波动特性,从而能够从系统运行安全性和经济性两方面着手,合理安排机组调频容量预留情况,合理制定出清计划。

3 算例分析与讨论

本节在 IEEE 30 节点系统中进行仿真分析,以验证所提计及机组调频里程响应模式的日内市场出清模型有效性。

3.1 仿真数据及对比方法介绍

日内市场出清的执行时刻与实际运行时刻较为接近,因而能够以较高精度获取细颗粒度净负荷预测曲线。本文以中国某省级电网 2020 年 5 月份的数据为例进行了颗粒度为 30 s 的净负荷预测,前 20 天作为训练数据,剩下 11 天作为测试数据,新能源渗透率为 8.2%。仿真中,根据 IEEE 30 节点系统的负荷数据对净负荷实际数据和预测数据进行了缩放,使得用

于仿真的净负荷数据与测试系统的参数相匹配。为给出清模型的建立和求解预留时间,净负荷预测将提前 5 min 进行,并预测未来 30 min 的净负荷曲线。11 个测试日的平均预测误差仅为 1.40%,表明了细颗粒度净负荷预测的高精度。平均预测误差由平均绝对百分比误差(mean absolute percentage error, MAPE)来评估。由于细颗粒度净负荷预测曲线并非本文关注的重点,故未对净负荷预测模型进行详细介绍。

仿真中将对比如下三种方法:

M1: 本文所提计及机组调频里程响应模式的日内市场出清模型。

M2: 现有考虑调频里程需求的出清模型^[17]。该模型除调频容量需求约束外,还单独建立了调频里程需求约束,调频里程需求为调频容量需求与系统经验系数的乘积,如式(17)所示。

$$M_{\text{sys}}^t = \varepsilon_{\text{sys}}^t R_{\text{sys}}^t \quad (17)$$

式中: M_{sys}^t 为整个出清时段的调频里程需求; $\varepsilon_{\text{sys}}^t$ 为系统经验系数。

M3: 传统不考虑调频里程服务的出清模型。

本节首先选用某一运行日的数据来验证所提方法的有效性。仿真中通过滚动出清获得运行日一整天的调度计划结果。在滚动出清过程中,日内市场出清每 15 min 执行一次。对于每一次日内出清,将获得未来 30 min 的出清结果,但仅执行前 15 min 的出清结果。出清时段为 5 min,一个出清时段包含 10 个短时段,即每个短时段为 30 s。获取全天出清结果后,通过图 5 所示频率仿真模型来进行模拟电力系统实时运行的时域仿真,以评估不同出清模型下的系统运行性能。

图 5 中 L 为通过插值得到的颗粒度为 1 s 的实际净负荷曲线; M 为和转动惯量相关的转子时间常数; D 为负荷的有功频率响应系数; Δf 为频率偏差; B 为 AGC 系统的频率偏差系数,单位 MW/0.1 Hz,用以确定区域控制偏差(area control error, ACE); K_p 和 K_i 分别为 AGC 系统中 PI 控制器的比例系数和积分系数,ACE 经过 PI 控制器可得到区域调节需求(area regulation requirement, ARR),即系统总调节量;仿真模型中设置了 ARR 死区以模拟电力系统实际运行,其含义在于当 ARR 超过一定阈值时才下发 AGC 指令,可避免系统的频繁调节;同时,设置了采样保持模块,以模拟 AGC 系统每 4 s 更新一次 AGC 指令的实际情况;机组的参与因子按照调度决策阶段机组预留调频容量的比例来确定;容量限制模块用于限制机组的调节范围; $H_g(s)$ 为机组的传递函数; P_g 为调度决

策阶段确定的机组计划出力;速度限制模块用于限制机组的调节速度;出力上下限模块用于限制机组的最大和最小出力; R_g 为机组调速器的下垂特性,表征了机组一次调频能力;一次调频死区的设置模拟了系统实际运行情况,以避免机组频繁进行一次调频。

由图 5 可见,日内出清结果可通过计划出力和中标调频容量两个方面影响频率仿真结果(即实时运行性能)。仿真中机组报价及运行参数如表 1 所示。本文所用计算机硬件环境为 Intel(R) Core(TM) i7-7500U CPU @ 2.70 GHz 8GB RAM。

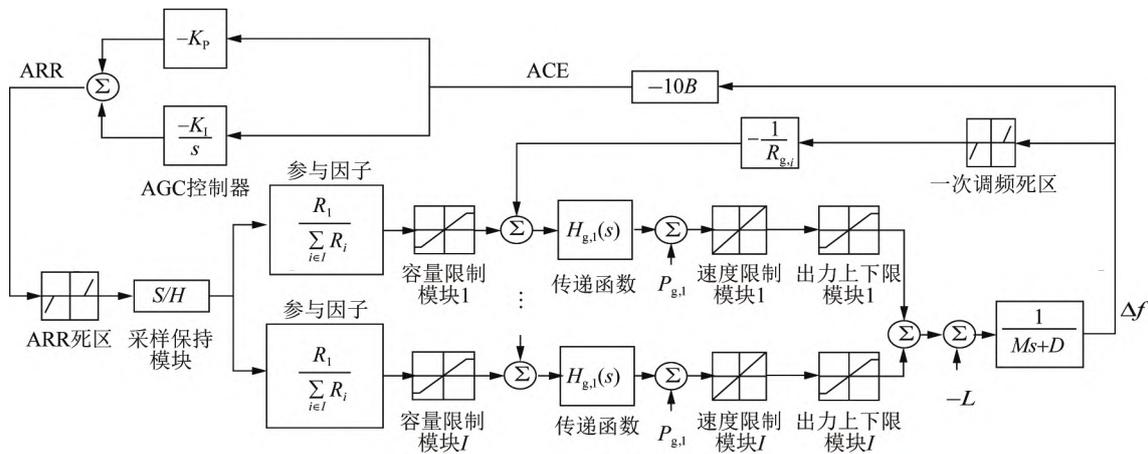


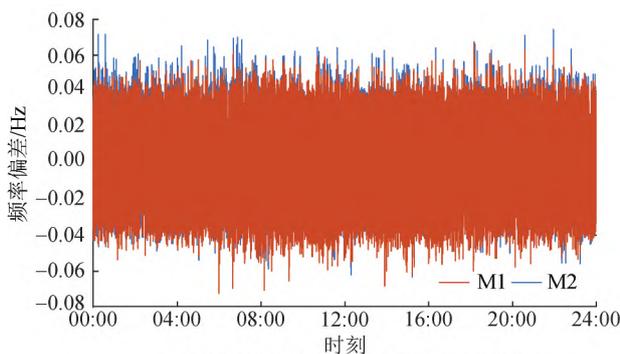
图 5 频率仿真模型

Fig. 5 Simulation model of frequency response

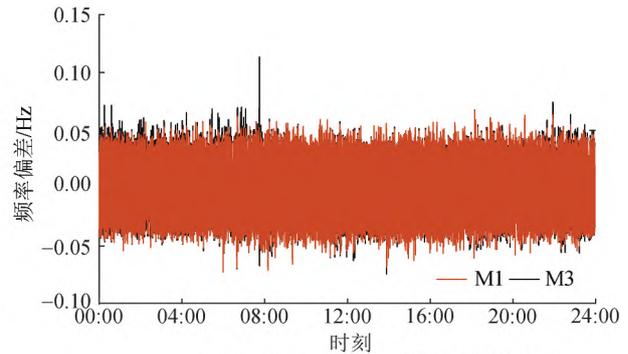
表 1 机组报价及运行参数

Table 1 Bid prices and operating parameters of generators

机组编号	能量报价/[美元·(MW·h) ⁻¹]	容量报价/[美元·(MW·h) ⁻¹]	里程报价/[美元·(MW) ⁻¹]	最大出力/MW	最小出力/MW	出清时段爬坡能力/[MW·(5 min) ⁻¹]	短时爬坡能力/[MW·(30 s) ⁻¹]	最大申报调频容量/MW
1	44.00	19.80	1.20	80.00	10.00	12.0	1.20	24.00
2	25.00	28.80	1.00	80.00	10.00	12.0	1.20	24.00
3	22.00	36.00	1.70	50.00	10.00	7.50	0.75	15.00
4	30.00	27.00	1.30	55.00	10.00	8.30	0.83	16.50
5	32.00	32.40	1.30	30.00	10.00	4.50	0.45	9.00
6	35.00	39.60	1.50	40.00	10.00	6.00	0.60	12.00



(a) M1和M2所得全天系统频率偏差对比



(b) M1和M3所得全天系统频率偏差对比

图 6 M1—M3 所得全天系统频率偏差对比

Fig. 6 Comparison of system frequency deviations of the operating day obtained by M1 to M3

表2 M1—M3 所得全天系统运行性能对比
Table 2 Comparison of the system operating performance of the operating day obtained by M1 to M3

方法	最大绝对频率 偏差/Hz	频率偏差 标准差/Hz	系统运行成本/ 10 ⁵ 美元
M1	0.072 3	0.031 5	1.414 8
M2	0.074 3	0.031 9	1.416 8
M3	0.113 1	0.032 0	1.410 9

由表2可见,相比于不考虑调频里程服务的传统方法(M3),考虑调频里程服务的方法(M1和M2)能够取得更优的频率性能,但系统运行成本略高于M3,其原因在于为提升频率性能,M1和M2调用了更昂贵的机组来参与频率调节。此外,对比M1和M2可以发现,相比于现有考虑调频里程服务的方法,所提方法M1能够在提升系统频率性能的同时,降低系统运行成本,验证了所提方法的有效性。相比于M2,M1能取得更优运行性能的原因阐述如下:

以第二个出清时段(5 min)为例,M1和M2所得机组出清结果如表3所示。在第二个出清时段中,净负荷在30 s(短时段)内的最大波动达-1.44 MW,即短时段的最大下调频里程需求为1.44 MW。然而,如表3所示,M2中仅机组2提供下调频服务,其短时爬坡能力为1.2 MW/30 s。因此,尽管机组2能够通过持续的功率调整满足整个出清时段的调频里程需求,但无法有效应对净负荷的这一大幅短时波动,最终导致系统频率偏差增大。相比之下,M1能够通过细颗粒度净负荷预测曲线发现这一较大的短时功率波动(预测波动为1.26 MW),故除机组2外,M1还调度机组1来提供下调频服务。此时,系统总短时爬坡能力为2.4 MW/30 s,能够应对净负荷的短时波动。因此,M1能够将系统频率维持在更小的范围内。

表3 第二个出清时段中M1和M2所得机组出清结果
Table 3 Market clearing results of generators at the second clearing interval obtained by M1 and M2 MW

机组	计划出力		上调频容量		下调频容量	
	M1	M2	M1	M2	M1	M2
1	12.916	10.000	7.300	7.762	2.916	0
2	62.285	65.201	0	0	4.846	7.762
3	50.000	50.000	0	0	0	0
4	10.000	10.000	0.462	0	0	0
5	10.000	10.000	0	0	0	0
6	10.000	10.000	0	0	0	0

此外,由表1可见,机组1的调频容量报价最低,调频里程报价也相对较低,但能量报价最高。由于调

度机组1提供下调频容量需要提高其计划出力,故M2中机组1未提供下调频,以避免能量成本过高。然而,提供下调频容量的机组在实时运行过程中需下调出力以应对净负荷的向下波动,可一定程度上缓解调度机组1提供下调频容量所引起的能量成本增长。同时,机组1提供下调频容量和下调频服务有助于减少调频容量成本和调频里程成本。M1由于考虑了出清时段内的净负荷波动,进而能够考虑上述因素,故最终M1中机组1提供了上调频容量,以使得系统总运行成本最低。

综上所述,M1在出清阶段对机组调频里程响应模式进行建模,能够考虑时段内的净负荷功率波动,从而能够提前考虑调频里程需求及调频成本,进而能够在提升系统频率性能的同时降低系统运行成本。

另外,对于计算时间而言,M1—M3的出清模型求解时间分别为2.387 s、0.382 s和0.258 s。由于需要考虑更多变量和运行约束,M1的计算时间长于M2和M3,但仍可满足实际计算需求。

3.3 所提方法在新能源高渗透率下的适用性验证

为进一步验证所提方法在新能源高渗透率下的适用性,本节通过叠加源于PJM官网^[20]的新能源数据得到了渗透率更高的净负荷数据,并对M1—M3的运行性能进行了测试,结果如表4所示。

表4 新能源高渗透率下不同方法的运行性能对比
Table 4 Comparison of the operating performance with different methods under high penetration of renewables

方法	新能源 渗透率/%	最大绝对 频率偏差/Hz	频率偏差 标准差/Hz	系统运行 成本/10 ⁵ 美元
M1	16.4	0.103 3	0.032 7	1.243 3
	24.6	0.417 9	0.038 6	1.213 2
M2	16.4	0.223 9	0.034 6	1.244 3
	24.6	0.422 5	0.041 1	1.211 7
M3	16.4	0.249 7	0.038 7	1.243 1
	24.6	0.422 5	0.042 2	1.209 3

由表4可见,随着新能源渗透率的增加,系统随机波动特性将增大,因而M1—M3中的系统频率性能均下降。其中,相比于不考虑调频里程服务的M3,考虑调频里程服务的M1和M2在不同新能源渗透率下均能取得更优的频率性能,对应地,系统运行成本将略高于M3。另外,对比M1和M2可以发现,得益于能够计及出清时段内的净负荷波动,所提方法M1在不同新能源渗透率下均能提高系统频率性能,且在新能源渗透率为16.4%时还能够降低系统运行成本。但在新能源渗透率为24.6%时,由于为保障

系统频率性能调用了昂贵机组来参与调频, M1 的系统运行成本最终略高于 M2, 相应地, 以频率偏差标准差为例, M1 能将系统频率性能提升 6.08%。综上所述, 本文所提方法 M1 能够在提升系统频率性能的同时, 保障系统运行经济性。

最后, 以所提方法 M1 为例, 对不同新能源渗透率下系统各类运行成本进行对比分析, 对比结果如表 5 所示。

表 5 M1 在不同新能源渗透率下的系统运行成本对比
Table 5 Comparison of the system operating costs obtained by M1 under different penetration of renewables

新能源渗透率/%	能量成本/ 10 ⁵ 美元	调频容量 成本/10 ⁵ 美元	调频里程 成本/10 ⁵ 美元	总运行成本/ 10 ⁵ 美元
8.2	1.292 5	0.091 2	0.031 1	1.414 8
16.4	1.115 4	0.096 0	0.031 9	1.243 3
24.6	1.077 9	0.097 9	0.037 3	1.213 2

由表 5 可见, 随着新能源渗透率的提高, 为应对新能源随机波动特性, 系统调频容量成本和调频里程成本将随之增加。但由于新能源发电成本一般可以忽略不计, 故系统能量成本将随着新能源渗透率的增加而显著下降。因此, 系统总运行成本最终随着新能源渗透率的提高而下降。然而, 在新能源高渗透率场景下, 为确保系统频率性能可接受, 未来有必要引入储能等昂贵资源来参与频率调节, 此时系统运行成本将随新能源渗透率的变化而如何变化仍有待进一步研究与分析。

4 结 论

在出清模型中准确、解析地表征新能源随机波动特性对于发挥电力现货市场调节作用至关重要。为此, 本文首先分析了新能源随机波动特性对多重市场运行安全约束及运行成本的影响, 形成了“新能源随机波动—运行安全指标变化—市场出清边界调整—系统运行成本变化”的传导链条。然后, 以调频里程服务为例, 结合机组出力调整模式, 揭示了新能源随机波动特性与系统调频里程需求的关联关系。在此基础上, 基于细颗粒度净负荷预测曲线, 提出了计及机组调频里程响应模式的日内市场出清模型, 可在出清阶段计及系统调频里程需求及调频成本。算例仿真结果表明, 所提出清模型能够在提升系统频率性能的同时保障系统运行经济性。此外, 在新能源高渗透率下的仿真测试验证了所提模型的扩展性。

未来可进一步基于本文所提思路, 研究新能源随机波动特性对备用容量、潮流裕度等其他出清边界的影响机理及其在出清模型中的嵌入方式, 并探讨出清

边界调整对出清价格的影响, 实现新能源消纳成本的合理疏导。

5 参考文献

- [1] 中共中央. 习近平主持召开中央财经委第九次会议 [EB/OL]. [2022-06-30]. <https://www.chinacourt.org/article/detail/2021/03/id/5868673.shtml>.
- [2] 全球能源互联网发展合作组织. 中国能源转型与“十四五”电力规划研究 [EB/OL]. [2022-06-30]. <http://shupeidian.bjx.com.cn/html/20200803/1094031.shtml>.
- [3] 陈皓勇. “双碳”目标下的电能价值分析与市场机制设计 [J]. 发电技术, 2021, 42(2): 141-150.
CHEN Haoyong. Electricity value analysis and market mechanism design under carbon-neutral goal [J]. Power Generation Technology, 2021, 42(2): 141-150.
- [4] 刘政, 雷少锋, 王清亮, 等. 考虑备用共享的区域电力现货市场出清模型 [J]. 电力建设, 2021, 42(11): 63-71.
LIU Zheng, LEI Shaofeng, WANG Qingliang, et al. Clearing model of regional electricity spot market considering reserve sharing [J]. Electric Power Construction, 2021, 42(11): 63-71.
- [5] 陶诗洋, 洪洪伸, 张天辰, 等. 计及源-荷多灵活备用资源的随机优化调度 [J]. 电力建设, 2021, 42(12): 39-48.
TAO Shiyang, HONG Yuanshen, ZHANG Tianchen, et al. Stochastic optimal scheduling considering multiple flexible reserve resources on both source and load sides [J]. Electric Power Construction, 2021, 42(12): 39-48.
- [6] 于龙泽. 基于风光出力场景生成的多能源电力系统日前优化调度研究 [D]. 吉林: 东北电力大学, 2021.
YU Longze. Research on day ahead optimal dispatch of multi energy power system based on wind and solar output scenario generation [D]. Jilin: Northeast Dianli University, 2021.
- [7] FANG X, HODGE B M, DU E S, et al. Introducing uncertainty components in locational marginal prices for pricing wind power and load uncertainties [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2019, 34(3): 2013-2024.
- [8] 傅守强, 陈翔宇, 王畅, 等. 基于机会约束规划的多 PET 互联的交直流配电网日前优化调度 [J]. 电力建设, 2019, 40(12): 96-103.
FU Shouqiang, CHEN Xiangyu, WANG Chang, et al. Day-ahead optimal scheduling of AC/DC hybrid distributed energy system with multi-power electronic transformer adopting chance-constrained programming [J]. Electric Power Construction, 2019, 40(12): 96-103.
- [9] HUANG H Y, ZHOU M, LI G Y. An endogenous approach to quantifying the wind power reserve [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020, 35(3): 2431-2442.
- [10] 李长宇, 唐文秀. 基于数据驱动的多微电网互联系统分布鲁棒运行优化 [J]. 智慧电力, 2022, 50(5): 1-8.
LI Changyu, TANG Wenxiu. Distributed robust operation optimization of multi-microgrid interconnection system based on data driven [J]. Smart Power, 2022, 50(5): 1-8.
- [11] CHEN Y H, LEONARD R, KEYSER M, et al. Development of performance-based two-part regulating reserve compensation on

- MISO energy and ancillary service market [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 30(1): 142-155.
- [12] 黄瀚燕, 周明, 李庚银. 考虑多重不确定性和备用互济的含风电互联电力系统分散协调调度方法[J]. 电网技术, 2019, 43(2): 381-389.
- HUANG Hanyan, ZHOU Ming, LI Gengyin. Coordinated decentralized dispatch of wind-power-integrated multi-area interconnected power systems considering multiple uncertainties and mutual reserve support [J]. Power System Technology, 2019, 43(2): 381-389.
- [13] ELA E, HYTOWITZ R B. Ancillary services in the united states: technical requirements, market designs and price trends [EB/OL]. [2022-06-30]. <https://www.offshorewindadvisory.com/wp-content/uploads/2019/07/EPRI-Ancillary-Services.pdf>.
- [14] JIANG H Y, XU J, SUN Y Z, et al. Dynamic reserve demand estimation model and cost-effectivity oriented reserve allocation strategy for multi-area system integrated with wind power [J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2018, 12(7): 1606-1620.
- [15] YANG Y R, SHEN C C, WU C C, et al. Control performance based dynamic regulation reserve allocation for renewable integrations [J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2019, 10(3): 1271-1279.
- [16] 陈中飞, 荆朝霞, 陈达鹏, 等. 美国调频辅助服务市场的定价机制分析 [J]. 电力系统自动化, 2018, 42(12): 1-10.
- CHEN Zhongfei, JING Zhaoxia, CHEN Dapeng, et al. Analysis on pricing mechanism in frequency regulation ancillary service market of United States [J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(12): 1-10.
- [17] WANG Z W, ZHONG J. Procuring and pricing performance-based frequency regulation services in the electricity market [J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2017, 11(10): 2633-2642.
- [18] Federal Energy Regulatory Commission. Order No. 755: frequency regulation compensation in the organized wholesale power markets [EB/OL]. [2022-06-30]. <https://www.federalregister.gov/documents/2011/03/01>.
- [19] STOTT B, JARDIM J, ALSAC O. DC power flow revisited [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2009, 24(3): 1290-1300.
- [20] PJM [DB/OL]. [2022-06-30]. <https://www.pjm.com/>.
-
- 收稿日期: 2022-06-30
- 作者简介:
- 向明旭(1994) 男, 博士, 助理研究员, 研究方向为电力系统运行优化、电力市场, E-mail: xiangmx58@163.com;
- 杨高峰(1981) 男, 硕士, 高级工程师, 研究方向为电力系统规划、电力需求分析;
- 杨知方(1992) 男, 博士, 研究员, 通信作者, 研究方向为电力系统运行优化与分析, E-mail: zfyang@cqu.edu.cn;
- 欧睿(1981) 男, 硕士, 高级工程师, 研究方向为通信工程、调度数据网络安全;
- 周宇晴(1988) 男, 大学本科, 高级工程师, 研究方向为电力系统自动化;
- 许懿(1979) 男, 硕士, 高级工程师, 研究方向为电力系统及其自动化。
- (编辑 魏希辉)