DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.190806

基于确定型评价指标的电力系统调度灵活性研究

白 帆[1]，陈红坤[1]，陈 磊[1]，石 晶[1]，吴雅仪[2]，徐坤领[2]

(1.武汉大学电气与自动化学院，湖北 武汉 430072；2.国网湖北省电力公司黄石供电公司，湖北 黄石 435000)

摘要：高比例可再生能源由于其不确定性等特点给电力系统的稳定运行带来了巨大挑战，因此更加快速稳定的电力系统调节能力需要多种灵活性资源的共同参与。为此，基于调度层面提出一种系统整体灵活性指标(Overall System Flexibility, OSF)。首先分析系统净负荷、机组、储能和联络线的灵活性特点并建立灵活性模型。提出一种基于能力要素的确定型指标，该指标能够将各部分资源作为一个整体来描述系统的灵活性。然后建立了考虑区域互联的电力系统调度模型并对指标进行计算。算例基于三区域 IEEE RTS96 系统，选取其中 10 个机组数据，从储能、联络线、备用容量等方面进行验证。计算出系统灵活性指标并对比分析，结果表明所提指标可以直观地反映系统的整体灵活性。

关键词：调度层面；系统整体灵活性；确定型指标；储能；区域互联

Research on dispatching flexibility of power system based on deterministic evaluation index

BAI Fan[1], CHEN Hongkun[1], CHEN Lei[1], SHI Jing[1], WU Yayi[2], XU Kunling[2]

(1. School of Electrical Engineering and Automation, Wuhan University, Wuhan 430072, China;
2. Huangshi Power Supply Company, State Grid Hubei Electric Power Company, Huangshi 435000, China)

Abstract: Due to its uncertainty and other characteristics, the high proportion of renewable energy has brought great challenges to the stable operation of power system. A more rapid and stable power system regulation capability requires the participation of multiple flexible resources. For this purpose, an Overall System Flexibility (OSF) index based on scheduling level is proposed. Firstly, the flexibility characteristics of net load, unit, energy storage and tie line of the system are analyzed and their flexibility model is established. Then, a deterministic index based on capability factor is proposed, which can describe the flexibility of the system as a whole. And the dispatching model of power system considering regional union is established and the indexes are calculated. Based on the three-area IEEE RTS96 system, 10 units of the system are selected. The OSF index is calculated and compared from the aspects of energy storage, tie line and reserve capacity. The results show that the proposed index can directly reflect the flexibility of the whole system.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 51877154).

Key words: scheduling level; overall system flexibility; deterministic index; energy storage; regional interconnection

0 引言

近年来，由于受到环境问题、能源安全以及电力需求放缓等问题的影响，风电、光伏等间歇性可再生能源(Variable Renewable Energy Sources, VRES)大规模接入电网，导致系统内可调度机组频繁地启动和关闭，对机组的爬坡能力也提出了更高的需求，给电力系统调度运行的灵活性带来巨大的挑战[1]。电力系统灵活性通常定义为电力系统通过调配各种资源，响应系统随机波动变化的能力，其中包括机组组合的高效性、优化经济调度能力和电量有效储存的能力[2]。我们需要在传统的调度模式上重新思考，系统内的其他资源都能够以快速、可调节的方式参与调度[3]。为了研究不同资源对系统整体灵活性的影响，寻求一种可以综合考虑多种资源参与调度，反映系统整体灵活性的指标具有重要的意义。

国际能源署(International Energy Agency, IEA)在 2011 年首先提出了机组、储能、需求侧以及区域互联之间均具有灵活性的概念，为之后的灵活性评价体系研究奠定了基础[4]。国内外目前已展开诸多

基金项目：国家自然科学基金项目资助(51877154)

关于电力系统灵活性的研究[5-17]，但灵活性评价方法及指标仍在发展阶段。根据灵活性的评价方法和指标性质，目前可分为两类：基于风险要素的概率型和基于能力要素的确定型。

概率型评价方法及指标以概率或期望的形式表示灵活性不足的风险，其具有非常重要的风险量化意义。文献[18-19]提出灵活性资源根据需求方向可分为上调和下调灵活性资源，基于系统规划运行方面建立了灵活性调节不足概率指标。文献[20]考虑风电接入对系统有功平衡的影响，提出一套灵活性概率评价指标体系，包含了灵活性不足概率和期望两种指标，并区分向上和向下的方向性。文献[21]提出系统灵活性裕度概率分布的计算方法，建立了多维的灵活性指标体系，可快速对电力系统各类灵活性资源进行量化分析。这些研究都是从风险评价角度分析，难以体现系统当前的灵活性水平。

确定型评价方法及指标关注的是电力系统在一定时间尺度下的响应能力，其物理意义非常明确。文献[22]以单台发电机组为对象，提出了爬坡速率能力、功率能力和能量能力三个灵活性必要指标，给出了较为直观的电力系统灵活性量化结果。文献[23]分别从风电和负荷的角度出发，定义了电力系统灵活性区间指标，用以指导电力系统灵活运行。文献[24]为了反映系统运行时的灵活性状态、变化及趋势，提出了固有灵活性指标概念，该指标可以反映电力系统的电源灵活性。这些已有的确定型评价方法只注重单一资源的灵活性评价分析，未能综合系统内多种灵活性资源。

针对以上不足，本文基于电力系统调度层面，提出一种确定型的系统整体灵活性指标，并对调度的灵活性展开研究。首先从数学角度分析系统运行时系统灵活性需求及各资源的灵活性特点并建立模型。在日前调度的框架下，提出一种确定型的灵活性评价指标，它能够将各部分资源作为一个整体来描述系统的灵活性。随后，建立考虑区域联合的电力系统调度模型，以全局运行成本最小为目标，考虑功率平衡约束、旋转备用约束及各资源相关约束，对所提灵活性指标进行计算。最后，从三区域 IEEE RES96 系统中选取 10 个机组搭建场景，考虑风电场、储能及区域联合等要素，仿真结果表明该指标可以直观地反映系统的整体灵活性。

1　灵活性需求及资源建模

电力系统中净负荷波动可视为灵活性需求，灵活性资源包括常规机组、储能系统及区域间的联络线等。以两个区域为例，灵活性需求与资源之间的关系如图 1 所示。

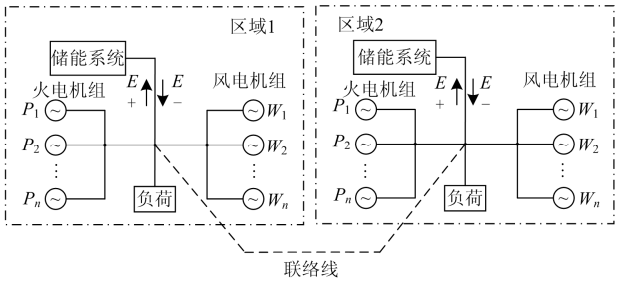

图 1　灵活性资源

Fig. 1 Flexible resources

1.1　净负荷波动

从系统调度运行的层面来看，净负荷表现为在特定研究的时间尺度下某区域负荷与 VRES 出力的叠加[25]。若区域 n 某一时刻 t 的负荷为 $L_{n,t}$，VRES 出力为 $P_{Vn,t}$，则净负荷为 $L_{Nn,t}$=$L_{n,t}-P_{Vn,t}$。

如图 2 所示，负荷曲线与 VRES 出力曲线之间的差值表示净负荷。若考虑 VRES 优先上网且不考虑机组最小出力，净负荷为正时，VRES 将被消纳，剩余负荷由常规机组出力满足；若净负荷为负，则会出现弃风、弃光现象，或者储能。

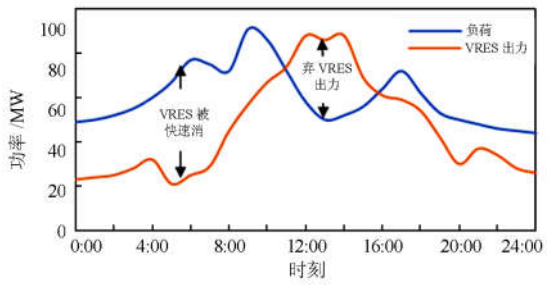

图 2　负荷与 VRES 出力

Fig. 2 Load and VRES output

对相邻时刻下的净负荷相减，得到净负荷波动序列，即

$$\Delta L_{Nn,t}=\left\{L_{Nn,2}-L_{Nn,1},L_{Nn,3}-L_{Nn,2},\cdots,L_{Nn,t+1}-L_{Nn,t}\right\}=\left\{\Delta L_{Nn,1},\Delta L_{Nn,2},\cdots,\Delta L_{Nn,t}\right\} \tag{1}$$

净负荷波动序列可分为向上、向下的灵活性序列，记为 ΔL_{Ni}^{+} 和 ΔL_{Ni}^{-}。

$$\Delta L_{Nn}^{+}=\left\{\Delta L_{Nn,t}^{+}\left|\Delta L_{Nn,t}>0,t\in T\right.\right\} \tag{2}$$

$$\Delta L_{Nn}^{-}=\left\{\Delta L_{Nn,t}^{-}\left|\Delta L_{Nn,t}<0,t\in T\right.\right\} \tag{3}$$

1.2　机组运行灵活性

当 VRES 接入系统后净负荷发生波动产生向上、向下的灵活性需求，此时机组应对灵活性需求

分别作出向上、向下调节的能力就是机组灵活性。机组向上、向下调节灵活性的能力和其爬坡能力与此时运行状态有关，如图 3 所示。

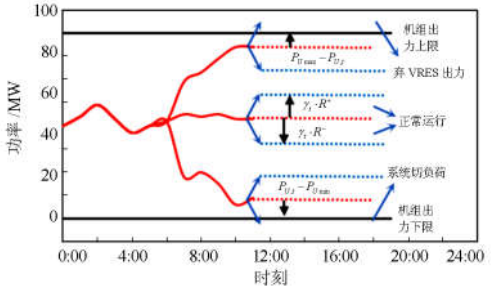

图 3 机组运行灵活性

Fig. 3 Unit flexibility

机组的上、下调灵活性可以表示为

$$F_{U,t}^{+}=\sum_{i=1}^{I}\min\left[\left(\gamma_{i,t}\cdot P_{Ui\max}-P_{Ui,t}\right),\left(\gamma_{i,t}\cdot R_i^{+}\cdot\Delta T\right)\right] \quad (4)$$

$$F_{U,t}^{-}=\sum_{i=1}^{I}\min\left[\left(P_{Ui,t}-\gamma_{i,t}\cdot P_{Ui\min}\right),\left(\gamma_{i,t}\cdot R_i^{-}\cdot\Delta T\right)\right] \quad (5)$$

式中：$F_{U,t}^{+}$、$F_{U,t}^{-}$分别为机组在 t 时刻的上、下调灵活性裕度；I 为机组数量；$\gamma_{i,t}$ 为机组 i 在 t 时刻的启停状态；$P_{Ui,t}$ 为机组 i 在 t 时刻的出力；$P_{Ui\max}$、$P_{Ui\min}$ 分别为机组 i 的最大、最小技术出力；R_i^{+}、R_i^{-} 分别为机组 i 向上、向下的爬坡速率。

1.3 储能运行灵活性

在系统实时运行中，储能所能提供的灵活性与日前调度的机组预设状态、机组的实时灵活性均密切相关。储能灵活性是指调度过程中，下一时刻储能能够调节的充、放电能力。储能在很大程度上改善了 VRES 出力带来的随机性和波动性问题，有效地调节系统运行过程中的电网电压、频率和相位的变化[26]。储能运行时有三种状态，即放电状态、充电状态和非充非放状态。

对于放电状态，储能的上调灵活性运行原理如图 4 所示。

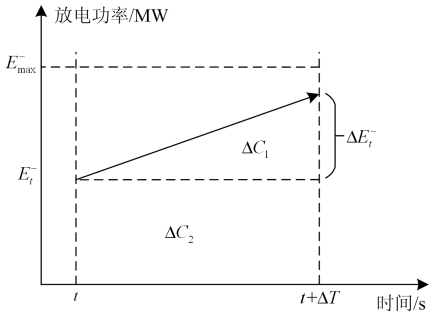

图 4 放电状态下储能的上调灵活性

Fig. 4 Flexibility of energy storage in discharge state

由于 $\Delta C_1+\Delta C_2=\frac{1}{2}\Delta E_t^{-}\cdot\Delta T+E_t^{-}\cdot\Delta T\le S_t$ 所以其上调灵活性满足：

$$F_{\mathrm{ESS},t}^{+}=\Delta E_t^{-}\le\frac{2\left(S_t-E_t^{-}\cdot\Delta T\right)}{\Delta T} \quad (6)$$

储能放电时，下调灵活性即其此时的放电功率，因此放电状态下储能的上、下调灵活性表示为

$$F_{\mathrm{ESS},t}^{+}=\min\left[\left(E_{\max}^{-}-E_t^{-}\right),\frac{2\left(S_t-E_t^{-}\cdot\Delta T\right)}{\Delta T}\right] \quad (7)$$

$$F_{\mathrm{ESS},t}^{-}=E_t^{-} \quad (8)$$

同理，储能充电过程的上、下调灵活性表示为

$$F_{\mathrm{ESS},t}^{+}=E_t^{+} \quad (9)$$

$$F_{\mathrm{ESS},t}^{-}=\min\left[\left(E_{\max}^{+}-E_t^{+}\right),\frac{2\left(S_{\max}-S_t-E_t^{+}\cdot\Delta T\right)}{\Delta T}\right] \quad (10)$$

储能非充非放过程的上、下调灵活性表示为

$$F_{\mathrm{ESS},t}^{+}=\min\left[E_{\max}^{-},\frac{2S_t}{\Delta T}\right] \quad (11)$$

$$F_{\mathrm{ESS},t}^{-}=\min\left[E_{\max}^{+},\frac{2\left(S_{\max}-S_t\right)}{\Delta T}\right] \quad (12)$$

式中：$F_{\mathrm{ESS},t}^{+}$、$F_{\mathrm{ESS},t}^{-}$分别为储能在 t 时刻的上、下调灵活性裕度；E_t^{+}、E_t^{-}分别为储能在 t 时刻的充电、放电功率；$E_{\max}^{+}$、$E_{\min}^{+}$分别为储能的最大、最小充电功率；$E_{\max}^{-}$、$E_{\min}^{-}$分别为储能的最大、最小放电功率；S_t 为储能在 t 时刻的容量；$S_{\max}$ 为储能的最大容量。

式(7)和式(10)—式(12)中的第二项反映了储能的容量限制，式(8)和式(9)表示储能也可以通过停止放电和充电来提供灵活性。

1.4 联络线传输灵活性

电力系统各区域之间通过联络线连接实现区域间电力电量的交换，从而应对区域内常规机组难以平衡 VRES 出力的波动，促进全网资源优化配置。

调度中心作出日前联络线调度计划，并将每个时刻的联络线传输功率设定在一个范围内，联络线传输调节裕度如图 5 所示。

联络线的上、下调灵活性可以表示为

$$F_{T,t}^{+}=\min\left[\left(f_{\max}(j,t)-P_{Tj,t}\right),\left(H_j^{+}\cdot\Delta T\right)\right] \quad (13)$$

$$F_{T,t}^{-}=\min\left[\left(P_{Tj,t}-f_{\min}(j,t)\right),\left(H_j^{-}\cdot\Delta T\right)\right] \quad (14)$$

式中：F_T^{+}、F_T^{-}分别表示联络线传输功率在 t 时刻的上、下调灵活性裕度；$P_{Tj,t}$ 表示联络线 j 在 t 时刻的实际传输功率；$f_{\max}(j)$、$f_{\min}(j)$ 分别表示联络线

j 在 t 时刻的计划功率最大、最小值；H_j^+、H_j^- 分别为联络线 j 向上、向下的功率爬升速率。

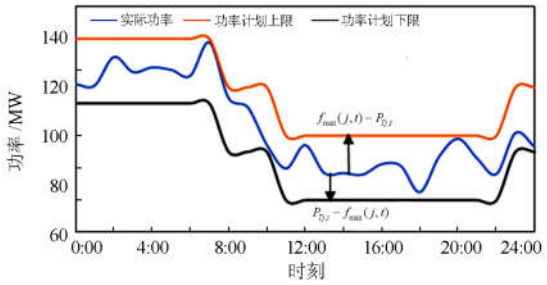

图 5 联络线传输灵活性

Fig. 5 Transmission flexibility of tie-line

2 系统整体灵活性指标

为了能够清晰地反映系统整体应对不确定因素作出的响应和调节能力，本文提出一种基于能力要素的系统整体灵活性指标(Overall System Flexibility, OSF)。如图 6 所示，在日前调度的每一个灵活性观察时刻点，将 OSF 定义为在一定时间尺度内，系统所能提供的灵活性(Flexibility Provided, FP)与净负荷预测波动值的差值。

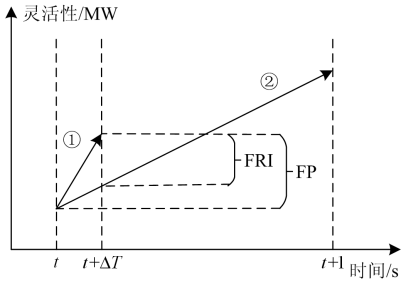

图 6 OSF 计算原理图

Fig. 6 Calculation schematic of OSF

图 6 中斜线①表示从某一时刻 t 开始到时间尺度 ΔT 内系统能够提供的最大灵活性，斜线②表示从时刻 t 开始单位时间尺度下净负荷的波动值，折算到时间尺度 ΔT 下，可以计算出系统此时的 OSF 指标。因此可知，在时间尺度 ΔT 下，系统的上、下调 OSF 数学模型如下。

$$OSF_t^+ = FP_t^+ - \frac{L_{Nn,t+1} - L_{Nn,t}}{\Delta T_0} \cdot \Delta T \tag{15}$$

$$OSF_t^- = FP_t^- - \frac{L_{Nn,t} - L_{Nn,t+1}}{\Delta T_0} \cdot \Delta T \tag{16}$$

式中：OSF_t^+、OSF_t^- 分别为系统在 t 时刻的上、下调灵活性响应能力；FP_t^+、FP_t^- 分别为系统在 t 时刻所能提供的整体灵活性；ΔT_0 为日前调度的单位时间尺度，一般为 1 h；ΔT 为想要所求 OSF 的时间尺度。

由灵活性资源建模可知：

$$FP_t^+ = F_{U,t}^+ + F_{\mathrm{ESS},t}^+ + F_{T,t}^+ \tag{17}$$

$$FP_t^- = F_{U,t}^- + F_{\mathrm{ESS},t}^- + F_{T,t}^- \tag{18}$$

根据式(17)—式(18)，系统的上、下调 OSF 可以表示为

$$OSF_t^+ = F_{U,t}^+ + F_{\mathrm{ESS},t}^+ + F_{T,t}^+ - \frac{L_{Nn,t+1} - L_{Nn,t}}{\Delta T_0} \cdot \Delta T \tag{19}$$

$$OSF_t^- = F_{U,t}^- + F_{\mathrm{ESS},t}^- + F_{T,t}^- - \frac{L_{Nn,t} - L_{Nn,t+1}}{\Delta T_0} \cdot \Delta T \tag{20}$$

不难判断，OSF 指标具有方向性、多时空特性、状态相依性、双向转化性等特点[16]。向上、向下的不同数学模型体现了该指标的方向性；不同的时间尺度和不同的灵活性资源体现了多时空特性；系统供给侧依靠常规机组、储能、联络线的调节特性提供灵活性，负荷及 VRES 的不确定性表现在灵活性需求侧，供给、需求同系统运行之间具有状态相依性；供给侧的资源提供灵活性供给需求，而下文建立的调度模型中，弃 VRES 和切负荷等手段也可为供给侧提供一定的灵活调节能力，这则表现了该指标的双向转化性。

3 考虑区域互联的经济调度模型

本节建立经济调度模型，在每一个时刻点，可以得到不同时间尺度下各种资源的上、下调灵活性。同时，计算 OSF 指标并进行分析。

3.1 目标函数

该模型目标为调度周期内全局运行成本最小。为了能够将联络线传输功率控制在计划范围内，目标函数中设定了联络线偏移惩罚，以及包含各区域内机组运行成本、切负荷惩罚费用和弃风惩罚费用。

$$\min \sum_{t=1}^{T} \left[\sum_{n=1}^{N} \left(Z_{n,t} + c_{\mathrm{L}} \Delta L_{n,t} \right) + \sum_{m=1}^{M} c_{\mathrm{W}} \Delta W_{m,t} + \sum_{j=1}^{J} c_{\mathrm{T}} \Delta T_{j,t} \right] \tag{21}$$

其中，

$$Z_n(t) = \sum_{i=1}^{I} \left[a_i P_{Ui,t}^2 + b_i P_{Ui,t} + c_i \right] \tag{22}$$

$$\Delta L_{n,t} = \begin{cases} L_{n,t} - L_{fn,t} & L_{n,t} \geq L_{fn,t} \\ 0 & L_{n,t} < L_{fn,t} \end{cases} \tag{23}$$

$$\Delta W_{m,t} = \begin{cases} W_{m,t} - W_{fm,t} & W_{m,t} \geq W_{fm,t} \\ 0 & W_{m,t} < W_{fm,t} \end{cases} \tag{24}$$

$$\Delta T_{j,t} = \left| T_{j,t} - T_{sj,t} \right| \tag{25}$$

式中：$Z_n(t)$为区域 n 内 t 时刻所有机组的发电成本；a_i、b_i、c_i为机组 i 的发电成本系数；I 为区域 N 内发电机组的数量；N 为区域电网个数；c_{L}为切负荷惩罚因子；$\Delta L_{n,t}$为区域 n 在 t 时刻的切负荷值；$L_{n,t}$为负荷实际功率；$L_{fn,t}$为负荷预测值；c_{W}为弃风惩罚因子；$\Delta W_{m,t}$为风电场 m 在 t 时刻的弃风量；$W_{m,t}$为风电实际功率；$W_{fm,t}$为风电出力预测值；M 为风电场数量；c_{T}为联络线偏移惩罚因子；$\Delta T_{j,t}$为联络线 j 在 t 时刻的功率偏移量；$T_{j,t}$为联络线实际传输功率；$T_{sj,t}$为联络线计划传输功率；J 为联络线数量；T 为总时段数。

3.2 约束条件

约束条件包括功率平衡约束、机组运行约束、储能系统约束、联络线传输约束、旋转备用约束等。

(1) 功率平衡约束

$$L_{n,t}=\sum_{i=1}^{I}P_{Ui,t}+\sum_{m=1}^{M}W_{m,t}+\sum_{j=1}^{J}T_{j,t}+E_{n,t} \tag{26}$$

式中：$L_{n,t}$为区域 n 在 t 时刻的负荷功率值；$E_{n,t}$为区域 n 的储能系统在 t 时刻的有功出力。

(2) 机组运行约束

机组运行约束包括最小启停机时间约束、爬坡功率约束、出力上下限约束等。

$$\begin{cases}\left[\gamma_{i,t}-\gamma_{i,t-1}\right]\left[t_{i,t-1}^{\mathrm{on}}-t_{i,\min}^{\mathrm{on}}\right]\le 0\\ \left[\gamma_{i,t-1}-\gamma_{i,t}\right]\left[t_{i,t-1}^{\mathrm{off}}-t_{i,\min}^{\mathrm{off}}\right]\le 0\\ -R_i^{-}\Delta t\le P_{Ui,t+1}-P_{Ui,t}\le R_i^{+}\Delta t\\ P_{Ui}^{\min}\le P_{Ui,t}\le P_{Ui}^{\max}\end{cases} \tag{27}$$

式中：$\gamma_{i,t}$为机组 i 在 t 时刻的开关机状态；$t_{i,t-1}^{\mathrm{on}}$、$t_{i,t-1}^{\mathrm{off}}$分别为机组 i 在 t–1 时刻已经持续的开、停机时间，$t_{i,\min}^{\mathrm{on}}$、$t_{i,\min}^{\mathrm{off}}$分别为机组 i 的最小开、停机时间；$P_{Ui}^{\max}$、$P_{Ui}^{\min}$分别为机组 i 的最大、最小出力。

(3) 储能系统约束

储能系统约束包括储能系统充、放电上下限约束、出力上下限约束、荷电状态约束、电量约束等。

$$\begin{cases}E_{n\min}^{+}\le E_{n,t}^{+}\le E_{n\max}^{+}\\ E_{n\min}^{-}\le E_{n,t}^{-}\le E_{n\max}^{-}\\ E_{n,t}^{+}E_{n,t}^{-}=0\\ E_{n\min}\le E_{n,t}\le E_{n\max}\\ SOC_{n,t}=SOC_{n,t-1}-\dfrac{E_{n,t}^{-}}{\eta^{-}S_n}+\dfrac{\eta^{+}E_{n,t}^{+}}{S_n}\\ S_{n\min}\le S_{n,t}\le S_{n\max}\end{cases} \tag{28}$$

式中：$E_{n,t}$为储能系统 n 在 t 时刻的有功功率；$E_{n\max}$、$E_{n\min}$分别为储能系统 n 在 t 时刻的最大、最小有功出力；$SOC_{n,t}$为储能系统 n 在 t 时刻的荷电状态；S_n为储能系统 n 的额定容量；$S_{n\max}$、$S_{n\min}$分别为储能系统 n 的最大、最小容量。

(4) 联络线传输约束

联络线传输约束包括联络线计划功率约束和联络线日交换电量约束。

$$T_{j,t}^{\min}\le T_{i,t}\le T_{j,t}^{\max} \tag{29}$$

$$\sum_{t=1}^{24}T_{j,t}=T_j \tag{30}$$

式中：$T_{j,t}^{\max}$、$T_{j,t}^{\min}$分别为联络线 j 在 t 时刻的传输功率最大、最小值；T_j为联络线 j 全天计划交易电量总值。

(5) 旋转备用约束

$$\Pr\{\sum_{i=1}^{I}\left(P_{Ui,t}^{\max}-P_{Ui,t}\right)\ge R_{n,t}^{+}\}\ge\alpha_1 \tag{31}$$

$$\Pr\{\sum_{i=1}^{I}\left(P_{Ui,t}-P_{Ui,t}^{\min}\right)\ge R_{n,t}^{-}\}\ge\alpha_2 \tag{32}$$

式中：Pr{ }表示概率；$R_{n,t}^{+}$、$R_{n,t}^{-}$分别为区域 n 在 t 时刻的向上、向下旋转备用容量，一般选取负荷峰值的 5%；α_1、α_2为事先规定的置信水平。

4 算例分析

本文算例采用文献[27]中的三区域IEEE RTS96系统进行验证分析，选取其中 10 个常规机组。区域 1 中 1—3 号机组开机，区域 2 中 4—6 号机组开机，区域 3 中 7—10 号机组开机，机组参数如表 1 所示。三个区域在常规机组的基础上分别新增一个风电场和一个储能系统，每个区域风电装机容量分别为 250 MW、170 MW、120 MW，储能容量分别为 100 MW、50 MW、40 MW。以 24 h 为调度周期，三个区域调度周期内负荷峰值分别为 1 000 MW、346 MW、248 MW。区域 1 与区域 2 之间通过联络线 1 进行电力传输，线路容量不超过 100 MW；区域 1 与区域 3 之间通过联络线 2 进行传输，线路容量不超过 50 MW。为简化分析，不考虑联络线网损的影响。

由于常规机组可以通过停机来减小系统机组总出力，因此认为各区域向下灵活性充足，本文算例主要分析上调 OSF 指标，并选取日前调度的 24 个时刻作为灵活性观察时刻点。

表 1　机组参数

Table 1 Unit parameters

机组	最大/小出力/MW	上/下爬坡功率/MWh	*a*/($/h)	*b*/($/h)	*c*/($/h)	最小开停机时间/h
1	455/100	130/130	0.000 48	16.19	10 00	8/8
2	455/100	130/130	0.000 31	17.26	970	8/8
3	130/20	60/60	0.002	16.60	700	5/5
4	130/20	60/60	0.002 11	16.50	680	5/5
5	162/25	90/90	0.003 98	19.70	450	6/6
6	80/20	40/40	0.007 12	22.26	370	3/3
7	85/25	40/40	0.007 9	27.74	480	3/3
8	55/10	40/40	0.004 13	25.92	660	1/1
9	55/10	40/40	0.002 22	27.27	665	1/1
10	55/10	40/40	0.001 73	27.79	670	1/1

4.1 储能的影响

为研究储能决策对于系统的经济效益和灵活性的影响，考虑建立以下三种方案。方案 A：不考虑区域互联，各区域单独基于经济调度模型计算，储能参与日前调度，在系统实时运行中提供灵活性。方案 B：考虑区域互联，储能参与日前调度，在系统实时运行中提供灵活性。方案 C：在考虑区域互联的经济调度模型中不考虑储能的计算，储能不参与日前调度，仅在系统实时运行中提供灵活性。

在不同时间尺度下，计算 OSF 在 24 个灵活性观察时刻点的平均值，如表 2 所示。方案 B 的 OSF 值相比于方案 A 有较明显提升，且运行成本略有减少。可以看出，考虑区域互联可以提升含储能电力系统的灵活性与经济性。

表 2　比较不同时间尺度下的两个方案

Table 2 Comparison of two cases in different time scales

Δ*T*	OSF/MW			方案 C 较 B 增量百分比
	方案 A	方案 B	方案 C	
1 min	7.65	13.11	16.73	27.65
10 min	30.19	53.12	61.36	15.52
30 min	45.95	79.68	90.98	14.19
60 min	62.67	103.58	115.44	11.45
运行成本/$	523 671	505 212	508 647	□

而方案 C 的系统上调灵活性比方案 B 更高。此外可以看出，时间尺度越小，方案 C 较于方案 B 的灵活性优势(灵活性增量的百分比)越明显。这是由于储能容量有限，不适合长时间为系统提供灵活性。方案 C 中，由于储能不参与日前调度的优化，因此其提高系统灵活性是以牺牲经济成本为代价的。方案 B 的运行成本为 505 212 美元，而方案 C 为 508 647 美元，与方案 A 相比增加了 0.68%。

在 24 个不同灵活性观察时刻点，计算方案 C 与方案 A 的 OSF 差值。如图 7 所示，当时间尺度为 1 min 时，与方案 B 相比，方案 C 中任何灵活性观察时刻点的 OSF 均未减小，这可以体现出方案 C 的系统灵活性更高。

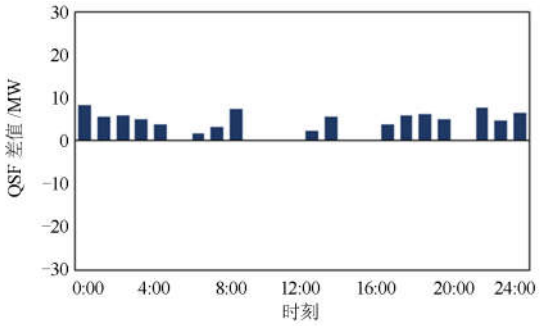

图 7 时间尺度为 1 min 时的 OSF 差值

Fig. 7 Deviation of OSF in 1 min time scale

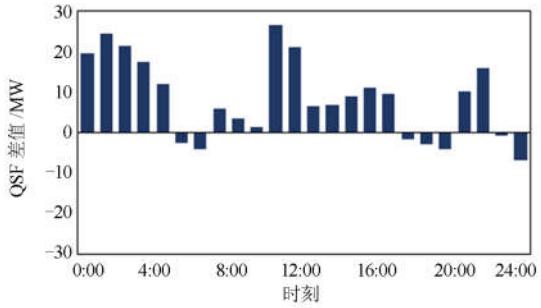

图 8 时间尺度为 10 min 时的 OSF 差值

Fig. 8 Deviation of OSF in 10 min time scale

由图 8 可知，时间尺度为 10 min 时，在某些灵活性观察时刻点，方案 B 的系统灵活性要高于方案 C。原因是在这些时刻方案 B 的储能处于充电状态，一旦停止充电就可以提供较大的上调灵活性，同时也表明了方案 C 并不是在任何时刻都能使储能的灵活性潜力最大化。在日前调度阶段，如果安排储能在某些时段进行充电，那么在实际运行中储能可以

减少或停止充电来使系统获得更大的上调灵活性。

4.2 联络线的影响

为探究联络线对于系统整体灵活性的影响，考虑建立以下三种方案。方案 a：三个区域间无联络线传输，各自独立参与日前调度。方案 b：三个区域间两条联络线分别设定全天交易电量为 500 MWh 和 400 MWh，整体参与日前调度。方案 c：三个区域间两条联络线分别设定全天交易电量为 1 000 MWh 和 800 MWh，整体参与日前调度。

表 3 比较不同方案下的 OSF 和运行成本

Table 3 Comparison of OSF and operating costs under different cases

方案	OSF/MW	运行成本/$
a	28.46	546 356
b	84.59	512 483
c	108.72	508 195

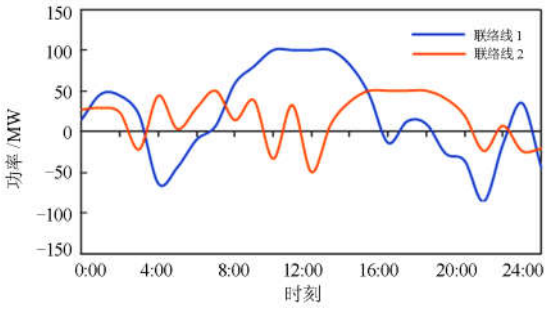

图 9 方案 b 联络线的传输功率

Fig. 9 Transmission power of tie line in case b

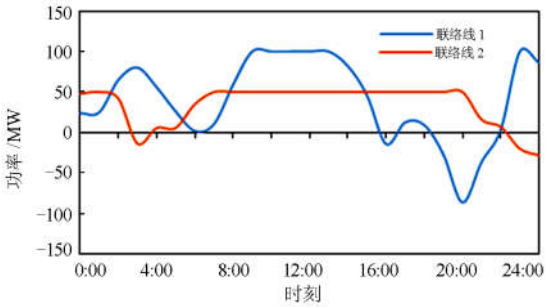

图 10 方案 c 联络线的传输功率

Fig. 10 Transmission power of tie line in case c

时间尺度为 1 h 时，各方案的 OSF 在灵活性观察时刻点的平均值如表 3 所示。方案 b 和方案 c 的联络线传输功率如图 9 和图 10 所示，可以得出以下结论。

(1) 从表 3 可以看出，方案 a 的系统灵活性远低于方案 b 和方案 c，而总运行成本却高于其他两个方案。这是因为区域间联络线功率的传输，使各区域的灵活性裕度均得到一定的增强，从而提升了系统整体的灵活性；而区域间的电量交易使各区域可以更加合理安排相应机组出力，并降低弃风、切负荷现象的发生，避免其产生的惩罚费用。

(2) 比较方案 b 与方案 c，虽然方案 c 的区域间交易电量相比方案 b 增加了一倍，但其系统灵活性提升幅度不大，总运行成本降低幅度较小。这表明区域间交易电量的提升并不能无限度地提升系统灵活性和降低运行成本，制定合适的区域间电量交易计划对于发掘系统整体灵活性潜力极为关键。

(3) 对比图 9 和图 10 可知，方案 c 中的两条联络线(尤其是联络线 2)传输功率波动较小，这表明区域间交易电量的提升，在各机组保证出力灵活性的前提下，可以避免联络线功率传输的频繁波动。

4.3 旋转备用容量的影响

作为一种处理不确定性的重要方法，旋转备用容量对系统灵活性的影响同样值得探讨。如表 4 所示，随着系统旋转备用容量的增加，系统的灵活性得到提升，但总体运行成本也在增加。这表明系统灵活性的提升以付出一定经济成本为代价。

表 4 比较不同旋转备用比例下的 OSF 和运行成本

Table 4 Comparison of OSF and operation cost under different spinning reserve ratio

旋转备用占负荷比例	30 min 时间尺度 OSF/MW	运行成本/$
5%	85.04	512 831.45
10%	89.52	515 413.58
15%	94.71	518 832.19

5 结论

针对含风电场、储能、考虑区域联合的电力系统，本文提出了一种可以反映系统整体灵活性的确定型指标，建立了考虑区域互联的经济调度模型并计算所提指标，最后基于三区域 IEEE RTS96 系统算例分析，得到以下结论。

(1) 在较短的时间尺度内，储能体现的系统灵活性优势更明显，但不适合长期使用，系统整体的灵活性和经济效益都受到储能容量的限制。

(2) 区域间联络线的功率传输可以在一定程度上提升系统的整体灵活性，制定合适的电量交易计划对系统灵活性、经济性及稳定性的综合考虑极为关键。

(3) 合适的备用容量比例选取对于系统灵活性和经济效益也具有重要意义，较高或较低的备用容量均是不可取的。

通过算例验证分析，证明了本文所提确定型灵活性指标的有效性和可行性，并对储能、联络线和备用容量对指标的不同影响做了初步探究。本文接下来的方向将研究系统灵活性效益和经济效益构成的多目标优化问题，即系统灵活性最大和总运行成本最小。对于这个问题有两种优化原则，一种是将系统灵活性需求加入到约束中求最小运行成本，另一种是计算系统灵活性和经济成本的帕累托最优解。从成本控制的角度来看，前者更加合适；从电力系统安全可靠调度运行的角度来看，后者则更有意义。

参考文献

[1] 方磊, 牛玉刚, 王思明, 等. 基于日前调度与实时控制的微网储能系统容量配置[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(23): 102-110.
FANG Lei, NIU Yugang, WANG Siming, et al. Optimal capacity determination method based on day-ahead scheduling and real-time control[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(23): 102-110.

[2] NERC. Special report: flexibility requirements and potential metrics for variable generation: implications for system planning studies[R]. Princeton, American: North American Electric Reliability Corporation, 2010.

[3] MA J, SILVA V, BELLHOMME R, et al. Evaluating and planning flexibility in sustainable power systems[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2013, 4(1): 200-209.

[4] International Energy Agency. Harnessing variable renewables[M]. Paris: International Energy Agency, 2011: 41-67.

[5] 鲁宗相, 李海波, 乔颖. 含高比例可再生能源电力系统灵活性规划及挑战[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(13): 147-158.
LU Zongxiang, LI Haibo, QIAO Ying. Power system flexibility planning and challenges considering high proportion renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(13): 147-158.

[6] 施涛, 朱凌志, 于若英. 电力系统灵活性评价研究综述[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(5): 146-154.
SHI Tao, ZHU Lingzhi, YU Ruoying. Overview on power system flexibility evaluation[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(5): 146-154.

[7] 王洪坤, 王守相, 潘志新, 等. 含高渗透分布式电源配电网灵活性提升优化调度方法[J]. 电力系统自动化. 2018, 42(15): 86-93, 265-266.
WANG Hongkun, WANG Shouxiang, PAN Zhixin, et al. Optimized dispatching method for flexibility improvement of distribution network with high-penetration distributed generation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(15): 86-93, 265-266.

[8] 杨龙杰, 李华强, 余雪莹, 等. 计及灵活性的孤岛型微电网多目标日前优化调度方法[J]. 电网技术, 2018, 42(5): 1432-1440.
YANG Longjie, LI Huaqiang, YU Xueying, et al. Multi-objective day-ahead optimal scheduling of isolated microgrid considering flexibility[J]. Power System Technology, 2018, 42(5): 1432-1440.

[9] 许汉平, 李姚旺, 苗世洪, 等. 考虑可再生能源消纳效益的电力系统“源—荷—储”协调互动优化调度策略[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(17): 18-25.
XU Hanping, LI Yaowang, MIAO Shihong, et al. Optimization dispatch strategy considering renewable energy consumptive benefits based on “source-load-energy storage” coordination in power system[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(17): 18-25.

[10] NOSAIR H, BOUFFARD F. Reconstructing operating reserve: flexibility for sustainable power systems[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2015, 6(4): 1624-1637.

[11] 李姚旺, 苗世洪, 刘君瑶, 等. 考虑需求响应不确定性的光伏微电网储能系统优化配置[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(20): 69-77.
LI Yaowang, MIAO Shihong, LIU Junyao, et al. Optimal allocation of energy storage system in PV microgrid considering uncertainty of demand response[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(20): 69-77.

[12] WANG Q, HODGE B. Enhancing power system operational flexibility with flexible ramping products: a review[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2017, 13(4): 1652-1664.

[13] 孙伟卿, 田坤鹏, 谈一鸣, 等. 考虑灵活性需求时空特性的电网调度计划与评价[J]. 电力自动化设备, 2018, 38(7): 168-174.
SUN Weiqing, TIAN Kunpeng, TAN Yiming, et al. Power grid dispatching plan and evaluation considering spatial and temporal characteristics of flexibility demands[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(7): 168-174.

[14] TIAN X, QI C, ZHAO L, et al. A comprehensive flexibility optimization strategy on power system with high-percentage renewable energy[C] // International

Conference on Power and Renewable Energy, September 20-23, 2017, Chengdu, China: 553-558.

[15] 苏承国, 申建建, 王沛霖, 等. 基于电源灵活性裕度的含风电电力系统多源协调调度方法[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(17): 111-122.
SU Chengguo, SHEN Jianjian, WANG Peiting, et al. Coordinated dispatching method for wind-turbine-integrated power system with multi-type power sources based on power flexibility margin[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(17): 111-122.

[16] 张高航, 李凤婷, 周强, 等. 考虑风电并网友好性的日前分层调度计划模型[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(6): 118-124.
ZHANG Gaohang, LI Fengting, ZHOU Qiang, et al. Day-ahead hierarchical dispatching model considering friendliness of wind power[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(6): 118-124.

[17] 陈金, 王向东, 胡玲辉, 等. 电网调度管理信息系统中业务流程可靠性检测方法研究[J]. 电力信息与通信技术, 2018, 16(4): 82-87.
CHEN Jin, WANG Xiangdong, HU Linghui, et al. Research on business process reliability detection method in power grid dispatching management information system[J]. Electric Power Information and Communication Technology, 2018, 16(4): 82-87.

[18] LANNOYE E, FLYNN D, O'MALLEY M. Evaluation of power system flexibility[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2012, 27(2): 922-931.

[19] LANNOYE E, FLYNN D, O'MALLEY M. Transmission, variable generation, and power system flexibility[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 30(1): 57-66.

[20] 李海波, 鲁宗相, 乔颖, 等. 大规模风电并网的电力系统运行灵活性评估[J]. 电网技术, 2015, 39(6): 1672-1678.
LI Haibo, LU Zongxiang, QIAO Ying, et al. Assessment on operational flexibility of power grid with grid-connected large-scale wind farms[J]. Power System Technology, 2015, 39(6): 1672-1678.

[21] 鲁宗相, 李海波, 乔颖. 高比例可再生能源并网的电力系统灵活性评价与平衡机理[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(1): 9-20.
LU Zongxiang, LI Haibo, QIAO Ying. Flexibility evaluation and supply/demand balance principle of power system with high-penetration renewable electricity[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(1): 9-20.

[22] ULBIG A, ANDERSSON G. Analyzing operational flexibility of electric power systems[C] // Power Systems Computation Conference, August 18-22, 2014, Wroclaw, Poland.

[23] ZHAO J, ZHENG T, LITVINOV E. A unified frame work for defining and measuring flexibility in power system[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(1): 339-347.

[24] 肖定垚, 王承民, 曾平良, 等. 考虑可再生能源电源功率不确定性的电源灵活性评价[J]. 电力自动化设备, 2015, 35(7): 120-125, 139.
XIAO Dingyao, WANG Chengmin, ZENG Pingliang, et al. Power source flexibility evaluation considering renewable energy generation uncertainty[J]. Electric Power Automation Equipment, 2015, 35(7): 120-125, 139.

[25] 周光东, 周明, 孙黎滢, 等. 含波动性电源的电力系统运行灵活性评价方法研究[J]. 电网技术, 2019, 43(6): 2139-2146.
ZHOU Guangdong, ZHOU Ming, SUN Liying, et al. Research on operational flexibility evaluation approach of power system with variable sources[J]. Power System Technology, 2019, 43(6): 2139-2146.

[26] YANG J, ZHANG L, HAN X, et al. Evaluation of operational flexibility for power system with energy storage[C] // International Conference on Smart Grid and Clean Energy Technologies, October 19-22, 2016, Chengdu, China: 187-191.

[27] TING T O, RAO M V C, LOO C K, et al. A novel approach for unit commitment problem via an effective hybrid particle swarm optimization[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2006, 21(1): 411-418.

收稿日期：2019-07-11； 修回日期：2019-09-11

作者简介：

白 帆(1995—)，男，硕士研究生，研究方向为电力系统规划、运行与控制；E-mail: whitefan1995@163.com

陈红坤(1967—)，男，通信作者，教授，博士生导师，研究方向为电力系统规划、运行与控制。E-mail: chkinsz@163.com

(编辑 许 威)