



华北电力大学学报(自然科学版)

Journal of North China Electric Power University(Natural Science Edition)

ISSN 1007-2691,CN 13-1212/TM

《华北电力大学学报(自然科学版)》网络首发论文

题目: 考虑构网型场站惯量支撑的新能源基地优化调度研究
作者: 林俐, 唐传伟, 姚丽萍, 赵冬梅, 刘崇茹
收稿日期: 2024-09-26
网络首发日期: 2024-11-26
引用格式: 林俐, 唐传伟, 姚丽萍, 赵冬梅, 刘崇茹. 考虑构网型场站惯量支撑的新能源基地优化调度研究[J/OL]. 华北电力大学学报(自然科学版).
<https://link.cnki.net/urlid/13.1212.tm.20241125.1646.002>



网络首发: 在编辑部工作流程中,稿件从录用到出版要经历录用定稿、排版定稿、整期汇编定稿等阶段。录用定稿指内容已经确定,且通过同行评议、主编终审同意刊用的稿件。排版定稿指录用定稿按照期刊特定版式(包括网络呈现版式)排版后的稿件,可暂不确定出版年、卷、期和页码。整期汇编定稿指出版年、卷、期、页码均已确定的印刷或数字出版的整期汇编稿件。录用定稿网络首发稿件内容必须符合《出版管理条例》和《期刊出版管理规定》的有关规定;学术研究成果具有创新性、科学性和先进性,符合编辑部对刊文的录用要求,不存在学术不端行为及其他侵权行为;稿件内容应基本符合国家有关书刊编辑、出版的技术标准,正确使用和统一规范语言文字、符号、数字、外文字母、法定计量单位及地图标注等。为确保录用定稿网络首发的严肃性,录用定稿一经发布,不得修改论文题目、作者、机构名称和学术内容,只可基于编辑规范进行少量文字的修改。

出版确认: 纸质期刊编辑部通过《中国学术期刊(光盘版)》电子杂志社有限公司签约,在《中国学术期刊(网络版)》出版传播平台上创办与纸质期刊内容一致的网络版,以单篇或整期出版形式,在印刷出版之前刊发论文的录用定稿、排版定稿、整期汇编定稿。因为《中国学术期刊(网络版)》是国家新闻出版广电总局批准的网络连续型出版物(ISSN 2096-4188, CN 11-6037/Z),所以签约期刊的网络版上网络首发论文视为正式出版。

考虑构网型场站惯量支撑的新能源基地优化调度研究

林俐, 唐传伟, 姚丽萍, 赵冬梅, 刘崇茹

(华北电力大学 电气与工程学院, 北京 102206)

摘要: 高比例新能源并网致使电网调峰消纳愈加困难、系统抗扰动能力下降, 在优化调度中也需要考虑系统的惯量安全问题。据此, 本文面向极高比例新能源渗透率的新能源基地系统, 分析基于虚拟同步机技术的构网型场站惯量支撑特性, 提出构网型场站调度模型; 量化构网型场站虚拟惯量、火电机组同步惯量, 提出计及虚拟惯量支撑可靠性的系统惯量水平评估模型; 建立基于最小惯量需求的构网型场站最小惯量支撑功率约束, 以新能源基地系统收益最大为目标, 构建考虑构网型场站虚拟惯量支撑的新能源基地调度模型; 最后, 以西北某新能源基地系统为仿真算例, 验证所提模型的有效性和优越性。

关键词: 新能源基地; 构网型场站; 构网运行成本; 虚拟惯量支撑; 惯量水平评估; 优化调度

中图分类号: TM73

文献标识码: A

Optimal Scheduling of Renewable Energy Base System Considering Inertia Support Reliability of Grid-Forming Plants

LIN Li, TANG Chuanwei, YAO Liping, ZHAO Dongmei, LIU Chongru

(School of Electrical and Electronic Engineering, North China Electric Power University, Beijing 102206, China)

Abstract: High proportions of renewable energy sources connected to the grid not only exacerbates the difficulties in peak regulation and absorption, but also degrades the disturbances resistance of power system. This leads to the necessity of considering system inertia safety issues in optimized scheduling. Against this backdrop, for renewable energy base systems, the inertia support characteristics of grid-forming(GFM) plants based on virtual synchronous machine technology were analyzed, and an optimized scheduling model for GFM plants was proposed. Then, the virtual inertia of GFM plants and the synchronous inertia of thermal power units were quantified, and based on this, an evaluation model for the system inertia that takes into account the reliability of virtual inertia support was proposed. Subsequently, the inertia support power constraints of GFM plants based on the minimum inertia requirement were established, and a renewable energy base dispatch model that considers the virtual inertia support of GFM plants and aims at maximizing the revenue of the renewable energy base system was proposed. Ultimately, a renewable energy base system in Northwest China was used as a simulation example to validate the effectiveness and superiority of the proposed model.

Key words: renewable energy base; grid-forming plants; grid-forming costs; virtual inertia support; inertia evaluation; optimal scheduling

0 引言

随着“双碳”进程稳妥有序推进, 我国绿色电力需求量持续增加, 新能源从过去的补充性电源逐步成为提供电力电量的主体电源^[1]。由于新能源出力具有间歇性、波动性等固有属性, 大规模新能源并网为系统带来了消纳和调峰难题^[2]。同时, 新能源机组通过电力电子装置接入电网, 其本身不具备支撑能力, 导致系统惯量水平与抗扰动能力下降, 频率稳定问题凸显^[3]。例如, 2017年8月9日风电上

网电量占比 30%的英国电网由于惯量水平低, 导致系统故障后频率变化率超过保护启动阈值, 进而导致分布式电源脱网等一系列问题, 最终造成系统频率降至 48.8Hz^[4]; 2023年8月15日巴西电网因电源支撑能力不足, 扰动和故障产生连锁反应^[5], 导致大面积停电。为改善系统新能源渗透率提高所带来的惯量安全难题, 国外电网的应对思路主要包含增配燃气机组、限制系统新能源接入量、建设惯量辅助服务市场等^[6-7]。我国通过在新能源大规模开发地区建设构网型场站, 利用新能源场站主动支撑电网稳定运行, 但目前研究热点主要集中于控制策略层面。在调度层面, 如何利用新能源基地已配置的构网型场站保障系统惯量需求还有待研究。因此,

收稿日期: 2024-09-26

基金项目: 国家重点研发计划项目(2022YFB2402700); 国家电网公司科技项目(52272222001J)

研究计及构网型场站惯量支撑的新能源基地优化调度具备一定的理论意义和应用价值。

目前,已有较多文献研究了计及系统惯量的优化调度。这些研究大体可以分为两类:一是面向传统电力系统或是并网新能源比例较少的电力系统的研究。这类系统中,火电机组能够提供充足的惯量支撑能力,因而这些文献大都只计及火电机组的惯量,建立考虑系统最小惯量需求的电力系统优化调度模型^[8-9]。二是面向新能源渗透率较高的新型电力系统,火电机组同步惯量已经无法满足系统惯量需求,需要储能和新能源场站提供惯量支撑。例如,文献[10]建立了计及跟网型储能惯量响应能力的高比例新能源电力系统优化调度模型。文献[11]建立计及跟网型风机和跟网型储能支撑能力的风光火储日前优化调度模型。然而,跟网型设备虚拟惯量响应是存在固有延迟的快速频率响应,和火电机组同步惯量作用机理存在本质区别,无法改善系统初始频率变化率^[12]。而构网型设备可自主向系统提供瞬间的惯量支撑,因而,文献[13]计及风机虚拟同步机和光储虚拟同步机的主动惯量支撑能力,建立基于最小惯量评估的优化调度模型,通过增开同步机组和增补风电虚拟惯量来满足系统惯量需求。文献[14]以柴油发电机为微电网基础惯量支撑设备,构网型新能源机组作为辅助惯量支撑设备,建立微电网优化调度模型。总的来说,目前计及构网型新能源场站的优化调度研究还较少,且上述文献多以固定的虚拟惯量时间常数描述新能源机组的惯量特性,忽略了设备实际惯量的动态变化,使得风机减载功率或光储系统的可调节容量始终大于最大惯量支撑功率,可能导致系统预留的调节容量过多,调度经济性较差。

系统惯量水平评估是计及惯量安全优化调度的基础。对于新能源渗透率不高的传统电力系统,过往研究常以系统同步机组的转动惯量或旋转动能量化系统同步惯量水平,如爱尔兰岛电网公司以所有运行同步机组提供的转动惯量之和作为系统惯量水平,将新能源机组等其他形式惯量作为裕度,不纳入系统惯量水平计算中^[15];北欧电网通过SCADA/EMS系统定期监测系统所有同步机的旋转动能以评估系统的惯性水平^[16]。文献[17]在考虑频率安全的含风电系统机组组合模型中,以所有运行同步机组的旋转动能之和为系统惯量。随着新能源渗透率进一步增加,传统同步电源已经不能满足系

统惯量支撑的需求,新能源机组必须提供一定的虚拟惯量支撑电网运行。通常认为虚拟惯量大小仅与虚拟惯性时间常数相关、支撑特性和火电机组相同,如文献[18]不区分跟网型机组的虚拟惯量和火电机组同步惯量的差异,按机组容量和惯性时间常数加权求和量化系统惯量水平。文献[19]基于固定的惯性时间常数计算构网型场站的虚拟惯量,并将其与火电机组惯量直接相加量化系统总惯量。事实上,新能源场站和储能的虚拟惯量不仅与设备固有的惯量参数有关,还和惯量支撑能量来源、场站运行状况有关^[20]。如文献[21]认为电池储能惯量会随着系统频率变化率而变化,进而建立考虑频率约束的优化调度模型。文献[22]推导跟网型风电机组的虚拟惯量随风机转子转速变化的表达式,建立风机转子动能提供惯量支撑的机组组合模型。然而,储能系统成本较高,通常按调峰需求确定预设容量并网,难以在电网扰动时提供大量惯量支撑。风机转子动能有限,仅能提供短期支撑,不利于系统频率长期稳定。若要主动提供充足的惯量,新能源场站必须减载备用运行,目前还缺失基于构网型场站减载提供惯量的调度模型。此外,由于新能源场站提供的均为虚拟惯量,不如火电机组的物理同步惯量可靠^[23],在评估系统惯量水平时需要计及虚拟惯量支撑的可靠性。

同时,新能源场站参与惯量支撑将产生一定运行成本,而上述文献或忽略了场站惯量支撑所需的运行成本^[19,21-22],或以虚拟的新能源场站弃电惩罚成本作为其运行成本^[13-14,18],还未有研究基于场站运行状态分析新能源场站调度成本。

据此,本文首先分析基于虚拟同步机技术的构网型场站惯量支撑特性,构建构网型储能电站调度模型、构网型新能源场站调度模型;其次,量化构网型储能电站虚拟惯量、构网型新能源场站虚拟惯量和火电机组同步惯量,并在此基础上构建计及虚拟惯量可靠性的系统惯量水平评估模型;然后,建立基于最小惯量需求的构网型场站最小惯性支撑功率约束,并以新能源基地系统收益最大为目标,构建考虑构网型场站虚拟惯量支撑的新能源基地调度模型;最后,以西北某新能源基地系统为仿真场景,仿真分析验证本文所提策略的有效性。

1 构网型场站惯量支撑特性分析及其调度模型

1.1 基于虚拟同步机技术的构网型场站惯量支撑特性分析

基于虚拟同步机技术 (virtual synchronous generator, VSG) 的新能源场站及储能电站可模拟同步机组惯量、调频等外特性能力, 根据并网变流器的种类可分为跟网型 (grid-following, GFL) 场站和构网型 (grid-forming, GFM) 场站两类^[23-24]。当系统出现有功扰动时, 如图 1 所示, 二者的惯量响应机制在本质上有所不同。

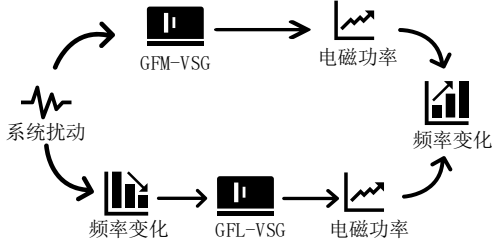


图 1 GFL 场站和 GFL 场站惯量支撑机理示意图

Fig. 1 Inertia support mechanism of GFM and GFL plants

GFL 场站基于锁相环获取并网点电压相位信息, 本质为幅值恒定、频率跟随电网变化的电流源。当系统发生有功扰动时, 系统频率先发生变化, GFL 场站才通过锁相环感知系统频率变化, 并由控制环节改变其输出电磁功率, 间接影响系统频率。整个响应过程约有数百毫秒的固有延时, 因而 GFL 场站无法改善系统初始频率变化率^[25]。

GFM 场站基于功率自同步方式自主构建幅值、频率与电网解耦的内电势, 本质为内电势恒定的电压源。当系统发生有功扰动时, GFM 场站等效内电势的幅值和相角无法突变, 其机端电磁功率是由电网络决定的自由非目标受控量, 可以瞬间发生改变, 直接影响系统频率。整个响应过程是电压源在有功不平衡时自动激发的瞬时响应, 因而 GFM 场站可提供类似火电机组同步惯量的虚拟同步惯量^[26-27]。

1.2 计及惯量支撑能力的 GFM 储能电站调度模型

电化学储能电站能量密度大、响应速度快、充电持续时间长, 是构网技术的理想载体之一。在调度时段 t 中, 基于 VSG 控制的 GFM 储能电站的调峰充放电功率 $P_{ESS,t}$ 受其变流器容量 $P_{ESS}^{\max}$ 限制, 满足:

$$-u_{ESS,t}^C P_{ESS}^{\max} \leq P_{ESS,t} \leq u_{ESS,t}^{DC} P_{ESS}^{\max} \quad (1)$$

式中, $u_{ESS,t}^C$ 、 $u_{ESS,t}^{DC}$ 为表征储能充电工况和放电工况的 0-1 变量。

同一调度时段内, GFM 储能电站无法同时进行

充电与放电操作, $u_{ESS,t}^C$ 、 $u_{ESS,t}^{DC}$ 需满足:

$$0 \leq u_{ESS,t}^C + u_{ESS,t}^{DC} \leq 1 \quad (2)$$

在参与调峰调度的同时, GFM 储能电站可利用其变流器调峰剩余容量 ΔP_{ESS}^{PS} 自发为系统提供惯量支撑, 支撑功率满足:

$$\Delta P_{ESS}^{PS} = P_{ESS}^{\max} - |P_{ESS,t}| \quad (3)$$

对于 GFM 储能电站, 其调峰和惯量支撑同属于储能充放电过程, 需要储能电池提供能量。充放电前后储能电池荷电量 (SOC) 关系为:

$$SOC_{t+1} = SOC_t - \frac{u_{ESS,t}^{DC} P_{ESS}}{\eta_{ESS}^{DC} S_{ESS}^N} \Delta T + \frac{u_{ESS,t}^C \eta_{ESS}^C P_{ESS}}{S_{ESS}^N} \Delta T \quad (4)$$

式中, SOC_t 、 SOC_{t+1} 分别为储能电池充放电前/后的 SOC; η_{ESS}^C 、 η_{ESS}^{DC} 分别为储能系统充/放电效率; S_{ESS}^N 为 GFM 储能电站额定容量; ΔT 为充放电时间。

相较于调峰充放电持续数十分钟或数小时, GFM 储能电站惯量支撑时间通常仅有 1 至 3 秒, 对其 SOC 的改变量较小。以额定容量为 100MW/200MWh、充放电效率为 90% 的 GFM 储能电站为例, 一次向上支撑功率为 20MW、持续时间为 2s 的惯量支撑对应的储能电池 SOC 变化量为 2.924×10^{-5} , 远小于调峰充放电对其 SOC 的影响。

此外, 一个调度时段内会出现多次不同方向的惯量支撑需求, 储能电池能量也会相应抵消。考虑到上述原因, 本文在后续调度过程中忽略惯量支撑对于储能电池 SOC 的需求, 仅考虑调峰过程对其 SOC 的影响。

为延长储能电池的使用寿命, GFM 储能电站 SOC 需保持在一定范围内, 满足:

$$SOC^{\min} \leq SOC_t \leq SOC^{\max} \quad (5)$$

为保证调度连续性, 要求调度起始时刻和结束时刻储能电站 SOC 保持不变, 表示为:

$$SOC_{\text{start}} = SOC_{\text{end}} \quad (6)$$

综上, GFM 储能电站的功率约束为式(1-2), SOC 约束为式(4-6)。

1.3 计及惯量支撑能力的 GFM 新能源场站调度模型

1.3.1 GFM 新能源场站惯量支撑能量来源分析

不同于 GFM 储能电站具有储能电池提供稳定的惯量支撑能量, GFM 新能源场站惯量支撑能量可由风机转子动能、光伏直流电容、新能源场站减载提供。

以风机转子动能作为惯量支撑能量会造成风

机转速下降,进而导致风机机械功率下降。当风机转速下降至最小值时,必须退出支撑模式保证风机不会失速脱网,这时会对电网产生新的功率冲击导致频率二次跌落^[28]。光伏机组直流电容储存的能量较小,与等容量同步机旋转动能相差两个数量级,且在频率恢复阶段其直流电容端电压易发生变化,将导致系统出现新的频率波动问题^[29]。相较于以上两种惯量支撑能量来源,新能源场站减载运行会造成一定的可再生资源损失,但能提供持续时间长、支撑能量大(可视为持续时间无限长、支撑能量无穷大)且不会对后续频率响应过程造成弊端的惯量支撑^[30]。因此,本文将新能源减载所预留的有功备用作为 GFM 新能源场站惯量支撑能量来源。

1.3.2 GFM 风电场站调度成本模型

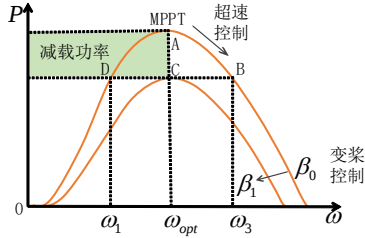


图 2 风机减载原理示意图

Fig. 2 Schematic of wind turbine load shedding

GFM 风电场站调度成本与其减载功率 $P_{w,t}^{de}$ 相关,并受其减载控制方式影响。对于某一确定风速,如图 2 所示,当风机处于 MPPT 模式时,其转速为 ω_{opt} 、桨距角为 β_0 。采用变速控制使风机运行于较低转速 ω_1 和较高转速 ω_3 均可保证一定的减载容量。由于运行于 ω_1 可能产生小干扰稳定问题,加上 ω_3 比 ω_1 具有更大的转子动能,工程上通常选用超速控制减载^[31]。变桨控制则通过机械结构改变风机叶片的角度,使风机偏离 MPPT 运行点运行于次优功率点 C 以实现减载运行。

在实际生产中,需依据风电场站运行风速动态选择适宜的减载运行方式。如图 3 所示,当风电场站运行于启动区时($v_{in} \leq v < v_1$),其输出有功小于 $20\% P_{GFM}^{max}$,不宜参与减载;当风电场站运行于 MPPT 区时($v_1 \leq v < v_2$),宜采用超速控制减载;当风机运行于恒转速区和恒功率区时($v_2 \leq v < v_4$),此时转速已达到最大值,仅能通过变桨控制减载。

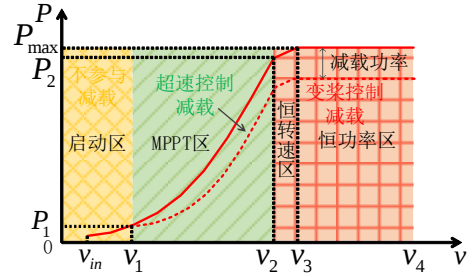


图 3 全风速范围风电减载运行示意图

Fig.3 Schematic of wind turbine load shedding in various speeds

基于超速控制减载的 GFM 风电场站构网运行时,会激发风机传动链的扭振,使传动链的疲劳载荷显著增加^[32],导致风机运行寿命降低。而相较于超速控制减载,变桨控制可减少风力涡轮机结构上的疲劳载荷,但桨距角的频繁变化也会带来一定的机械磨损^[33]。据此,本文采用系数相异的一次函数量化不同减载策略下 GFM 风电场站的构网运行成本 $C_{w,t}^{GFM,de}$ 。其中,超速控制构网运行成本系数 $C_{w,F}^{GFM,de1}$ 和桨距角控制构网运行成本系数 $C_{w,F}^{GFM,de2}$ 可依据经验值选取,表示为:

$$C_{w,F,t}^{GFM,de} = \begin{cases} C_{w,F}^{GFM,de1} P_{w,t}^{de} & v_1 \leq v_t < v_2 \\ C_{w,F}^{GFM,de2} P_{w,t}^{de} & v_2 \leq v_t < v_4 \end{cases} \quad (7)$$

同时,GFM 风电场站构网运行需要提前预留的减载功率将造成一定的电量收益损失 $C_{w,t}^{GFM,de}$,这部分调度成本和调度周期内实时风电并网价格 $C_{w,t}$ 相关,属于可变成本,表示为:

$$C_{w,V,t}^{GFM,de} = c_{w,V,t} P_{w,t}^{de} \quad (8)$$

综上,GFM 风电场站的调度成本表示为:

$$C_{w,t}^{de} = C_{w,F,t}^{GFM,de} + C_{w,V,t}^{GFM,de} \quad (9)$$

1.3.3 GFM 光伏电站调度成本模型

GFM 光伏电站主要通过改变其工作电压减载运行,如图 4 所示,当光伏电站处于 MPPT 模式时,其运行电压值为 U_{opt} ,将电压值调整为 U_B 和 U_C 均可保证一定的减载容量。考虑到运行于 U_C 时,光伏电站输出功率和电压呈现正反馈关系,无法保证其运行稳定性^[34],工程上通常采用提高其工作电压的方式实现稳定的减载运行。

类似 GFM 风电场站,减载功率为 P_{PV}^{de} 的光伏电站调度成本由固定的减载控制成本 $C_{PV,F,t}^{GFM,de}$ 和与实时光伏并网价格相关的可变成本构成 $C_{PV,V,t}^{GFM,de}$,表示为:

$$C_{PV,t}^{de} = C_{PV,F,t}^{GFM,de} + C_{PV,V,t}^{GFM,de} = (c_{PV}^{de} + c_{PV}) P_{PV,t}^{de} \quad (10)$$

式中, c_{pv} 为光伏并网价格; c_{pv}^{de} 为光伏减载控制构网运行成本系数。

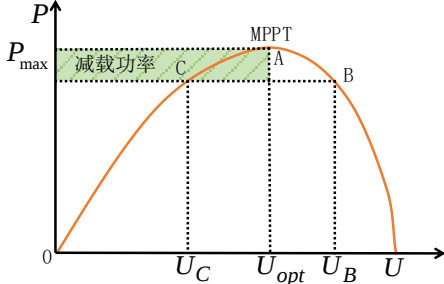


图 4 光伏机组减载原理示意图

Fig.4 Schematic of photovoltaic unit load shedding

1.3.4 GFM 新能源场站运行功率约束

受风光等自然资源约束, GFM 新能源场站的输出功率 $P_{GFM,i,t}$ 和减载功率 $P_{GFM,i,t}^{de}$ 需小于其预测功率 $P_{GFM,i,t}^{fore}$, 满足:

$$0 \leq P_{GFM,i,t} + P_{GFM,i,t}^{de} \leq P_{GFM,i,t}^{fore} \quad (11)$$

受机组性能和相关规程的限制, GFM 新能源场站无法无限制地减载, 本文沿用《风电机组电网适应性测试规程》, 要求预测功率小于 $20\% P_{GFM}^{max}$ 的 GFM 新能源场站不进行减载、不参与惯量响应; 预测功率大于 $20\% P_{GFM}^{max}$ 的 GFM 新能源场站主动减载功率需满足其最大减载率 d_{GFM} 限制, 表示为:

$$P_{GFM,i,t}^{de} \begin{cases} = 0 & P_{GFM,i,t}^{fore} \leq 0.2P_{GFM}^{max} \\ \leq d_{GFM} P_{GFM,i,t}^{fore} & P_{GFM,i,t}^{fore} > 0.2P_{GFM}^{max} \end{cases} \quad (12)$$

综上, GFM 新能源场站运行功率约束为式(11-12)。

2 计及 GFM 场站虚拟惯量支撑可靠性的系统惯量水平评估

2.1 GFM 储能电站惯量

GFM 储能电站的惯量支撑能力在受 ΔP_{ESS}^{PS} 制约的同时, 还受其理论最大惯量支撑功率 ΔP_{ESS}^{hmax} 的限制。对于虚拟惯性时间常数设定值为 h_{ESS} 的 GFM 储能电站, 有:

$$\Delta P_{ESS}^{hmax} = 2h_{ESS}R_{oCoF}^{max} \frac{P_{ESS}^{max}}{f_0} \quad (13)$$

式中, R_{oCoF}^{max} 为系统频率变化率最大值, 在系统扰动初期出现; f_0 为系统基准频率; 根据《电化学储能电站并网运行与控制技术规范》, h_{ESS} 一般取 $4s \sim 6s$ [35]。

GFM 储能电站实际惯量支撑功率为:

$$\Delta P_{ESS}^H = \min(\Delta P_{ESS}^{hmax}, \Delta P_{ESS}^{PS}) \quad (14)$$

以旋转动能表示的 GFM 储能电站虚拟惯量为:

$$E_{ESS} = \frac{\Delta P_{ESS}^H f_0}{2R_{oCoF}^{max}} \quad (15)$$

2.2 GFM 新能源场站惯量

与 GFM 储能电站类似, GFM 新能源场站实际惯量支撑功率 $\Delta P_{GFM,i,t}^H$ 受 $P_{GFM,i,t}^{de}$ 和理论最大惯量支撑功率 ΔP_{GFM}^{hmax} 限制, 满足:

$$\begin{cases} \Delta P_{GFM,i,t}^H = \min(\Delta P_{GFM}^{hmax}, P_{GFM,i,t}^{de}) \\ \Delta P_{GFM}^{hmax} = 2h_{GFM}R_{oCoF}^{max} \frac{P_{GFM}^{max}}{f_0} \end{cases} \quad (16)$$

式中, h_{GFM} 为 GFM 新能源场站虚拟惯性时间常数设定值。

以旋转动能表示的 GFM 新能源场站虚拟惯量为:

$$E_{GFM,i,t} = \frac{\Delta P_{GFM,i,t}^H f_0}{2R_{oCoF}^{max}} \quad (17)$$

2.3 火电机组同步惯量

火电机组同步惯量主要指同步发电机转子转动惯量, 其能量来源于转子运行时储存的旋转动能, 可靠性强。当系统发生频率扰动事件时, 储存在转子中的旋转动能与系统发生能量交换, 为电网提供瞬时惯量支撑。对于一台容量为 P_{UT}^{max} 、惯性时间常数为 H_{UT} 的火电机组, 其惯量 $E_{UT,t}$ 仅与火电机组启停状态 $u_{UT,t}$ 有关, 与其出力无关, 呈现离散化的特性, t 时段火电机组提供的惯量为:

$$E_{UT,t} = u_{UT,t} H_{UT} P_{UT}^{max} \quad (18)$$

2.4 计及虚拟惯量支撑可靠性的系统惯量水平

GFM 新能源场站、储能电站虚拟惯量和火电机组同步惯量对比如表 1 所示, 相较于火电机组可提供稳定的同步惯量, GFM 场站虚拟同步惯量可靠性较弱, 其主要原因有两点: 其一是因为 GFM 场站受变流器半导体元件过载能力约束, 只能承受 1.2~1.4 倍的过电流 [36]。当系统故障引起变流器并网点电压大幅度偏移, 或大扰动冲击导致变流器内电势功角大幅摇摆时, GFM 场站将产生较大的短路电流, 触发变流器电流限幅环节而失去电压源特性, 其内电势幅值和相位均会发生改变, 无法在电流安全域内灵活四象限控制其与系统交换的功率, 提供可靠的惯量支撑能力 [37]; 其二是因为 GFM 新能源场站的惯量响应能量来源于具有间歇性、波动性等固有属性的风光资源, 其可靠性不如同步发电机转

子动能。

表 1 新能源基地各类型惯量资源对比

Table 1 Comparison of different types of inertia resources in renewable energy base

区别	火电机组同步惯量	GFM 新能源场站虚拟惯量	GFM 储能虚拟惯量
响应延时		瞬时支撑	
响应能量来源	同步发电机转子动能	减载预留容量 风机转子动能 光伏直流侧电容	储能电池
惯量支撑可靠性	强	弱	较强
惯量连续性	与机组启停状态相关	连续且可设置相关参数	
惯量和输出功率的关系	与调峰功率大小无关	与调峰功率之和不超过变流器输出最大值	

针对上述原因,本文引入虚拟惯量支撑可靠系数 $\theta_{\text{GFM},i}$ 表征 GFM 场站虚拟惯量支撑可靠性,该系数取值范围为 0-1,取值越小表明 GFM 场站虚拟惯量支撑可靠性越低,则系统需要更多的惯量资源以保证惯量安全。如式(19)所示, $\theta_{\text{GFM},i}$ 由两个参数构成,其中 θ_1 为未触发变流器限流的扰动出现概率,用以量化变流器过载能力对其惯量支撑可靠性的影响,可根据历史运行数据统计分析计算,本文取 0.95。 $\theta_{2,i}$ 为 GFM 场站惯量支撑能量可靠性参数,用以量化其惯性支撑能量来源对其惯量支撑可靠性的影响。对于 GFM 储能电站, $\theta_{2,i}$ 取 1,对于 GFM 新能源场站, $\theta_{2,i}$ 可根据各场站新能源发电预测精度取值,本文统一取 0.9。

$$\theta_{\text{GFM},i} = \theta_1 \cdot \theta_{2,i} \quad (19)$$

对于含有 N_{GFM} 个 GFM 场站(含 GFM 储能电站)和 N_{UT} 个火电机组的新能源基地系统,计及虚拟同步惯量可靠性的系统惯量水平为:

$$E_{\text{sys},t} = \sum_{i=1}^{N_{\text{GFM}}} E_{\text{GFM},i,t} \theta_{\text{GFM},i} + \sum_{i=1}^{N_{\text{UT}}} E_{\text{UT},i,t} \quad (20)$$

3 计及 GFM 场站惯量支撑的新能源基地调度模型

3.1 计及 GFM 场站惯量支撑的新能源基地优化调度思路

新型电力系统中,火电机组的角色已经由原先的主体电源转变为系统中最可靠的支撑性电源和调节性电源,当其处于运行工况时,即可为系统提供可靠的同步惯量支撑。依据《华东区域电力辅助服务管理实施细则(征求意见稿)》,火电提供的

惯量支撑为无偿的基本辅助服务,因而本文将火电机组定位为新能源基地系统中无偿的基础惯量支撑资源。

除火电机组外,GFM 场站可为系统提供有偿的惯量支撑辅助服务。其中,GFM 新能源场站提供可持续的惯量支撑必须要减载运行,这将减少系统可上网的新能源电量,并会产生一定的构网运行成本。而 GFM 储能可以利用其变流器调峰剩余容量提供虚拟惯量支撑,不影响其调峰功能,且对其 SOC 影响微乎其微。为了实现火电机组同步惯量不能满足系统惯量需求场景下,优先利用可靠性更高 GFM 储能调峰剩余容量提供虚拟惯量,再考虑成本更高的 GFM 新能源场站减载构网运行提供惯量支撑,本文通过在目标函数中计及 GFM 新能源场站的构网运行成本,并设置系统最小惯量需求下的 GFM 场站惯量支撑功率约束,以实现各类型惯量资源的协调运行。

3.2 计及 GFM 场站惯量支撑的新能源基地调度模型

3.2.1 目标函数

以新能源基地直流外送收益 F_1 和系统总运行成本 F_2 之间的差额最大,即系统总体调度收益最高为目标,本文的目标函数为:

$$F = \max\{F_1 - F_2\} \quad (21)$$

$$F_1 = c_{\text{DC}} \sum_{t=1}^T P_{\text{DC},t} \quad (22)$$

$$F_2 = \sum_{t=1}^T (F_{\text{UT},t} + U_{\text{UT},t}) + c_{\text{ESS}} \sum_{t=1}^T P_{\text{ESS},t} + \sum_{t=1}^T (\sum_{i=1}^{N_{\text{W}}} C_{\text{W},i,t}^{\text{de}} + \sum_{i=1}^{N_{\text{PV}}} C_{\text{PV},i,t}^{\text{de}}) + \sum_{t=1}^T (c_{\text{W}} \sum_{i=1}^{N_{\text{W}}} P_{\text{W},i,t}^{\text{curt}} + c_{\text{PV}} \sum_{i=1}^{N_{\text{PV}}} P_{\text{PV},i,t}^{\text{curt}}) \quad (23)$$

式中, F_1 、 F_2 分别为直流系统的送电收益、系统总运行成本; $F_{\text{UT},t}$ 、 $U_{\text{UT},t}$ 分别为火电机组的运行成本和启停成本,计算方法见文献[38]; $P_{\text{DC},t}$ 为直流输出功率; $P_{\text{W},i,t}^{\text{curt}}$ 、 $P_{\text{PV},i,t}^{\text{curt}}$ 分别为风光场站弃电功率; $P_{\text{ESS},t}$ 为储能系统充放功率; c_{ESS} 为储能调度成本系数。

3.2.2 GFM 场站惯量支撑功率约束

新能源基地最小惯量需求可通过系统最大频率变化率阈值 $R_{\text{ocof}}^{\text{max}}$ 对应的最小总转动动能表征。为保证以频率变化率为判据的继电保护装置在有功不平衡功率 $\Delta P_{\text{ub},t}$ 下不被触发,新能源基地系统最小惯量需求为:

$$E_{\text{sys},t}^{\min} = \left| -\frac{\Delta P_{\text{ub},t} f_0}{2R_{\text{oCoF}}^{\max}} \right| \quad (24)$$

为满足系统最小惯量需求, GFM 场站需要弥补的惯量缺额 $E_{\text{aux},t}$ 应满足:

$$E_{\text{aux},t} \geq E_{\text{sys},t}^{\min} - \sum_{i=1}^{N_{\text{UT}}} E_{\text{UT},t} \quad (25)$$

据上式及式(15)、式(17-18)、式(20)可推导出 GFM 场站提供的虚拟惯量等于 $E_{\text{aux},t}$ 时, 对应的最小惯性支撑功率 $\Delta P_{\text{GFM},i,t}^{\text{Hmin}}$ 满足:

$$\sum_{i=1}^{N_{\text{GFM}}} \theta_{\text{GFM},i} \Delta P_{\text{GFM},i,t}^{\text{Hmin}} = \left| \Delta P_{\text{ub},t} \right| - \sum_{i=1}^{N_{\text{UT}}} 2H_{\text{UT}} P_{\text{UT}}^{\max} \frac{R_{\text{oCoF}}^{\max}}{f_0} u_{\text{UT},t} \quad (26)$$

3.2.3 其他约束条件

1) 火电机组运行约束

$$P_{\text{UT}}^{\min} u_{\text{UT},t} \leq P_{\text{UT},t} \leq P_{\text{UT}}^{\max} u_{\text{UT},t} \quad (27)$$

$$\begin{cases} T_{i,t}^{\text{on}} - T_{i,\min}^{\text{on}} \geq 0 \\ T_{i,t}^{\text{off}} - T_{i,\min}^{\text{off}} \geq 0 \end{cases} \quad (28)$$

$$-\alpha_{\text{UT},\text{dn}} \Delta T \leq P_{\text{UT},t} - P_{\text{UT},t-1} \leq \alpha_{\text{UT},\text{up}} \Delta T \quad (29)$$

式中, $P_{\text{UT}}^{\max}$ 、 $P_{\text{UT}}^{\min}$ 为火电机组功率上下限; $P_{\text{UT},t}$ 为火电机组 t 时段有功功率; $T_{i,t}^{\text{on}}$ 、 $T_{i,t}^{\text{off}}$ 、 $T_{i,\min}^{\text{on}}$ 、 $T_{i,\min}^{\text{off}}$ 分别为火电机组 t 时段的开机时间、停机时间、火电机组最小开机时间和最小停机时间; $\alpha_{\text{UT},\text{up}}$ 、 $\alpha_{\text{UT},\text{dn}}$ 分别为火电机组最大上下爬坡率; ΔT 为调度时间间隔。

2) 新能源场站运行约束

GFL 新能源场站约束为:

$$0 \leq P_{\text{GFL},i,t} \leq P_{\text{GFL},i,t}^{\text{fore}} \quad (30)$$

$$0 \leq P_{\text{GFL},i,t}^{\text{curt}} \leq P_{\text{GFL},i,t}^{\text{fore}}$$

$$P_{\text{GFL},i,t} + P_{\text{GFL},i,t}^{\text{curt}} = P_{\text{GFL},i,t}^{\text{fore}} \quad (31)$$

式中, $P_{\text{GFL},i,t}$ 、 $P_{\text{GFL},i,t}^{\text{fore}}$ 、 $P_{\text{GFL},i,t}^{\text{curt}}$ 分别为 GFL 新能源场站 i 的上网功率、预测功率和弃电功率。

GFM 新能源场站约束见式(9-10)。

3) 储能电站运行约束

GFM 储能电站见式(1-2)和式(4-6)。

4) 直流系统运行约束

$$P_{\text{DC}}^{\min} \leq P_{\text{DC},t} \leq P_{\text{DC}}^{\max} \quad (32)$$

$$-u_{\text{DC},t} \alpha_{\text{DC},\text{dn}} \Delta T \leq P_{\text{DC},t} - P_{\text{DC},t-1} \leq u_{\text{DC},t} \alpha_{\text{DC},\text{up}} \Delta T \quad (33)$$

$$u_{\text{DC},t} + \sum_{t+1}^{t+T_{\text{DC}}-1} u_{\text{DC},t} \leq 1 \quad (34)$$

$$\sum_1^T u_{\text{DC},t} \leq N_{\text{DC}} \quad (35)$$

$$\sum_1^T P_{\text{DC},t} / P_{\text{DC}}^{\max} \times 8760 \geq 4500 \quad (36)$$

$$(P_{\text{GFM},i,t} + P_{\text{GFL},i,t}) / P_{\text{DC},t} \times 100\% \geq 50\% \quad (37)$$

式中, $P_{\text{DC}}^{\max}$ 和 $P_{\text{DC}}^{\min}$ 为直流系统输电容量上下限; $\alpha_{\text{DC},\text{up}}$ 、 $\alpha_{\text{DC},\text{dn}}$ 为直流功率的最大上下爬坡率; $u_{\text{DC},t}$ 为表征 t 时段直流功率是否调整的二进制变量; T_{DC} 为直流系统调整后最小运行时长; N_{DC} 为直流最大调整次数; 式(36-37)为直流平均利用小时数约束和直流外送新能源电量渗透率约束, 要求直流平均利用小时数大于 4500 小时, 直流输出新能源电量渗透率大于 50%。

5) 系统功率平衡约束

$$\sum_{i=1}^{N_{\text{UT}}} P_{\text{UT},t} + \sum_{i=1}^{N_{\text{GFM}}} P_{\text{GFM},i,t} + \sum_{i=1}^{N_{\text{GFL}}} P_{\text{GFL},i,t} = P_{\text{DC},t} + P_{\text{load},t} \quad (38)$$

式中, $P_{\text{load},t}$ 为新能源基地就地负荷。

3.3 模型求解

对于所建考虑构网型场站惯量支撑的新能源基地调度模型, 本文采用 YALMIP 工具箱及 Gurobi 学术版求解器进行求解, 基于 MATLAB 实现编程仿真。

4 算例分析

4.1 算例系统

本文以西北地区某大型新能源基地规划指南设置仿真算例, 算例系统等效拓扑结构见附录 A 图 A1, 包含 500MW 构网型风电场 W1、300MW 跟网型风电场 W2、500MW 构网型光伏电站 PV1、500MW 构网型光伏电站 PV2、400MW 跟网型光伏电站 PV3、250MW 火电机组、110MW/220MWh 构网型储能电站, 系统新能源装机渗透率约 85.71%。各类型机组主要参数见附录 A 表 A1; 各机组惯量参数见表 A2; 直流系统主要参数见附录 A 表 A3; 峰谷电价、风电上网电价、光伏上网电价见附录 A 表 A4; 新能源出力预测曲线与新能源基地就地小负荷预测曲线见附录 A 图 A2、图 A3。

据文献[39] $c_{\text{W}}^{\text{de}1}$ 取 40 元/MW, $c_{\text{W}}^{\text{de}2}$ 在 $c_{\text{W}}^{\text{de}1}$ 的基础上额外计 15% 的磨损成本, 取 46 元/MW; 据文献[40] $c_{\text{PV}}^{\text{de}}$ 取 40.88 元/MW。

据《风电场接入电力系统技术规定》、《光伏电站接入电力系统技术规定》, 本文取各调度时段风光上网功率的 10% 作为系统有功扰动, 计算系统最小惯量需求。

4.2 调度结果分析

采用本文所提模型进行仿真，调度结果见附录 B 图 B1，其中 GFM 场站出力及减载功率如附录 B 图 B2、图 B3，系统的惯量水平见图 5。调度成本及新能源消纳率见表 2，可以看出：

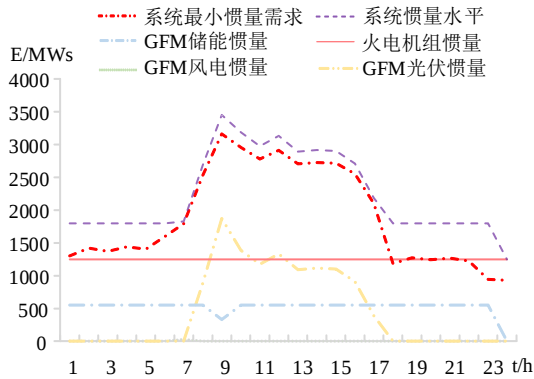


图 5 本文所提模型系统惯量水平

Fig.5 System inertia levels of the proposed model

①采用本文所提模型，火电机组为新能源基地的基础惯量支撑资源，在整个调度周期内均保持运行工况，提供大小相同的同步惯量。

②相较于 GFM 新能源场站，GFM 储能电站提供虚拟惯量的时间更长，其惯量支撑特性和火电机组相近，在绝大部分调度时段提供理论最大虚拟惯量，仅在调峰剩余功率较小时提供有限的惯量支撑。

③GFM 新能源场站仅在风光大发、系统惯量需求较大时段减载提供虚拟惯量。同 GFM 风电场站相比，GFM 光伏电站因光伏并网价格较低而优先减载。

4.3 不同调度方案对比分析

为了验证所提模型的优越性，补充以下 3 种调度方案进行对比分析，目标函数均为式(22)。

CASE 1:不考虑惯量需求的常规调度方案；

CASE 2:仅考虑火电机组提供惯量支撑的调度方案；

CASE 3:不考虑 GFM 场站惯量支撑可靠性的多类型资源惯量支撑调度方案；

CASE 0:本文所提调度方案。

对 CASE1 进行仿真分析，调度结果见附录 B 图 B4，其系统惯量见附录 C 图 C1。可以发现，仅有夜间新能源出力较小时，火电机组提供的惯量能满足系统惯量需求，而其他时段均无法满足惯量需求，特别是新能源大发阶段，系统惯量缺额高达 1947.34MWs，已无法满足系统稳定运行的要求。这说明不考虑惯量安全的传统优化调度方案已不适用于新能源渗透率极高的电力系统。

因此，下面将本文所提模型和 CASE2、CASE3

进行对比。CASE2 和 CASE3 的仿真结果见附录 B 图 B5-B6，系统惯量水平见附录 C 图 C2-C3。各方案调度成本及新能源消纳率对比见表 2。

表 2 各方案优化调度成本及新能源消纳率

Table 2 Dispatching costs and renewable energy consumption

level of each case			
场景	CASE 0	CASE 2	CASE 3
直流外送收益(¥)	18882265	14833424	18882265
火电机组运行成本(¥)	836427.91	971682	828484.37
新能源主动减载成本(¥)	85927.72	0	60384.76
新能源被动弃电成本(¥)	60615.01	1228668.1	73274
储能调峰成本(¥)	1569.65	840.31	1603.3
总收益(¥)	17897725	12632234	17918519
新能源消纳率	95.33%	61.27%	95.64%

综合调度结果和系统惯量水平可以看出，相较于 CASE2，CASE0 的新能源消纳率提升 34.06%，系统总收益上升 41.68%，系统具有惯量裕度的调度时段增加了 19 个。由此可知，计及 GFM 场站惯量支撑能力及对应构网成本，能有效地提升系统新能源消纳能力和系统运行经济效益。

相较于 CASE3，CASE0 的新能源消纳率下降 0.31%，系统总收益下降 0.12%，但系统具有惯量裕度的调度时段增加了 10 个。可见，计及 GFM 场站虚拟惯量支撑可靠性虽然会略微降低系统经济性，但是系统的惯量安全水平得到了大幅提高，因而这种经济上的代价是可接受的。

4.4 GFM 新能源场站提供惯量支撑的经济性分析

为更好地从 GFM 新能源场站的角度分析其提供惯量支撑的经济性，补充设计以下方案同 CASE0 对比。

CASE A:不计及 GFM 新能源场站惯量支撑调度成本的调度方案。其中，无法消纳的新能源电力按场站装机容量占比分配。

对 CASEA 进行仿真分析，调度结果见附录 B 图 B7，系统惯量见附录 C 图 C4。CASEA 和 CASE0 的 GFM 新能源场站收益对比见表 3。

表 3 GFM 新能源场站收益对比

Table 3 GFM renewable energy plants revenue comparison

场景	新能源上网收益(¥)	减载惯量支撑收益(¥)	收益(¥)
CASE A	2678533.69	0	2678533.69
CASE 0	2678411.53	85927.72	2764339.25

由表 3 可知，相较于 CASEA，CASE0 的 GFM 新能源场站上网收益略有降低，但考虑减载惯量支撑收益后的总收益上升 3.20%。这是由于为满足系

统惯量需求, GFM 新能源场站需要减载提供惯量支撑, 这部分减载的新能源电力无法上网获得收益, 且构网运行控制将会额外增加运行成本, 导致 GFM 新能源场站的新能源上网收益下降。说明所提模型不仅可以提升系统的总体经济性, 也能增加 GFM 新能源场站收益, 提高其减载提供虚拟惯量的意愿。

4.5 所提模型适应性分析

4.5.1 不同场景调度结果分析

为深入验证所提模型的普适性, 针对不同新能源出力场景进行仿真, 新能源预测出力曲线见附录 A 图 A4-A5, 调度结果见附录 B 图 B8-B9, 系统的惯量水平见图 6-7。

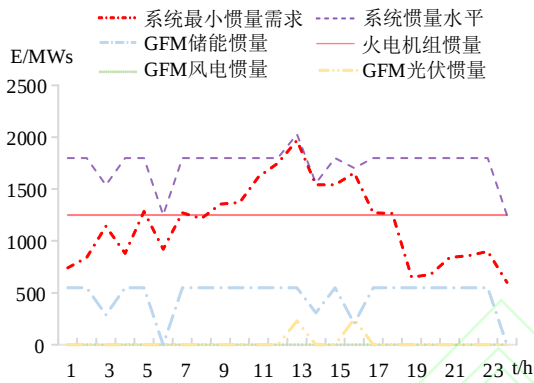


图 6 新能源小发场景系统惯量水平

Fig.6 System inertia levels under low renewable energy generation

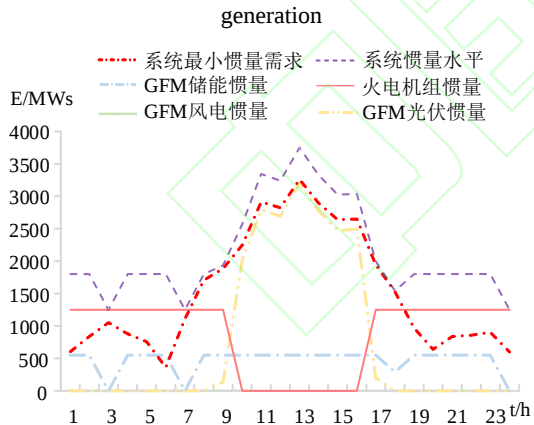


图 7 新能源大发场景系统惯量水平

Fig.7 System inertia levels under high renewable energy generation

综合调度结果和系统惯量水平可以看出, 在新能源发电量较小场景下, 所提模型主要利用火电机组和 GFM 储能电站的调峰剩余容量提供惯量支撑, 仅在极少数时段调度 GFM 新能源场站减载构网运行, 以弥补系统惯量缺额。这是由于 GFM 新能源场站减载提供惯量支撑会带来较高的构网成本, 因

而所提模型会在不影响火电机组和 GFM 储能调峰功能的前提下, 优先利用火电机组和 GFM 储能提供惯量支撑, 以实现系统总体运行成本最小化。

在新能源发电量较大场景下, 系统的新能源消纳需求和惯量需求均显著增加, 所提模型在 10-16 时段调度火电机组停机, 为新能源出让上网空间。同时利用 GFM 场站确保系统惯量安全, 并且计及虚拟惯量支撑可靠性, 预留最高达 492MWs 的惯量裕度, 实现新能源消纳和系统惯量安全双赢。可见, 本文所提模型针对不同新能源出力场景均具有较好的适应性。

4.5.2 GFM 新能源场站惯量支撑参数适应性分析

进一步的, 下面研究 GFM 新能源场站虚拟惯量时间常数、新能源场站占比对系统调度结果和系统惯量水平的影响。

不同 h_{GFM} 下, 系统总收益和新能源消纳率见附录 B 图 B10, 系统惯量水平见附录 C 图 C5。可以发现, 在本文算例中, 随着虚拟惯量时间常数的上升, 系统总收益和新能源消纳率先上升, 后基本保持不变。根据《电力系统惯量支撑和一次调频技术要求(DLT 2669-2023)》, h_{GFM} 的推荐取值为 4-6s, 在这个范围内, h_{GFM} 的大小对系统总收益和新能源消纳率影响甚微。

不同 GFM 新能源场站占比下的系统总收益和新能源消纳率见附录 B 图 B11, 系统惯量水平见附录 C 图 C6。可以看出, 在本文算例中, 随着 GFM 新能源场站占比的增加, 系统总收益和新能源消纳率同时增加, 且上升速率逐渐下降。这是因为 GFM 新能源场站的占比的增加会同时提升其减载容量上限和理论最大惯量支撑功率, 使得 GFM 新能源场站能满足更多新能源消纳带来的惯量需求。需要说明的是, 在实际生产中, 系统经济性是否提高与 GFM 新能源场站构网运行成本、火电机组运行成本有关。

5 结 论

针对极高比例新能源渗透率的新能源基地系统惯量水平低下, 系统稳定性不足的问题, 本文提出一种考虑构网型场站惯量支撑的新能源基地优化调度模型, 并采用西北地区某大型新能源基地为仿真系统进行了验证。通过研究得到以下结论:

(1) 本文所提调度模型能充分发挥 GFM 场站

惯量支撑能力,提升新能源消纳水平与系统总收益。仿真算例中仅考虑火电机组惯量支撑能力的调度方案因惯量安全约束存在大量弃风弃光,而本文所提模型计及了 GFM 场站惯量支撑能力及对应构网成本,有效提高系统新能源消纳能力和系统总收益。

(2) 本文考虑了 GFM 储能电站惯量特性,利用其调峰剩余功率为系统提供虚拟惯量,在整个调度期间,不改变储能“低充高发”的调峰功能,并使其惯量支撑特性和火电机组相近。

(3) GFM 新能源场站仅在风光大发、系统惯量需求较大时段减载提供虚拟惯量,减载优先顺序取决于新能源电力并网价格。

(4) 对于 GFM 新能源场站而言,提供系统惯量支撑服务能够为其带来额外的经济效益,从而激励其主动参与电网惯量支撑。

(5) 本文所提模型对不同新能源出力场景和不同系统配置均有良好的适应性,后续研究将对其他潜在资源的惯量支撑特性进行分析。

参考文献

- [1] 罗必雄.加快建设新时代能源电力强国[J].红旗文稿,2023,(19):34-37.
LUO Bixiong. Speed up the construction of a great country with energy and electricity in the new era[J]. Red Flag Manuscript,2023,(19):34-37(in Chinese).
- [2] 张智刚,康重庆.碳中和目标下构建新型电力系统的挑战与展望[J].中国电机工程学报,2022,42(8):2806-2819.
ZHANG Zhigang, KANG Chongqing. Challenges and prospects for constructing the new-type power system towards a carbon neutrality future[J]. Proceedings of the CSEE, 2022,42(8):2806-2819(in Chinese).
- [3] FEI T, STRBAC G. Assessment of the role and value of frequency response support from wind plants[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy,2017,7(2):586-595.
- [4] 孙华东,许涛,郭强,等.英国“8·9”大停电事故分析及对中国电网的启示[J].中国电机工程学报,2019,39(21):6183-6192.
SUN Huadong, XU Tao, GUO Qiang, et al. Analysis on blackout in Great Britain power grid on august 9th, 2019 and its enlightenment to power grid in China[J]. Proceedings of the CSEE,2019,39(21):6183-6192(in Chinese).
- [5] 王国春,董昱,许涛,等.巴西“8.15”大停电事故分析及启示[J].中国电机工程学报,2023,43(24):9461-9470.
WANG Guochun, DONG Yu, XU Tao, et al. Analysis and lessons of Brazil blackout event on august 15, 2023[J]. Proceedings of the CSEE,2019,39(21):6183-6192(in Chinese).
- [6] 李云,陈图南,黄福全.英国新型电力系统频率管理及对中国电网建设的启示[J].全球能源互联网,2024,7(03):312-324.
LI Yun, CHEN Tunan, HUANG Fuquan. Frequency management of new power system in the UK and Its enlightenment to the power grid construction in China[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2024,7(03):312-324(in Chinese).
- [7] 曹炜,张甜,傅业盛,等.同步调相机增强电力系统惯性和改善频率响应的研究与应用[J].电力系统自动化,2020,44(03):1-10.
CAO Wei, ZHANG Tian, FU Yesheng, et al. Research and application for increasing inertia and improving frequency response of power system by using synchronous condenser [J]. Automation of Electric Power Systems,2020,44(03):1-10(in Chinese).
- [8] AHMADI H, GHASEMI H. Security-constrained unit commitment with linearized system frequency limit constraints[J]. IEEE transactions on power systems,2014,29(4):1536-1545.
- [9] PATURE M, MARKOVIC U, DELIKARAOGLOU S, et al. Stochastic unit commitment in low-inertia grids[J]. IEEE transactions on power systems,2020,35(5):3448-3458.
- [10] 林俐,丁文敏,唐传伟,等.计及储能调频能力的高比例新能源电力系统优化调度[J/OL].华北电力大学学报(自然科学版),1-12[2024-09-25].
<https://link.cnki.net/urlid/13.1212.tm.20240315.1120.002>.
LIN Li, DING Wenmin, TANG Chuanwei, et al. Optimal scheduling of high-proportion renewable energy power system considering energy storage frequency modulation capability[J/OL]. Journal of North China Electric Power University (Natural Science Edition), 1-12[2024-09-25] (in Chinese).
<https://link.cnki.net/urlid/13.1212.tm.20240315.1120.002>.
- [11] LI J, QIAO Y, LU Z, MA W, et al. Integrated frequency-constrained scheduling considering coordination of frequency regulation capabilities from multi-source converters[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy,2024,12(1): 261-274.
- [12] 韩泽雷,鞠平,秦川,等.面向新型电力系统的频率安全研究综述与展望[J].电力自动化设备,2023,43(09):112-124.
HAN Zelei, JU Ping, QIN Chuan, et al. Review and prospect of research on frequency security of new power system[J]. Electric Power Automation Equipment,2023,43(09):112-124(in Chinese).

- [13] 叶畅,柳丹,杨欣宜,等.基于最小惯量评估的高比例新能源电力系统优化运行策略[J].电网技术,2023,47(02):502-516.
YE Chang, LIU Dan, YANG Xinyi, et al. Research for optimal operation strategy of high proportion renewable energy power system based on minimum inertia evaluation[J]. Power System Technology, 2023,47(02):502-516(in Chinese).
- [14] 况理,文云峰,陆艺丹,等.含虚拟同步机的微电网频率稳定约束优化调度模型研究[J].中国电机工程学报,2022,42(01):71-83.
KUANG Li, WEN Yunfeng, LU Yidan, et al. Frequency stability constrained optimal dispatch model of microgrid with virtual synchronous machines[J]. Proceedings of the CSEE, 2022,42(01):71-83(in Chinese).
- [15] EirGrid, SONI. Shaping our electricity future[R/OL]. (2021-11-01)[2024-09-25].
https://www.eirgridgroup.com/sitefiles/library/EirGrid/Shaping_Our_Electricity_Future_Roadmap.pdf.
- [16] European Network of Transmission System Operators for Electricity. Future system inertia 2 report[EB/OL]. [2024-11-18].
https://docstore.entsoe.eu/Documents/Publications/SOC/Nordic/Nordic_report_Future_System_Inertia.pdf.
- [17] 林恒先,侯凯元,陈磊,等.高比例风电电力系统考虑频率安全约束的机组组合[J].电网技术,2021,45(01):1-13.
LIN Hengxian, HOU Kaiyuan, CHEN Lei, et al. Unit commitment of power system with high proportion of wind power considering frequency safety constraints[J]. Power System Technology, 2021,45(01):1-13(in Chinese).
- [18] 江一航,赵书强,王慧,等.计及风电、调相机支撑特性的频率安全约束分布鲁棒机组组合调度方法[J/OL].电工技术学报,1-15[2024-09-25].
<https://doi.org/10.19595/j.cnki.1000-6753.tces.232164>.
JIANG Yihang, ZHAO Shuqiang, WANG Hui, et al. Distributionally robust frequency constrained unit commitment with frequency support of wind power and synchronous condenser[J/OL]. Transactions of China Electrotechnical Society, 1-15[2024-09-25] (in Chinese).
<https://doi.org/10.19595/j.cnki.1000-6753.tces.232164>.
- [19] ZHANG Z, DU E, TENG F, et al. Modeling frequency dynamics in unit commitment with a high share of renewable energy[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020,35(6): 4383-4395.
- [20] 安军,盛帅,周毅博,等.基于量测数据的风电场等效虚拟惯量评估方法[J].电网技术,2023,47(05):1819-1829.
AN Jun, SHENG Shuai, ZHOU Yibo, et al. Evaluation of equivalent virtual inertia of wind farm based on measured data[J]. Power System Technology, 2023,47(05):1819-1829(in Chinese).
- [21] 李杨,孙斌,吴峰,等.考虑动态频率约束的多能源电力系统日前-日内优化调度[J].太阳能学报,2024,45(02):406-415.
LI Yang, SUN Bin, WU Feng, et al. Day-ahead and intra-day optimal scheduling of multi-energy power systems considering dynamic frequency constraints[J]. Acta Energiae Solaris Sinica, 2024,45(02):406-415(in Chinese).
- [22] CHU Z, MARKOVIC U, HUG G, et al. Towards optimal system scheduling with synthetic inertia provision from wind turbines[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020,35(5): 4056-4066.
- [23] 刘辉,于思奇,孙大卫,等.构网型变流器控制技术及原理综述[J/OL].中国电机工程学报,1-16[2024-09-25].
<https://kns.cnki.net/webvpn.ncepu.edu.cn/kcms/detail/11.2107.tm.20240509.1704.007.html>.
LIU Hui, YU Siqi, SUN Dawei, et al. An overview of control technologies and principles for grid-forming converters[J/OL]. Proceedings of the CSEE, 1-16[2024-09-25] (in Chinese).
<https://kns.cnki.net/webvpn.ncepu.edu.cn/kcms/detail/11.2107.tm.20240509.1704.007.html>.
- [24] 刘钊汛,秦亮,杨诗琦,等.面向新型电力系统的电力电子变流器虚拟同步控制方法评述[J].电网技术,2023,47(01):1-16.
LIU Zhaoxun, QIN Liang, YANG Shiqi, et al. Review on virtual synchronous generator control technology of power electronic converter in power system based on new energy[J]. Power System Technology, 2023,47(01):1-16(in Chinese).
- [25] 詹长江,吴恒,王雄飞,等.构网型变流器稳定性研究综述[J].中国电机工程学报,2023,43(06):2339-2359.
ZHAN Changjiang, WU Heng, WANG Xiongfei, et al. An overview of stability studies of grid-forming voltage-source converters[J]. Proceedings of the CSEE, 2023,43(06):2339-2359(in Chinese).
- [26] 曹炜,钦焕乘,陆建忠,等.新型电力系统下虚拟同步机的定位和应用前景展望[J].电力系统自动化,2023,47(04):190-207.
CAO Wei, QIN Huancheng, LU Jianzhong, et al. Orientation and application prospect of virtual synchronous generator in new power system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023,47(04):190-207(in Chinese).
- [27] 秦晓辉,苏丽宁,迟永宁,等.大电网中虚拟同步发电机惯量支撑与一次调频功能定位辨析[J].电力系统自动化,2018,42(09):36-43.
QIN Xiaohui, SU Lining, CHI Yongning, et al. Functional

- orientation discrimination of inertia support and primary frequency regulation of virtual synchronous generator in large power grid[J]. Automation of Electric Power Systems,2018,42(09):36-43 (in Chinese).
- [28] SUN Ming, MIN Yong, CHEN Lei, et al. A critical study on optimal auxiliary frequency control of wind turbine generator and coordination with synchronous generator[J].CSEE Journal of Power and Energy Systems,2020:1-8.
- [29] 张恒旭,高志民,曹永吉,等.高比例可再生能源接入下电力系统惯量研究综述及展望[J].山东大学学报(工学版),2022,52(05):1-13.
ZHANG Hengxu, GAO Zhiming, CAO Yongji, et al. Review and prospect of research on power system inertia with high penetration of renewable energy source[J]. Journal of Shandong University (Engineering Science),2022,52(05):1-13(in Chinese).
- [30] 闵勇,陈磊,刘瑞阔,等.电力系统频率动态中惯量与惯量响应特性辨析[J].中国电机工程学报,2023,43(03):855-868.
MIN Yong, CHEN Lei, LIU Ruikuo, et al. Analysis on characteristics of inertia and inertial response in power system frequency dynamics[J]. Proceedings of the CSEE,2023,43(03): 855-868(in Chinese).
- [31] ZHANG X, ZHA X B, YUE S, et al. A frequency regulation strategy for wind power based on limited over-speed deloading curve partitioning[J]. IEEE Access,2018,6: 22938-22951.
- [32] Wang Y, Guo Y and Zhang D, et al. Analysis and Mitigation of the Drive Train Fatigue Load for Wind Turbine with Inertial Control[J]. International Journal of Electrical Power and Energy Systems,2022(136):107698.
- [33] 潘沈恺,高丙团,毛永恒,等.考虑机组疲劳载荷的风电场快速有功功率分配方法[J/OL].电力系统自动化,1-11[2024-09-25].
<http://kns.cnki.net/kcms/detail/32.1180.TP.20240306.1422.008.html>.
PAN Shenkai, GAO Bingtuan, MAO Yongheng, et al. Fast active power distribution method for wind farms considering fatigue loads of wind turbines[J/OL]. Automation of Electric Power Systems,1-11[2024-09-25] (in Chinese).
<http://kns.cnki.net/kcms/detail/32.1180.TP.20240306.1422.008.html>.
- [34] 张海峥,张兴,李明,等.一种有功备用式光伏虚拟同步控制策略[J].电网技术,2019,43(02):514-520.
ZHANG Haizheng, ZHANG Xing, LI Ming, et al. A photovoltaic virtual synchronous generator control strategy based on active power reserve[J]. Power System Technology,2019,43(02):514-520(in Chinese).
- [35] 国家能源局.电化学储能电站并网运行与控制技术规范第7部分惯量支撑与阻尼控制:DL/T 2246.7-2021[S].北京,中国电力出版社,2021.
National Energy Administration. Technical specification for grid-connected operation and control of electrochemical energy storage station -- Part 7: Inertia support and damping control[S]. 2021(in Chinese).
- [36] DENIS G, PREVOST T, DEBRY M, et al. A grid-forming control improvement with transient current-limiting control[J]. IEEE Transactions on Renewable Power Generation,2018,12(5):523-529.
- [37] 杜毅,孙华东,郑超,等.系统强度支撑型可塑变流器(2)—机电暂态建模及系统强度支撑验证[J/OL].中国电机工程学报,1-13[2024-07-11].
<https://doi.org/10.13334/j.0258-8013.pcsee.230739>.
DU Yi, SUN Huadong, ZHENG Chao, et al. System strength supported flexible converter (II) -- electromechanical transient modeling and system strength support verification[J/OL]. Proceedings of the CSEE,1-13[2024-07-11](in Chinese).
<https://doi.org/10.13334/j.0258-8013.pcsee.230739>.
- [38] 林俐,唐传伟,丁文敏,等.基于动态日碳排放配额模型的抽蓄辅助燃煤机组深度调峰低碳经济调度[J/OL].华北电力大学学报(自然科学版),1-13[2024-09-25].
<http://kns.cnki.net/kcms/detail/13.1212.TM.20231025.1618.002.html>.
LIN Li, TANG Chuanwei, DING Wenmin, et al. Low-carbon economic dispatch for deep peak-load regulation of coal-fired units with pumped storage assisted basing on the dynamic daily carbon emission quota model[J/OL]. Journal of North China Electric Power University (Natural Science Edition), 1-13[2024-09-25] (in Chinese).
<http://kns.cnki.net/kcms/detail/13.1212.TM.20231025.1618.002.html>.
- [39] 朱姝林,王海云,常喜强,等.考虑新能源场站动态减载调频的电力系统调度研究[J].科学技术与工程,2023,23(08):3295-3305.
ZHU Shulin, WANG Haiyun, CHANG Xiqiang, et al. A scheduling strategy considering renewable energypower plants participating in system frequency regulation by dynamic output derating[J]. Science Technology and Engineering,2023,23(8): 3295-3305(in Chinese).
- [40] 王晶晶,廖思阳,姚良忠,等.基于一致性算法的直流受端电网分布式调频资源协同频率控制[J].电网技术,2022,46(03):888-900.
WANG Jingjing, LIAO Siyang, YAO Liangzhong, et al.

Coordinated frequency control strategy for DC receiving-end power grid with distributed frequency regulation resources using consensus algorithm[J]. Power System Technology, 2022, 46(03): 888-900 (in Chinese).

作者简介:

林俐(1968-), 女, 副教授, 硕士生导师, 研究方向为电力系统分析与控制、新能源并网及其分析, E-mail:

linli@ncepu.edu.cn;

唐传伟(2000-), 男, 硕士研究生, 通信作者, 研究方向为新能源并网及其分析, E-mail: davidxlev@icloud.com;

姚丽萍(2001-), 女, 硕士研究生, 研究方向为高比例新能源电力系统优化调度, E-mail: ylp2001@163.com;

赵冬梅(1965-), 女, 教授, 博士生导师, 研究方向为电力系统分析与控制、新能源发电与智能电网, E-mail: zhao-dm@ncepu.edu.cn;

刘崇茹(1977-), 女, 教授, 博士生导师, 研究方向为交直流混合系统分析与仿真、运行与控制, E-mail: chongru.liu@ncepu.edu.cn。



附录 A

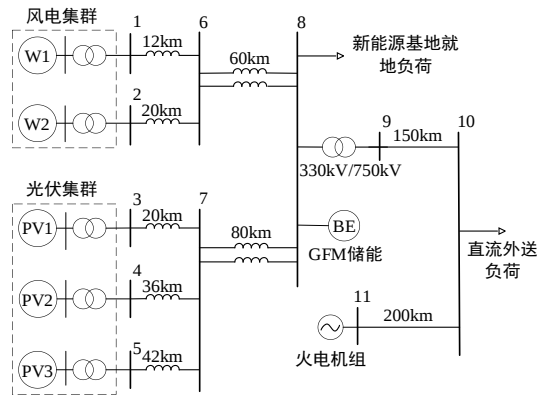


图 A1 新能源基地等效拓扑图

Fig.A1 Equivalent topology of renewable energy base

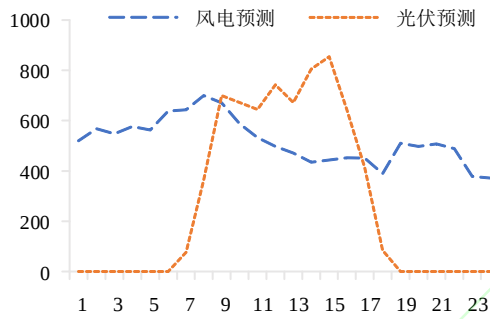


图 A2 新能源基地日前风光出力预测曲线

Fig.A2 The wind and power forecast curve of renewable energy base

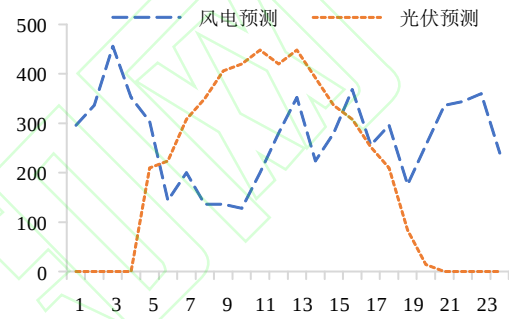


图 A4 新能源小发场景风光出力预测曲线

Fig.A4 The wind and power forecast curve under low renewable energy generation

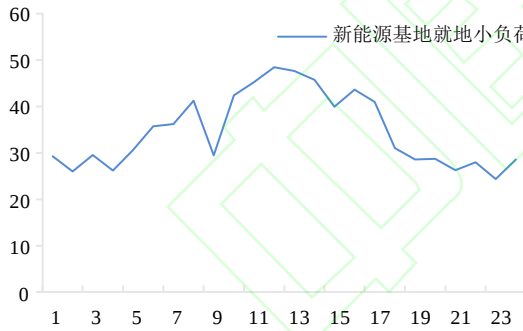


图 A3 新能源基地就地小负荷预测曲线

Fig.A3 Local load prediction curve of renewable energy base

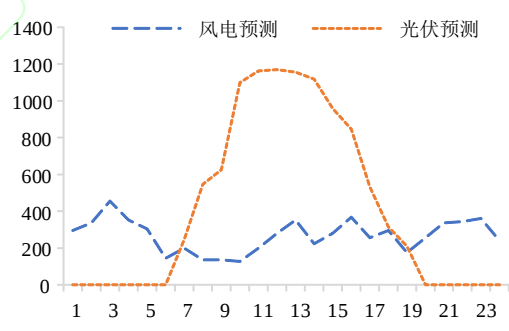


图 A5 新能源大发场景风光出力预测曲线

Fig.A5 Local load prediction curve under high renewable energy generation

表 A1 新能源场站及储能主要参数

Table A1 Main parameters of renewable energy plants and ESS

C_{ESS}	$V_{\omega 1}$	$V_{\omega 2}$	$V_{\omega out}$
1.6(¥/MWh)	6m/s	10m/s	22m/s

表 A2 新能源基地惯量支撑主要参数

Table A2 Main parameters of inertia support in renewable energy base

H_{UT}	H_{GFM}	f_0	R_{oCoF}^{max}
5s	5s	50Hz	1Hz/s

表 A3 直流系统主要参数

Table A3 Main parameters of DC system

$P_{DC}^{\max}$	$P_{DC}^{\min}$	$\alpha_{DC,up}$	$\alpha_{DC,dn}$	T_{DC}	N_{DC}
1300	350	400MW	400MW	4h	4

表 A4 峰谷电价

Table A4 Peak-valley electrovalence					
时间段	1-6	7-8	9-16	17-22	23-24
C_{DC} (¥/MWh)	873.1	1089.3	657	1089.3	873.1
C_W (¥/MWh)	274	411	137	411	274
C_{PV} (¥/MWh)	257	385.5	128.5	385.5	257

附录 B

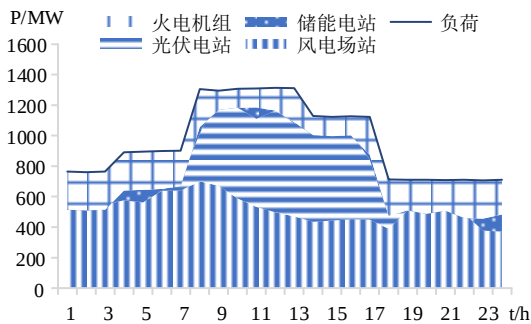


图 B1 本文所提模型优化调度结果

Fig. B1 Scheduling results of the proposed model

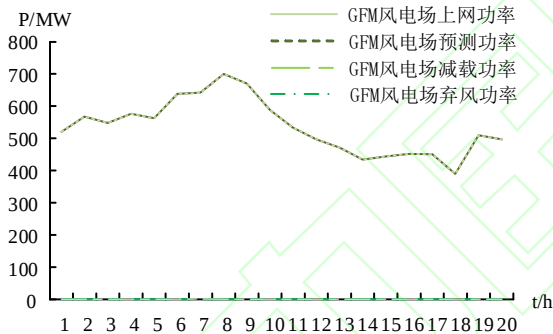


图 B2 本文所提模型风电场站调度结果

Fig. B2 Wind farm scheduling results of the proposed model

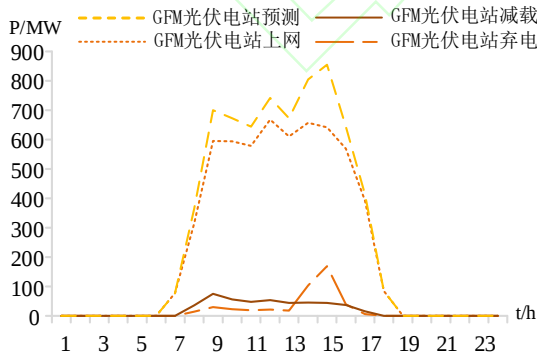


图 B3 文所提模型光伏电站调度结果

Fig. B3 Photovoltaic power station scheduling results of the proposed model

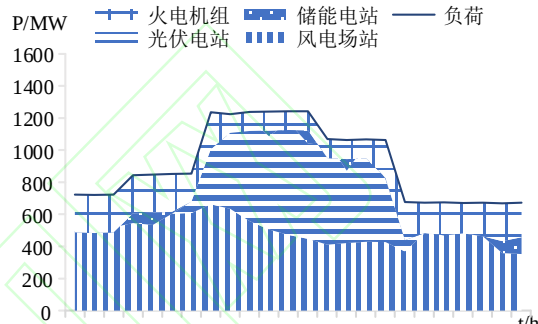


图 B4 CASE1 优化调度结果

Fig. B4 Scheduling results of CASE1

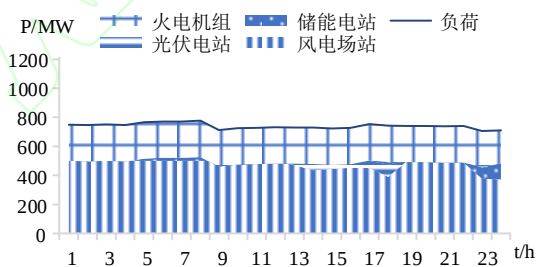


图 B5 CASE2 优化调度结果

Fig. B5 Scheduling results of CASE2

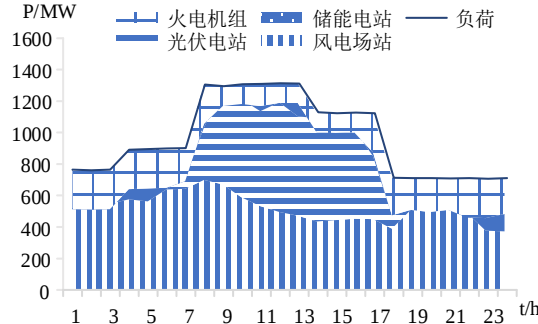


图 B6 CASE3 优化调度结果

Fig. B6 Scheduling results of CASE3

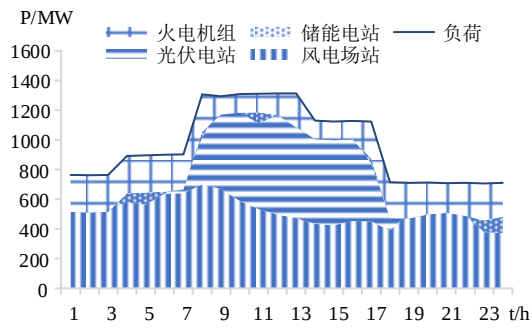


图 B7 CASE A 优化调度结果
Fig. B7 Scheduling results of CASEA

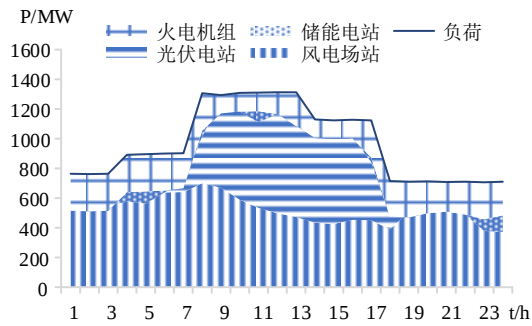


图 B8 新能源小发场景优化调度结果
Fig.B8 Scheduling results under low renewable energy generation

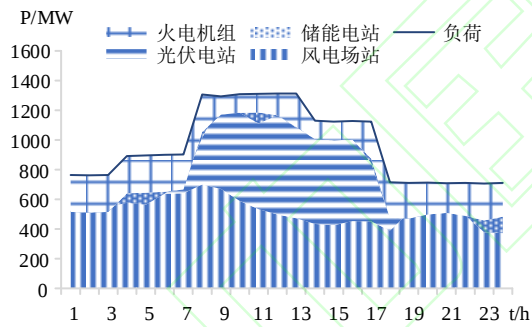


图 B9 新能源大发场景优化调度结果
Fig.B9 Scheduling results under high renewable energy generation

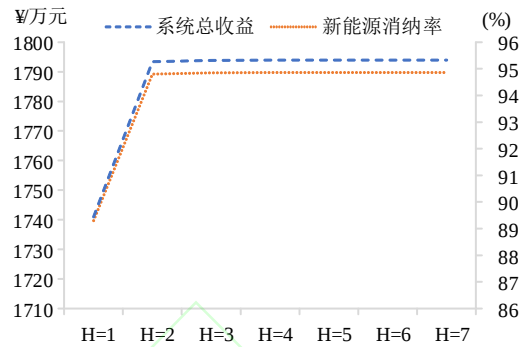


图 B10 不同 h_{GFM} 下系统总收益和新能源消纳率
Fig.B10 Total system revenue and new energy consumption rate under different h_{GFM}

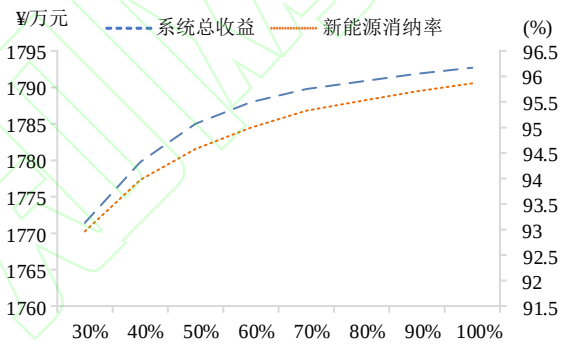


图 B11 不同 GFM 新能源场站占比下系统总收益和新能源消纳率
Fig.B11 Total system revenue and new energy consumption rate under different proportions of GFM plants

附录 C

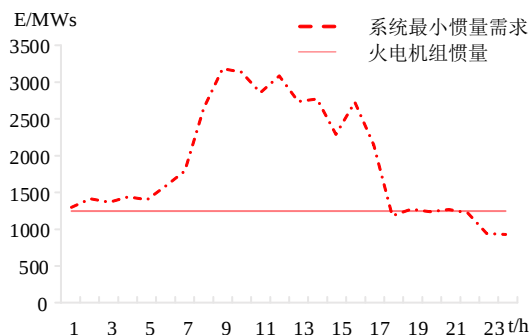


图 C1 CASE1 系统惯量水平

Fig. C1 System inertia levels of CASE1

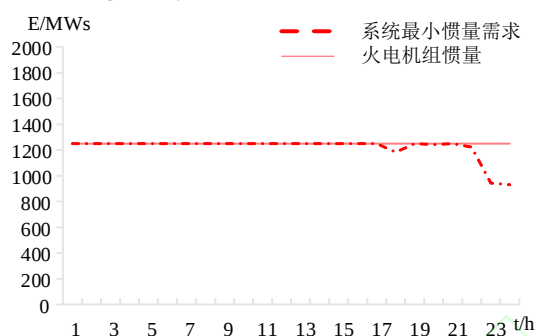


图 C2 CASE2 系统惯量水平

Fig. C2 System inertia levels of CASE2

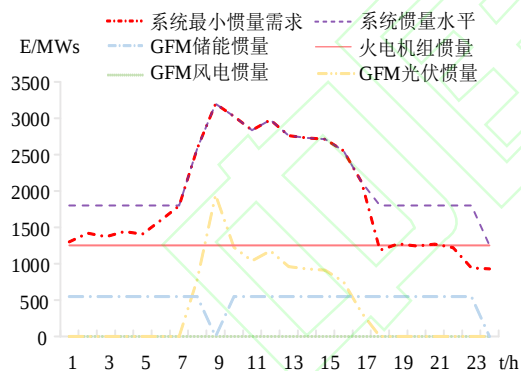


图 C3 CASE3 系统惯量水平

Fig.C3 System inertia levels of CASE3

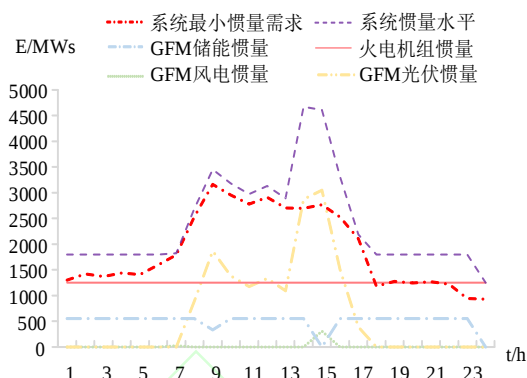


图 C4 CASEA 系统惯量水平

Fig.C4 System inertia levels of CASEA

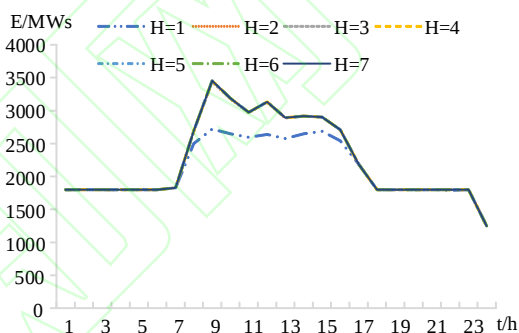


图 C5 不同 h_{GFM} 下系统惯量水平

Fig.C5 System inertia levels under different h_{GFM}

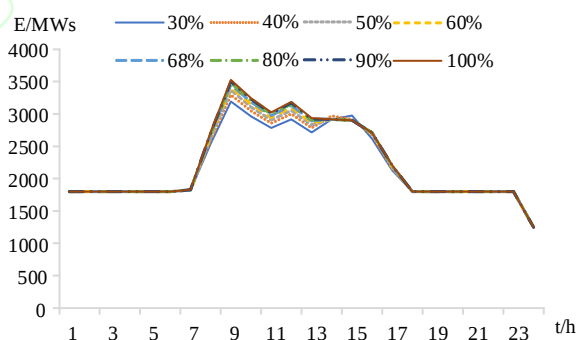


图 C6 不同 GFM 新能源场站占比下系统惯量水平

Fig.C6 System inertia levels under different proportions of

GFM plants