

基于机会约束的跨区域电网可再生能源消纳两阶段优化模型

徐福聪¹, 赵飞²

(1.国网福建省电力有限公司, 福建 福州 350003; 2.华北电力大学, 河北 保定 071003)

摘要:为解决分布式柔性资源优化问题,文章提出了基于机会约束的跨区域电网可再生能源消纳优化模型。论述了两阶段优化模型的基本架构,分析了两阶段的求解思路。分别利用含机会约束的上层优化模型和下层经济调度模型构建两阶段优化模型,提出利用平衡约束求解算法以及强对偶理论对所提出的模型进行求解。最后利用仿真分析验证所提出模型的有效性。结论论述了可再生能源消纳比例与电网出力、负荷水平以及碳社会成本之间的关系。

关键词: 可再生能源; 机会约束; 可再生能源消纳; 两阶段优化调度

中图分类号: TK51; TK81; TM64 **文献标志码:** A **文章编号:** 1671-5292(2024)12-1689-08

0 引言

可再生能源渗透率不断增高,为电网运行带来了一系列挑战。风电和光伏资源的不确定性、波动性和随机性对系统的灵活运行提出了更高要求。在这种背景下,智能电网为解决这一问题提供了良好思路。智能电网是包括电池储能设备、智能设备、分布式电源等资源的整合网络^[1]。微网作为小规模智能网络,也包含电池储能、电动汽车、光伏、智能设备等元器件。为解决上述能源的波动性,鲁棒优化、模糊优化、随机优化等方法层出不穷。在随机优化中,两阶段优化算法是应用较为广泛的方法,其中,第一阶段确定不确定性资源的波动问题,第二阶段确定电网调度优化问题。在含有可再生能源机组的机组组合问题中,常用机会约束模型求解该问题的不确定性,但并未同时考虑由于需求不确定性导致价格波动变化带来的不确定性。另外,这些研究中也未考虑独立系统运行商在优化模型中的作用。

现有可再生能源消纳优化的研究主要分为以下几个方面。

①优化算法与模型建立:研究的数学模型^[2]和优化算法^[3]以最大程度利用跨区域的可再生能源机会,考虑不同能源类型和区域间的能源差异。

②电力系统调度与管理:研究实时调度^[4]和电力系统管理^[5],使得可再生能源在不同区域之间以最经济、可靠的方式传输和消纳,确保电网的稳定运行^[6]。

③经济模型与市场机制:分析跨区域可再生能源消纳的经济效益^[7],建立合适的市场机制和经济模型^[8],促进可再生能源的有效利用,同时考虑不同政策和市场环境的影响^[9]。

④储能技术的应用:研究技术创新,包括能源存储技术^[10,11],以解决可再生能源波动性和不稳定性,提高可再生能源的可预测性和可控性^[12]。

本文根据现有研究对不确定性问题做进一步深入研究。考虑电力负荷需求变化引起的电价变化所导致的两阶段不确定性模型,同时利用机会约束限制网络中不确定性机组的出力。另外,大多数 STA 模型利用松弛或逼近方法处理非凸目标函数^[13],而本文利用强对偶理论^[14],确保目标函数为凸函数的同时,得到最优解。

针对跨区域电网,本文考虑与主网连接的微网运行优化问题。一方面,考虑网络中负荷需求不确定性导致网络价格发生的变动;另一方面,还要考虑分布式电源实时可变性。本文提出的两阶段模型包括机会约束,确定不同电源的不确定

收稿日期: 2024-05-09。

基金项目: 国家自然科学基金面上项目(52076081)。

作者简介: 徐福聪(1970-),男,硕士,高级工程师,研究方向为电力系统及其自动化。E-mail: sjdq@163.com

通信作者: 赵飞(1982-),男,博士,副教授,研究方向为风电机组建模与风功率预测、新型电力系统、智能配电网及混合储能技术。

E-mail: german999@sohu.com

性；两阶段随机优化问题将电网负荷作为随机离散变量考虑，并将每种可行解作为概率条件进行判断。

1 两阶段优化模型概述

上层模型考虑含有随机机会约束的优化问题。两阶段模型能够考虑电力需求不确定性引起的电价变化，机会约束方法则能够解决风电、光伏等可再生能源的不确定性问题。

第一阶段模型中假设电价没有发生变动，电网能够通过相应的策略和方法预测市场电价，并且预测结果较为准确。第二阶段模型将电价问题划分为若干子问题，分别代表不同负荷场景出现的概率。因此，网络上层优化问题为最小化网络中电能交易和电力运行的成本。如果不考虑负荷的不确定性，则须要确定某一概率场景下的电价场景。在这种情况下，模型须要考虑与网络中可再生能源不确定相关的因素，并利用机会约束进行建模。

另外，电网运行策略与气象因素变动有关，主要影响可再生能源的出力。针对这种不确定性，利用随机机会约束确定每时段的机组出力能力。与可再生能源相应的出力变化的不确定性，直接影响独立系统运行商的调度策略。因此，机会约束能够在电网提升机组出力水平时评估相应的风险。

本文所提的两阶段优化模型如图 1 所示。考虑电网含有若干可再生能源机组以及配备与发电时段和价格水平相适应的储能设备，在第二阶段的每个时段，电网可根据全系统的价格概率分布以及与可再生能源机组出力相关的天气状况进行优化。基于上述考虑，系统可根据优化模型确定电能生产、销售、交易等物理量。

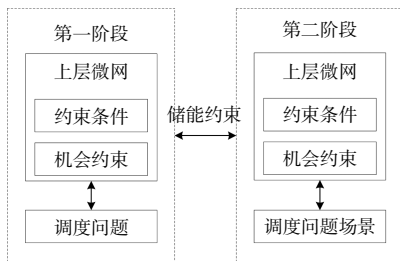


图 1 模型层次架构

Fig.1 Hierarchy of the model

2 跨区域电网可再生能源消纳两阶段优化模型

2.1 含机会约束上层优化模型

令 M 为含可再生能源网络集合， G_m 为该集

合中发电机组集合， T 和 S 分别为时间集合和需求场景集合， T_1 和 T_2 分别为第一阶段和第二阶段时间集合， $T_1 \cup T_2 = T, T_1 \cap T_2 = \phi$ ， \hat{t} 和 t 分别为集合 T_1 和 T_2 中的元素。目标函数及约束条件如下：

$$F = \min \sum_i \sum_{\hat{t}} \sum_m (c_{m,\hat{t}} P_{Gm,i}^{\hat{t}}) + \sum_{\hat{t}} \sum_m [\mu_{\hat{t}} (P_{gm}^{\hat{t}} - P_{Bm}^{\hat{t}}) + c_{Bm} P_{Sm}^{\hat{t}}] + p_s \left[\sum_i \sum_t \sum_m \sum_s (c_{OMm,i}^t P_{Gm,i}^{t,s}) + \sum_t \sum_m \sum_s [\mu_{t,s} (P_{gm}^{t,s} - P_{Bm}^{t,s}) + c_{Bm} P_{Sm}^{t,s}] \right] \quad (1)$$

$$P_{Gm,i}^{t,s} + P_{gm}^{t,s} + P_{Bdis,m}^{t,s} \beta_m^{dis} = P_{Bm}^{t,s} + P_{Lm}^{t,s} + P_{Beh,m}^{t,s} \quad (2)$$

$$P_{Gm,i}^{t,s} \leq \phi^{-1}(\alpha) \sigma_{i,m}^t + P_{i,m}^{t,max} \quad (3)$$

$$P_{Sm}^{t,s} = P_{Sm}^{\hat{t}} \beta_m + P_{Beh,m}^{t,s} - P_{Bdis,m}^{t,s} \quad (4)$$

$$P_{Sm}^{t,s} = P_{Sm}^{t-1,s} \beta_m + P_{Beh,m}^{t,s} - P_{Bdis,m}^{t,s} \quad (5)$$

$$P_{Sm}^{t,min} \leq P_{Sm}^{t,s} \leq P_{Sm}^{t,max} \quad (6)$$

$$P_{Beh,m}^{t,s} \leq \sum_i P_{Gm,i}^{t,s} + P_{gm}^{t,s} - P_{Bm}^{t,s} \quad (7)$$

$$P_{gm}^{t,s} \leq \sum_i P_{Gm,i}^{t,s} + P_{Bdis,m}^{t,s} \beta_m^{dis} \quad (8)$$

$$P_{Gm,i}^{t,s}, P_{gm}^{t,s}, P_{Bm}^{t,s}, P_{Sm}^{t,s}, P_{Beh,m}^{t,s}, P_{Bdis,m}^{t,s} \geq 0 \quad (9)$$

式中： $c_{m,\hat{t}}$ 为可再生能源机组运维成本； c_{Bm} 为电池储能运维成本； $\mu_{t,s}$ 为 T_2 集合中的电价； p_s 为场景 s 的概率； $P_{Gm,i}^{\hat{t}}$ 为发电机组 m 在 \hat{t} 时段的出力； $P_{Sm}^{\hat{t}}$ 为微网 m 在 \hat{t} 时段的储能功率； $c_{OMm,i}^t$ 为微网 m 中机组 i 的运行成本系数； $P_{Bdis,m}^{t,s}, P_{Beh,m}^{t,s}$ 分别为微网 m 在 t 时段 s 场景下的电池放电、充电功率； α 为超过设定功率的风险； $P_{gm}^{t,s}$ 为微网 m 在 t 时段 s 场景下从主网购电功率； β_m^{dis} 为电池放电效率； $\sigma_{i,m}^t$ 为可再生能源的标准偏差； $(P_{gm}^{t,s} - P_{Bm}^{t,s})$ 为每时段各种场景下微网购电量与售电量之差；非线性特征量 $\mu_{t,s}$ 为不同时段以及需求场景下下层调度问题的平衡等式对偶变量； $\mu_{t,s} (P_{gm}^{t,s} - P_{Bm}^{t,s})$ 为交易成本； $P_{Sm}^{t,min}$ 和 $P_{Sm}^{t,max}$ 分别为微网 m 在 t 时刻存储功率的最小值和最大值； ϕ^{-1} 为风险反函数。

式(2)~(9)描述了第二阶段相应的运行情况。第一阶段模型的时间均用 \hat{t} 表示。目标函数式(1)最小化电网总运行、维护、存储、交易的成本。约束式(2)确保了在每时段 t 以及每个场景 s 下电网的功率平衡关系,并且在时段 \hat{t} 对应的第一阶段仍然有效。约束式(3)描述了功率风险限制。约束式(4)描述了第一阶段和第二阶段模型之间的关系。第一阶段最后时段 \hat{t}_e 与第二阶段初始时段 t_0 通过电能储量约束进行关联。因此,电网须要在第一阶段确定储能水平,从而应对未来电价变化的不确定性。约束式(5)描述了电池储能水平。在 t 时段提供的电量取决于前一时段的储量与 t 时段的输出之和。本文考虑电池充电和放电效率相等。约束式(6)表示每时段电网对储能需求的最大值和最小值。约束式(7)表示电能储量与每时段发电水平以及电网电能交易之间的关系。约束式(8)表示每时段电网可以售出的最大电量。约束式(9)给出了变量的非负条件。

电网中每种发电机组的出力限制利用机会约束描述。机会约束可以描述在特定条件下电网产生的电能超出需求的概率。本文机会约束表达式为

$$p(P_{Gm,i}^{t,s} > P_{i,m}^{t,\max}) < \alpha \quad (10)$$

式中: $p(\cdot)$ 为概率,通过式(3)表示。

本文风能出力表达式为

$$P_{Wi,m}^{t,\max} = \frac{1}{2} K c_p \rho A v^3 \quad (11)$$

式中: $P_{Wi,m}^{t,\max}$ 为风电输出功率; v 为风速; A 为风叶扫掠面积; ρ 为空气密度; K 为机组输出效率系数; c_p 为机组空气转换效率系数。

光伏发电最大输出功率取决于太阳能板的面积及其效率,表达式为

$$P_{i,m}^{t,\max} = \xi \kappa a \quad (12)$$

式中: a, ξ 和 κ 分别为太阳能板面积、输出能效效率以及太阳能板面积有效利用系数。

2.2 下层动态经济调度模型

本文考虑独立系统运行商通过求解调度优化模型确保供需匹配,从而最大化网络的总社会福利。考虑到负荷的不确定性,通过场景模拟,建立多个需求场景的模型,形成总场景数 S 作为下层

调度问题中的变量。本文的微网可以作为含有发电能力的机组或购电能力的负荷。令 $P_q^{t,s}$ 为机组发电电量,机组发电成本表达式为

$$C_q(P_q^{t,s}) = a_q(P_q^{t,s}) + b_q(P_q^{t,s})^2 \quad (13)$$

式中: a_q, b_q 为相应的成本系数。

负荷需求的表达式为

$$D_{t,s}(P_D^{t,s}) = d_{t,s}(P_D^{t,s}) - j_{t,s}(P_D^{t,s})^2 \quad (14)$$

式中:需求函数 $D_{t,s}$ 为具有概率分布的离散随机变量,因此,需求变量的参数 $d_{t,s}$ 和 $j_{t,s}$ 为不确定变量; $P_D^{t,s}$ 为负荷需求功率。

在本文中,考虑负荷需求场景 $D_{t,s}$ 的3种可能性,每种场景均以概率形式表示。为简单起见,本文假设这3种场景与高负荷需求、中等负荷需求、低负荷需求相关。动态经济调度模型为

$$\mu_{t,s} \in \operatorname{argmin} \sum_q \sum_t C_q(P_q^{t,s}) - \sum_t D_{t,s}(P_D^{t,s}) + \sum_q \sum_t (\lambda_{C_{sc}} e_q P_q^{t,s}) \quad (15)$$

$$\sum_q P_q^{t,s} + \sum_m P_{Sm}^{t,s} \geq \sum_m P_{Gm}^{t,s} + P_D^{t,s}(\mu_{t,s}) \quad (16)$$

$$S_q^{\min} \leq P_q^{t,s} \leq S_q^{\max}(\gamma_{q,t,s}^{\inf}, \gamma_{q,t,s}^{\sup}) \quad (17)$$

$$P_q^{t,s} \geq 0(\varepsilon_{q,t,s}) \quad (18)$$

式中: $\mu_{t,s}$ 为每种负荷需求场景下的电价; e_q 为排放因子; C_{sc} 为碳社会成本; $P_{Sm}^{t,s}, P_{Gm}^{t,s}$ 分别为第二段向电网售电量、购电量; $\gamma_{q,t,s}^{\inf}, \gamma_{q,t,s}^{\sup}$ 分别为不等式两边的ISO容量约束对偶变量; $\varepsilon_{q,t,s}$ 为对偶变量。

目标函数式(15)为最大化社会福利,也即最小化总成本,为与碳排放水平相关的成本之和。约束式(16)确保了网络中功率平衡。微网可以作为电能供应商,也可作为负荷需求商,由上层模型求解结果确定微网的输出功率。因此,本文模型中的电价参数既可作为购电价格,也可作为售电价格,这一变量在上层目标函数中也有体现。约束式(17)表示每时段发电最大容量。约束式(18)表示非负条件。

3 平衡约束求解算法

KKT(Karush-Kuhn-Tucker Conditions)条件作为松弛约束条件为数学模型带来了非线性约

束,这些条件可通过相应工具进行线性化,即大 M 方法^[15]。该方法引入二进制变量 Y 和足够大的数 M , 每个以 $D(x, y)' \perp \delta$ 形式为特征的约束条件均可以替换为 $D(x, y)' \leq YM$ 和 $\delta \leq (1-Y)M$ 表达式。

$$\max_{x_i} f_i(x, y) \quad (19)$$

s.t.

$$\begin{cases} d_i(x_i, y) \geq 0 \\ g_i(x_i, y) = 0 \\ \nabla_y F(x, y) - \nabla_y D(x, y)' \delta + \nabla_y D(x, y)' \eta = 0 \\ G(x, y) = 0 \\ D(x, y) = 0 \\ D(x, y)' \perp \delta \end{cases} \quad (20)$$

另外, 本文所提出的上层模型含有非凸目标函数, 其主要的的影响变量为 $\mu_{t,s}, P_{Gm}^{t,s}, P_{Sm}^{t,s}$, 其中正变量 $\mu_{t,s}$ 与下层模型的供给需求平衡关系约束中的对偶变量相关。

利用强对偶理论可求得这一非线性项的线性表达式, 因为下层模型中的供给需求平衡约束仍然以上层模型中的电量 $P_{Gm}^{t,s}$ 和 $P_{Sm}^{t,s}$ 作为输入条件。因此, 本文利用强对偶理论, 在最优解求解过程中, 求得下层原问题的目标函数与相应的对偶目标函数相等。强对偶理论用于求解凸模型中的表达式, 如果有一问题为凸函数 $\mu_{t,s}(P_{Dm}^{t,s} - P_{Sm}^{t,s})$, 则原问题和对偶问题的目标函数在最优解处相等。因此, 目标函数改写为

$$F = \min \sum_q \sum_t c_q(P_q^{t,s}) - \sum_t D_{t,s}(P_{D,t,s}) + \sum_q (\lambda_{Gcc} e_q P_q^{t,s}) \quad (21)$$

相应的对偶问题则由下层约束变量的对偶形式给出。另外, 对偶模型和强对偶理论同时也适用于凸目标函数和线性约束条件。据此, 对偶问题的目标函数表达式为

$$\begin{aligned} F = \max & \sum_q \Gamma_q(\mu_{t,s}, \gamma_{q,t,s}^{\inf}, \gamma_{q,t,s}^{\sup}, \varepsilon_{q,t,s}) + \\ & \sum_t \sum_s \Omega_{t,s}(\mu_{t,s}) + \sum_t \sum_m \sum_s \mu_{t,s}(P_{Gm}^{t,s} - P_{Sm}^{t,s}) + \\ & \sum_q \sum_t \sum_s (-\gamma_{q,t,s}^{\sup} P_q^{\max} + \gamma_{q,t,s}^{\inf} P_q^{\min}) \end{aligned} \quad (22)$$

为了简化分析, 通过定义对偶问题中相应变量而改写对偶问题。利用强对偶理论, 得到与原模型目标函数对应的对偶形式。

$$\begin{aligned} & \min \sum_q \sum_t C_q(P_q^{t,s}) - \sum_t D_{t,s}(P_{D,t,s}) + \sum_q (\lambda_{Gcc} e_q P_q^{t,s}) = \\ & \max \sum_q \Gamma_q(\mu_{t,s}, \gamma_{q,t,s}^{\inf}, \gamma_{q,t,s}^{\sup}, \varepsilon_{q,t,s}) + \sum_t \sum_s \Omega_{t,s}(\mu_{t,s}) + \\ & \sum_t \sum_m \sum_s \mu_{t,s}(P_{Gm}^{t,s} - P_{Sm}^{t,s}) + \\ & \sum_q \sum_t \sum_s (-\gamma_{q,t,s}^{\sup} P_q^{\max} + \gamma_{q,t,s}^{\inf} P_q^{\min}) \end{aligned} \quad (23)$$

将非线性相关变量改写为

$$\begin{aligned} & \sum_t \sum_m \sum_s \mu_{t,s}(P_{Gm}^{t,s} - P_{Sm}^{t,s}) = \sum_q \sum_t C_q(P_q^{t,s}) - \\ & \sum_t D_{t,s}(P_{D,t,s}) + \sum_q (\lambda_{Gcc} e_q P_q^{t,s}) - \\ & \sum_q \Gamma_q(\mu_{t,s}, \gamma_{q,t,s}^{\inf}, \gamma_{q,t,s}^{\sup}, \varepsilon_{q,t,s}) - \sum_t \sum_s \Omega_{t,s}(\mu_{t,s}) + \\ & \sum_q \sum_t \sum_s (-\gamma_{q,t,s}^{\sup} P_q^{\max} + \gamma_{q,t,s}^{\inf} P_q^{\min}) \end{aligned} \quad (24)$$

式(24)的右侧仍然考虑了供需函数, 因此, 得到上层模型的凸目标函数为

$$\begin{aligned} C_{\Sigma} = & \sum_i \sum_m \sum_i (c_{m,i}^i P_{Gm,i}^i) + \\ & \sum_i \sum_m [\mu_i(P_{gm}^i - P_{Bm}^i) + c_{Bm} P_{Sm}^i] + \sum_q \sum_i (\lambda_{Gcc} e_q P_q^i) - \\ & \sum_q \Gamma_q(\mu_i, \gamma_{q,i}^{\inf}, \gamma_{q,i}^{\sup}, \varepsilon_{q,i}) - \sum_i \Omega_i(\mu_i) + \\ & \sum_q \sum_t (-\gamma_{q,i}^{\sup} S_q^{\max} + \gamma_{q,i}^{\inf} S_q^{\min}) + \sum_s p_s \\ & \left[\sum_m \sum_t (c_{Bm} P_{Sm}^{t,s}) + \sum_t \sum_m \sum_i (c_{OMm,i}^t P_{Sm,i}^{t,s}) + \right. \\ & \sum_q \sum_t C_q(P_q^{t,s}) - \sum_t D_{t,s}(P_{D,t,s}) - \\ & \sum_q \Gamma_q(\mu_{t,s}, \gamma_{q,t,s}^{\inf}, \gamma_{q,t,s}^{\sup}, \varepsilon_{q,t,s}) - \\ & \sum_t \Omega_{t,s}(\mu_{t,s}) + \sum_q \sum_t (\lambda_{Gcc} e_q P_q^{t,s}) + \\ & \left. \sum_q \sum_t (-\gamma_{q,t,s}^{\sup} P_q^{\max} + \gamma_{q,t,s}^{\inf} P_q^{\min}) \right] \end{aligned} \quad (25)$$

经过上述变化, 原始双层模型已经变化为混合整数二次规划问题。

4 仿真分析

4.1 仿真条件

本文考虑的网络结构包括 37 个微网以及 5 个传统火力发电机组。光照辐射强度和风速条件分别如图 2,3 所示。考虑到可再生能源出力的波动性,本文利用机会约束确定机组的发电容量。

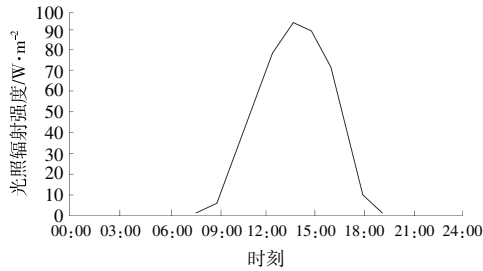


图 2 光照辐射强度曲线

Fig.2 Light radiation intensity curve

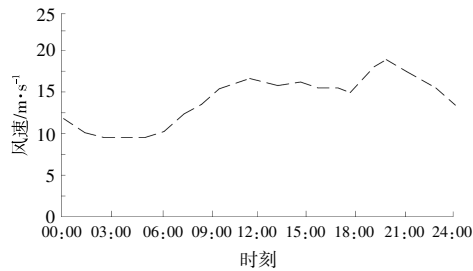


图 3 风速曲线

Fig.3 Wind speed curve

本文二次发电成本参数均为均匀分布的随机变量。本文考虑的负荷场景概率为 0.55,0.22,0.23,分别对应负荷需求的高、中、低 3 个场景,利用蒙特卡洛模拟分析场景。由于最终模型为含有线性约束和凸二次目标函数的混合整数二项式规划模型,所以本文利用非线性求解器求解 Stackelberg 模型。

为验证本文提出的模型,考虑 3 种负荷需求水平,在下层调度模型中引入由于燃料机组产生的二氧化碳排放的惩罚系数,碳社会成本 C_{SCC} 定为 10 \$/t 和 20 \$/t,不同条件下的机会约束对应的可靠性在 97%~50%时逐渐降低,对应的风险 α 分别为 3%和 50%。50%的风险意味着电网可以以最大输出功率进行发电,这类风险与标准分布的反函数 $\phi^{-1}(\alpha)$ 相关。当 α 为 3%和 50%时,对应的反函数 $\phi^{-1}(\alpha)$ 分别为 -1.88 和 0,代表最低风险和最高风险,由式(3)和式(10)可以确定。

在建模中,电网的高风险意味着机组无法按

照预定功率出力的概率增加,也意味着电网需要增加发电容量,降低独立系统运行商模型中的输出功率。当可再生能源渗透率水平降低时,负荷需求增加,须要启动传统化石燃料机组弥补缺额,从而导致更高的机组启停成本。

4.2 结果分析

4.2.1 微网运行策略

图 4 给出了调度时段内所有机组的运行结果。

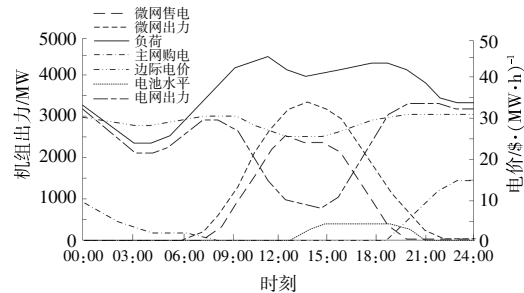


图 4 调度结果

Fig.4 Dispatch Results

本文考虑高负荷需求场景,取 C_{SCC} 为 10 \$/t。为实现与主网的功率交换,此处不考虑机会约束,因此,每个微网可以以其最大容量进行发电。

由图 4 可以看出,微网在 09:00 之后开始增大发电水平,在 16:00 之后减小发电水平。这一趋势与光照辐射强度的变化趋势相同。另外,微网在清晨和晚间从主网购电量增加,此时段可再生能源发电渗透率已降为最低。因此,在下层调度优化模型中,化石燃料机组减少了机组出力,导致市场电价有所下降。微网不仅在时段销售电能,而且也可将剩余电能用作电池储能充电,从而为后续时段电价的调整提供相应的电能储备。

随着可再生能源渗透率水平的升高,化石能源机组出力减少,在负荷增长的情况下,须要分析可再生能源机组对于电价的影响。负荷需求水平如表 1 所示。

表 1 风险区间与负荷需求关系

Table 1 Risk interval and load demand relationship

负荷场景	C_{SCC} \$/t	风险区间		
		3%~24%	25%~32%	33%~50%
0		3.56	3.72	3.82
高负荷需求	10	5.62	5.88	6.04
	20	10.74	11.24	11.53

续表 1

负荷场景	C_{SCC} \$/t	风险区间		
		3%~24%	25%~32%	33%~50%
中负荷需求	0	4.34	4.53	4.65
	10	7.39	7.72	7.88
	20	16.44	17.25	17.66
低负荷需求	0	5.02	5.23	5.34
	10	9.23	9.62	9.82
	20	23.01	23.89	24.64

表 2 给出了不含微网出力的情景下 ISO 调度的电网出力变化情况。

表 2 风险区间与电网出力下降的关系

Table 2 Relationship between risk interval and power grid output reduction

负荷场景	C_{SCC} \$/t	电网出力下降百分比/%		
		3%~24%	25%~32%	33%~50%
高负荷需求	0	24	25	25
	10	29	31	32
	20	38	38	29
中负荷需求	0	25	27	28
	10	33	35	36
	20	41	44	45
低负荷需求	0	29	29	30
	10	35	38	37
	20	47	46	46

4.2.2 负荷波动性对可再生能源消纳的影响

负荷波动性是指当微网面临的风险每增加 1% 时负荷需求变化的百分比,能够有效量化微网增加机组出力时独立系统运行商负荷需求变化的百分比。当微网所面临的风险增加时,需要增加其输出功率,同时,负荷波动性由于微网对独立系统运行商的负荷需求影响逐渐趋于稳定而下降。例如,对于 C_{SCC} 较低(20 \$/t)的场景,负荷波动性水平最高,尤其是当风险由 3% 增加到 4% 时,负荷波动性为 0.95%; 当微网风险由 30% 增加到 31% 时,负荷需求变化了 0.2%。负荷波动性在风险水平超过 25% 之后趋于稳定。

因此,对于高于 25% 的风险水平,微网面临的风险与在独立系统运行商层面得到的收益不匹配。在所有的负荷需求场景中,风险水平为 3%~40% 时负荷波动性最高。另外,当负荷水平较低、 C_{SCC} 水平较高时,可再生能源渗透率更高,较高的可再生能源渗透率与微网面临的风险水平息息相关,此时也不一定会降低负荷波动性。

当风险每增加 1% 时,相应的微网可再生能

源渗透率改变量如图 5 所示。

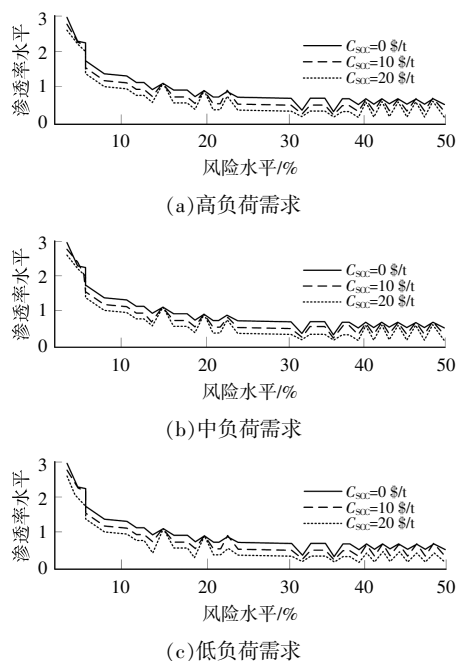


图 5 渗透率与风险水平关系

Fig.5 Relationship between penetration rate and risk level

由图 5 可以看出,可再生能源渗透率波动性在风险水平高于 24% 之后达到了相对稳定点,这一稳定点意味着与微网相关的风险水平增加时不会产生额外收益。当风险水平增加时,微网可再生能源渗透率的增加放缓。对于本文研究的风电和光伏数据,其风险水平平均不超过 30%,从图 5 中可以看出,风险水平超过 30% 时,微网可再生能源渗透率波动性的增加开始减缓。因此,额外的可再生能源渗透率对于电网稳定性和负荷需求来说,也意味着更高的风险。对于不同的风险水平,可再生能源渗透率的平均水平如表 3 所示。

表 3 风险区间与可再生能源渗透率关系

Table 3 Relationship between risk interval and renewable energy penetration rate

负荷场景	C_{SCC} \$/t	风险区间		
		3%~24%	25%~32%	33%~50%
高负荷需求	0	10	11	12
	10	13	14	15
	20	18	19	20
中负荷需求	0	11	12	13
	10	15	16	17
	20	22	25	25
低负荷需求	0	12	13	14
	10	17	18	19
	20	26	28	29

从表3中可以看出,负荷需求的增加与可再生能源渗透率以及负荷水平较低场景的增加密切相关。可以推测,在 C_{SCC} 较低的场景,可再生能源渗透率将会比 C_{SCC} 水平较高时更低,这是由于考虑负荷需求曲线时市场对电价反应。

4.2.3 主网出力削减的影响

C_{SCC} 的增长可以减少化石燃油机组出力。 C_{SCC} 可显著影响负荷需求,并且 C_{SCC} 数值较大,可以弥补部分负荷的削减。不同 C_{SCC} 下主网出力削减如图6所示。

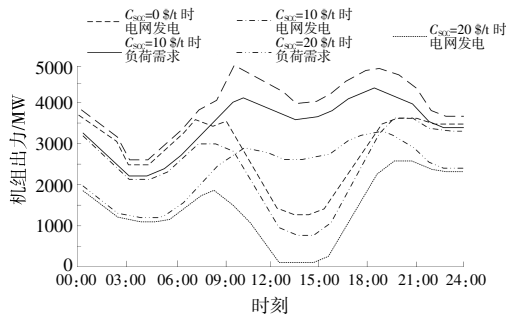


图6 不同 C_{SCC} 下主网出力削减

Fig.6 Main network output reduction under different C_{SCC}

从图6中可以看出,当 C_{SCC} 为20 \$/t,微网的风险为3%时,相比于没有微网接入系统的情况,独立系统运行商削减了35%的机组出力。当系统风险达到50%时,独立系统运行商机组出力减少了39%。相似地,当 C_{SCC} 降低至0 \$/t时,相比于基础场景,机组出力削减了23%,此时对应的风险水平是3%,并且风险水平由50%降低至26%。这是由于 C_{SCC} 水平增高后,可再生能源机组的渗透率增加,因此,可再生能源渗透率对于化石燃油机组出力有显著影响。在这种情况下,独立系统运行商的发电水平与微网中可再生能源渗透率水平呈负相关性,可再生能源渗透率水平越高,独立系统运行商的发电水平越低,从而将电价降低了6%~8%。在 C_{SCC} 水平较高时,微网的机组出力水平不能弥补燃油机组出力水平的削减,从而导致网络消耗电量净削减。从图6中可以看出,当 C_{SCC} 为20 \$/t时,独立系统运行商的发电水平降低了37%~48%,与风险水平相关,从而导致可再生能源渗透率较高,但不能满足负荷需求增长。

5 结论

本文重点分析了可再生能源渗透率及其波动性对于电网的影响,提出了利用机会约束的双层

随机模型作为混合整数二次优化模型进行求解,模型在求解过程中利用强对偶理论对相应约束进行转化。

当微网面临的风险水平为25%~32%时,风险高于微网对主网的收益。同时,本文的研究结果也说明了碳社会成本以及可再生能源发电水平对于电网需求和电网电价的影响。微网可再生能源渗透率水平越高,电价水平越低,同时电网中的负荷也越高。当微网发电出力满足负荷需求,并且将其均值为15%的发电水平向独立系统运行商提供电能需求时,可以达到成本与收益的平衡。

参考文献:

- [1] 侯若松,刘洋,胡平,等.考虑碳排放效益的含可再生能源柔性配电网自适应鲁棒优化运行策略[J].可再生能源,2023,41(12):1691-1699.
- [2] 李天晨,尹建政,张大伟,等.基于水电站储能技术的可再生能源并网策略研究[J].储能科学与技术,2024,13(2):677-679.
- [3] 宋宇,李涵,楚皓翔,等.计及可靠性的风光互补发电系统容量优化配比研究[J].电气技术,2022,23(6):49-58,68.
- [4] 范斌涛,杨倬,沈子奇,等.基于李雅普诺夫优化框架的风光储独立微网实时优化调度策略[J].可再生能源,2023,41(4):555-561.
- [5] 黎立丰,刘春晓,朱浩骏,等.考虑网络安全约束的可再生能源消纳能力评估方法[J].电力科学与技术学报,2023,38(4):162-168.
- [6] 和树森,刘天羽.基于改进蝴蝶算法的冷热电联供微网日前优化调度研究[J].电气技术,2021,22(3):14-19,68.
- [7] 詹智民,范玉宏,刘翊枫,等.含可再生能源的虚拟电厂参与碳市场交易优化模型[J].可再生能源,2023,41(9):1263-1269.
- [8] 崔杨,安宁,付小标,等.面向高比例新能源电力系统调峰需求的储能容量配置方法综述[J].东北电力大学学报,2023,43(1):1-8.
- [9] 吴静,昌力,曹斌.可再生能源跨省区现货交易技术支持系统设计与实现[J].山东电力技术,2019,46(3):13-18.
- [10] 蔡婷婷,薛文东.基于VMD的电力系统一次调频混合储能系统容量优化研究[J].东北电力大学学报,2024,44(1):61-71.
- [11] 李蕊,程诗尧,罗义钊,等.适用于可再生能源系统的新型高压DC/DC变换器[J].电子器件,2022,45(5):1174-1181.

- [12] 张琦, 谢丽蓉, 王威, 等. 考虑风电预测误差的混合储能荷电状态优化策略[J]. 新疆大学学报(自然科学版)(中英文), 2023, 40(4): 505–512.
- [13] 胡俊杰, 刘雪涛, 王程. 考虑网络约束的能量枢纽灵活性价值评估[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(5): 1799–1813.
- [14] 刘佳, 唐早, 曾平良, 等. 高比例可再生能源接入下与配电系统分层协同的输电系统自适应规划[J]. 电网技术, 2022, 46(8): 3105–3115.
- [15] 刘震宇. 基于孤岛模式的可再生能源电网分层能量平衡控制方法[J]. 自动化技术与应用, 2023, 42(12): 75–79, 107.

Two-stage optimization model for cross-regional grid renewable energy integration based on opportunity constraints

Xu Fucong¹, Zhao Fei²

(1.State Grid Fujian Electric Power Co. Ltd., Fuzhou 350003, China; 2.North China Electric Power University, Baoding 071003, China)

Abstract: To address the issue of optimization in the consumption of renewable energy in a distributed and flexible resource setting, a model based on opportunity-constrained cross-regional grid renewable energy integration is proposed. This paper discusses the fundamental architecture of the two-stage optimization model and analyzes the solving strategies for each stage. The two-stage optimization model is established, comprising an upper-level optimization model with opportunity constraints and a lower-level economic dispatch model. The paper proposes the use of a balancing constraint solving algorithm and strong duality theory to solve the model. Finally, the effectiveness of the proposed model is demonstrated through simulation analysis, and the conclusion discusses the relationship between the proportion of renewable energy consumption and grid output, load levels, and carbon societal costs.

Keywords: renewable energy; opportunity constraints; renewable energy integration; two-stage optimization dispatch