Contents lists available at ScienceDirect

Engineering

journal homepage: www.elsevier.com/locate/eng

Research
Power Systems Proactively Responding to Climate Change—Article

高比例新能源电力系统中计及电力传输路径的输电网-新能源-储能协同规划

杨钤[a,b]，王建学[a,*]，李志远[a]，张耀[a]，王秀丽[a]，王锡凡[a]

[a] State Key Laboratory of Electrical Insulation and Power Equipment, School of Electrical Engineering, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, China
[b] Northwest Branch of State Grid Corporation of China, Xi'an 710048, China

ARTICLE INFO

Article history:
Received 9 January 2024
Revised 21 January 2025
Accepted 11 February 2025
Available online 1 March 2025

关键词
储能系统
可行性校正策略
电力系统规划
新能源
电力传输路径

摘要

近年来，提高新能源（RE）渗透率已成为电力系统的重要目标。然而，新能源发电受气候条件影响，具有显著的随机性与波动性。充足的输电容量与储能系统（ESS）是促进新能源高效并网的关键支撑。因此，开展协调输电网-新能源-储能协同规划（TRSEP），成为应对气候变化影响、实现高比例新能源消纳的有效决策途径。在实际运行中，跨区域电力交易日益频繁。除了关注新能源对本地负荷的渗透程度外，联络线中新能源电力的比例也备受重视，这使得追踪与分析新能源的传输路径变得尤为必要。借鉴碳排放流理论的思想，本文定义了新能源功率流密度，用以追踪电力系统中新能源的传输路径。在此基础上，构建了一个TRSEP模型，该模型能够清晰地区分新能源电力在系统内部负荷、外送负荷以及网络损耗中的分配路径。针对模型中存在的双线性项，本文采用McCormick松弛方法进行处理，并设计了专门的可行性校正策略，以获得优质可行解。最后，本文通过实际案例的数值仿真结果，验证了所提模型与方法的合理性和有效性。

© 2025 THE AUTHORS. Published by Elsevier LTD on behalf of Chinese Academy of Engineering and Higher Education Press Limited Company. This is an open access article under the CC BY-NC-ND license (http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/).

1. 引言

随着“双碳”目标的提出，提高新能源占比已成为电力系统能源转型的关键目标之一[1]，例如，欧盟通过《欧洲绿色协议》推动新能源渗透率提升。然而，新能源发电受气候条件影响，具有显著的随机性与波动性。当大规模新能源并网时，发电不确定性将对系统电力平衡带来显著影响。在此背景下，电力系统规划作为一种长期决策手段，成为应对气候变化、保障系统运行可靠性的首要策略。只有通过科学规划，使高比例新能源电力系统具备充足的可调节资源，才能长期、有效地维持电力供需平衡。

输电网络是电力系统的关键组成部分，负责将能源电力传输至负荷侧以维持电力平衡，因此通过输电扩展规划确保充足的输电容量至关重要[2–4]。然而，尽管输电扩展规划能够保障新能源的并网与电力传输，但其本身难以完全平抑新能源出力的随机性与波动性，系统仍需依赖具备灵活调节能力的设备来确保实时电力平衡。储能系统作为一种典型的灵活资源，能够缓解输电阻塞、平抑新能源波动，在高比例新能源电力系统中具有重要作用[5–6]。因此，含储能的输电扩展规划问题受到了广泛关注。例如，文献[7]研究了输电扩展规划中电池储能的配置与调度问题，用以提高新能源利用率；文献[8]建立了考虑储能的鲁棒输电扩展规划模型，以应对新能源的不确定性。此外，文献[9]提出双层模型分析储能与输电规划对新能

* Corresponding author.
E-mail address: jxwang@mail.xjtu.edu.cn (J. Wang).

2095-8099/© 2025 THE AUTHORS. Published by Elsevier LTD on behalf of Chinese Academy of Engineering and Higher Education Press Limited Company. This is an open access article under the CC BY-NC-ND license (http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/).
英文原文：Engineering 2025, 51(8): 117–129
引用本文：Qian Yang, Jianxue Wang, Zhiyuan Li, Yao Zhang, Xiuli Wang, Xifan Wang. Coordinated Transmission Renewable-Storage Planning in Renewable-Dominant Power Systems Considering Energy Transmission Pathways. *Engineering*, https://doi.org/10.1016/j.eng.2025.02.014

源电站的效益，文献[10]则构建三层模型研究市场环境下储能与输电线路的协同规划策略。

基于以上分析，输电网-新能源-储能协同规划（TRSEP）是应对气候变化、实现新能源发展目标的有效决策方法。在实际运行中，电力系统通常并非孤立运行，而是通过联络线与其他系统进行电力交换。当某一系统出现功率盈余或短缺时，跨系统电力交易有助于维持整体电力平衡。例如，一个发电资源充裕的系统可在满足自身负荷需求的基础上，通过联络线将富余电力输送到其他系统。因此，在规划过程中，有必要将联络线输送的电力视为送出系统的“外部负荷”，并将其纳入整体规划框架。

在电力系统实际运行中，送出系统与受入系统双方通常会签订年度电量交易合同。随着能源转型的深入推进，多个系统在电力交易中越发重视绿色电力占比。例如，欧盟已推行绿色电力证书，以认证供应至负荷的新能源比例。此外，部分系统甚至对联络线传输电量中的新能源比例提出了明确要求。然而，现有研究在电力系统规划中，尚未充分考虑对新能源传输路径的追踪与分析，这正是本文所要探讨和解决的核心问题。

在新能源主导的电力系统中，新能源传输路径分析可为绿色电力交易与结算提供关键依据，并且日益受到重视。然而，当前考虑新能源渗透率目标的电力系统规划研究，大多仅关注系统内部负荷与新能源消纳之间的关系，未充分计及通过联络线输送的外部负荷。在引入外部负荷后，可差异化设定系统内部负荷与外部负荷的新能源渗透率目标。此外，系统内部也可能存在某些特定区域，其目标是通过接纳更多新能源发电来满足本地负荷需求，这类区域可称为“能源转型区”，其对清洁电力的使用要求高于系统内其他区域。同时，即使为满足系统内部负荷，也需明确新能源的输送路径与来源。因此，在新能源主导的电力系统规划中，系统性地分析新能源传输路径具有重要的现实意义。

文献[11]首次提出了一种潮流追踪方法，用于分析电力系统中电源功率的传输路径，并依此计算输电设施内各电源的贡献份额。该方法基于比例共享原则对功率流进行分配。以此为基础，文献[12]进一步建立了基于网络的碳排放流（CEF）模型，用于追踪从发电侧到需求侧的碳排放流，该模型可直接嵌入优化问题中进行求解。研究中还定义了碳排放流强度（或密度），用以量化各支路与节点的碳排放水平。

关于碳排放流的研究已较为成熟，相关模型和方法被广泛应用于各类能源系统规划与运行场景中。例如，文献[13]建立了考虑碳排放流约束的电-气综合能源系统协同规划模型；文献[14]则在多能源系统规划中引入低碳约束，将碳排放流纳入系统架构设计。在运行层面，文献[15]将CEF模型应用于多能源系统的优化运行，文献[16]则基于CEF方法构建了市场环境下电厂的低碳调度策略。此外，为刻画储能系统中碳流的时变特性，文献[17]进一步提出了适用于储能系统的时变碳排放流模型。

参考碳排放流的定义，可类似地对新能源电力的传输路径进行追踪。为此，本文定义新能源功率流密度，用以表征各电力元件功率的新能源占比。基于该指标，可在TRSEP模型中分别计算送至内部负荷与外部负荷的新能源电力，从而在规划中同时满足系统内部的新能源发展目标与跨系统的绿色电力交易要求。综上，本文提出一种计及新能源传输路径的TRSEP模型，可以作为支撑高比例新能源电力系统实现低碳转型的有效决策方法。

由于引入了新能源功率流密度（RE-PFD），规划模型中可能出现非线性项，给求解带来较大挑战。为消除非线性，文献[18]采用分段线性逼近方法，通过引入大量0-1变量对连续可行域进行离散化。该方法虽能处理非线性问题，却显著增加了模型的复杂度，导致求解困难。文献[19]提出了不引入0-1变量的McCormick松弛方法，但其松弛过程扩大了可行域，所获解可能不可行。文献[20]将该方法应用于电力系统规划中的非线性项线性化，得到了近似解。在此基础上，文献[21]设计了分段McCormick方法，一定程度上缩减了松弛可行域，但仍需引入较多0-1变量，且同样无法保证解的可行性。综合来看，McCormick方法在计算复杂度上优势明显，尤其适用于大规模电力系统规划问题。若能设计有效的校正策略，使其在松弛后仍能获得可行解，则本文所提规划模型将具备良好的可求解性。因此，本文拟基于McCormick方法，并结合可行性校正策略，实现对含RE-PFD的TRSEP模型的高效求解。

综上所述，当前研究尚存在两方面局限：一方面，现有电力系统规划模型未能系统考虑新能源的传输路径；另一方面，在求解相关非线性优化问题时，现有方法或需引入大量0-1变量导致模型复杂，或因过度松弛而无法保证解的有效性。因此，亟须发展一种既能避免过度复杂化、又能可靠获取可行解的高效求解方法。

本文的主要贡献概括如下。

（1）本文借鉴碳排放流理论，并基于文献[11]的潮流追踪思想，定义了新能源功率流密度这一指标，为系统分析新能源的传输路径提供了理论基础。

（2）本文基于RE-PFD建立了相应的运行约束，刻画其随时间变化的动态特性，并能够清晰区分新能源电力在内部负荷、外送负荷与网络损耗中的分配路径。本文进一

步构建了完整的TRSEP模型，以有效应对气候变化影响并实现新能源渗透目标。

（3）本文针对模型中功率与RE-PFD耦合产生的双线性项，提出了一种基于McCormick松弛的定制化可行性校正策略。该策略通过迭代调整关键参数，逐步收紧McCormick松弛过程中被扩大的可行域，从而在维持较低计算复杂度的同时，保障最终解的可行性。

本文结构安排如下：第2节提出RE-PFD的定义；第3节构建RE-PFD的运行约束，并建立TRSEP模型；第4节设计基于McCormick方法的定制化线性化与可行性校正策略；第5节通过测试系统进行算例分析；第6节总结全文并给出研究结论；第7节对未来的研究进行了展望。

2. RE-PFD的定义

本节参照CEF的定义[12]，引入RE-PFD的概念。CEF将碳排放视为功率流中的参数，从而实现对电力系统中各元件碳排放的追踪。类似地，新能源电力也可作为功率流中的参数，进而支持对其传输路径的追踪分析。

为表述简洁，下文将省略场景s与时间t的下标。以输电线路l为例，定义流经线路l的新能源电力为$P_l^{\mathrm{L,RE}}$，则其与线路总有功功率P_l^{L}的比值定义为RE-PFD，记为$\rho_l^{\mathrm{L,RE}}$，如式（1）所示。

$$\rho_l^{\mathrm{L,RE}}=\frac{P_l^{\mathrm{L,RE}}}{P_l^{\mathrm{L}}} \tag{1}$$

若将位于节点b的发电机组视为一条具有正功率注入的“线路”，则节点b的新能源功率流密度可表示为：

$$\rho_b^{\mathrm{B,RE}}=\frac{\sum\limits_{l\in\Omega_{\mathrm{L}(b)}^{+}}P_l^{\mathrm{L,RE}}}{\sum\limits_{l\in\Omega_{\mathrm{L}(b)}^{+}}P_l^{\mathrm{L}}} \tag{2}$$

式中，$\Omega_{\mathrm{L}(b)}^{+}$是与节点$b$相连且具有正功率注入的线路集合。

根据式（1）与式（2），可以明确理解新能源功率流密度的物理意义：式（1）说明线路l传输的总功率中，来自新能源机组的比例由$\rho_l^{\mathrm{L,RE}}$表示；式（2）则说明节点b的总注入功率中，来自新能源机组的比例由$\rho_b^{\mathrm{B,RE}}$表示。

对于线路$m\in\Omega_{\mathrm{L}(b)}^{-}$及$n\in\Omega_{\mathrm{L}(b)}^{+}$，其中，$\Omega_{\mathrm{L}(b)}^{-}$表示与节点$b$相连且具有正功率流出的线路集合，如图1所示，根据比例共享原则[11]，线路n中流经线路m的功率分量$P_{m(n)}^{\mathrm{L}}$满足以下关系：

$$\frac{P_{m(n)}^{\mathrm{L}}}{P_m^{\mathrm{L}}}=\frac{P_n^{\mathrm{L}}}{\sum\limits_{l\in\Omega_{\mathrm{L}(b)}^{+}}P_l^{\mathrm{L}}} \tag{3}$$

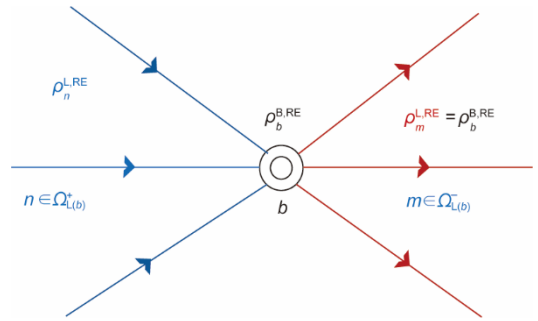

图1. 新能源功率流密度（RE-PFD）示意图。$\rho_n^{\mathrm{L,RE}}$和$\rho_m^{\mathrm{L,RE}}$分别表示线路n和线路m的RE-PFD。

通过线路m的新能源电力可表示为式（4）。

$$P_m^{\mathrm{L}}=\sum_{n\in\Omega_{\mathrm{L}(b)}^{+}}P_{m(n)}^{\mathrm{L}}\rho_n^{\mathrm{L,RE}} \tag{4}$$

综合式（1）至式（4），可推导得到式（5），即线路$m\in\Omega_{\mathrm{L}(b)}^{-}$的RE-PFD。可以看出，RE-PFD在形式上与CEF密度相似，并且线路$m\in\Omega_{\mathrm{L}(b)}^{-}$的RE-PFD等于其两端节点$b$的RE-PFD。

$$\rho_m^{\mathrm{L,RE}}=\frac{\sum\limits_{n\in\Omega_{\mathrm{L}(b)}^{+}}P_{m(n)}^{\mathrm{L}}\rho_n^{\mathrm{L,RE}}}{P_m^{\mathrm{L}}}=\frac{\sum\limits_{n\in\Omega_{\mathrm{L}(b)}^{+}}P_n^{\mathrm{L}}\rho_n^{\mathrm{L,RE}}}{\sum\limits_{n\in\Omega_{\mathrm{L}(b)}^{+}}P_n^{\mathrm{L,RE}}}=\rho_b^{\mathrm{B,RE}} \tag{5}$$

此外，根据定义可知，常规机组g的RE-PFD为0，新能源机组r的RE-PFD为1。对于储能系统e，其RE-PFD为随时间变化的变量，需满足相关的运行约束。RE-PFD的一个简单示例如图2所示。

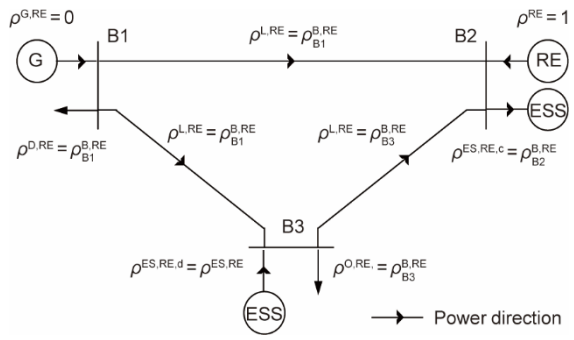

图2. RE-PFD示例。G：常规机组；B1~B3：节点；ρ^{RE}、$\rho^{\mathrm{G,RE}}$、$\rho^{\mathrm{D,RE}}$与$\rho^{\mathrm{O,RE}}$分别表示位于B2的新能源机组、位于B1的常规机组、B1处内部负荷以及B3处外部负荷的RE-PFD；$\rho^{\mathrm{ES,RE,c}}$与$\rho^{\mathrm{ES,RE,d}}$分别表示B2和B3处储能系统（ESS）充电与放电过程的RE-PFD；；$\rho^{\mathrm{ES,RE}}$表示B3处储能系统存储电量的RE-PFD；$\rho_{\mathrm{B1}}^{\mathrm{B,RE}}$~$\rho_{\mathrm{B3}}^{\mathrm{B,RE}}$表示节点B1~B3的RE-PFD。

3. 数学模型

在本节中，基于RE-PFD的定义，我们进一步构建了其运行约束，并建立了面向以新能源为主体的电力系统的TRSEP模型，旨在有效应对气候变化影响，并助力实现

新能源渗透率目标。

3.1. RE-PFD的约束

3.1.1. 输电线路的RE-PFD约束

$$P_{l,s,t}^{\mathrm{L}}=P_{l,s,t}^{\mathrm{L},+}-P_{l,s,t}^{\mathrm{L},-},\forall l\in\Omega_{\mathrm{L}},\forall s\in\Omega_{\mathrm{S}},\forall t\in\Omega_{\mathrm{T}} \tag{6}$$

$$0\le P_{l,s,t}^{\mathrm{L},+}\le\tau_{l,s,t}^{\mathrm{L}}\bar{P}_{l}^{\mathrm{L}},\forall l\in\Omega_{\mathrm{L}},\forall s\in\Omega_{\mathrm{S}},\forall t\in\Omega_{\mathrm{T}} \tag{7}$$

$$0\le P_{l,s,t}^{\mathrm{L},-}\le(1-\tau_{l,s,t}^{\mathrm{L}})\bar{P}_{l}^{\mathrm{L}},\forall l\in\Omega_{\mathrm{L}},\forall s\in\Omega_{\mathrm{S}},\forall t\in\Omega_{\mathrm{T}} \tag{8}$$

$$\begin{gathered}-(1-\tau_{l,s,t}^{\mathrm{L}})\le\rho_{l,s,t}^{\mathrm{L,RE}}-\rho_{p(l),s,t}^{\mathrm{B,RE}}\le 1-\tau_{l,s,t}^{\mathrm{L}},\\ \forall l\in\Omega_{\mathrm{L}},\forall s\in\Omega_{\mathrm{S}},\forall t\in\Omega_{\mathrm{T}}\end{gathered} \tag{9}$$

$$-\tau_{l,s,t}^{\mathrm{L}}\le\rho_{l,s,t}^{\mathrm{L,RE}}-\rho_{q(l),s,t}^{\mathrm{B,RE}}\le\tau_{l,s,t}^{\mathrm{L}},\forall l\in\Omega_{\mathrm{L}},\forall s\in\Omega_{\mathrm{S}},\forall t\in\Omega_{\mathrm{T}} \tag{10}$$

由于线路l的RE-PFD与实际功率流向相关，因此引入方向变量$\tau_{l,S,t}^{\mathrm{L}}$，功率流由两个非负变量$P_{l,s,t}^{\mathrm{L},+}$和$P_{l,s,t}^{\mathrm{L},-}$表示。这些变量之间的关系可以用式（6）~（8）表示，其中，$P_{l,s,t}^{\mathrm{L}}$是场景s下在时间t线路I的运行功率；$P_{l,s,t}^{\mathrm{L},+}$和$P_{l,s,t}^{\mathrm{L},-}$分别是场景s下在时间t线路l的正向和反向运行功率。Ω_{L}和Ω_{S}分别为所有输电线路和典型场景集合。Ω_{T}为每个场景中的时段集合，取值范围为1~|T|；在本文中，一个典型日代表一个场景，|T|设为24。$\tau_{l,S,t}^{\mathrm{L}}$：场景$s$下在时间$t$线路1的二进制方向变量：1表示正向，0表示反向。$\bar{P}_{l}^{\mathrm{L}}$为线路1的最大运行功率。$\rho_{l,s,t}^{\mathrm{L,RE}}$为场景$s$下在时间$t$线路$l$的RE-PFD。式（9）和式（10）限制了线路$l$的RE-PFD，其中，$p(l)$和$q(l)$是线路$l$的始端和末端节点索引。当正功率从$p(l)$流向$q(l)$时，$\tau_{l,S,t}^{\mathrm{L}}$等于1；否则，$\tau_{l,S,t}^{\mathrm{L}}$等于0。

3.1.2. 节点的RE-PFD约束

节点b的RE-PFD可由式（11）表示，该式基于节点b的所有注入功率计算得出。$\Omega_{\mathrm{L,f}(b)}$和$\Omega_{\mathrm{L,t}(b)}$分别为始端是节点b和末端是节点b的线路集合，而$\Omega_{\mathrm{G}(b)}$、$\Omega_{\mathrm{RE}(b)}$和$\Omega_{\mathrm{ES}(b)}$分别是位于节点b的常规机组、新能源机组和储能系统的集合。

$$\rho_{b,s,t}^{\mathrm{B,RE}}=\frac{\sum_{r\in\Omega_{\mathrm{RE}(b)}}P_{r,s,t}^{\mathrm{RE}}+\sum_{e\in\Omega_{\mathrm{ES}(b)}}\rho_{e,s,t}^{\mathrm{ES,RE}}P_{e,s,t}^{\mathrm{ES,d}}+\sum_{l\in\Omega_{\mathrm{L,t}(b)}}\rho_{l,s,t}^{\mathrm{L,RE}}P_{l,s,t}^{\mathrm{L},+}+\sum_{l\in\Omega_{\mathrm{L,f}(b)}}\rho_{l,s,t}^{\mathrm{L,RE}}P_{l,s,t}^{\mathrm{L},-}}{\sum_{g\in\Omega_{\mathrm{G}(b)}}P_{g,s,t}^{\mathrm{G}}+\sum_{r\in\Omega_{\mathrm{RE}(b)}}P_{r,s,t}^{\mathrm{RE}}+\sum_{e\in\Omega_{\mathrm{ES}(b)}}P_{e,s,t}^{\mathrm{ES,d}}+\sum_{l\in\Omega_{\mathrm{L,t}(b)}}P_{l,s,t}^{\mathrm{L},+}+\sum_{l\in\Omega_{\mathrm{L,f}(b)}}P_{l,s,t}^{\mathrm{L},-}},\ \forall b\in\Omega_{\mathrm{B}},\forall s\in\Omega_{\mathrm{S}},\forall t\in\Omega_{\mathrm{T}} \tag{11}$$

式中，$\rho_{b,s,t}^{\mathrm{B,RE}}$是场景$s$下在时间$t$节点$b$的RE-PFD；$P_{g,s,t}^{\mathrm{G}}$和$P_{r,s,t}^{\mathrm{RE}}$分别是场景$s$下在时间$t$常规机组$g$和新能源机组$r$的运行功率；$\rho_{e,s,t}^{\mathrm{ES,RE}}$是场景$s$下在时间$t$结束时储能系统$e$的RE-PFD；$P_{e,s,t}^{\mathrm{ES,d}}$是场景$s$下在时间$t$储能系统$e$的放电功率；$\Omega_{\mathrm{B}}$是节点集合。

3.1.3. 储能系统的RE-PFD约束

储能单元e的RE-PFD与其存储的新能源电量相关；因此，RE-PFD约束的形式与运行约束[17]类似。式（12）描述了存储的新能源电量、运行功率和RE-PFD之间的关系。式（13）表示储能系统的新能源电量损耗，式（14）是RE-PFD的表达式。式（15）限制了初始存储的新能源电量。

$$\begin{gathered}E_{e,s,t}^{\mathrm{ES,RE}}-E_{e,s,t-1}^{\mathrm{ES,RE}}=(\rho_{b(e),s,t}^{\mathrm{B,RE}}P_{e,s,t}^{\mathrm{ES,c}}\eta_{e}^{\mathrm{ES,c}}-\rho_{e,s,t-1}^{\mathrm{ES,RE}}P_{e,s,t}^{\mathrm{ES,d}}/\eta_{e}^{\mathrm{ES,d}})\Delta t,\\ \forall e\in\Omega_{\mathrm{ES}},\forall s\in\Omega_{\mathrm{S}},\forall t\in\Omega_{\mathrm{T}}\end{gathered} \tag{12}$$

$$\begin{gathered}\Delta E_{e,s,t}^{\mathrm{ES,RE}}=\Big[\rho_{b(e),s,t}^{\mathrm{B,RE}}P_{e,s,t}^{\mathrm{ES,c}}(1-\eta_{e}^{\mathrm{ES,c}})+\rho_{e,s,t-1}^{\mathrm{ES,RE}}P_{e,s,t}^{\mathrm{ES,d}}(1/\eta_{e}^{\mathrm{ES,d}}-\\ 1)\Big]\Delta t,\forall e\in\Omega_{\mathrm{ES}},\forall s\in\Omega_{\mathrm{S}},\forall t\in\Omega_{\mathrm{T}}\end{gathered} \tag{13}$$

$$\rho_{e,s,t}^{\mathrm{ES,RE}}=E_{e,s,t}^{\mathrm{ES,RE}}/E_{e,s,t}^{\mathrm{ES}},\forall e\in\Omega_{\mathrm{ES}},\forall s\in\Omega_{\mathrm{S}},\forall t\in\Omega_{\mathrm{T}} \tag{14}$$

$$E_{e,s,0}^{\mathrm{ES,RE}}=\rho_{e,s,0}^{\mathrm{ES,RE}}E_{e,s,0}^{\mathrm{ES}},\forall e\in\Omega_{\mathrm{ES}},\forall s\in\Omega_{\mathrm{S}} \tag{15}$$

式中，$b(e)$是与储能系统e相连的节点索引；$E_{e,s,t}^{\mathrm{ES,RE}}$和$E_{e,s,t}^{\mathrm{ES}}$分别是场景$s$下在时间$t$结束时储能系统$e$存储的新能源电量和总电量，应注意$E_{e,s,t}^{\mathrm{ES,RE}}$和$\rho_{e,s,t}^{\mathrm{ES,RE}}$是时间$t$结束时的瞬时值；$P_{e,s,t}^{\mathrm{ES,c}}$是场景$s$下在时间$t$时储能系统$e$的充电功率；$\eta_{e}^{\mathrm{ES,c}}$和$\eta_{e}^{\mathrm{ES,d}}$分别是储能系统$e$的充、放电效率；$E_{e,s,0}^{\mathrm{ES}}$和$E_{e,s,0}^{\mathrm{ES,RE}}$分别是场景$s$下储能系统$e$的初始存储的总电量和新能源电量；$\rho_{e,s,0}^{\mathrm{ES,RE}}$是场景$s$下储能系统$e$的初始RE-PFD；$\Omega_{\mathrm{ES}}$是储能系统集合。因此，当储能系统$e$在场景$s$下时间$t$放电时，在时间$t$内释放的新能源电量可以表示为$\rho_{e,s,t-1}^{\mathrm{ES,RE}}P_{e,s,t}^{\mathrm{ES,d}}/\eta_{e}^{\mathrm{ES,d}}$。

3.1.4. 新能源传输路径的约束

$$\begin{gathered}\sum_{s\in\Omega_{\mathrm{S}}}\sum_{t\in\Omega_{\mathrm{T}}}p_{s}\left(\sum_{r\in\Omega_{\mathrm{RE}}}P_{r,s,t}^{\mathrm{RE}}-\sum_{o\in\Omega_{\mathrm{O}}}\rho_{b(o),s,t}^{\mathrm{B,RE}}P_{o,s,t}^{\mathrm{O}}-\sum_{e\in\Omega_{\mathrm{ES}}}\Delta E_{e,s,t}^{\mathrm{ES,RE}}\right)\ge\\ \beta^{\mathrm{RE}}\sum_{d\in\Omega_{\mathrm{D}}}\sum_{s\in\Omega_{\mathrm{S}}}\sum_{t\in\Omega_{\mathrm{T}}}p_{s}P_{d,s,t}^{\mathrm{D}}\end{gathered} \tag{16}$$

$$\sum_{s\in\Omega_{\mathrm{S}}}\sum_{t\in\Omega_{\mathrm{T}}}p_{s}\rho_{b(o),s,t}^{\mathrm{B,RE}}P_{o,s,t}^{\mathrm{O}}\ge\gamma_{o}^{\mathrm{O,RE}}\sum_{s\in\Omega_{\mathrm{S}}}\sum_{t\in\Omega_{\mathrm{T}}}p_{s}P_{o,s,t}^{\mathrm{O}},\forall o\in\Omega_{\mathrm{O}} \tag{17}$$

$$\sum_{s\in\Omega_{\mathrm{S}}}\sum_{t\in\Omega_{\mathrm{T}}}p_{s}\rho_{b(d),s,t}^{\mathrm{B,RE}}P_{d,s,t}^{\mathrm{D}}\ge\beta_{d}^{\mathrm{D,RE}}\sum_{s\in\Omega_{\mathrm{S}}}\sum_{t\in\Omega_{\mathrm{T}}}p_{s}P_{d,s,t}^{\mathrm{D}},\forall d\in\Omega_{\mathrm{D}} \tag{18}$$

式（16）~（18）是与关键参数β^{RE}、$\gamma_{o}^{\mathrm{O,RE}}$和$\beta_{d}^{\mathrm{D,RE}}$相关的重要约束。可以观察到，实际的新能源发电包括三部分，其中两部分分别传输给内部负荷和外部负荷，剩余部分由储能系统损耗。式（16）规定供应给内部负荷的新能源电量应满足相关比例要求，其中，β^{RE}表示新能源电量与系统内部负荷用电量的最小比例。在式（16）中，内部负荷消耗的新能源电量可以通过从总新能源发电量中减去外部负荷消耗的新能源电量和储能系统损耗的新能源电量得到。式（17）限制了新能源电量的外送比例以满足各外部负荷的要求，其中，$\gamma_{o}^{\mathrm{O,RE}}$表示新能源电量与系统外部负荷$o$电量之间的最小比例。式（18）限制了新能源电量比例以满足各内部负荷的要求，其中，$\beta_{d}^{\mathrm{D,RE}}$表示新能源电量与内部负荷$d$电量之间的最小比例。可以看出，参数

$\gamma_o^{\mathrm{O,RE}}$和$\beta_d^{\mathrm{D,RE}}$将影响传输路径的变化和新能源的地理分布。p_s是场景s的权重；$\rho_{b(o),s,t}^{\mathrm{B,RE}}$和$\rho_{b(d),s,t}^{\mathrm{B,RE}}$分别是外部负荷$o$和内部负荷$d$所在节点的RE-PFD；$\rho_{d,s,t}^{\mathrm{D}}$和$\rho_{o,s,t}^{\mathrm{O}}$分别是场景$s$下在时间$t$系统内部负荷$d$和外部负荷$o$的需求功率；$\Omega_{\mathrm{D}}$和$\Omega_{\mathrm{O}}$分别是系统内部负荷和外部负荷的集合。

3.2. TRSEP模型

由于式（11）~（14）涉及多个双线性项，需采用适当的线性化方法进行求解。与此同时，考虑到本文重点在于分析新能源的传输路径，为控制模型复杂度，可在合理范围内简化其他运行约束。为此，本文在运行层采用直流潮流及经济调度模型，以提升计算效率。该建模框架具备良好的扩展性：网络约束可替换为交流潮流形式，运行模型也可拓展至机组组合模型，而这些扩展均不会影响新能源传输路径的核心计算方法。

TRSEP模型的详细形式如下，它包含目标函数、投资约束和运行约束[22]。运行约束中还应考虑式（6）~（16）。此外，采用典型场景来描述受气候变化影响的新能源和负荷功率的不确定性。

3.2.1. 目标函数

目标函数式（19）为最小化年投资成本与规划年运行成本之和。式（20）~（22）分别表示新能源机组、输电线路和储能系统的年投资成本$\mathrm{IC}^{\mathrm{RE}}$、$\mathrm{IC}^{\mathrm{L}}$和$\mathrm{IC}^{\mathrm{ES}}$。式（23）表示规划年运行成本OC。

$$\min\left(\mathrm{IC}^{\mathrm{RE}}+\mathrm{IC}^{\mathrm{L}}+\mathrm{IC}^{\mathrm{ES}}+\mathrm{OC}\right) \tag{19}$$

$$\mathrm{IC}^{\mathrm{RE}}=\sum_{r\in\Omega_{\mathrm{RE}}}c_r^{\mathrm{RE,I}}n_r^{\mathrm{RE}} \tag{20}$$

$$\mathrm{IC}^{\mathrm{L}}=\sum_{l\in\Omega_{\mathrm{L}}^{\mathrm{c}}}c_l^{\mathrm{L}}n_l^{\mathrm{L}} \tag{21}$$

$$\mathrm{IC}^{\mathrm{ES}}=\sum_{e\in\Omega_{\mathrm{ES}}}\left(c_e^{\mathrm{ES,P}}n_e^{\mathrm{ES,P}}+c_e^{\mathrm{ES,E}}n_e^{\mathrm{ES,E}}\right) \tag{22}$$

$$\mathrm{OC}=K\sum_{s\in\Omega_{\mathrm{S}}}p_s\sum_{g\in\Omega_{\mathrm{G}}}\sum_{t\in\Omega_{\mathrm{T}}}c_g^{\mathrm{G}}P_{g,s,t}^{\mathrm{G}}\Delta t \tag{23}$$

式中，$C_r^{\mathrm{RE,I}}$是新能源机组r的年容量投资成本；n_r^{RE}是新能源机组r的投产容量；n_l^{L}是线路l规划的二进制决策变量：如果投产则为1，否则为0。c_l^{L}是输电线路l的年投资成本；$C_e^{\mathrm{ES,E}}$和$C_e^{\mathrm{ES,P}}$分别是储能系统e的年电量和容量投资成本。$n_e^{\mathrm{ES,P}}$和$n_e^{\mathrm{ES,E}}$分别是储能系统e的投产容量和电量。K是场景运行成本的转换因子；在本文中，K设为365，以将场景运行成本转换为规划年成本。C_g^{G}是常规机组g的运行成本；$P_{g,s,t}^{\mathrm{G}}$是场景s下在时间t时常规机组g的运行功率。

3.2.2. 投资约束

式（24）是现有线路的投产状态约束。式（25）和式（26）是新能源机组和储能系统的投产容量约束。式（27）限制了储能系统投产功率与电量之间的关系。

$$n_l^{\mathrm{L}}=1,\forall l\in\Omega_{\mathrm{L}}/\Omega_{\mathrm{L}}^{\mathrm{c}} \tag{24}$$

$$0\le n_r^{\mathrm{RE}}\le\bar{n}_r^{\mathrm{RE}}-\underline{n}_r^{\mathrm{RE}},\forall r\in\Omega_{\mathrm{RE}} \tag{25}$$

$$0\le n_e^{\mathrm{ES,P}}\le\bar{n}_e^{\mathrm{ES,P}}-\underline{n}_e^{\mathrm{ES,P}},\forall e\in\Omega_{\mathrm{ES}} \tag{26}$$

$$n_e^{\mathrm{ES,E}}=\gamma_e^{\mathrm{ES}}n_e^{\mathrm{ES,P}},\forall e\in\Omega_{\mathrm{ES}} \tag{27}$$

式中，$\Omega_{\mathrm{L}}^{\mathrm{C}}$是所有待选线路的集合；$\bar{n}_r^{\mathrm{RE}}$和$\underline{n}_r^{\mathrm{RE}}$分别是新能源机组$r$的最大允许容量和现有装机容量；$\bar{n}_e^{\mathrm{ES,P}}$和$\underline{n}_e^{\mathrm{ES,P}}$分别是储能系统$e$的最大允许装机容量和现有装机容量；$\gamma_e^{\mathrm{ES}}$是储能系统$e$的投产电量与投产容量之比。

3.2.3. 机组运行约束

式（28）和式（29）分别是常规机组的出力范围约束和爬坡功率约束，式（30）是新能源机组的出力范围约束。式（31）~（36）是储能系统的运行约束。式（31）是运行状态的互斥约束。式（32）和式（33）分别限制了充电和放电功率的范围。式（34）限制了存储电量的范围。式（35）限制了场景s开始和结束时的存储电量。式（36）描述了充电功率、放电功率和存储电量之间的时变关系。

$$\underline{P}_g^{\mathrm{G}}\le P_{g,s,t}^{\mathrm{G}}\le\bar{P}_g^{\mathrm{G}},\forall g\in\Omega_{\mathrm{G}},\forall s\in\Omega_{\mathrm{S}},\forall t\in\Omega_{\mathrm{T}} \tag{28}$$

$$-\mathrm{RD}_g\le P_{g,s,t}^{\mathrm{G}}-P_{g,s,t-1}^{\mathrm{G}}\le\mathrm{RU}_g,\forall g\in\Omega_{\mathrm{G}},\forall s\in\Omega_{\mathrm{S}},\forall t\in\Omega_{\mathrm{T}} \tag{29}$$

$$0\le P_{r,s,t}^{\mathrm{RE}}\le\alpha_{r,s,t}^{\mathrm{RE}}\left(\underline{n}_r^{\mathrm{RE}}+n_r^{\mathrm{RE}}\right),\forall r\in\Omega_{\mathrm{RE}},\forall s\in\Omega_{\mathrm{S}},\forall t\in\Omega_{\mathrm{T}} \tag{30}$$

$$x_{e,s,t}^{\mathrm{ES,c}}+x_{e,s,t}^{\mathrm{ES,d}}\le 1,\forall e\in\Omega_{\mathrm{ES}},\forall s\in\Omega_{\mathrm{S}},\forall t\in\Omega_{\mathrm{T}} \tag{31}$$

$$\begin{gathered}0\le P_{e,s,t}^{\mathrm{ES,c}}\le\min\left\{x_{e,s,t}^{\mathrm{ES,c}}\bar{n}_e^{\mathrm{ES,P}},\underline{n}_e^{\mathrm{ES,P}}+n_e^{\mathrm{ES,P}}\right\},\\ \forall e\in\Omega_{\mathrm{ES}},\forall s\in\Omega_{\mathrm{S}},\forall t\in\Omega_{\mathrm{T}}\end{gathered} \tag{32}$$

$$\begin{gathered}0\le P_{e,s,t}^{\mathrm{ES,d}}\le\min\left\{x_{e,s,t}^{\mathrm{ES,d}}\bar{n}_e^{\mathrm{ES,P}},\underline{n}_e^{\mathrm{ES,P}}+n_e^{\mathrm{ES,P}}\right\},\\ \forall e\in\Omega_{\mathrm{ES}},\forall s\in\Omega_{\mathrm{S}},\forall t\in\Omega_{\mathrm{T}}\end{gathered} \tag{33}$$

$$\begin{gathered}\underline{\alpha}_e^{\mathrm{ES}}\left(\underline{n}_e^{\mathrm{ES,E}}+n_e^{\mathrm{ES,E}}\right)\le E_{e,s,t}^{\mathrm{ES}}\le\underline{n}_e^{\mathrm{ES,E}}+n_e^{\mathrm{ES,E}},\\ \forall e\in\Omega_{\mathrm{ES}},\forall s\in\Omega_{\mathrm{S}},\forall t\in\Omega_{\mathrm{T}}\end{gathered} \tag{34}$$

$$E_{e,s,0}^{\mathrm{ES}}=E_{e,s,|T|}^{\mathrm{ES}}=\alpha_{e,s,0}^{\mathrm{ES}}\left(\underline{n}_e^{\mathrm{ES,E}}+n_e^{\mathrm{ES,E}}\right),\forall e\in\Omega_{\mathrm{ES}},\forall s\in\Omega_{\mathrm{S}} \tag{35}$$

$$\begin{gathered}E_{e,s,t}^{\mathrm{ES}}-E_{e,s,t-1}^{\mathrm{ES}}=\left(P_{e,s,t}^{\mathrm{ES,c}}\eta_e^{\mathrm{ES,c}}-P_{e,s,t}^{\mathrm{ES,d}}/\eta_e^{\mathrm{ES,d}}\right)\Delta t,\\ \forall e\in\Omega_{\mathrm{ES}},\forall s\in\Omega_{\mathrm{S}},\forall t\in\Omega_{\mathrm{T}}\end{gathered} \tag{36}$$

式中，$\bar{P}_g^{\mathrm{G}}$和$\underline{P}_g^{\mathrm{G}}$分别是常规机组$g$的最大和最小运行功率；$\Omega_{\mathrm{G}}$是常规机组的集合；$\mathrm{RU}_g$和$\mathrm{RD}_g$分别是常规机组$g$的最大向上和向下爬坡速率；$\alpha_{r,s,t}^{\mathrm{RE}}$是场景$s$下在时间$t$时新能源机组$r$的资源功率比例；$x_{e,s,t}^{\mathrm{ES,c}}$和$x_{e,s,t}^{\mathrm{ES,d}}$分别是场景$s$下在时间$t$储能系统$e$的二进制充电和放电状态变量；$\underline{\alpha}_e^{\mathrm{ES}}$是储能系统$e$的最小存储电量比例；$\underline{n}_e^{\mathrm{ES,E}}$是储能系统$e$的现有装机电量；$\alpha_{e,s,0}^{\mathrm{ES}}$是场景$s$下储能系统$e$的初始存储电量比例。

3.2.4. 网络运行约束

式（37）是各节点的功率平衡约束，其中，$\Omega_{\mathrm{D}(b)}$和$\Omega_{\mathrm{O}(b)}$分别是位于节点b的系统内部负荷和外部负荷的集合。式（38）限制了节点相角范围。式（39）将参考节点b_{ref}的相角限制为0。式（40）和式（41）分别是输电线路的直流潮流约束和功率约束。

$$\sum_{g\in\Omega_{\mathrm{G}(b)}} P^{\mathrm{G}}_{g,s,t}+\sum_{r\in\Omega_{\mathrm{RE}(b)}} P^{\mathrm{RE}}_{r,s,t}+\sum_{e\in\Omega_{\mathrm{ES}(b)}}(P^{\mathrm{ES,d}}_{e,s,t}-P^{\mathrm{ES,c}}_{e,s,t})=$$

$$\sum_{d\in\Omega_{\mathrm{D}(b)}} P^{\mathrm{D}}_{d,s,t}+\sum_{o\in\Omega_{\mathrm{O}(b)}} P^{\mathrm{O}}_{o,s,t}+\sum_{l\in\Omega_{\mathrm{L},f(b)}} P^{\mathrm{L}}_{l,s,t}-\sum_{l\in\Omega_{\mathrm{L},t(b)}} P^{\mathrm{L}}_{l,s,t}, \tag{37}$$

$$\forall b\in\Omega_{\mathrm{B}},\forall s\in\Omega_{\mathrm{S}},\forall t\in\Omega_{\mathrm{T}}$$

$$\underline{\theta}_b\le\theta_{b,s,t}\le\bar{\theta}_b,\forall b\in\Omega_{\mathrm{B}},\forall s\in\Omega_{\mathrm{S}},\forall t\in\Omega_{\mathrm{T}} \tag{38}$$

$$\theta_{b,s,t}=0,b=b_{\mathrm{ref}},\forall s\in\Omega_{\mathrm{S}},\forall t\in\Omega_{\mathrm{T}} \tag{39}$$

$$\left|\theta_{p(l),s,t}-\theta_{q(l),s,t}-x_l P^{\mathrm{L}}_{l,s,t}\right|\le\pi(1-n^{\mathrm{L}}_l),$$
$$\forall l\in\Omega_{\mathrm{L}},\forall s\in\Omega_{\mathrm{S}},\forall t\in\Omega_{\mathrm{T}} \tag{40}$$

$$-n^{\mathrm{L}}_l\bar{P}^{\mathrm{L}}_l\le P^{\mathrm{L}}_{l,s,t}\le n^{\mathrm{L}}_l\bar{P}^{\mathrm{L}}_l,\forall l\in\Omega_{\mathrm{L}},\forall s\in\Omega_{\mathrm{S}},\forall t\in\Omega_{\mathrm{T}} \tag{41}$$

式中，$\bar{\theta}_{\mathrm{b}}$和$\underline{\theta}_b$分别是节点$b$的最大和最小相角；$\theta_{b,s,t}$是场景$s$下在时间$t$时节点$b$的相角；$\theta_{p(l),s,t}$和$\theta_{q(l),s,t}$分别是场景$s$下在时间$t$时线路$l$始端和末端节点的相角；$x_l$是输电线路$l$的电抗；$\bar{P}^{\mathrm{L}}_l$是线路$l$的最大运行功率。

4. 线性化方法

TRSEP模型是一个混合整数非线性规划模型，在应用商业求解器之前必须进行线性化。在本节中，采用McCormick方法对双线性项进行线性化，并设计了一种定制的可行性校正策略以获得良好的可行解。

4.1. McCormick方法

McCormick方法通过对双线性项进行松弛，生成一组McCormick估计量（MEs）[19]，如图3所示。MEs的约束条件如式（42）~（45）所示。可以看出，该方法不引入任何二进制变量，因此计算负担不会显著增加。

$$w=ah\ge\underline{a}h+a\underline{h}-\underline{ah} \tag{42}$$

$$w=ah\ge\bar{a}h+a\bar{h}-\bar{a}\bar{h} \tag{43}$$

$$w=ah\le\bar{a}h+a\underline{h}-\bar{a}\underline{h} \tag{44}$$

$$w=ah\le\underline{a}h+a\bar{h}-\underline{a}\bar{h} \tag{45}$$

式中，w是a和h的乘积；$\bar{a}$和$\bar{h}$分别是a和h的上界；$\underline{a}$和$\underline{h}$分别是a和h的下界。

虽然MEs没有添加二进制变量，但它们仍然扩大了原始问题的可行域。例如，存在一个解$(a_0, h_0, w_0)\in\{(a, h, w)\}$满足式（42）~（45），但$w_0\ne a_0h_0$。可以看出$(a_0, h_0, w_0)$是带有MEs的线性化问题的可行解，但不是原始问题的可行解。

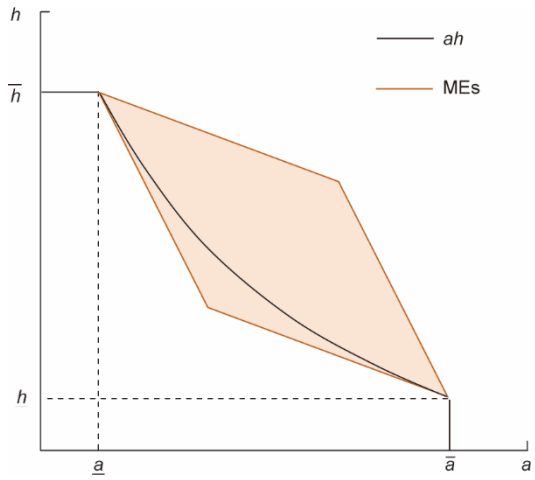

图3. McCormick方法示意图。

基于以上分析，可以得到如下命题。

命题1. 记原始问题P_0的可行域为W_0、最优解为$(\hat{\boldsymbol{x}}_0, \hat{\boldsymbol{y}}_0, \hat{\boldsymbol{z}}_0)\in W_0$，其线性化问题$P_0$的可行域为$W_0$、最优解为$(\hat{\boldsymbol{x}}_0', \hat{\boldsymbol{y}}_0', \hat{\boldsymbol{z}}_0')\in W_0'$，则有$W_0\subseteq W_0'$成立。

对于TRSEP模型，$\boldsymbol{x}=\left\{n^{\mathrm{RE}}_r,n^{\mathrm{L}}_l,n^{\mathrm{ES,P}}_e,n^{\mathrm{ES,E}}_e\right\}$，$\boldsymbol{y}=\left\{P^{\mathrm{G}}_{g,s,t},P^{\mathrm{RE}}_{r,s,t},P^{\mathrm{ES,c}}_{e,s,t},P^{\mathrm{ES,d}}_{e,s,t},x^{\mathrm{ES,c}}_{e,s,t},x^{\mathrm{ES,d}}_{e,s,t},E^{\mathrm{ES}}_{e,s,t},\Delta E^{\mathrm{ES}}_{e,s,t},\theta_{b,s,t},P^{\mathrm{L}}_{l,s,t},\tau^{\mathrm{L}}_{l,s,t}\right\}$，$\boldsymbol{z}=\left\{\rho^{\mathrm{B,RE}}_{b,s,t},\rho^{\mathrm{ES,RE}}_{e,s,t},\rho^{\mathrm{L,RE}}_{l,s,t},E^{\mathrm{ES,RE}}_{e,s,t},\Delta E^{\mathrm{ES,RE}}_{e,s,t}\right\}$，可以看出，$\boldsymbol{x}$是投资变量的向量，$\boldsymbol{y}$是与经济调度相关的运行变量向量，$\boldsymbol{z}$是与RE-PFD相关的运行变量向量。

由于仅通过求解P_0'可得$(\hat{\boldsymbol{x}}_0', \hat{\boldsymbol{y}}_0', \hat{\boldsymbol{z}}_0')$，而$(\hat{\boldsymbol{x}}_0', \hat{\boldsymbol{y}}_0', \hat{\boldsymbol{z}}_0')$可能不在可行域$W_0$内，因此需设计一种可行性校正策略，以确保获得$P_0$的可行解。

4.2. 定制化可行性校正策略

4.2.1. 校正原理

由于双线性项是由y和z中的变量相乘产生的，线性化后式（11）~（14）将产生误差，进而影响式（16）~（18）。根据RE-PFD的定义，若y已知，则z可直接根据潮流计算结果确定。因此，在求解P_0'得到解$(\hat{\boldsymbol{x}}_0',\hat{\boldsymbol{y}}_0',\hat{\boldsymbol{z}}_0')$后，可在$\boldsymbol{y}=\hat{\boldsymbol{y}}_0'$的前提下，通过式（9）~（15）计算$\boldsymbol{z}$的实际值$\hat{\boldsymbol{z}}_0''$；但该值可能违反式（16）~（18）的约束。

此外，P_0中与$\boldsymbol{z}$相关的约束是式（9）~（16），P_0的其他约束都以线性形式包含在P_0中。因此，当在P_0中忽略式（9）~（16）时，$(\hat{\boldsymbol{x}}_0', \hat{\boldsymbol{y}}_0')$是$P_0$的一个可行解。

根据上述分析，若能确保$\hat{\boldsymbol{z}}''\in\{\boldsymbol{z}|$式（9）~（15）$,\boldsymbol{y}=\hat{\boldsymbol{y}}_0'\}$满足式（16）~（18），则$(\hat{\boldsymbol{x}}_0',\hat{\boldsymbol{y}}_0',\hat{\boldsymbol{z}}_0'')$是$P_0$的一个可行解。

接下来讨论具体实施策略。为便于说明，我们以式（16）中的参数β^{RE}为例展开分析。

命题2. 设线性化问题P_0'中β^{RE}的取值及其可行域分别为β_0^{RE}与W_0'，线性化问题P_1'中的取值及其可行域分别为β_1^{RE}与W_1'，且满足$\beta_1^{\mathrm{RE}}>\beta_0^{\mathrm{RE}}$，则有$W_1'\subseteq W_0'$。

证明：假设$(\hat{x}_0', \hat{y}_0', \hat{z}_0')\in W_0'$是$P_0'$的一个可行解，且对应于$(\hat{x}_0', \hat{y}_0', \hat{z}_0')$的新能源比例为$\tilde{\beta}_0^{\mathrm{RE}}$，因此有$\tilde{\beta}_0^{\mathrm{RE}}>\beta_0^{\mathrm{RE}}$。类似地，假设$(\hat{x}_0', \hat{y}_0', \hat{z}_0')\in W_1'$是$P_1'$的一个可行解，且对应于$(\hat{x}_0', \hat{y}_0', \hat{z}_0')$的新能源比例为$\tilde{\beta}_1^{\mathrm{RE}}$，因此有$\tilde{\beta}_1^{\mathrm{RE}}>\beta_1^{\mathrm{RE}}$。显然，我们可以得到$\tilde{\beta}_1^{\mathrm{RE}}>\beta_1^{\mathrm{RE}}>\beta_0^{\mathrm{RE}}$。因此，$(\hat{x}_1', \hat{y}_1', \hat{z}_1')$也是$P_0'$的一个可行解；即对任意$(\hat{x}_1', \hat{y}_1', \hat{z}_1')\in W_1'$，均满足$(\hat{x}_1', \hat{y}_1', \hat{z}_1')\in W_0'$。故而，$W_1'\subseteq W_0'$。

参数$\gamma_o^{\mathrm{O,RE}}$、$\forall o$和$\beta_d^{\mathrm{D,RE}}$、$\forall d$可以同样方式证明。此外，我们可以很容易地将这一论点推广到命题3。

命题3. 假设问题P_0'和P_1'的最优目标值分别是$\hat{\phi}_0'$和$\hat{\phi}_1'$。由于$W_1'\subseteq W_0'$，对于最小化问题，我们可以得出结论：$\phi_1'\geq\phi_0'$，如图4所示。

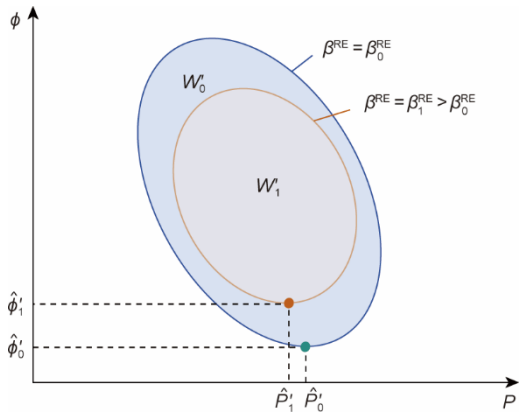

图4. 命题3的示意图。

因此，线性化问题的最优目标值将随着参数值的增加而增加。假设$(\hat{x}_1', \hat{y}_1', \hat{z}_1')\in W_1'$是线性化问题$P_1'$的最优解，并且$\hat{z}_1''$是在$(\boldsymbol{x}, \boldsymbol{y})=(\hat{x}_1', \hat{y}_1')$的前提下通过重新计算式（9）~（15）得到的$\boldsymbol{z}$的实际值。根据命题2，我们可以增加$\beta^{\mathrm{RE}}$的值来缩小问题$P_1'$的可行域$W_1'$。由于$W_1'\subseteq W_0'$且$W_0\subseteq W_0'$，当$\beta^{\mathrm{RE}}$调整到适当的值时，$W_1'$可以被缩小到使$(\hat{x}_1', \hat{y}_1', \hat{z}_1'')\in W_0$成立，如图5所示。因此，$(\hat{x}_1', \hat{y}_1', \hat{z}_1'')$是$P_0$的可行解。

4.2.2. 辅助子问题

在求解线性化问题P_1'并获得最优解$(\hat{x}_1', \hat{y}_1')$后，我们构建式（47）~（58）所示的子问题以获得$\hat{z}_1''$并验证$\hat{z}_1''$是否是原始问题P_0的可行解。

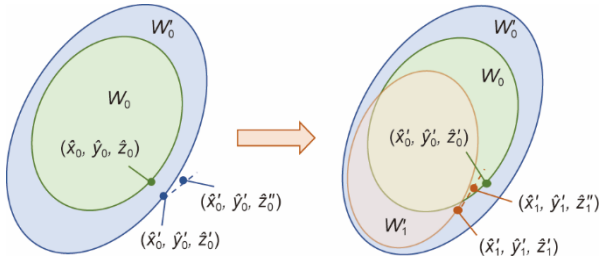

图5. 可行性校正策略示意图。

$$\min\psi=\Delta\beta^{\mathrm{RE}}+\sum_{o\in\Omega_{\mathrm{O}}}\Delta\gamma_o^{\mathrm{O,RE}}+\sum_{d\in\Omega_{\mathrm{D}}}\Delta\beta_d^{\mathrm{D,RE}} \tag{46}$$

$$\rho_{b,s,t}^{\mathrm{B,RE}}=\frac{\sum_{r\in\Omega_{\mathrm{RE}(b)}}P_{r,s,t}^{\mathrm{RE}}+\sum_{e\in\Omega_{\mathrm{ES}(b)}}\rho_{e,s,t}^{\mathrm{ES,RE}}\hat{P}_{e,s,t}^{\mathrm{ES,d}}+\sum_{l\in\Omega_{\mathrm{L},\mathrm{t}(b)}}\rho_{l,s,t}^{\mathrm{L,RE}}\hat{P}_{l,s,t}^{\mathrm{L,+}}+\sum_{l\in\Omega_{\mathrm{L},\mathrm{f}(b)}}\rho_{l,s,t}^{\mathrm{L,RE}}\hat{P}_{l,s,t}^{\mathrm{L,-}}}{\sum_{g\in\Omega_{\mathrm{G}(b)}}\hat{P}_{g,s,t}^{\mathrm{G}}+\sum_{r\in\Omega_{\mathrm{RE}(b)}}\hat{P}_{r,s,t}^{\mathrm{RE}}+\sum_{e\in\Omega_{\mathrm{ES}(b)}}\hat{P}_{e,s,t}^{\mathrm{ES,d}}+\sum_{l\in\Omega_{\mathrm{L},\mathrm{t}(b)}}\hat{P}_{l,s,t}^{\mathrm{L,+}}+\sum_{l\in\Omega_{\mathrm{L},\mathrm{f}(b)}}\hat{P}_{l,s,t}^{\mathrm{L,-}}}, \tag{47}$$

$$\forall b\in\Omega_{\mathrm{B}},\forall s\in\Omega_{\mathrm{S}},\forall t\in\Omega_{\mathrm{T}}$$

$$-(1-\hat{\tau}_{l,s,t}^{\mathrm{L}})\leq\rho_{l,s,t}^{\mathrm{L,RE}}-\rho_{p(l),s,t}^{\mathrm{B,RE}}\leq 1-\hat{\tau}_{l,s,t}^{\mathrm{L}}, \tag{48}$$

$$\forall l\in\Omega_{\mathrm{L}},\forall s\in\Omega_{\mathrm{S}},\forall t\in\Omega_{\mathrm{T}}$$

$$-\hat{\tau}_{l,s,t}^{\mathrm{L}}\leq\rho_{l,s,t}^{\mathrm{L,RE}}-\rho_{q(l),s,t}^{\mathrm{B,RE}}\leq\hat{\tau}_{l,s,t}^{\mathrm{L}},\forall l\in\Omega_{\mathrm{L}},\forall s\in\Omega_{\mathrm{S}},\forall t\in\Omega_{\mathrm{T}} \tag{49}$$

$$E_{e,s,t}^{\mathrm{ES,RE}}-E_{e,s,t-1}^{\mathrm{ES,RE}}=(\rho_{b(e),s,t}^{\mathrm{B,RE}}\hat{P}_{e,s,t}^{\mathrm{ES,c}}\eta_e^{\mathrm{ES,c}}-\rho_{e,s,t-1}^{\mathrm{ES,RE}}\hat{P}_{e,s,t}^{\mathrm{ES,d}}/\eta_e^{\mathrm{ES,d}})\Delta t, \tag{50}$$

$$\forall e\in\Omega_{\mathrm{ES}},\forall s\in\Omega_{\mathrm{S}},\forall t\in\Omega_{\mathrm{T}}$$

$$\Delta E_{e,s,t}^{\mathrm{ES,RE}}=\left[\rho_{b(e),s,t}^{\mathrm{B,RE}}\hat{P}_{e,s,t}^{\mathrm{ES,c}}(1-\eta_e^{\mathrm{ES,c}})+\rho_{e,s,t-1}^{\mathrm{ES,RE}}\hat{P}_{e,s,t}^{\mathrm{ES,d}}(1/\eta_e^{\mathrm{ES,d}}-1)\right]\Delta t, \tag{51}$$

$$\forall e\in\Omega_{\mathrm{ES}},\forall s\in\Omega_{\mathrm{S}},\forall t\in\Omega_{\mathrm{T}}$$

$$\rho_{e,s,t}^{\mathrm{ES,RE}}=E_{e,s,t}^{\mathrm{ES,RE}}/\hat{E}_{e,s,t}^{\mathrm{ES}},\forall e\in\Omega_{\mathrm{ES}},\forall s\in\Omega_{\mathrm{S}},\forall t\in\Omega_{\mathrm{T}} \tag{52}$$

$$E_{e,s,0}^{\mathrm{ES,RE}}=\rho_{e,s,0}^{\mathrm{ES,RE}}\hat{E}_{e,s,0}^{\mathrm{ES}},\forall e\in\Omega_{\mathrm{ES}},\forall s\in\Omega_{\mathrm{S}} \tag{53}$$

$$\sum_{s\in\Omega_{\mathrm{S}}}\sum_{t\in\Omega_{\mathrm{T}}}p_s\left(\sum_{r\in\Omega_{\mathrm{RE}}}\hat{P}_{r,s,t}^{\mathrm{RE}}-\sum_{o\in\Omega_{\mathrm{O}}}\rho_{b(o),s,t}^{\mathrm{B,RE}}P_{o,s,t}^{\mathrm{O}}-\sum_{e\in\Omega_{\mathrm{ES}}}\Delta E_{e,s,t}^{\mathrm{ES,RE}}\right)\geq$$
$$(\beta^{\mathrm{RE}}-\Delta\beta^{\mathrm{RE}})\sum_{d\in\Omega_{\mathrm{D}}}\sum_{s\in\Omega_{\mathrm{S}}}\sum_{t\in\Omega_{\mathrm{T}}}p_sP_{d,s,t}^{\mathrm{D}} \tag{54}$$

$$\sum_{s\in\Omega_{\mathrm{S}}}\sum_{t\in\Omega_{\mathrm{T}}}p_s\rho_{b(o),s,t}^{\mathrm{B,RE}}P_{o,s,t}^{\mathrm{O}}\geq(\gamma_o^{\mathrm{O,RE}}-\Delta\gamma_o^{\mathrm{O,RE}})\sum_{s\in\Omega_{\mathrm{S}}}\sum_{t\in\Omega_{\mathrm{T}}}p_sP_{o,s,t}^{\mathrm{O}}, \tag{55}$$

$$\forall o\in\Omega_{\mathrm{O}}$$

$$\sum_{s\in\Omega_{\mathrm{S}}}\sum_{t\in\Omega_{\mathrm{T}}}p_s\rho_{b(d),s,t}^{\mathrm{B,RE}}P_{d,s,t}^{\mathrm{D}}\geq(\beta_d^{\mathrm{D,RE}}-\Delta\beta_d^{\mathrm{D,RE}})\sum_{s\in\Omega_{\mathrm{S}}}\sum_{t\in\Omega_{\mathrm{T}}}p_sP_{d,s,t}^{\mathrm{D}}, \tag{56}$$

$$\forall d\in\Omega_{\mathrm{D}}$$

$$\Delta\beta^{\mathrm{RE}}\geq 0 \tag{57}$$

$$\Delta\gamma_o^{\mathrm{O,RE}}\geq 0,\forall o\in\Omega_{\mathrm{O}} \tag{58}$$

$$\Delta\beta_d^{\mathrm{D,RE}}\geq 0,\forall d\in\Omega_{\mathrm{D}} \tag{59}$$

式中，ψ是目标函数值；$\Delta\beta^{\mathrm{RE}}$、$\Delta\gamma_o^{\mathrm{RE}}$和$\Delta\beta_d^{\mathrm{RE}}$分别是$\beta^{\mathrm{RE}}$、$\gamma_o^{\mathrm{RE}}$和$\beta_d^{\mathrm{RE}}$的松弛变量；所有带“^”上标的变量都是常数。这个子问题是纯线性规划，非常容易求解。如果最优值$\hat{\psi}=0$，那么$\hat{z}_1''$满足P_0的式（16）~（18），且$(\hat{x}_1', \hat{y}_1', \hat{z}_1'')$是$P_0$的可行解；否则，$\hat{z}_1''$对$P_0$不可行，需要继续调整参数。

4.2.3. 计算流程

使用定制化可行性校正策略求解TRSEP模型问题的计算流程如算法1所示。为简单起见，表1以参数β^{RE}和$\gamma_o^{\mathrm{O.RE}}$为例说明了计算流程，参数$\beta_d^{\mathrm{D.RE}}$也可根据此流程迭代。该流程可分为两个过程。过程1（P1）用于迭代增加参数以获得可行解，而过程2（P2）采用二分法调整参数以获得更好的可行解。由于$\hat{\phi}_{(w)}$仅与$\hat{\boldsymbol{x}}_{(w)}$和$\hat{\boldsymbol{y}}_{(w)}$相关，当$\hat{\phi}_{(w)}$修改为$\hat{\boldsymbol{z}}_{(w)}$时，$\hat{\boldsymbol{z}}_{(w)}'$不会受到影响。根据命题3，在迭代过程中，我们可以通过调整参数来更新上、下界。

表1 不同ELBs的成本结果（$\times 10^7$美元）

Case	ELB	TC	IC^{L}	$\mathrm{IC}^{\mathrm{RE}}$	$\mathrm{IC}^{\mathrm{ES}}$	OC
Case 1	B2	11.313	0.419	3.289	1.554	6.051
Case 2	B4	11.364	0.252	3.387	1.762	5.963
Case 3	B5	11.477	0.419	3.444	1.706	5.908
Case 4	B6	11.329	0.403	3.317	1.581	6.028

可以观察到，在算法1中，当$(\hat{\boldsymbol{x}}_{(w)}, \hat{\boldsymbol{y}}_{(w)}, \hat{\boldsymbol{z}}_{(w)})$对$P_0$可行时，$\hat{\phi}_{(w)}$可以提供上界；否则，$\hat{\phi}_{(w)}$可以提供下界。P1可以获得第一个可行解，P2可以通过调整参数迭代地缩小上界（UB）和下界（LB）之间的差距。因此，可以通过P2获得更好的可行解。

所有计算均在配备Intel® Xeon® Gold 6136 3.00 GHz处理器和192 GB随机存取存储器（RAM）的工作站上，通过C++环境下的CPLEX 12.80求解器完成。

5. 算例分析

本节采用Garver六节点测试系统与IEEE-118节点测试系统进行数值分析。所有算例中，设定$\gamma_{\mathrm{e}}^{\mathrm{ES}}=2$且$\eta_e^{\mathrm{ES.c}}=\eta_e^{\mathrm{ES.d}}=95\%$。新能源投资成本为550美元·kW^{-1}，使用年限为30年。输电投资成本为6200美元·km^{-1}·MW^{-1}，年限为40年，储能系统的容量和电量投资成本分别为211和189美元·kW^{-1}·h^{-1}，年限为10年[23]。收敛间隙设置为0.1%，所有投资成本通过式（60）转换为目标年份的年投资成本，其中，$\tilde{c}$代表年投资成本，c_0代表全周期投资成本，Y代表年限，$\alpha=0.08$代表利率。

$$\tilde{c}=\frac{a(1+a)^Y}{(1+a)^Y-1}c_0 \tag{60}$$

5.1. Garver六节点测试系统

Garver六节点测试系统包含6个节点与6条现有输电线路。系统中所有输电走廊均允许扩建，每条走廊最大可扩建至3回线路。选定节点B2、B4、B5与B6配置储能系统，各节点允许接入的储能最大容量为100 MW。所有节点均允许建设新能源机组，各节点允许的最大装机容量为400 MW。现有网络拓扑、电源配置及负荷水平如图6所示，系统详细参数参见文献[24]。

算法1 定制化可行性校正策略

Initialize: Set the iteration index $w = 0$, UB = $+\infty$, and LB = $-\infty$. Set the parameters $\beta_{(0)}^{\mathrm{RE}}=\beta^{\mathrm{RE}}$, $\gamma_{o(0)}^{\mathrm{O,RE}}=\gamma_o^{\mathrm{O,RE}}, \forall o$, and the slack variables $\Delta\hat{\beta}_{(0)}^{\mathrm{RE}}=\Delta\hat{\gamma}_{o(0)}^{\mathrm{O,RE}}=0, \forall o$. Set the bounds of the parameters $\underline{\beta}^{\mathrm{RE}}=\beta^{\mathrm{RE}}$, $\underline{\gamma}_o^{\mathrm{O,RE}}=\gamma_o^{\mathrm{O,RE}}, \forall o$, and $\bar{\beta}^{\mathrm{RE}}=\bar{\gamma}_o^{\mathrm{O,RE}}=1, \forall o$. Set the convergence gap ε.

P1:

1.1: Update $w = w + 1$, $\beta_{(w)}^{\mathrm{RE}}=\beta_{(w-1)}^{\mathrm{RE}}+\Delta\hat{\beta}_{(0)}^{\mathrm{RE}}$, and $\gamma_{o(w)}^{\mathrm{O,RE}}=\gamma_{o(w-1)}^{\mathrm{O,RE}}+\Delta\hat{\gamma}_{o(w-1)}^{\mathrm{O,RE}}, \forall o$.

1.2: For the given parameters $\beta_{(w)}^{\mathrm{RE}}$ and $\gamma_{o(w)}^{\mathrm{O,RE}}$, solve the linearization problem with MEs. Obtain the optimal solution $(\hat{\boldsymbol{x}}_{(w)},\hat{\boldsymbol{y}}_{(w)},\hat{\boldsymbol{z}}_{(w)})$ and the optimal objective value $\hat{\phi}_{(w)}$.

1.3: For the given solution $(\hat{\boldsymbol{x}}_{(w)},\hat{\boldsymbol{y}}_{(w)})$ and the initial parameters β^{RE} and $\gamma_o^{\mathrm{O,RE}}, \forall o$, solve the auxiliary subproblem. Obtain the optimal solution $\left\{\hat{\boldsymbol{z}}_{(w)}', \Delta\hat{\beta}_{(w)}^{\mathrm{RE}}, \Delta\hat{\gamma}_{o(w)}^{\mathrm{O,RE}}, \forall o\right\}$ and the optimal objective value $\hat{\psi}_{(w)}$.

1.4: If $\hat{\psi}_{(w)}=0$, update UB$=\hat{\phi}_{(w)}$ and $(\hat{\boldsymbol{x}},\hat{\boldsymbol{y}},\hat{\boldsymbol{z}})=(\hat{\boldsymbol{x}}_{(w)},\hat{\boldsymbol{y}}_{(w)},\hat{\boldsymbol{z}}_{(w)}')$, and go to Step 1.5; otherwise, update LB$=\hat{\phi}_{(w)}$, $\underline{\beta}^{\mathrm{RE}}=\beta_{(w)}^{\mathrm{RE}}$, and $\underline{\gamma}_o^{\mathrm{O,RE}}=\gamma_{o(w)}^{\mathrm{O,RE}}, \forall o$, and go to Step 1.1.

1.5: If (UB − LB)/LB $\leqslant \varepsilon$, end Algorithm 1 and output $(\hat{\boldsymbol{x}},\hat{\boldsymbol{y}},\hat{\boldsymbol{z}})$; otherwise, update $\bar{\beta}^{\mathrm{RE}}=\beta_{(w)}^{\mathrm{RE}}$ and $\bar{\gamma}_o^{\mathrm{O,RE}}=\gamma_{o(w)}^{\mathrm{O,RE}}, \forall o$, end P1, and go to P2.

P2:

2.1: Update $w = w + 1$, $\beta_{(w)}^{\mathrm{RE}}=(\bar{\beta}^{\mathrm{RE}}+\underline{\beta}^{\mathrm{RE}})/2$, and $\gamma_{o(w)}^{\mathrm{O,RE}}=(\bar{\gamma}_o^{\mathrm{O,RE}}+\underline{\gamma}_o^{\mathrm{O,RE}})/2, \forall o$.

2.2: For the given parameters $\beta_{(w)}^{\mathrm{RE}}$ and $\gamma_{o(w)}^{\mathrm{O,RE}}$, solve the linearization problem. Obtain the optimal solution $(\hat{\boldsymbol{x}}_{(w)},\hat{\boldsymbol{y}}_{(w)},\hat{\boldsymbol{z}}_{(w)})$ and the optimal objective value $\hat{\phi}_{(w)}$.

2.3: For the given solution $(\hat{\boldsymbol{x}}_{(w)},\hat{\boldsymbol{y}}_{(w)})$ and the initial parameters β^{RE} and $\gamma_o^{\mathrm{O,RE}}, \forall o$, solve the auxiliary subproblem. Obtain the optimal solution $\left\{\hat{\boldsymbol{z}}_{(w)}', \Delta\hat{\beta}_{(w)}^{\mathrm{RE}}, \Delta\hat{\gamma}_{o(w)}^{\mathrm{O,RE}}, \forall o\right\}$ and the optimal objective value $\hat{\psi}_{(w)}$.

2.4: If $\hat{\psi}_{(w)}=0$, update UB$=\hat{\phi}_{(w)}$, $\bar{\beta}^{\mathrm{RE}}=\beta_{(w)}^{\mathrm{RE}}$, $\bar{\gamma}_o^{\mathrm{O,RE}}=\gamma_{o(w)}^{\mathrm{O,RE}}, \forall o$, and $(\hat{\boldsymbol{x}},\hat{\boldsymbol{y}},\hat{\boldsymbol{z}})=(\hat{\boldsymbol{x}}_{(w)},\hat{\boldsymbol{y}}_{(w)},\hat{\boldsymbol{z}}_{(w)}')$, and go to Step 2.5; otherwise, update LB$=\hat{\phi}_{(w)}$, $\underline{\beta}^{\mathrm{RE}}=\beta_{(w)}^{\mathrm{RE}}$, and $\underline{\gamma}_o^{\mathrm{O,RE}}=\gamma_{o(w)}^{\mathrm{O,RE}}, \forall o$, and go to Step 2.5.

2.5: If (UB − LB)/LB $\leqslant \varepsilon$, end Algorithm 1 and output$(\hat{\boldsymbol{x}},\hat{\boldsymbol{y}},\hat{\boldsymbol{z}})$; otherwise, go to Step 2.1.

5.1.1. 不同外部负荷节点的规划结果

在本小节中，我们将B2（案例1）、B4（案例2）、B5（案例3）和B6（案例4）设为外部负荷节点（ELB）。外部负荷容量为150 MW。所有案例的总内部负荷电量和外部负荷电量分别为4.2664×10^6 MW·h和8.103×10^5 MW·h。β^{RE}设为40%，$\gamma_o^{\mathrm{O.RE}}$设为50%。成本结果、投产结果和新能源传输路径结果分别如表1至表3所示。其中，TC代表总成本，E^{RE}是总新能源电量，$E^{\mathrm{D.RE}}$是供给内部负荷的新

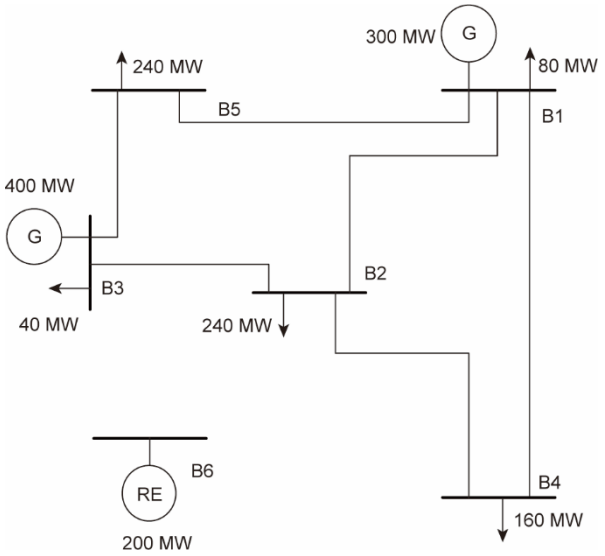

图6. 可行性校正策略示意图。

能源电量，$E^{\mathrm{O.RE}}$是供给外部负荷的新能源电量，$\Delta E^{\mathrm{ES,RE}}$是储能系统损耗的新能源电量，$\hat{\beta}^{\mathrm{RE}}$是$E^{\mathrm{D.RE}}$与内部负荷电量的实际比例，$\hat{\gamma}_o^{\mathrm{O.RE}}$是$E^{\mathrm{O.RE}}$与外部负荷电量的实际比例。

从表2中可以看出，在新能源发展目标的推动下，所有算例的新能源总装机容量均超过常规机组，达到800 MW以上。在此条件下，系统需配置超过150 MW的储能才能维持电力平衡。测试表明，若不考虑储能建设，仅依靠输电线路和新能源的扩展无法保证系统实时平衡。因此，为应对气候变化背景下以新能源为主体的电力系统运行挑战，储能系统的配置不可或缺。

表2 不同ELBs的投资结果（六节点系统）

Case	Investment result		
	Expanded line	Expended RE capacity (MW)	Expended ESS capacity (MW)
Case 1	B2–B3	305(B2)	52(B2)
	B2–B6	57(B4)	25(B4)
		311(B5)	45(B5)
			54(B6)
Case 2	B2–B6	232(B2)	7(B2)
		380(B4)	100(B4)
		81(B5)	20(B5)
			73(B6)
Case 3	B2–B6	161(B2)	21(B2)
	B3–B5	144(B3)	40(B4)
		400(B5)	63(B5)
			70(B6)
Case 4	B3–B6	265(B2)	80(B2)
		113(B4)	20(B4)
		301(B5)	47(B5)
			33(B6)

表3 不同ELBs的新能源传输路径（$\times 10^5$ MW·h）

Case	E^{RE}	$E^{\mathrm{D,RE}}$	$E^{\mathrm{O,RE}}$	$E^{\mathrm{D,RE}}$	$\hat{\beta}^{\mathrm{RE}}$	$\hat{\gamma}_o^{\mathrm{O,RE}}$
Case 1	21.950	17.516	4.182	0.252	41.06%	51.62%
Case 2	22.459	17.113	5.069	0.277	40.11%	62.56%
Case 3	22.749	18.433	4.060	0.256	43.20%	50.11%
Case 4	22.096	17.070	4.810	0.216	40.01%	59.36%

当外部负荷节点位置不同时，满足$\gamma_o^{\mathrm{O.RE}}$要求的难度不同，导致投产线路、新能源机组和储能系统的位置和容量存在差异。因此，成本结果也会有所不同。例如，B5附近的常规容量较高，而B6附近的常规容量较低。因此，B6比B5更容易满足$\gamma_o^{\mathrm{O.RE}}$的要求。从成本角度看，案例4的总成本低于案例3。如表3所示，当B5的$\hat{\gamma}_o^{\mathrm{O.RE}}$达到50%时，$\hat{\beta}^{\mathrm{RE}}$已超过40%；而当B6的$\hat{\beta}^{\mathrm{RE}}$达到40%时，$\hat{\gamma}_o^{\mathrm{O.RE}}$已超过50%。

在案例1中，B2节点的总负荷为390 MW。为满足$\gamma_o^{\mathrm{O.RE}}$新能源比例的要求，除B6已有的200 MW新能源容量外，需在B2新增305 MW新能源装机。同时，为保证系统功率平衡，需由B3的常规机组向B2输送电能，为此投产了B2-B3与B2-B6两条线路。此外，为满足内部负荷需求，B4与B5也配置了新能源机组。得益于B2与其他节点之间的线路连接，系统灵活调节资源较为充足，因此B2只需配置较少的储能容量。案例1对应的新能源传输路径结果如图7所示。

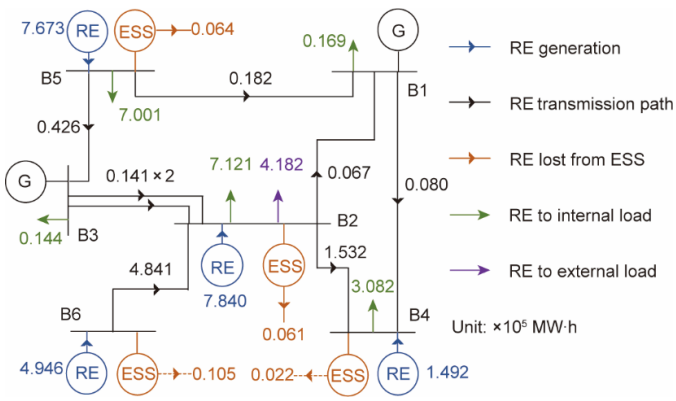

图7. 案例1的新能源传输路径结果。

在案例2中，B4节点的总负荷为310 MW。为满足$\gamma_o^{\mathrm{O.RE}}$要求，在B4配置了380 MW的新能源容量，并设置了100 MW/200 MW·h的储能系统以平抑新能源出力波动。由于B4的大容量新能源机组可同时向B2和B4供电，B1与B3的常规机组主要承担向B5输电的任务，因此B5所需配置的新能源容量较小。与案例1相比，B5的储能容量也相应降低。

在案例3中，B5节点的总负荷为390 MW。由于与

B5相连的节点配置了常规机组，为满足新能源比例要求，B5的新能源容量已达到其上限。与此同时，仍需在B3建设144 MW的新能源装机，以便将新能源电力输送至B5，为此投产了B3-B5线路。相应地，在满足β^{RE}约束的前提下，B2与B4可减少其新能源及储能的扩展容量。

在案例4中，B6节点的总负荷为150 MW。由于B6的新能源容量远超其负荷，满足新能源比例要求较为容易。同时，系统投产了B3-B6线路，使得B3的常规机组能够有效应对B6的负荷变化与新能源出力波动，因此B6所需配置的储能容量相对较小。此外，在B2和B5可规划较高容量的新能源机组与储能系统，以满足系统内部整体负荷需求。

基于以上分析，本文提出的新能源主导电力系统决策方法能够有效区分新能源传输路径，从而在规划阶段同时满足系统内部的新能源发展目标和系统间的绿色电力交易要求。

5.1.2. 算法的迭代过程

本小节展示案例1与案例2的算法迭代过程，相应迭代参数见表4与表5，收敛过程分别如图8和图9所示。

如表4所示，当$w=1$时，β^{RE}和$\gamma_o^{\mathrm{O,RE}}$均不满足要求；因此，在P1中两者都需要增加。当$w=4$时，$\hat{\psi}_{(w)}$值为0，获得了一个可行解。然后，迭代过程将在$w=5$时进入P2。在P2中，算法1通过二分法调整β^{RE}和$\gamma_o^{\mathrm{O,RE}}$以寻找更好的可行解。这里，$w=3$和4分别确定了P2中参数的下界和上界。如图8所示，当获得不可行解时更新LB，当获得可行解时更新UB，其中，粗体数字表示每次迭代的$\hat{\phi}_{(w)}$值。当收敛间隙满足要求时，将输出最新的可行解（$w=8$）。

表4 案例1的迭代参数值

w	Procedure	$\beta_{(w)}^{\mathrm{RE}}$	$\gamma_{o(w)}^{\mathrm{O,RE}}$	$\hat{\beta}_{(w)}^{\mathrm{RE}}$	$\hat{\gamma}_{o(w)}^{\mathrm{O,RE}}$	Gap
1	P1	40.00%	50.00%	39.61%	49.06%	—
2	P1	40.39%	50.94%	40.56%	47.07%	—
3	P1	40.39%	53.87%	41.75%	43.67%	—
4	P1	40.39%	60.20%	**41.58%**	**50.82%**	0.73%
5	P2	40.39%	57.04%	41.65%	47.33%	0.36%
6	P2	40.39%	58.62%	**40.74%**	**53.75%**	0.18%
7	P2	40.39%	57.83%	41.73%	47.60%	0.11%
8	P2	40.39%	58.22%	**41.06%**	**51.62%**	0.04%

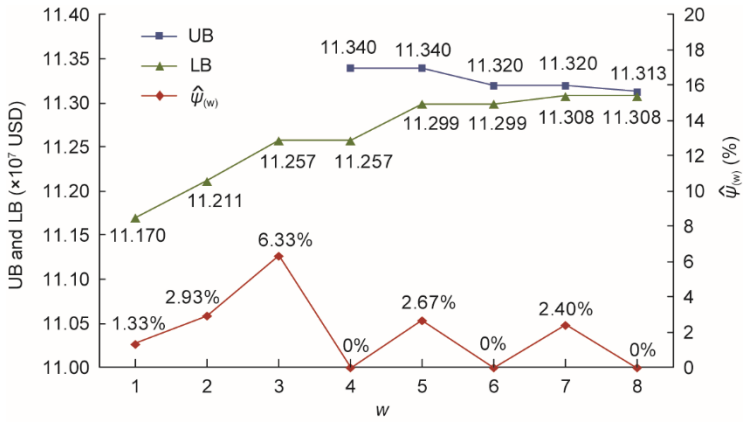

图8. 案例1的收敛过程。

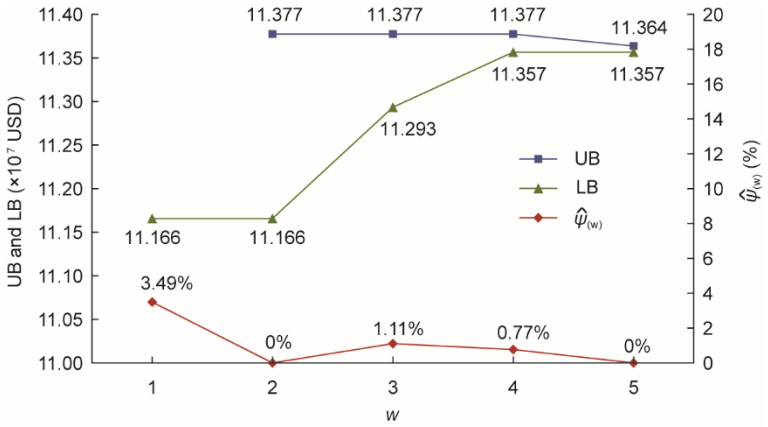

图9. 案例2的收敛过程。

表5 案例2的迭代参数值

w	Procedure	$\beta_{(w)}^{\mathrm{RE}}$	$\gamma_{o(w)}^{\mathrm{O,RE}}$	$\hat{\beta}_{(w)}^{\mathrm{RE}}$	$\hat{\gamma}_{o(w)}^{\mathrm{O,RE}}$	Gap
1	P1	40.00%	50.00%	36.51%	65.56%	—
2	P1	43.49%	50.00%	**40.46%**	**63.16%**	1.90%
3	P2	41.75%	50.00%	38.89%	61.89%	0.74%
4	P2	42.62%	50.00%	39.23%	65.11%	0.18%
5	P2	43.06%	50.00%	**40.11%**	**62.56%**	0.06%

对于案例2，B4附近的常规容量相对较小，满足$\gamma_o^{\mathrm{O.RE}}$的要求比满足β^{RE}的要求更容易。如表5所示，$\gamma_o^{\mathrm{O.RE}}$保持不变，而β^{RE}需要在P1中增加。当$w=2$时，获得了一个可行解，迭代过程将在$w=3$时进入P2。当间隙满足要求时，将输出最新的可行解（$w=5$）。

此外，案例3和4的迭代次数分别为11次和5次。可以观察到，每个案例的迭代次数都大于1，其中，$w=1$代表没有可行性校正策略的McCormick方法。这一结果表明，如果没有可行性校正策略，在$w=1$时无法保证解的可行性，证明了可行性校正策略的必要性。

5.1.3. 能源转型区分析

在案例4（其中，B6为外部负荷节点）参数设置的基础上，本节进一步扩展分析，在系统内部添加能源转型区。参数$\beta_d^{\mathrm{D.RE}}$设为55%。对比案例包括：

案例5：设B4为能源转型区；

案例6：设B5为能源转型区；

案例7：同时设B4和B5为能源转型区。

上述案例的新能源计算结果如表6和表7所示。

表6 案例4~7中RE的配置结果

Case	B2	B4	B5	Total
Case 4	265	113	301	679
Case 5	165	221	300	686
Case 6	236	80	373	689
Case 7	121	211	363	695

表7 案例4~7中B4和B5节点处RE发电量占负荷需求的比例

Case	B4	B5
Case 4	40.96%	51.22%
Case 5	55.50%	49.79%
Case 6	36.86%	55.13%
Case 7	56.20%	55.51%

当能源转型区位于节点B4或B5时，案例4的规划方案无法满足$\beta_{\mathrm{d}}^{\mathrm{D.RE}}$的要求，需通过增设相应约束条件进一步优化规划。

对于案例5，当选择B4作为能源转型区时，与案例4相比，新能源容量主要从B2转移到B4，并用于直接向B4提供新能源电量。位于B5的新能源容量基本保持不变，B5的$\beta_{\mathrm{d}}^{\mathrm{D.RE}}$值变化也相对较小。对于案例6，当选择B5作为能源转型区时，新能源容量主要从B2和B4转移到B5，B4的$\beta_{\mathrm{d}}^{\mathrm{D.RE}}$值显著下降。对于案例7，同时考虑了B4和B5的$\beta_{\mathrm{d}}^{\mathrm{D.RE}}$要求，与案例4相比，B2的新能源容量转移到了B4和B5。

此外，由于新增了$\beta_{\mathrm{d}}^{\mathrm{D.RE}}$约束，与案例4相比，为了满足新能源能量的相应比例要求，案例5~7的总新能源装机容量均有不同程度的增加，但总体变化不显著。

5.2. IEEE-118测试系统

为验证所提方法的可扩展性，在IEEE-118测试系统中进行了算例分析。该系统包含118个节点和186条现有线路，可分为R1、R2和R3三个区域，内部总负荷按比例扩展至8000 MW。所有现有输电走廊均允许扩建，每条走廊最大可增设至3回线路。允许在表8所列节点上扩建新能源机组与储能系统，各节点已配置300 MW新能源装机，其最大新能源与储能容量分别为1200 MW与400 MW。系统详细数据参见文献[25]。

表8 允许扩建的节点

Bus	Region	Bus	Region
B13	R1	B62	R2
B16	R1	B64	R2
B19	R1	B85	R3
B30	R1	B89	R3
B49	R2	B96	R3
B56	R2	B100	R3

我们将R1中的B17（案例5）、R2中的B60（案例6）和R3中的B92（案例7）设为外部负荷节点。外部负荷容量为1500 MW。所有案例的总内部负荷能量和外部负荷能量分别为4.491×10^7 MW·h和8.103×10^6 MW·h。同样，β^{RE}设为40%，$\gamma_o^{\mathrm{O.RE}}$设为50%。投资结果如表9所示。

与六节点系统相比，118节点系统呈现出更为显著的电网分区特性。由表9可见，当某一区域存在外部负荷时，该区域的新能源与储能扩展容量均最大，且需相应加强区域内线路建设以满足功率平衡。所有算例均在10次迭代内收敛，且迭代次数均大于1，验证了可行性校正策略在实际应用中的必要性。

表9 不同ELBs的投资结果（118节点系统）

Case	Investment result		
	Expanded lines	Expended RE capacity (MW)	Expended ESS capacity (MW)
Case 5	B11–B13	2863(R1)	1451(R1)
	B15–B19(×2)	2091(R2)	326(R2)
	B17–B30(×2)	497(R3)	33(R3)
Case 6	B60–B61(×2)	1120(R1)	353(R1)
	B60–B62(×2)	3432(R2)	1143(R2)
	B61–B64(×2)	751(R3)	144(R3)
	B64–B65		
Case 7	B92–B93	1092(R1)	377(R1)
	B92–B94	1667(R2)	344(R2)
	B93–B94	2532(R3)	954(R3)
	B94–B100(×2)		

5.3. 实际系统

为验证方法的实际适用性，本节选取某省级实际电力系统开展测试。该系统主要分为A、B、C三个区域，对应11个城市（A1~A3、B1~B4、C1~C4），并包含三条联络线：一条高压直流（HVDC）联络线位于A3，两条高压交流（HVAC）联络线分别位于A1（HVAC1）与B4（HVAC2）。

5.3.1. 新能源传输路径分析

对于新能源关键参数，设$\beta^{\mathrm{RE}}=35\%$，$\gamma_{\mathrm{HVDC}}^{\mathrm{O.RE}}=30\%$，$\gamma_{\mathrm{HVAC1}}^{\mathrm{O.RE}}=40\%$，$\gamma_{\mathrm{HVAC2}}^{\mathrm{O.RE}}=35\%$。基于上述参数设置的案例被称为案例A1。另设置案例A2用于对比分析，该案例仅考虑新能源的整体发电约束，不区分电力系统内部与外部新能源的消纳要求。案例A2中新能源应发电的最小电量是基于案例A1中上述四个参数计算得出，其值占总负荷（含内部与外部）电量的34.73%。案例A1与A2的简要计算结果如表10所示，其中，$\hat{\chi}^{\mathrm{RE}}$表示新能源发电量占系统总负荷（包括内部负荷与外部负荷）电量的比例。

相较于案例A1，案例A2的新能源与储能投产容量较低。然而，由于案例A2未纳入新能源传输路径约束，其参数$\gamma_{\mathrm{HVDC}}^{\mathrm{O.RE}}$、$\gamma_{\mathrm{HVAC1}}^{\mathrm{O.RE}}$和$\gamma_{\mathrm{HVAC2}}^{\mathrm{O.RE}}$的计算结果均无法满足要求。在案例A1中，通过考虑具体的传输路径，系统额外规划了1000 MW的新能源容量，从而确保各外部负荷所消纳的新能源电量比例均能满足相应要求。

图10展示了各城市在两种案例下的新能源容量分布。由于三个外部负荷分别位于城市A1、A3和B4，为满足案例A1中设定的新能源参数要求，这些城市的新能源容量均较案例A2有所提升。值得注意的是，案例A2中参数$\gamma_{\mathrm{HVAC2}}^{\mathrm{O.RE}}$的计算结果与预设的35%要求值存在显著偏差。因此，在案例A1中，城市B4的新能源容量大幅增加；相应地，区域C的新能源容量则有所降低。综上所述，在考虑新能源传输路径后，系统内新能源容量的空间分布将发生显著改变。

案例A1的迭代计算结果详见附录A，其分析过程与六节点系统相似，在此不再赘述。

5.3.2. 能源转型区分析

基于案例A1的参数设置，本节进一步构建案例A3，其中，将B2指定为能源转型区，要求参数$\beta_{\mathrm{B2}}^{\mathrm{D.RE}}$必须达到40%。案例A1的计算结果显示，$\hat{\beta}_{\mathrm{B2}}^{\mathrm{D.RE}}$值仅为31.77%，显然无法满足此要求。

计算结果表明，案例A3中$\hat{\beta}_{\mathrm{B2}}^{\mathrm{D.RE}}$达到40.62%，系统总新能源容量为81 154 MW，仅比案例A1高出114 MW。这主要是由于B2的负荷需求相对较小，仅需对系统内部的新能源容量分布进行微小调整即可满足其能源转型区的比例要求。

尽管将B2设为能源转型区，但其本地新能源开发潜力有限，因此需同步增加A3与B1的新能源容量，从而提升经A3-B1-B2路径传输的新能源电量。此外，B4的新能源容量也有所增加，这有助于减少从B2向B4输送的新能源电量。另外，由于区域C未设定新能源消纳比例要求，其总新能源容量相应下降。综上，这些调整使得系统内新能源容量的空间分布发生显著变化，而总装机容量则变化甚微。

图10. 各城市新能源容量分布结果。

表10 案例A1与A2的简要计算结果

Case	RE capacity (MW)	ESS capacity (MW)	$\hat{\beta}^{\mathrm{RE}}$	$\hat{\gamma}_{\mathrm{HVDC}}^{\mathrm{O.RE}}$	$\hat{\gamma}_{\mathrm{HVAC1}}^{\mathrm{O.RE}}$	$\hat{\gamma}_{\mathrm{HVAC2}}^{\mathrm{O.RE}}$	$\hat{\chi}^{\mathrm{RE}}$
Case A1	81 040	3910	35.45%	30.36%	40.36%	35.02%	35.20%
Case A2	80 066	3920	35.62%	28.80%	38.88%	29.21%	34.73%

6. 结论

本文借鉴碳排放流密度概念，定义了RE-PFD，并推导了相应的约束条件。在此基础上，构建了面向以新能源为主体的电力系统的TRSEP模型，以应对气候变化带来的挑战。针对该模型的结构特点，文中设计了一种基于McCormick方法的定制化线性化校正策略，该策略通过两个过程的迭代计算保证解的可行性。

本文的数值结果表明，为应对气候变化并保障高比例新能源电力系统的运行平衡，储能系统的建设不可或缺。此外，外部负荷所在节点的位置对规划结果具有显著影响，具体表现为其附近的新能源装机分布直接影响满足β^{RE}和$\gamma_o^{\mathrm{O,RE}}$相关约束的难度。本文所提基于McCormick方法的线性化校正策略能够通过过程P1获得初始可行解，并通过过程P2进一步优化得到更优可行解。所有案例的迭代次数均大于1，验证了该可行性校正策略的必要性。进一步地，本研究在系统内部设置了能源转型区，并对其新能源消纳比例提出了更高要求。数值结果说明，不同能源转型区的设定会显著改变规划方案中新能源容量的空间分布。综上所述，本文提出的面向新能源主导电力系统的规划方法，能够有效区分新能源传输路径，从而在规划阶段同时满足系统内部的新能源发展目标与跨系统的绿色电力交易要求。

7. 未来研究计划

针对模型中存在的非线性约束，本文设计了一种定制化线性化解法策略。相较于离散线性化方法，该策略不引入额外的0-1变量，有助于提升模型的可求解性。然而，受迭代过程中子问题目标函数非单调性的影响，其数值并非随迭代次数增加而单调下降，而是在迭代过程中呈不同幅度波动。在未来的研究中，可进一步优化本文所建立的迭代框架，探索能够使子问题目标函数单调下降的有效方法，从而提升整体迭代效率。

CRediT authorship contribution statement

Qian Yang: Writing-original draft, Software, Methodology, Investigation, Conceptualization. **Jianxue Wang:** Writing-review & editing, Supervision, Conceptualization. **Zhiyuan Li:** Writing-original draft, Investigation. **Yao Zhang:** Writing-review & editing, Methodology. **Xiuli Wang:** Writing-review & editing. **Xifan Wang:** Methodology, Conceptualization.

Declaration of competing interest

The authors declare that they have no known competing financial interests or personal relationships that could have appeared to influence the work reported in this paper.

致谢

本研究得到电工材料电气绝缘全国重点实验室（EIPE22119）资助。

Appendix A. Supplementary data

Supplementary data to this article can be found online at https://doi.org/10.1016/j.eng.2025.02.014.

References

[1] Moreira A, Pozo D, Street A, Sauma E. Reliable renewable generation and transmission expansion planning: co-optimizing system's resources for meeting renewable targets. IEEE Trans Power Syst 2017;32(4):3246–57.
[2] Liang Z, Chen H, Chen S, Wang Y, Zhang C, Kang C. Robust transmission expansion planning based on adaptive uncertainty set optimization under high-penetration wind power generation. IEEE Trans Power Syst 2021;36(4):2798–814.
[3] Hu J, Xu X, Ma H, Yan Z. Distributionally robust co-optimization of transmission network expansion planning and penetration level of renewable generation. J Modern Power Sys Clean Energy 2022;10(3):577–87.
[4] Yin S, Wang J. Generation and transmission expansion planning towards a 100% renewable future. IEEE Trans Power Syst 2022;37(4):3274–85.
[5] Gu C, Wang J, Yang Q, Wang X. Assessing operational benefits of large-scale energy storage in power system: comprehensive framework, quantitative analysis, and decoupling method. Int J Energy Res 2021;45(7):10191–207.
[6] Zhu H, Li H, Liu G, Ge Y, Shi J, Hai L, et al. Energy storage in high renewable penetration power systems: technologies, applications, supporting policies and suggestions. CSEE J Power Energy Sys 2023;9(6):2099–108.
[7] Pulazza G, Zhang N, Kang C, Nucci CA. Transmission planning with battery based energy storage transportation for power systems with high penetration of renewable energy. IEEE Trans Power Syst 2021;36(6):4928–40.
[8] Wang S, Geng G, Jiang Q. Robust co-planning of energy storage and transmission line with mixed integer recourse. IEEE Trans Power Syst 2019; 34(6):4728–38.
[9] Bhattacharjee S, Sioshansi R, Zareipour H. Benefits of strategically sizing wind integrated energy storage and transmission. IEEE Trans Power Syst 2021;36(2): 1141–51.
[10] Tian K, Sun W, Han D. Strategic investment in transmission and energy storage in electricity markets. J Modern Power Syst Clean Energy 2022;10(1):179–91.
[11] Wang X, Jia B, Wang X. Fundamental analysis on wheeling cost of power flow—a problem of sharing cost of transmission facilities. Electr Power 1998; 7(31): 31–4.
[12] Kang C, Zhou T, Chen Q, Wang J, Sun Y, Xia Q, et al. Carbon emission flow from generation to demand: a network-based model. IEEE Trans Smart Grid 2015;6(5):2386–94.
[13] Tao Y, Qiu J, Lai S, Zhao J, Xue Y. Carbon-oriented electricity network planning and transformation. IEEE Trans Power Syst 2021;36(2):1034–48.

[14] Cheng Y, Zhang N, Lu Z, Kang C. Planning multiple energy systems toward low carbon society: a decentralized approach. IEEE Trans Smart Grid 2019; 10(5):4859–69.
[15] Cheng Y, Zhang N, Zhang B, Kang C, Xi W, Feng M. Low-carbon operation of multiple energy systems based on energy–carbon integrated prices. IEEE Trans Smart Grid 2020;11(2):1307–18.
[16] Wang Y, Qiu J, Tao Y, Zhao J. Carbon-oriented operational planning in coupled electricity and emission trading markets. IEEE Trans Power Syst 2020; 35(4): 3145–57.
[17] Cu C, Liu Y, Wang J, Li Q, Wu L. Carbon-oriented planning of distributed generation and energy storage assets in power distribution network with hydrogen-based microgrids. IEEE Trans Sustain Energy 2023;14(2):790–802.
[18] Wei J, Zhang Y, Wang J, Wu L. Distribution LMP-based demand management in industrial park via a bi-level programming approach. IEEE Trans Sustain Energy 2021;12(3):1695–706.
[19] McCormick GP. Computability of global solutions to factorable nonconvex programs. Part I. Convex underestimating problems. Math Program 1976;10:146–75.
[20] Mehrtash M, Kargarian A. Risk-based dynamic generation and transmission expansion planning with propagating effects of contingencies. Electr Power Energy Syst 2020;118:105762.
[21] Deng L, Sun H, Li B, Sun Y, Yang T, Zhang X. Optimal operation of integrated heat and electricity systems: a tightening McCormick approach. Engineering 2021;7:1076–86.
[22] Dvorkin Y, Fernández-Blanco R, Wang Y, Xu B, Kirschen DS, Pandžić H, et al. Co-planning of investments in transmission and merchant energy storage. IEEE Trans Power Syst 2018;33(1):245–56.
[23] Mongird K, Fotedar V, Viswanathan V, Koritarov V, Balducci P, Hadjerioua B, et al. Energy storage technology and cost characterization report. Report. Richland: U.S. Department of Energy; 2019.
[24] Garver LL. Transmission network estimation using linear programming. IEEE Trans Power Appar Syst 1970;89(7):1688–97.
[25] Index of data. Dataset. Chicago: Illinois Institute of Technology.