

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.241048

# 考虑显式可靠性约束与燃气管存的气电联合配网 分布鲁棒规划方法

何川<sup>1</sup>, 周游<sup>1</sup>, 刘绚<sup>2</sup>, 南璐<sup>1</sup>, 刘天琪<sup>1</sup>

(1. 四川大学电气工程学院, 四川 成都 610065; 2. 湖南大学电气与信息工程学院, 湖南 长沙 410082)

**摘要:** 随着可再生能源占比的提升, 气电联合配网(integrated electricity-gas distribution systems, IEGDS)发展迅速, 其研究的必要性也随之凸显。为解决 IEGDS 考虑可再生能源接入后的多设施规划及可靠性评估问题, 提出了考虑可靠性约束的 IEGDS 分布鲁棒优化(distributionally robust optimization, DRO)规划模型。可靠性评估通过系统平均中断频率指标(system average interruption frequency index, SAIFI)与预期能源未供应指标(expectation energy not supplied, EENS)量化, 给出一种显式可靠性评估模型。利用 Wasserstein 距离衡量的 DRO 规划模型来处理可再生能源出力、电与气负荷的随机性。最后经过案例分析得出, 投建设施种类的增加不仅能降低总成本, 还能提高系统运行可靠性与灵活性, 可再生能源出力与气电负荷的不确定性导致总成本提升 60%以上。随着可靠性要求提升总成本也随之提高, 但得到的方案在实际应用中更具价值与参考性。

**关键词:** 气电联合配网; 不确定性规划; 可靠性评估; 分布鲁棒优化; 燃气管存量; 需求响应服务

## Distributionally robust optimization planning for integrated electricity-gas distribution systems considering explicit reliability constraints and natural gas linepack

HE Chuan<sup>1</sup>, ZHOU You<sup>1</sup>, LIU Xuan<sup>2</sup>, NAN Lu<sup>1</sup>, LIU Tianqi<sup>1</sup>

(1. College of Electrical Engineering, Sichuan University, Chengdu 610065, China; 2. College of Electrical and Information Engineering, Hunan University, Changsha 410082, China)

**Abstract:** With the increasing share of renewable energy, integrated electricity-gas distribution systems (IEGDS) have developed rapidly, highlighting the necessity of their study. To address the challenges of multi-facility planning and reliability assessment in IEGDS with renewable energy integration, a distributionally robust optimization (DRO) planning model is proposed that incorporates explicit reliability constraints. Reliability is quantified using the system average interruption frequency index (SAIFI) and the expected energy not supplied (EENS), for which an explicit reliability evaluation model is provided. Using Wasserstein distance, a DRO planning model is employed to address the stochastic nature of renewable energy and gas-electric loads. Case studies show that increasing facility types not only reduces total costs but also enhances system reliability and flexibility. Uncertainties in renewable generation and electricity/gas demand can lead to over a 60% increase in total costs. Additionally, higher reliability requirements further increase costs, but the resulting planning solutions are more valuable and informative for practical implementation.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 52007125 and No. 52107118).

**Key words:** integrated electricity-gas distribution systems; uncertainty-based planning; reliability assessment; distributionally robust optimization; gas linepack; demand response services

## 0 引言

《中国能源大数据报告(2023)》中指出, 2022 年

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(52007125, 52107118)

我国发电量达 88 487 亿 kWh, 其中清洁能源发电量占比 33.4%。随着可再生能源的渗透率不断提高, 其随机性、波动性给电网带来了挑战。气电联合系统(integrated electricity-gas systems, IEGS)作为综合能源系统的代表, 目前研究较多<sup>[1-2]</sup>, 并且在国内外已经有应用先例。而配网作为能源系统传输的最

后一环与用户相连,直接体现出了系统供能的质量,其运行可靠性更为重要。

通常将电力系统与天然气系统分开进行规划研究,目前也有一些对于 IEGS 主网规划的研究。文献[3]考虑天然气与电力运营商偏好等因素对 IEGS 中线路、管道以及发电机进行扩展规划。文献[4]研究了 IEGS 发电和输电扩展规划问题,并通过伊朗实际数据验证了模型的正确性。文献[5]以最小化 IEGS 投资成本和运营成本为目标,对气井、管道和输电系统进行了规划扩展研究。但是目前主要的规划研究还是针对气电联合系统主网,而对配网扩展规划方面的研究相对较少。

IEGS 不仅能进一步消纳可再生能源,而且还能提高系统运行的可靠性。相对发输电系统,配电网可靠性在初期并没有得到重视。对于天然气系统的可靠性评估并没有像电力系统一样有一个标准与体系<sup>[6]</sup>,这也导致了 IEGS 可靠性研究的滞后。文献[7]中提出的可靠性规划模型均是在网络拓扑确定之后再计算可靠性指标。此类方法基于可靠性指标的定义式,采用枚举法或对规划结果池中的方案逐一代入计算,进而筛选出满足可靠性约束的可行解,但该过程会显著增加计算负担。对此,文献[8]提出了一种将可靠性指标转换为约束条件的 MILP 模型。这类模型避免采用启发式算法进行求解,简化了模型求解的过程,加快收敛,降低了计算量。但以上文献都忽略了天然气系统在规划过程对电力系统的影响。文献[9]将电力系统预期能源未供应(expectation energy not supplied, EENS)指标推广至天然气系统与热网进行定量评估。文献[10]提出一种 IEGS 供电可靠性评估解析算法,但该解析算法仅针对运行层面,不涉及规划投建变量的显式处理。综上,目前综合考虑气电联合配网(integrated electricity-gas distribution systems, IEGDS)规划可靠性评估的研究仍然较少,可靠性评估指标标准也不统一。

在实际运行中,可再生能源的出力以及负荷都具有波动性和不确定性,传统规划方法无法满足系统实际运行要求。文献[11]提出一种考虑多重不确定性的风电接入 IEGS 配网两阶段日内调度模型。文献[12]建立考虑新能源不确定性的 IEGS 协调优化模型。针对不确定性的处理方法主要有随机优化和鲁棒优化两种。随机优化方法基于历史数据或相关文献得到的概率分布曲线来刻画模型中的不确定变量<sup>[13-14]</sup>,这种方法需要准确的概率分布情况。鲁棒优化方法则考虑不确定性集合中的最坏场景进行优化规划<sup>[15]</sup>,但由于这种方法忽略了不确定变量的分布情况,故得到的结果过于保守。基于上述研究,

有学者提出结合随机优化与鲁棒优化的分布鲁棒方法。该方法假设不确定变量的实际分布在模糊集中,再对模糊集中的所有分布进行鲁棒优化<sup>[16]</sup>,兼具随机优化与鲁棒优化的优点。文献[17]基于需求响应(demand response, DR)不确定性和天然气动特性提出了一种分布鲁棒优化(distributionally robust optimization, DRO)模型。文献[18]考虑源荷不确定性提出了一种微电网 DRO 运行模型。但目前对于基于 IEGDS 源荷不确定性的分布鲁棒规划的研究还不够深入。

通过对 IEGDS 规划、可靠性评估以及分布鲁棒规划等文献的分析可以看出:1)配电网以及 IEGS 主网优化规划的研究已经比较成熟,但是对于 IEGDS 的协调规划研究还不够深入。2)目前电力系统可靠性评估较为成熟,但是针对 IEGDS 可靠性评估的研究较少。同时将可靠性指标转换为显式约束表达并加入规划过程中还有待进一步研究,并且未考虑天然气管存量对可靠性的影响。3)当前关于分布鲁棒优化的研究主要集中于电力系统主网及综合能源系统优化调度领域,而针对综合能源系统末端配电网能源供给特性的分布鲁棒规划方法研究仍存在明显不足,亟待开展深入系统的探索。

在此背景下,本文考虑可再生能源以及电、气负荷的随机性,提出考虑显式可靠性约束的 IEGDS 两阶段分布鲁棒规划模型。本文的创新点如下。

1)本文以 IEGDS 规划成本、运行成本与系统 EENS 可靠性惩罚成本作为目标函数,提出考虑线路、分布式发电机(distributed generation, DG)、电转气设备(power to gas, P2G)、管道、储气设施和气电负荷侧需求响应服务的协调规划模型。2)本文根据广泛采用的可靠性指标系统平均中断频率指标(system average interruption frequency index, SAIFI)与 EENS 定义对配电网可靠性进行评估,并将可靠性计算指标推广至配气网,同时考虑了管道的动态管存量对可靠性的积极影响。然后通过数学建模方法,将可靠性评估指标转化为以 IEGDS 待规划设施投建决策变量为自变量的显式数学表达式,并构建相应的等式或不等式约束条件,最终将其嵌入系统规划优化模型之中。3)本文考虑可再生能源、电负荷和气负荷的不确定性,建立基于离散场景改进的 Wasserstein 距离分布鲁棒规划模型,将 Wasserstein 距离的定义式进行转换,可以应用于非线性以及离散模型的情况。此外,由于转换后的约束仍为非线性,本文还采用了分段线性化的方法对 Wasserstein 距离约束进行线性化处理,将其转换为混合整数线性约束。

## 1 IEGDS 协调规划模型可靠性评估约束

综合能源系统规划在兼顾经济性的同时,更需优先保障系统运行的安全性与可靠性。为此,本研究将可靠性评估指标嵌入规划优化模型,通过量化分析系统在不肯定场景下的可靠性水平,为规划决策提供理论依据。本文采用了 EENS 与系统平均中断频率指标(system average interruption frequency index, SAIFI)两个可靠性指标从电源供给与用户停电角度对规划方案进行约束,并通过一系列关于投资建设决策 0-1 变量、与设施的运行参数相关的等式或不等式,将两个可靠性指标定义式转换为混合整数线性约束。

### 1.1 配电网预期能源未供应(EENS)

EENS 作为电力系统可靠性评估的关键指标,其表征了在给定运行周期内,由于系统故障导致的每年系统运行缺少的平均电量值,该指标的计算定义式如式(1)<sup>[19]</sup>所示。

$$E_t^{\text{EENS}} = \sum_b \sum_h \sum_{j \in \Omega_b} v_j \cdot \sigma_j \cdot \frac{\rho_{bt}}{8760} \cdot E_{j,hbt}^{\text{Cur}}, \forall t \in T \quad (1)$$

式中:  $E_t^{\text{EENS}}$  表示配电网 EENS 可靠性值;  $v_j$  表示年平均中断数;  $\sigma_j$  表示年平均中断持续时间;  $E_{j,hbt}^{\text{Cur}}$  表示未供给负荷量;  $h$ 、 $b$ 、 $t$  分别为小时、典型日、年的索引;  $j$  为线路节点索引;  $\rho_{bt}$  为第  $t$  年第  $b$  个典型日的天数;  $\Omega_b$  为配电网节点集合;  $T$  为规划年限。

在系统规划建模过程中,负荷节点供电中断的平均频次与平均持续时间等可靠性指标往往难以直接获取,导致其无法作为显式参数参与优化计算。为此,本研究提出将可靠性指标的定义式通过逻辑约束转换,重构为以规划设施投资建设决策 0-1 变量为自变量的显式数学约束,并将其嵌入系统规划模型,从而在满足预定可靠性要求的前提下,实现系统规划方案的经济性最优。由此将非线性的可靠性评估定义式转换为线性约束。对此,在建模过程中,假设配电网各支路均配置断路器保护装置,在紧急断电情况下允许 DG 孤岛运行供电,并作如下假设: ① 配网为辐射状拓扑结构; ② 仅考虑线路/管道的永久性故障; ③ 可以断开故障线路/管道以隔离下游网络。

基于此,定义式(1)可以表示为式(2)<sup>[8]</sup>,转换为计算由于线路  $(i, j)$  损坏造成的总停电量。由于原始线路与备选投资建设线路的故障率与修复时间更易获得,因此通过逻辑约束式(3)与式(4)计算得到 EENS 值,此处也用大  $M$  法避免决策 0-1 变量与连续变量的直接相乘,从而有效约束与 EENS 计算表达式相

关的非负辅助变量。

$$E_t^{\text{ele}} = \sum_{(i,j) \in \Omega_{\text{EL}} \cup \Omega_{\text{CL}}} \sum_b \sum_h I_{ij,hbt}^{\text{EENS}}, \forall t \in T \quad (2)$$

$$-(1 - z_{ij,t}^{\text{line},0}) \cdot M \leq I_{ij,hbt}^{\text{EENS}} - \lambda_{ij}^0 \cdot \gamma_{ij}^0 \cdot \Gamma_{ij,hbt} \leq (1 - z_{ij,t}^{\text{line},0}) \cdot M, (i, j) \in \Omega_{\text{EL}} \quad (3)$$

$$-(1 - z_{ij,t}^{\text{line}}) \cdot M \leq I_{ij,hbt}^{\text{EENS}} - \lambda_{ij,l} \cdot \gamma_{ij,l} \cdot \Gamma_{ij,hbt} \leq (1 - z_{ij,t}^{\text{line}}) \cdot M, (i, j) \in \Omega_{\text{CL}} \quad (4)$$

式中:  $\Omega_{\text{EL}}$  与  $\Omega_{\text{CL}}$  分别表示已投建的线路与备选线路集合;  $i, j$  为线路端点  $(i, j)$  索引;  $E_t^{\text{ele}}$  表示等效转换后的 EENS 可靠性指标;  $I_{ij,hbt}^{\text{EENS}}$  表示由于线路  $(i, j)$  损坏导致的与 EENS 指标计算相关的正变量;  $\gamma_{ij}^0$  与  $\gamma_{ij,l}$  分别表示原始线路与待投资建设  $l$  线路的故障修复时间;  $\lambda_{ij}^0$  与  $\lambda_{ij,l}$  分别表示原始线路与待投资建设  $l$  线路的故障率;  $\Gamma_{ij,hbt}$  表示由于线路  $(i, j)$  故障而导致的停电量;  $l$  为备选投资设施型号;  $z_{ij,t}^{\text{line},0}$  与  $z_{ij,t}^{\text{line}}$  分别表示已有线路的状态决策变量与备选线路的二进制投资建设决策变量;  $M$  为一个极大的数。

$\Gamma_{ij,hbt}$  的值表示与线路参数相关的约束,但是还需要进一步表示为关于负荷、DG、DR、分布式可再生机组相关的约束,如式(5)所示。式(6)为约束  $\Gamma_{ij,hbt}$  的逻辑约束; 式(7)计算了考虑 DR 后的用户负荷; 式(8)计算了故障线路下游能供电的 DG 与可再生能源机组,其中可再生能源机组在可靠性评估中考虑为置信容量<sup>[20]</sup>提供紧急电源。

$$0 \leq \Gamma_{ij,hbt} + D_{ij,hbt}^{\text{DG}} - D_{ij,hbt}^{\text{LD}} \leq (1 - \delta_{ij,hbt}^{\text{EENS}}) \cdot M \quad (5)$$

$$0 \leq \Gamma_{ij,hbt} \leq \delta_{ij,hbt}^{\text{EENS}} \cdot M \quad (6)$$

$$D_{ij,hbt}^{\text{LD}} = \sum_{j \in \Omega_{(i,j)}^{\text{down}}} (P_{jht}^{\text{LD}} - \sum_l \alpha_{jlht}^{\text{RC}} \cdot P_{jht}^{\text{LD}} \cdot z_{jlt}^{\text{DR}}) \quad (7)$$

$$D_{ij,hbt}^{\text{DG}} = \sum_{g \in \Omega_{\text{CG}}, g \in \Omega_{(i,j)}^{\text{down}}} \sum_l P_{glhbt}^{\text{DG}} \cdot z_{glt}^{\text{DG}} + \xi^{\text{WD}} \cdot \sum_{j \in \Omega_{\text{W}}, j \in \Omega_{(i,j)}^{\text{down}}} P_{jht}^{\text{WD,fore}} \quad (8)$$

式中:  $\Omega_{(i,j)}^{\text{down}}$  为线路  $(i, j)$  的下游线路;  $g$  为 DG 索引;  $\Omega_{\text{CG}}$  与  $\Omega_{\text{W}}$  分别为 DG 与可再生能源机组集合;  $D_{ij,hbt}^{\text{DG}}$  为线路  $(i, j)$  故障后下游设备能提供的备用电源;  $D_{ij,hbt}^{\text{LD}}$  为考虑 DR 后的用户负荷量;  $\alpha_{jlht}^{\text{RC}}$  为 DR 在可靠性评估中的参与度;  $\xi^{\text{WD}}$  为可再生能源机组置信容量因子;  $\delta_{ij,hbt}^{\text{EENS}}$  为辅助 0-1 变量;  $P_{jht}^{\text{LD}}$  为节点预测有功负荷;  $z_{glt}^{\text{DG}}$  和  $z_{jlt}^{\text{DR}}$  分别为 DG 与电负荷侧 DR 二进制投资建设决策变量;  $P_{glhbt}^{\text{DG}}$  为 DG 发电量;

$P_{jhbt}^{WD,fore}$  表示可再生能源机组预测发电的最大值。

## 1.2 配电网平均停电频率(SAIFI)

系统平均停电频率(SAIFI)计算了配电网中每位用户在单位时间内经历的平均供电中断次数,其定义如式(9)所示。

$$S_t^{SAIFI} = \sum_{j \in \Omega_B} v_j \cdot N_{jt} / \sum_{j \in \Omega_B} N_{jt} \quad (9)$$

式中:  $S_t^{SAIFI}$  表示电网 SAIFI 可靠性值;  $N_{jt}$  表示用户数量。

在规划的过程中  $v_j$  不易直接获得,因此作出与前文相同的假设,将原始定义式转换为式(10),其表示每条线路故障导致的平均中断用户的函数。通过式(11)与式(12)利用大  $M$  法计算  $I_{ij,t}^{SAIFI}$ ; 式(13)用于计算线路  $(i, j)$  故障导致的年平均停电用户数;每个典型日每小时下游电源供给给用户数与下游用户数及下游受影响用户数之间的逻辑关系如式(14)所示;式(15)、式(16)共同对故障线路  $(i, j)$  下游电源能供给的用户数与总用户数间的逻辑关系进行约束,若下游电源能供给的用户数大于等于总用户数,则限制  $N_{ij,hbt}^{CCN}$  为 0;反之受影响用户数则为两者之差;式(17)用于计算线路  $(i, j)$  下游考虑 DR 后的用户数量。

$$S_t^{ele} = \sum_{(i,j) \in \Omega_{EL} \cup \Omega_{CL}} I_{ij,t}^{SAIFI} / \sum_{j \in \Omega_B} N_{jt} \quad (10)$$

$$-(1 - z_{ij,t}^{line,0}) \cdot M \leq I_{ij,t}^{SAIFI} - \lambda_{ij}^0 \cdot N_{ij,t}^{CCN} \leq \quad (11)$$

$$(1 - z_{ij,t}^{line,0}) \cdot M, (i, j) \in \Omega_{EL}$$

$$-(1 - z_{ij,t}^{line}) \cdot M \leq I_{ij,t}^{SAIFI} - \lambda_{ij,l} \cdot N_{ij,t}^{CCN} \leq \quad (12)$$

$$(1 - z_{ij,t}^{line}) \cdot M, (i, j) \in \Omega_{CL}$$

$$N_{ij,t}^{CCN} = \sum_b \sum_h N_{ij,hbt}^{CCN} \cdot \rho_{bt} / 8760 \quad (13)$$

$$-(1 - \delta_{ij,hbt}^{SAIFI}) \cdot M \leq N_{ij,hbt}^{CCN} - N_{ij,hbt}^{DCN} + \quad (14)$$

$$(D_{ij,hbt}^{DG} / \mu_{hbt}^E) \leq (1 - \delta_{ij,hbt}^{SAIFI}) \cdot M$$

$$-\delta_{ij,hbt}^{SAIFI} \cdot M \leq N_{ij,hbt}^{DCN} - (D_{ij,hbt}^{DG} / \mu_{hbt}^E) \leq \delta_{ij,hbt}^{SAIFI} \cdot M \quad (15)$$

$$-\delta_{ij,hbt}^{SAIFI} \cdot M \leq N_{ij,hbt}^{CCN} \leq \delta_{ij,hbt}^{SAIFI} \cdot M \quad (16)$$

$$N_{ij,hbt}^{DCN} = \left( \sum_{j \in \Omega_{(i,j)}^{down}} P_{jhbt}^{LD} - \sum_l \alpha_{jhbt}^{RC} \cdot P_{jhbt}^{LD} \cdot z_{jlt}^{DR} \right) / \mu_{hbt}^{ELD} \quad (17)$$

式中:  $S_t^{ele}$  为转换后的 SAIFI 指标;  $I_{ij,t}^{SAIFI}$  为线路  $(i, j)$  损坏导致的与 SAIFI 指标相关的正变量;  $N_{ij,hbt}^{CCN}$  为线路  $(i, j)$  损坏时下游受影响的用户数;  $N_{ij,hbt}^{DCN}$  为线路  $(i, j)$  下游的用户数;  $\mu_{hbt}^E$  表示 DG 平均供给每位用户的电量;  $\mu_{hbt}^{ELD}$  表示每位用户的平均用电需求量;

$\delta_{ij,hbt}^{SAIFI}$  为辅助 0-1 变量。

## 1.3 配气网预期能源未供应(EENS)

本文将配电网可靠性指标推广至天然气配网,提出天然气系统 EENS 与 SAIFI 两个指标,并作与之前相同的假设,在此基础上得到与天然气系统相关的可靠性指标显式约束。

将式(1)推广至天然气系统计算 EENS,对管道的修复情况及辐射状等作相同的假设。由此,可以通过式(18)计算由于每条管道故障导致的停电量。式(19)、式(20)利用大  $M$  法分别计算原始管道与备选投资管道下的停气量;式(21)利用大  $M$  法对考虑下游用户用气需求与紧急供气量后的  $\Gamma_{mn,hbt}$  进行计算;式(22)为逻辑约束;式(23)用于计算下游用户考虑 DR 后的用气需求;式(24)用于计算 P2G、储气设施以及管道储气量对故障下游用户的紧急供气量。

$$E_t^{gas} = \sum_{(m,n) \in \Omega_{EP} \cap \Omega_{CP}} \sum_b \sum_h I_{mn,hbt}^{EENS}, \forall t \in T \quad (18)$$

$$-(1 - z_{mn,t}^{pipe,0}) \cdot M \leq I_{mn,hbt}^{EENS} - \lambda_{mn}^0 \cdot \gamma_{mn}^0 \cdot \Gamma_{mn,hbt} \leq \quad (19)$$

$$(1 - z_{mn,t}^{pipe,0}) \cdot M, (m, n) \in \Omega_{EP}$$

$$-(1 - z_{mn,t}^{pipe}) \cdot M \leq I_{mn,hbt}^{EENS} - \lambda_{mn,l} \cdot \gamma_{mn,l} \cdot \Gamma_{mn,hbt} \leq \quad (20)$$

$$(1 - z_{mn,t}^{pipe}) \cdot M, (m, n) \in \Omega_{CP}$$

$$0 \leq \Gamma_{mn,hbt} + D_{mn,hbt}^{DS} - D_{mn,hbt}^{LD} \leq (1 - \delta_{mn,hbt}^{EENS}) \cdot M \quad (21)$$

$$0 \leq \Gamma_{mn,hbt} \leq \delta_{mn,hbt}^{EENS} \cdot M \quad (22)$$

$$D_{mn,hbt}^{LD} = \sum_{n \in \Omega_{(m,n)}^{down}} G_{nhbt}^{LD} - \sum_l \alpha_{nlhbt}^{RC} \cdot G_{nhbt}^{LD} \cdot z_{nlt}^{DR} \quad (23)$$

$$D_{mn,hbt}^{DS} = \sum_{a \in \Omega_N \cap \Omega_{(m,n)}^{down}} \sum_l \phi \cdot P_{al}^{P2G,max} \cdot z_{alt}^{P2G} \cdot \eta_{al} / \kappa^{HHV} +$$

$$\sum_{s \in \Omega_N \cap \Omega_{(m,n)}^{down}} \sum_l G_{sl}^{GS,max} \cdot z_{slt}^{stor} + \sum_{\Omega_{(m,n)}^{down}} \sum_l \alpha_{nlhbt}^{pipe} \cdot \quad (24)$$

$$K_{mn,l}^{lp} \cdot \tilde{\pi}_{mn,hbt}^{average}$$

式中:  $m, n$  为管道  $(m, n)$  索引;  $a, s$  分别为 P2G、储气设施索引;  $\Omega_{(m,n)}^{down}$  为  $(m, n)$  下游管道集合;  $\Omega_N$  为气网节点集合;  $\Omega_{EP}$  与  $\Omega_{CP}$  分别为已投建与备选管道集合;  $z_{mn,t}^{pipe,0}$ 、 $z_{mn,t}^{pipe}$ 、 $z_{slt}^{stor}$ 、 $z_{alt}^{P2G}$  和  $z_{nlt}^{DR}$  分别表示已有管道与备选管道的投运变量、储气设施、P2G 和 DR 的投建决策变量;  $E_t^{gas}$  为配气网 EENS 可靠性指标;  $I_{mn,hbt}^{EENS}$  表示由于管道  $(m, n)$  损坏导致的与 EENS 指标相关的正变量;  $\lambda_{mn}^0$  与  $\lambda_{mn,l}$  分别表示原始管道与备选  $l$  型管道的故障率;  $\gamma_{mn}^0$  与  $\gamma_{mn,l}$  分别表示原始管道与备选  $l$  型管道的故障修复时间;  $\Gamma_{mn,hbt}$  表示由于管道  $(m, n)$  故障导致的停气量;  $D_{mn,hbt}^{DS}$  表示管道  $(m, n)$  故障后下游能提供的紧急备用燃气;

$D_{mn,hbt}^{LD}$  表示考虑 DR 后的用户用气量;  $\delta_{mn,hbt}^{EENS}$  为辅助 0-1 变量;  $\alpha_{nlhbt}^{RC}$  表示 DR 在可靠性评估中的参与度;  $G_{nhbt}^{LD}$  为负荷节点  $n$  的预测负荷值;  $\phi$  为燃气转化系数;  $\eta_{al}$  为 P2G 工作效率;  $\kappa^{HHV}$  为高发热值;  $P_{al}^{P2G,max}$  为 P2G 设施每小时最大用电量;  $G_{sl}^{GS,max}$  表示储气设施每小时流出潮流的最大值;  $K_{mn,l}^{lp}$  表示管存量系数;  $\alpha_{nlhbt}^{pipe}$  表示管存量在可靠性评估中的参与度, 这个参与度与用户用气峰谷时段相关;  $\bar{\pi}_{mn,hbt}^{average}$  表示管道节点历史平均气压。

#### 1.4 配电网平均停电频率(SAIFI)

同样, 将电力系统 SAIFI 指标推广至天然气系统得到类似的可靠性评估指标。作相同的假设, 得到式(25)天然气系统 SAIFI 定义; 式(26)、式(27)利用大  $M$  法对原始或备选管道  $(m,n)$  故障后导致的平均中断用户进行计算; 式(28)用于计算管道  $(m,n)$  故障导致的年平均停气用户数; 式(29)对典型日每小时下游用户数、紧急燃气供应用户数与受影响停气用户数之间的关系进行约束; 式(30)、式(31)对考虑下游紧急气源供应后受影响用户数与下游总用户数之间的逻辑关系进行约束, 同电力系统这里不再赘述; 式(32)用于计算管道  $(m,n)$  下游考虑 DR 供应的用户数。

$$S_t^{gas} = \sum_{(m,n) \in \Omega_{EP} \cap \Omega_{CP}} I_{mn,t}^{SAIFI} / \sum_{n \in \Omega_N} N_{nt} \quad (25)$$

$$-(1 - z_{mn,t}^{pipe,0}) \cdot M \leq I_{mn,t}^{SAIFI} - \lambda_{mn}^0 \cdot N_{mn,t}^{CCN} \leq (1 - z_{mn,t}^{pipe,0}) \cdot M, (m,n) \in \Omega_{EP} \quad (26)$$

$$-(1 - z_{mn,t}^{pipe}) \cdot M \leq I_{mn,t}^{SAIFI} - \lambda_{mn,l} \cdot N_{mn,t}^{CCN} \leq (1 - z_{mn,t}^{pipe}) \cdot M, (m,n) \in \Omega_{CP} \quad (27)$$

$$N_{mn,t}^{CCN} = \sum_b \sum_h N_{mn,hbt}^{CCN} \cdot \rho_{bt} / 8760 \quad (28)$$

$$-(1 - \delta_{mn,hbt}^{SAIFI}) \cdot M \leq N_{mn,hbt}^{CCN} - N_{mn,hbt}^{DCN} + (D_{mn,hbt}^{DS} / \mu_{hbt}^G) \leq (1 - \delta_{mn,hbt}^{SAIFI}) \cdot M \quad (29)$$

$$-\delta_{mn,hbt}^{SAIFI} \cdot M \leq N_{mn,hbt}^{DCN} - (D_{mn,hbt}^{DS} / \mu_{hbt}^G) \leq \delta_{mn,hbt}^{SAIFI} \cdot M \quad (30)$$

$$-\delta_{mn,hbt}^{SAIFI} \cdot M \leq N_{mn,hbt}^{CCN} \leq \delta_{mn,hbt}^{SAIFI} \cdot M \quad (31)$$

$$N_{mn,hbt}^{DCN} = \left( \sum_{n \in \Omega_{(m,n)}^{down}} G_{nhbt}^{LD} - \sum_l \alpha_{nlhbt}^{RC} \cdot G_{nhbt}^{LD} \cdot z_{nlt}^{DR} \right) / \mu_{hbt}^{GLD} \quad (32)$$

式中:  $S_t^{gas}$  表示气网 SAIFI 可靠性指标;  $N_{nt}$  表示天然气系统节点  $n$  处用户数量;  $I_{mn,t}^{SAIFI}$  表示由于管道  $(m,n)$  损坏导致的与 SAIFI 指标相关的正变量;  $N_{mn,t}^{CCN}$  表示由于管道  $(m,n)$  损坏下游受影响的用户数;  $N_{mn,t}^{DCN}$  表示管道  $(m,n)$  下游的用户数;  $\mu_{hbt}^G$  表示平均 P2G、储气设施以及管道储气量能供给每位用

户的燃气量;  $\mu_{hbt}^{GLD}$  表示每位用户的平均用气需求量;  $\delta_{mn,hbt}^{SAIFI}$  为辅助 0-1 变量。

## 2 气电联合配网协调规划模型

### 2.1 目标函数

本文所研究的规划问题是对现有配网线路和管道进行升级和扩容<sup>[7]</sup>, 不改变原有线路管道的布线路径, 仅在现有的节点位置处投建设备。协调规划模型以投建成本(investment cost, IC)、运行成本(operation cost, OC)、系统失负荷惩罚成本(system load shedding cost, EC)以及配电网与配气网 EENS 相关成本最小为目标函数, 如式(33)所示。目标函数均以年为单位进行折算。投资成本如式(34)所示, 考虑了线路与管道的升级, DG、P2G、储气设施、气电负荷侧需求响应服务的投建, 其中每种设施均考虑了不同型号备选。运行成本考虑从上级电网的购电与购气成本、DG 与储气设施运行成本, 如式(35)所示。惩罚成本考虑未供电、气负荷的惩罚成本, 如式(36)所示。

$$\min \left\{ \sum_t \frac{1}{(1+dr)^{t-1}} \cdot (I_t^C + O_t^C + E_t^C C^{p,elec} \cdot E_t^{ele} + C^{p,gas} \cdot E_t^{gas}) \right\} \quad (33)$$

$$I_t^C = \sum_l \left\{ \begin{array}{l} \sum_{g \in \Omega_{CG}} C_{gl}^{DG} \cdot z_{glt}^{DG} + \sum_{(i,j) \in \Omega_{CL}} C_{ij,l}^{line} \cdot z_{ij,l}^{line} + \\ \sum_{a \in \Omega_{CA}} C_{al}^{P2G} \cdot z_{alt}^{P2G} + \sum_{(m,n) \in \Omega_{CP}} C_{mn,l}^{pipe} \cdot z_{mn,l}^{pipe} + \\ \sum_{s \in \Omega_{CS}} C_{sl}^{stor} \cdot z_{slt}^{stor} + \sum_{j \in \Omega_{CPL}} C_{jl}^{DR} \cdot z_{jlt}^{DR} + \\ \sum_{n \in \Omega_{CGL}} C_{nl}^{DR} \cdot z_{nlt}^{DR} \end{array} \right\} \quad (34)$$

$$O_t^C = \sum_b \sum_h \sum_{j \in \Omega_{SS}} \rho_{bt} \cdot C_{jhbt}^{sub} \cdot P_{jhbt}^{sub} + \sum_b \sum_h \sum_{g \in \Omega_{GU}} \sum_l \rho_{bt} \cdot C_{gl}^{fuel} \cdot P_{glhbt}^{DG} + \sum_b \sum_h \sum_{n \in \Omega_R} \rho_{bt} \cdot C_{nhbt}^{gate} \cdot G_{nhbt}^{gate} + \sum_b \sum_h \sum_{s \in \Omega_{CS}} \sum_l \rho_{bt} \cdot C_{slhbt}^{stor} \cdot G_{slhbt}^{cha} \quad (35)$$

$$E_t^C = \sum_b \sum_h \sum_j \rho_{bt} \cdot C_j^{loss} \cdot \Delta P_{jhbt}^{LD} + \sum_b \sum_h \sum_n \rho_{bt} \cdot C_n^{loss} \cdot \Delta G_{nhbt}^{LD} \quad (36)$$

式中:  $\Omega_{CA}$ 、 $\Omega_{CS}$ 、 $\Omega_{CPL}$ 、 $\Omega_{CGL}$ 、 $\Omega_{SS}$ 、 $\Omega_R$  分别为 P2G、储气设施、电负荷 DR 设备、气负荷 DR 设备、上级变电站、上级输气站集合;  $1/(1+dr)^{t-1}$  为现市值系数;  $C^{p,elec}$  和  $C^{p,gas}$  分别为电力系统与天然气系统的可靠性成本系数;  $E_t^{ele}$  和  $E_t^{gas}$  分别为电力系

统与天然气系统 EENS 指标可靠性值;  $C_{gl}^{DG}$ 、 $C_{ij,l}^{line}$ 、 $C_{al}^{P2G}$ 、 $C_{mn,l}^{pipe}$ 、 $C_{sl}^{stor}$ 、 $C_{jt}^{DR}$ 、 $C_{nl}^{DR}$  分别为对应设施的投资成本;  $P_{jhbt}^{sub}$  与  $G_{nhbt}^{gate}$  分别为向上级网络的购电、购气量;  $G_{slhbt}^{cha}$  为储气设施进气量;  $C_{jhbt}^{sub}$  与  $C_{nhbt}^{gate}$  分别为购电、购气成本;  $C_{gl}^{fuel}$  为 DG 燃料成本;  $C_{slhbt}^{stor}$  为储气设施运行成本;  $\Delta P_{jhbt}^{LD}$  与  $\Delta G_{nhbt}^{LD}$  分别为未供电负荷与气负荷量;  $C_j^{loss}$  和  $C_n^{loss}$  分别为对应的失负荷系数;  $\Omega_{GU}$  为燃机集合。

## 2.2 投资约束条件

在备选设施投资后不考虑二次更换如式(37), 类似地, DG、P2G、管道以及气电 DR 均需满足此约束。其中考虑线路与管道升级, 并保证节点间有且只有一条通路, 如式(38)、式(39)。另外, 每种投建设施不同备选方案仅能投资一种, 如式(40), 类似地, P2G、储气设施以及气电负荷侧 DR 一处仅考虑一个备选型号的投建。约束如下:

$$z_{ij,l(t-1)}^{line} \leq z_{ij,lt}^{line}, (i, j) \in \Omega_{CL} \quad (37)$$

$$z_{ij,t}^{line,0} = 1 - \sum_l z_{ij,lt}^{line}, (i, j) \in \Omega_{EL} \cap \Omega_{CL} \quad (38)$$

$$z_{mn,t}^{pipe,0} = 1 - \sum_l z_{mn,lt}^{pipe}, (m, n) \in \Omega_{EP} \cap \Omega_{CP} \quad (39)$$

$$\sum_l z_{gl}^{DG} \leq 1, g \in \Omega_{CG} \quad (40)$$

## 2.3 配电网运行约束

配电网运行的约束条件主要包括节点平衡约束、配电网安全运行约束、设施运行约束和电负荷侧 DR 约束等, 保证配电网安全、稳定运行。

### 1) 节点功率平衡约束

本文采用交流潮流法(AC power flow)来描述配电网中的节点功率平衡。有功与无功节点平衡等式如式(41)与式(42)所示。

$$\sum_{k \in s(j)} \left( P_{jk,hbt}^0 + \sum_l P_{jk,lhbt} \right) = P_{ij,hbt}^0 + \sum_l P_{ij,lhbt} + P_{jhbt}^{sub} - \sum_l P_{jlhbt}^{LD,DR} + \sum_{g \in \Omega_B} \sum_l P_{glhbt}^{DG} - \sum_{a \in \Omega_B} \sum_l P_{alhbt}^{P2G} + P_{jhbt}^{WD} + \Delta P_{jhbt}^{LD}, j \in \Omega_B \quad (41)$$

$$\sum_{k \in s(j)} \left( Q_{jk,hbt}^0 + \sum_l Q_{jk,lhbt} \right) = Q_{ij,hbt}^0 + \sum_l Q_{ij,lhbt} + Q_{jhbt}^{sub} - \left( \sum_l P_{jlhbt}^{DR} / P_{jhbt}^{LD} \right) \cdot Q_{jhbt}^{LD} + \sum_{g \in \Omega_B} \sum_l Q_{glhbt}^{DG} + (\Delta P_{jhbt}^{LD} / P_{jhbt}^{LD}) \cdot Q_{jhbt}^{LD}, j \in \Omega_B \quad (42)$$

式中:  $P_{ij,hbt}^0$ 、 $P_{ij,lhbt}$  与  $Q_{ij,hbt}^0$ 、 $Q_{ij,lhbt}$  分别表示原始线

路与备选  $l$  型号线路分配的有功与无功功率;  $Q_{jhbt}^{sub}$  表示从上级电网购入的无功功率;  $P_{jhbt}^{LD,DR}$  为考虑需求响应服务后的负荷量;  $P_{alhbt}^{P2G}$  表示电转气设施的用电量;  $P_{jhbt}^{WD}$  表示可再生能源机组的出力;  $P_{jhbt}^{DR}$  为需求响应服务参与量;  $Q_{jhbt}^{LD}$  表示节点预测无功负荷值;  $Q_{glhbt}^{DG}$  为 DG 的无功功率;  $s(j)$  表示以节点  $j$  为首端的线路集合。

### 2) 潮流约束

考虑到配电网的辐射状结构, 本文采用 Dist Flow 模型来描述潮流电压关系, 并利用大  $M$  法得到原始线路与备选线路相关约束如式(43)、式(44)。

$$-(1 - z_{ij,t}^{line,0}) \cdot M \leq -(r_{ij}^0 \cdot P_{ij,hbt}^0 + x_{ij}^0 \cdot Q_{ij,hbt}^0) / V_0 + V_{ihbt} - V_{jhbt} \leq (1 - z_{ij,t}^{line,0}) \cdot M, (i, j) \in \Omega_{EL} \quad (43)$$

$$-(1 - z_{ij,t}^{line}) \cdot M \leq -(r_{ij,l} \cdot P_{ij,lhbt} + x_{ij,l} \cdot Q_{ij,lhbt}) / V_0 + V_{ihbt} - V_{jhbt} \leq (1 - z_{ij,t}^{line}) \cdot M, (i, j) \in \Omega_{CL} \quad (44)$$

式中:  $V_{ihbt}$  为节点  $i$  的电压;  $V_0$  为基准电压;  $r_{ij}^0$ 、 $x_{ij}^0$  与  $r_{ij,l}$ 、 $x_{ij,l}$  分别为原始线路与备选线路电阻、电抗。

### 3) 线路安全约束

线路有功、无功功率需在上下限范围内, 节点电压也需满足上下限要求。

### 4) 购电约束

配电网在购电时需要保证上级电网传输的安全性, 有功无功购电需满足上下限要求。

### 5) 设备运行功率约束

分布式发电机组在运行时需要满足其有功无功功率与无功功率出力上下限要求。同理, P2G 设备在运行时也有最大功率限制。可再生能源机组包括分布式风电与光伏, 其出力需要低于其预测的最大值。

### 6) 失负荷约束

配电网中每个负荷节点的切负荷量不能超过其预测负荷值。

### 7) 需求响应服务运行约束

负荷侧需求响应服务通过在配电网负荷高峰期提供补偿, 在负荷低谷时吸收转移功率, 实现配电网整体的削峰填谷。其中 DR 参与量、预测负荷与参与 DR 后的负荷值之间的关系如式(45)。每个节点处 DR 参与的最大、最小量需要满足预定要求, 如式(46)。在每个典型日内 DR 总体转移的最大值需要满足一定约束如式(47), 若将需求响应参与量的日最大值约束设为 0, 则意味着典型日内的负荷曲线达到完全均衡状态, 此时系统实现了最优的峰谷平滑调控目标。

$$P_{jhbt}^{LD} = P_{jhbt}^{LD,DR} + P_{jhbt}^{DR}, j \in \Omega_B \quad (45)$$

$$-\alpha_{jhbt} \cdot P_{jhbt}^{LD} \cdot z_{jlt}^{DR} \leq P_{jhbt}^{DR} \leq \alpha_{jhbt} \cdot P_{jhbt}^{LD} \cdot z_{jlt}^{DR}, j \in \Omega_{CPL} \quad (46)$$

$$0 \leq \sum_h P_{jhbt}^{DR} \leq E_{jbt}^{max}, j \in \Omega_B \quad (47)$$

式中： $\alpha_{jhbt}$  表示需求响应服务参与度； $E_{jbt}^{max}$  表示典型日内 DR 转移的最大值。

## 2.4 配气网运行约束

在配气网运行过程中同样也需要满足安全稳定运行要求，因此需要满足一定约束，如节点能量平衡约束、管道潮流供给上限约束、设施安全运行约束和节点气压约束等。由于配气网也多是辐射状，因此潮流流向固定，故本文采用 Weymouth 等式来描述天然气潮流分配的过程。为确保系统可靠性评估的准确性，本研究在建模过程中进一步考虑了天然气管道管存量的动态计算。

### 1) 节点能量平衡约束

在配气网中类似于配电网 KCL 定律，流入与流出节点的天然气潮流相等，如式(48)所示。

$$\begin{aligned} & \sum_{o \in s(n)} (Q_{no,hbt}^{out,0} - Q_{no,hbt}^{in,0}) + \sum_{o \in s(n)} \sum_l (Q_{no,lhbt}^{out} - Q_{no,lhbt}^{in}) = \\ & G_{nhbt}^{gate} - \sum_l G_{nlhbt}^{LD,DR} + \Delta G_{nhbt}^{LD} + (Q_{mn,hbt}^{out,0} - Q_{mn,hbt}^{in,0}) + \\ & \sum_l (Q_{mn,lhbt}^{out} - Q_{mn,lhbt}^{in}) + \sum_{s \in \Omega_{CS}} \sum_l G_{slhbt}^{GS} + \\ & \sum_{a \in \Omega_N} \sum_l G_{alhbt}^{P2G} - \sum_{g \in \Omega_N} \sum_l \eta_{gl} \cdot P_{glhbt}^{DG}, n \in \Omega_N \end{aligned} \quad (48)$$

式中： $G_{nlhbt}^{LD,DR}$  表示考虑 DR 后的预测负荷； $\eta_{gl}$  为燃机耗气量系数； $Q_{mn,hbt}^{out,0}$ 、 $Q_{mn,hbt}^{in,0}$  与  $Q_{mn,lhbt}^{out}$ 、 $Q_{mn,lhbt}^{in}$  分别表示原始管道与备选  $l$  型管道的流出、流入潮流； $G_{slhbt}^{GS}$  表示储气设施潮流； $G_{alhbt}^{P2G}$  表示 P2G 设施转换天然气量； $s(n)$  表示以节点  $n$  为首端的管道集合。

### 2) 管存量约束

在考虑配气网日常规划以及可靠性评估的过程，天然气管存量的影响不可忽略。管存量表示天然气传输管道中所含天然气量，它可以维持管道最小气压，平衡发输配用过程中偶然的变量。天然气潮流可以视为流入与流出管道的平均值如式(49)与式(50)；管存量可以认为与管道两端平均气压和管存量特性系数成正比如式(51)；管道平均气压定义式如式(52)；相邻两个时刻间的管存量关系如式(53)。

$$G_{mn,lhbt} = (Q_{mn,lhbt}^{out} + Q_{mn,lhbt}^{in})/2 \quad (49)$$

$$G_{mn,lhbt}^0 = (Q_{mn,lhbt}^{out,0} + Q_{mn,lhbt}^{in,0})/2 \quad (50)$$

$$G_{mn,lhbt}^{linepack} = K_{mn,l}^{lp} \cdot \tilde{\pi}_{mn,hbt} \quad (51)$$

$$\tilde{\pi}_{mn,hbt} = (\pi_{mhbt} + \pi_{nhbt})/2 \quad (52)$$

$$G_{mn,lhbt}^{linepack} = G_{mn,lhbt(t-1)}^{linepack} + Q_{mn,lhbt}^{in} - Q_{mn,lhbt}^{out} \quad (53)$$

式中： $G_{mn,lhbt}^0$  和  $G_{mn,lhbt}$  分别表示原始管道与备选  $l$  型管道的天然气潮流； $G_{mn,lhbt}^{linepack}$  表示管道内的天然气管存量； $\pi_{mhbt}$  表示节点  $m$  处的气压值； $\tilde{\pi}_{mn,hbt}$  表示节点  $m$  和  $n$  的平均气压。

### 3) 天然气潮流约束

本文采用 Weymouth 天然气潮流等式对管道内的天然气潮流进行建模。考虑到直接应用潮流等式不便于在规划模型中求解，此处同配电网潮流类似，采用大  $M$  法进行处理，如式(54)、式(55)所示。

$$\begin{aligned} -(1 - z_{mn,t}^{pipe,0}) \cdot M & \leq G_{mn,hbt}^0 - K_{mn}^0 \cdot \sqrt{\pi_{mhbt}^2 - \pi_{nhbt}^2} \leq \\ & (1 - z_{mn,t}^{pipe,0}) \cdot M, (m,n) \in \Omega_{EP} \end{aligned} \quad (54)$$

$$\begin{aligned} -(1 - z_{mn,t}^{pipe}) \cdot M & \leq G_{mn,lhbt} - K_{mn,l} \cdot \sqrt{\pi_{mhbt}^2 - \pi_{nhbt}^2} \leq \\ & (1 - z_{mn,t}^{pipe}) \cdot M, (m,n) \in \Omega_{CP} \end{aligned} \quad (55)$$

式中： $K_{mn}^0$  与  $K_{mn,l}$  分别表示原始管道与待投建备选  $l$  型管道的 Weymouth 特性参数。

### 4) 燃气管道安全约束

配气网运行过程中管道潮流应低于其最大传输值，节点气压也需要在最低最高气压区间内。

### 5) 购气约束

与配电网类似，配气网向上级气网购气量需要低于允许的最大值。

### 6) 失负荷约束

每个负荷节点允许的切负荷值应低于其预测负荷最大值。

### 7) 需求响应服务约束

燃气负荷侧需求响应服务同样也需要满足相应的约束，类似式(45)——式(47)，这里不再赘述。

### 8) 电转气设备运行约束

电转气设施转化的天然气量与耗电量之间的关系如式(56)，电转气设施每小时的最大转换量由式(57)进行约束。

$$G_{alhbt}^{P2G} = \phi \cdot P_{alhbt}^{P2G} \cdot \eta_{al} / \kappa^{HHV}, a \in \Omega_{CA} \quad (56)$$

$$0 \leq P_{alhbt}^{P2G} \leq P_{al}^{P2G,max} \quad (57)$$

### 9) 储气设施运行约束

储气设施的进出燃气潮流关系如式(58)；储气量与燃气潮流的关系如式(59)；在一个典型日内储气设施的储气量需要平衡，储气设施的日平衡约束如式(60)；存入与流出天然气潮流约束如式(61)和式(62)；存储量的约束如式(63)。

$$G_{slhbt}^{GS} = G_{slhbt}^{dis} - G_{slhbt}^{cha}, s \in \Omega_{CS} \quad (58)$$

$$O_{slhbt}^{GS} = O_{sl(h-1)bt}^{GS} - G_{slhbt}^{GS}, s \in \Omega_{CS} \quad (59)$$

$$O_{sl0bt}^{GS} = O_{slAbr}^{GS}, s \in \Omega_{CS} \quad (60)$$

$$G_{sl}^{GS, \min} \cdot z_{slt}^{stor} \leq G_{slhbt}^{dis} \leq G_{sl}^{GS, \max} \cdot z_{slt}^{stor}, s \in \Omega_{CS} \quad (61)$$

$$G_{sl}^{GS, \min} \cdot z_{slt}^{stor} \leq G_{slhbt}^{cha} \leq G_{sl}^{GS, \max} \cdot z_{slt}^{stor}, s \in \Omega_{CS} \quad (62)$$

$$O_{sl}^{\min} \leq O_{slhbt}^{GS} \leq O_{sl}^{\max}, s \in \Omega_{CS} \quad (63)$$

式中:  $A$  表示一个典型日的最大时刻;  $G_{slhbt}^{dis}$  与  $G_{slhbt}^{cha}$  分别表示流出与流入储气设施的潮流;  $O_{slhbt}^{GS}$  表示储气设施当前存储量;  $G_{sl}^{GS, \min}$  与  $G_{sl}^{GS, \max}$  分别表示储气设施每小时流入流出潮流的最小值与最大值;  $O_{sl}^{\min}$  与  $O_{sl}^{\max}$  分别表示储气设施存储量的最小与最大值。

## 2.5 Weymouth 潮流方程线性化

由于 Weymouth 潮流方程的非线性求解计算量较大, 收敛速度也大大减慢。因此考虑将其线性化, 本文采用泰勒级数展开的方式对其进行线性化处理<sup>[21]</sup>。线性化后的 Weymouth 潮流方程如式(64)和式(65)。

$$G_{mn, lhbt}^0 - K_{mn}^0 \cdot \hat{\varphi}_{mn, hbt}^\gamma \cdot \pi_{mhbt} + K_{mn}^0 \cdot \hat{\varphi}_{mn, hbt}^\gamma \cdot \pi_{nhbt} \leq (1 - z_{mn, l}^{pipe, 0}) \cdot M, (m, n) \in \Omega_{EP} \quad (64)$$

$$G_{mn, lhbt} - K_{mn, l} \cdot \hat{\varphi}_{mn, hbt}^\gamma \cdot \pi_{mhbt} + K_{mn, l} \cdot \hat{\varphi}_{mn, hbt}^\gamma \cdot \pi_{nhbt} \leq (1 - z_{mn, l}^{pipe}) \cdot M, (m, n) \in \Omega_{CP} \quad (65)$$

式中:  $\hat{\varphi}_{mn, hbt}^\gamma$  和  $\hat{\varphi}_{mn, hbt}^\gamma$  为系数。

## 2.6 模型抽象化表达

为了便于后续引出两阶段分布鲁棒规划模型, 现将上述计及可靠性的确定性扩展规划模型抽象化得到式(66)一式(69)。式(66)表示原规划模型的目标函数; 式(67)表示投建设施约束与逻辑约束; 式(68)表示 IEGDS 运行调度约束; 式(69)表示显式可靠性约束计算。

$$\min_{x, y^{bc}, y^{bc, loss}} a^T x + b^T y^{bc} + c^T y^{bc, loss} + d^T y^{RC} \quad (66)$$

$$\text{s.t. } Ax \leq e; x \in \{0, 1\} \quad (67)$$

$$Cx + Dy^{bc} + Ey^{bc, loss} \leq f^{bc} \quad (68)$$

$$Fx + Hy^{RC} \leq f^{bc} \quad (69)$$

式中:  $x$  为 0-1 决策变量, 表示辅助变量与设施的投建情况;  $y^{bc}$  为连续变量;  $y^{bc, loss}$  为失电、气负荷量;  $y^{RC}$  为可靠性指标相关变量;  $a$ 、 $b$ 、 $c$ 、 $d$ 、 $e$ 、 $f^{bc}$ 、 $A$ 、 $C$ 、 $D$ 、 $E$ 、 $F$ 、 $H$  表示目标函数、运行调度约束以及可靠性约束相关的系数向量或矩阵。

## 3 分布鲁棒协调规划模型

### 3.1 分布鲁棒规划模型

实际运行中可再生能源机组出力、电气负荷都

存在随机性与波动性, 传统规划方法可能无法满足系统可靠性的要求。对此本文提出考虑随机性的两阶段分布鲁棒规划方法, 第一阶段以最小化投资、运行与可靠性惩罚成本为目标函数对基础场景进行优化; 第二阶段采用拉丁超立方抽样来模拟可再生能源出力以及电、气负荷的随机性, 并通过聚类筛选识别出具有代表性的几个场景, 以最小化不确定场景失负荷惩罚成本期望作为目标函数进行优化。

基于可靠性约束并考虑随机性的两阶段 DRO 模型如式(70)一式(74)所示, 式(70)表示目标函数, 式(71)一式(74)表示设施投建、运行调度以及可靠性约束相关的约束。值得注意的是, 在基础场景下为确保系统安全运行是不允许失负荷的。

$$\min_{x, y^{bc}} \left[ a^T x + b^T y^{bc} + d^T y^{RC} + \max_{p_k \in \Phi} \sum_{k=1}^K p_k \min_{y_k^{loss}} (c^T y_k^{loss}) \right] \quad (70)$$

$$\text{s.t. } Ax \leq e; x \in \{0, 1\} \quad (71)$$

$$Cx + Dy^{bc} \leq f^{bc} \quad (72)$$

$$Cx + Dy_k + Ey_k^{loss} \leq f_k, \forall k \quad (73)$$

$$Fx + Hy^{RC} \leq f^{bc} \quad (74)$$

式中:  $p_k$  表示第  $k$  个随机场景的概率;  $y^{bc}$  为调度、运行相关的连续变量;  $y_k^{loss}$  表示第  $k$  个场景的失负荷;  $\Phi$  表示随机场景分布概率所在的值域;  $f_k$  为约束相关系数向量;  $y_k$  表示连续变量。

由于新能源机组出力以及电气负荷的随机场景集较难获得, 因此可以通过历史数据获得  $K$  个离散的代表场景, 然后基于初始场景概率分布, 构建以该分布为中心的概率波动约束模型, 通过概率测度距离限制实现随机场景数据的分布偏差控制。本文考虑采用 Wasserstein 距离来衡量不同随机场景概率分布之间的距离, 该距离原始定义如式(75)<sup>[22]</sup>。为便于进一步求解, 参考文献[23-24]中的方法, 两个离散的概率分布之间的 Wasserstein 距离又可以表示为式(76)形式。

$$W(\mathcal{P} \parallel \mathcal{P}^0) = \inf_{\Xi^2} \int_{\Xi^2} d(\xi_1, \xi_2) \Pi(d\xi_1, d\xi_2) \quad (75)$$

$$W(\mathcal{P} \parallel \mathcal{P}^0) = \sqrt{\sum_K (p_w - p_w^0)^2} \quad (76)$$

式中:  $d(\xi_1, \xi_2)$  为场景间的距离测度;  $\Xi^2$  为向量  $\xi_1$  与  $\xi_2$  联合密度分布空间;  $\Pi$  为联合概率密度函数;  $\mathcal{P}$  与  $\mathcal{P}^0$  分别为经典场景集与初始场景集的概率分布;  $p_w$  和  $p_w^0$  分别为经典场景集与初始场景集的概率值。

以初始概率分布为中心利用 Wasserstein 距离对

随机场景概率  $P_w$  约束, 再通过 DRO 第二阶段模型求解出最坏概率分布, 约束如式(77)。

$$\Phi = \begin{cases} \sum_K \sqrt{(p_w - p_w^0)^2} \leq \varepsilon \\ \sum_{w=1}^K p_w = 1, p_w \geq 0 \end{cases} \quad (77)$$

式中:  $\varepsilon$  为限制的 Wasserstein 距离半径, 其计算方式可参考文献[25]。

### 3.2 Wasserstein 距离线性化处理

由于 Wasserstein 距离公式的非线性难以用求解器直接求解, 因此考虑将其进行线性化。本文采用分段线性化的方法对公式(75)进行处理<sup>[26]</sup>。具体的线性化过程如式(78)一式(82)。式(78)定义了分段的个数以及每个段的起始坐标和终止坐标; 式(79)表示每一段内的任一点; 式(80)即为线性化后的公式; 式(81)与式(82)为相关逻辑约束;  $\Phi$  中的第一项 Wasserstein 距离约可以表达为式(83)。

$$\begin{cases} \Delta\delta_w = (p_w^{\max} - p_w^{\min})/N \\ \delta_{w,n}^{\text{ini}} = p_w^{\min} + (n-1)\Delta\delta_w \\ \delta_{w,n}^{\text{fin}} = \delta_{w,n}^{\text{ini}} + \Delta\delta_w \end{cases} \quad (78)$$

$$p_w = p_w^{\min} + \sum_{n=1}^N [\delta_{w,n}^{\text{fin}} - \delta_{w,n}^{\text{ini}}] \alpha_{w,n} \quad (79)$$

$$y_w = \sqrt{\sum_K (p_w^{\min} - p_w^0)^2} + \sum_{n=1}^N \left[ \sqrt{\sum_K (\delta_{w,n}^{\text{fin}} - p_w^0)^2} - \sqrt{\sum_K (\delta_{w,n}^{\text{ini}} - p_w^0)^2} \right] \alpha_{w,n} \quad (80)$$

$$\begin{cases} \alpha_{w,n+1} \leq \eta_{w,n}, \forall n \in 1, \dots, N-1 \\ \eta_{w,n} \leq \alpha_{w,n} \end{cases} \quad (81)$$

$$0 \leq \alpha_{w,n} \leq 1, \forall n \in 1, \dots, N \quad (82)$$

$$D^w(p_w \| p_w^0) = \sum_K y_w \leq \varepsilon \quad (83)$$

式中:  $N$  表示分段的段数;  $\Delta\delta_w$  为每段长度;  $p_w^{\max}$  与  $p_w^{\min}$  分别为经典场景集概率最大与最小值;  $\delta_{w,n}^{\text{ini}}$  与  $\delta_{w,n}^{\text{fin}}$  分别表示第  $n$  段起始值与末端值;  $\alpha_{w,n}$  为辅助变量;  $\eta_{w,n}$  为 0-1 辅助变量, 其作用为限制第  $h$  段前的  $\alpha_{w,n}$  ( $n < h$ ) 取值为 1;  $y_w$  为 Wasserstein 距离约束的线性化表达;  $D^w$  为线性化后的 Wasserstein 距离函数。

### 3.3 求解方法

两阶段 DRO 规划模型通常采用分解方法进行求解。相比于 Benders 分解法<sup>[27]</sup>, 列与约束生成法 (column-and-constraint generation, CCG) 求解效率更高<sup>[28]</sup>, 故本文采用此方法。CCG 通过主问题

$F^{\text{MP}}$  (master problem, MP) 与子问题  $F^{\text{SP}}$  (sub-problem, SP) 的结构进行迭代求解。MP 基于确定的最坏概率分布来寻求最优投资方案, 如式(84)一式(89); 子问题基于前面所求的投资方案继续寻找最坏概率分布并更新 MP 中的概率, 如式(90)一式(92)。

$$F^{\text{MP}} = \min \mathbf{a}^T \mathbf{x} + \mathbf{b}^T \mathbf{y}^{\text{bc}} + \mathbf{d}^T \mathbf{y}^{\text{RC}} + L \quad (84)$$

$$L \geq \sum_{k=1}^K p_k^d (\mathbf{c}^T \mathbf{y}_k^{d,\text{loss}}), \forall d=1, \dots, u \quad (85)$$

$$\text{s.t. } \mathbf{A}\mathbf{x} \leq \mathbf{e}; \mathbf{x} \in \{0,1\} \quad (86)$$

$$\mathbf{C}\mathbf{x} + \mathbf{D}\mathbf{y}^{\text{bc}} \leq \mathbf{f}^{\text{bc}} \quad (87)$$

$$\mathbf{C}\mathbf{x} + \mathbf{D}\mathbf{y}_k^d + \mathbf{E}\mathbf{y}_k^{d,\text{loss}} \leq \mathbf{f}_k, \forall k \quad (88)$$

$$\mathbf{F}\mathbf{x} + \mathbf{H}\mathbf{y}^{\text{RC}} \leq \mathbf{f}^{\text{bc}} \quad (89)$$

$$F^{\text{SP}} = \max \sum_{k=1}^K p_k \min(\mathbf{c}^T \mathbf{y}_k^{d,\text{loss}}) \quad (90)$$

$$\text{s.t. } \mathbf{C}\hat{\mathbf{x}} + \mathbf{D}\mathbf{y}_k + \mathbf{E}\mathbf{y}_k^{\text{loss}} \leq \mathbf{f}_k, \forall k \quad (91)$$

$$\sum_{k=1}^K p_k = 1, p_k \in \Phi \quad (92)$$

式中:  $d$  表示迭代计算的次数;  $p_k^d$ 、 $\mathbf{y}_k^{d,\text{loss}}$ 、 $\mathbf{y}_k^d$  分别表示第  $d$  次迭代中第  $k$  个随机场景的概率、失负荷值以及连续变量;  $\hat{\mathbf{x}}$  表示子问题中的决策变量。

由于 SP 中场景独立, 因此可以分两步进行求解。首先固定 MP 中的决策变量  $\mathbf{x}$ , 求解 SP 内层最小惩罚成本; 然后再求解外层最大化问题得到最坏场景的概率分布, 具体求解步骤如下。

步骤 1: 初始化下界  $\tau^{\text{inf}} = 0$ , 上界  $\tau^{\text{sup}} = +\infty$ ,  $n=1$ ;

步骤 2: 求解 MP 获得最优解  $(\hat{\mathbf{x}}, \hat{\mathbf{y}}^{\text{bc}}, \hat{\mathbf{y}}^{\text{RC}}, \hat{L})$ , 然后更新下界  $\tau^{\text{inf}} = \max\{\tau^{\text{inf}}, \hat{F}^{\text{MP}}\}$ ;

步骤 3: 将求得的决策变量  $\hat{\mathbf{x}}$  代入并求解 SP, 获得最坏概率分布  $\{\hat{p}_k\}$  及子问题最优值  $\hat{F}^{\text{SP}}(\hat{\mathbf{x}})$ 。更新  $\tau^{\text{sup}} = \min\{\tau^{\text{sup}}, \mathbf{a}^T \hat{\mathbf{x}} + \mathbf{b}^T \hat{\mathbf{y}}^{\text{bc}} + \mathbf{d}^T \hat{\mathbf{y}}^{\text{RC}} + \hat{F}^{\text{SP}}\}$ ;

步骤 4: 判断若满足  $(\tau^{\text{sup}} - \tau^{\text{inf}}) \leq \sigma$ , 停止迭代并输出最优解, 否则继续进入下一步;

步骤 5: 在 MP 中更新最坏场景分布  $p_k^{u+1} = \hat{p}_k$ , 令  $n = n+1$ , 并将新变量  $\mathbf{y}_k^{u,\text{loss}}$  代入 MP, 转至步骤 2。

## 4 算例分析

### 4.1 案例设置

本文选用修改过的 IEEE33 节点与比利时高热值 20 节点耦合系统, 验证所提出的考虑可靠性约束的气电联合配网协调优化分布鲁棒规划模型的正确性与实用性。仿真系统拓扑结构如图 1 所示。本文案例规划的时限设置为 5 年, 案例中考虑分布式风电机组接入, 分析风电出力与用电负荷的反峰值特

性的影响<sup>[11,16]</sup>, 风电预测增长率、电负荷与气负荷的年增长率分别设置为 6%、8%与 10%。第一年典型日的初始电负荷、天然气负荷与风电预测出力的曲线如图 2 所示。系统失电负荷与失气负荷的惩罚成本分别设置为  $10^8$  元/MWh 与  $10^8$  元/kcf。

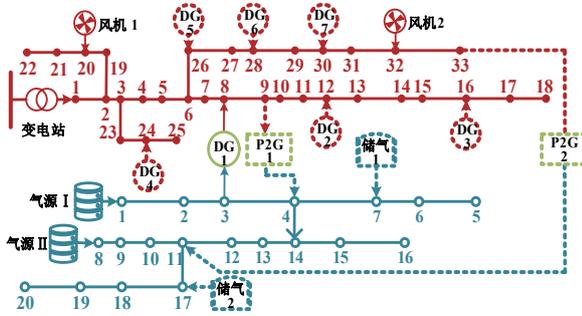


图 1 气电联合配网拓扑图  
Fig. 1 Distribution networks of the IEGDS

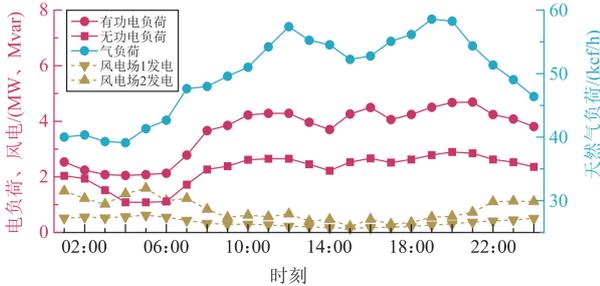


图 2 第一年气电负荷与风电预测出力图  
Fig. 2 Gas and electricity load and forecast wind power output in first year

#### 4.2 气电联合配网协调扩展规划分析

本文通过设置 5 个案例来验证 IEGDS 扩建规划模型, 并分析不确定性对耦合配网的影响, 具体的案例设置如表 1 所示。

表 1 不考虑可靠性案例 1—5 设置

Table 1 Configuration without considering reliability in Cases 1—5

案例	线路/管道	DG	P2G/储气设施	DR	随机性
1	√	×	×	×	×
2	√	√	×	×	×
3	√	√	√	×	×
4	√	√	√	√	×
5	√	√	√	√	√

案例 1—5 的成本与设施投建情况分别如表 2 和表 3 所示。表中: L 表示线路; P 表示管道; G 表示 DG; S 表示储气设施; A 表示 P2G; ED 表示电负荷侧 DR; GD 表示气负荷侧 DR; 上标分别表示投建年份与型号; 下标表示投建设施编号。

案例 1 仅考虑了对现有线路与管道的升级, 增加线路/管道容量, 以满足每年增长的负荷需求。从结果可以看出, 有关配电网的升级都位于上级变电站处的线路, 如  $L_{1-2}$ 、 $L_{2-3}$  与  $L_{5-6}$ , 电力网络规划采用三年期渐进式线路升级策略以适应负荷增长需求, 与之类似, 配气网络建设中优先更替邻近上级气源节点的管道段以保障供气能力。图 3 为案例 1 中配气管道第一年与第五年整体的管存量, 因为第五年更换了 3 条更大容量的管道, 因此整体管存量较第一年增大, 由于配气网供给负荷能力提升, 管存量的波动也减小了。从图中可以明显看到在负荷低谷时段管存量在不断增加, 而在负荷高峰时期管存量下降, 这一动态调节特性有效缓解了配气网在峰荷时期的供气压力。

表 2 案例 1—5 成本

Table 2 Costs of Cases 1—5

$10^8$  元

案例	投资成本	运行成本	总成本
1	3.1505	0.5291	3.6796
2	2.0680	0.5247	2.5927
3	1.3648	0.5227	1.8875
4	0.8403	0.5223	1.3626
5	1.9123	0.5205	2.4328

表 3 案例 1—5 投建情况

Table 3 Investments of Cases 1—5

案例	投建设施
1	$L_{1-2}^{1,3}, L_{2-3}^{1,4}, L_{5-6}^{1,5}, P_{2-3}^{1,5}, P_{8-9}^{1,4}, P_{10-11}^{1,5}$
2	$L_{1-2}^{1,5}, P_{2-3}^{1,5}, P_{8-9}^{1,4}, P_{10-11}^{1,5}, G_2^{1,3}, G_3^{1,4}, G_5^{1,4}$
3	$L_{1-2}^{1,5}, P_{8-9}^{1,5}, P_{10-11}^{1,5}, G_2^{1,3}, G_3^{1,4}, G_5^{1,4}, S_1^{1,4}, S_2^{1,4}, A_2^{1,4}$
4	$L_{1-2}^{1,5}, P_{8-9}^{1,5}, G_2^{1,4}, G_5^{1,4}, S_1^{1,5}, S_2^{1,4}, A_2^{1,4}, ED_{12}^{1,4}, ED_{16}^{1,4}, ED_{31}^{1,3}, GD_6^{1,4}$
5	$L_{1-2}^{1,3}, L_{2-3}^{1,5}, P_{8-9}^{1,5}, G_2^{1,4}, G_3^{1,4}, G_5^{1,3}, S_1^{1,5}, S_2^{1,4}, A_2^{1,4}, ED_{12}^{1,4}, ED_{24}^{1,4}, ED_{31}^{1,2}, GD_6^{1,4}$

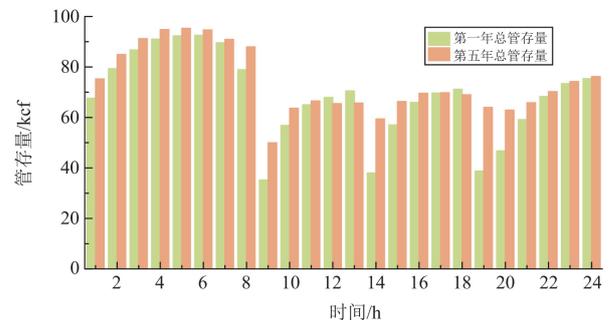


图 3 案例 1 配气管道总管存量

Fig. 3 Linepack of the gas distribution system in Case 1

案例 2 在案例 1 的基础上考虑了 DG 的投建, 每个待投建位置均有两种微型涡轮机与燃气发电机

备选。可以看出用 DG 替代线路的升级，投资成本下降了 34%，部分用户改由 DG 发电供应有效缓解了线路在负荷高峰时期的供给压力，线路升级变少了。案例 2 由于仅考虑了配电网的投资扩建，对配电网的影响较小因此配气网的投建结果与之前保持一致。

案例 3 针对 IEGDS 的协调运行增加了 P2G 与储气设施的投建。配电网投建结果保持不变，通过 P2G 技术与储气设施的协同调控，配气网负荷供给压力得到有效缓解，相应管道的投资需求得以降低或建设周期得以延缓，因此总投资成本相比于案例 2 下降 34%。气电联合运行最大的优势在于能源的利用率提升，因为 P2G 与储气设施的投建弃风率明显下降，图 4 为储气设施的存量、P2G 耗电量与风电弃风量曲线，由于风电场 II 附近的 P2G 设施投建在案例 3 中没有弃风，所以曲线展示案例 2 中风电场 II 的弃风情况。在夜晚 01:00—05:00 时段以及 20:00—24:00 时段 P2G 设施的耗电量与弃风量重合，储气设施 2 在相同时间点将电网过剩的风能通过 P2G 设施转换为天然气储存，等待用气高峰时期再供给燃气负荷。储气设施 1 则在夜晚或下午配气网天然气供给压力较小时储气，等待用气高峰时期供给燃气负荷。气电联合配网突破配电网与配气网单独运行的壁垒，实现能源的互补，案例 3 中运行成本相比案例 2 降低了  $2 \times 10^5$  元，相比案例 1 降低了  $6.4 \times 10^5$  元，说明了其优势。

案例 4 考虑了气电 DR 的投建，需求响应服务的投建可以实现对负荷进行削峰填谷，缓解网络能源供给压力。图 5 为案例 3 与 4 中的净负荷曲线，可以看到 DR 投建后，不论电负荷还是气负荷的峰谷差异均减小，案例 4 相比案例 3 电负荷峰谷差降低了 5%，气负荷峰谷差降低了 9%。从图中也可以明显看到需求响应服务对于负荷削峰填谷的重要作用。

案例 1—4 均采用确定性扩展规划方法，基于历史负荷数据构建优化模型进行求解，这种方法得到的结果未考虑负荷波动以及风电出力不确定性的影响。因此案例 5 考虑了风电出力与气电负荷的不确

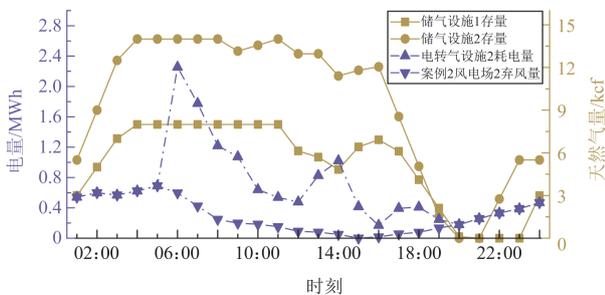


图 4 案例 3 储气设施存量与 P2G 耗电量与案例 2 弃风量  
Fig. 4 Gas storage volume and power consumption of P2G in Case 3 & wind abandonment in Case 2

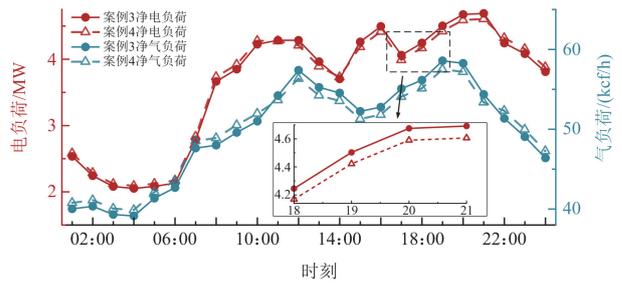


图 5 案例 3、4 净负荷曲线

Fig. 5 Net load curve in Cases 3 and 4

定性，并基于本文提出的 DRO 方法对模型进行求解。从表 2 中可以看到案例 5 的投资成本有明显的增加，而运行成本相比于案例 4 降低了  $1.8 \times 10^5$  元，这是随着气电负荷侧 DR 设施建设时序的提前及规模的扩大，通过分时电价机制引导用户在电价低谷时段增加负荷、电价高峰时段削减负荷，实现了系统运行成本的整体优化。此外，为应对不确定性场景下的负荷波动，通过提前建设输电线路、DG 及需求响应设施，并适度增加新增容量，以保障负荷供应可靠性并满足系统鲁棒性要求。

基于案例 5 的仿真数据，对负荷缺供电量的惩罚成本系数进行参数灵敏度分析，修改惩罚成本系数后得到的各项成本以及总成本如图 6 所示。从图 6 可以看出，随着失负荷惩罚系数的提高投资成本增加，而失负荷惩罚成本先增后减，这是因为在惩罚成本系数较低时偏向于直接对未供给的负荷量进行惩罚，而避免昂贵的设备投资。随着失负荷惩罚成本系数的提高，对未供给负荷直接惩罚的价格渐渐高于新设备的投资成本，因此此时最优方案是投建新设施以满足负荷供给要求。惩罚成本的先增后减趋势反映了系统在失负荷惩罚与新增设施投资之间的动态权衡过程，最终实现两者的最优均衡配置。

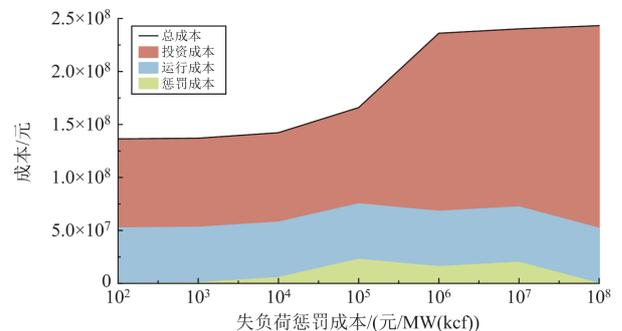


图 6 失负荷惩罚成本系数对总成本影响曲线

Fig. 6 Curve of unsupplied load penalty cost on total cost

在案例 5 中 Wasserstein 距离半径  $\epsilon$  取值为 1，为了进一步分析该半径  $\epsilon$  取值对结果的影响，根

据图 6 的结果适当降低失负荷惩罚成本, 选择为  $10^5$  元/MW( $10^5$  元/kcf), 并将  $\varepsilon$  分别修改为 1.5、2.0、2.5、3.0、3.5、4.0 再进行仿真, 得到的成本结果如图 7 所示。从图 7 中可以看到, 随着  $\varepsilon$  的增大模糊集半径扩大, 随机场景的概率分布与真实分布间关联减小, 得到的决策结果偏向于最坏场景的运行情况, 因此投资成本与总成本也随之提高。

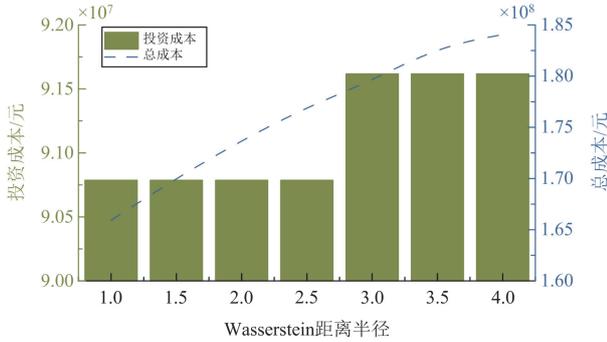


图 7 Wasserstein 距离半径对成本影响曲线

Fig. 7 Curve of Wasserstein distance radius on costs

### 4.3 考虑可靠性协调扩展规划分析

上述案例未考虑 IEGDS 运行可靠性要求, 仅将规划的经济性作为第一考虑目标。根据配电网与配气网运行可靠性评估, 案例 6—8 将电网 SAIFI 阈值设置为 0.34、气网为 0.17, 同时将电网与气网 EENS 惩罚成本设置为  $10^5$  元/MWh 与  $5 \times 10^4$  元/kcf, 表 4 为案例 6—8 的具体设置, 其余设置对应同案例 3—5。

表 4 考虑可靠性案例 6—8 设置

Table 4 Cases 6—8 setting considering reliability

案例	DR	随机性	可靠性
6	×	×	√
7	√	×	√
8	√	√	√

案例结果如表 5 所示, 由于运行成本基本不变, 因此表中仅给出投资成本、EENS 惩罚成本与总成本。

表 5 案例 6—8 投建情况

Table 5 Investments and costs of Cases 6—8

案例	投建设施	投资成本	EENS 惩罚成本	总成本
6	$L_{1,2}^{1,2}, P_{8,9}^{1,5}, P_{10,11}^{1,5}, G_3^{1,2}, G_5^{1,5}, S_1^{1,4}, S_2^{1,4}, A_2^{1,2}$	1.7937	0.1035	2.4199
7	$L_{1,2}^{1,2}, P_{8,9}^{1,5}, G_2^{1,2}, G_5^{1,5}, S_1^{1,5}, S_2^{1,4}, A_2^{1,2}, ED_{12}^{1,2}, ED_{16}^{1,4}, GD_6^{1,5}$	1.3125	0.1049	1.9399
8	$L_{1,2}^{1,2}, L_{2,3}^{1,5}, P_{8,9}^{1,5}, G_2^{1,2}, G_3^{1,4}, G_5^{1,4}, S_1^{1,5}, S_2^{1,4}, A_1^{1,2}, A_2^{1,2}, ED_{12}^{1,2}, ED_{16}^{1,3}, ED_{31}^{1,3}, GD_6^{1,4}$	2.1503	0.0866	3.2339

基于第二年所设置的可靠性阈值要求, 案例 6 相比于案例 3 将线路  $L_{1,2}$  更换, 并将  $G_3$  的投建时间提前到第二年, 避免了  $G_2$  的投资同时也延缓了  $G_5$  的投资。配气网中将 P2G 设施  $A_2$  的投资时间提前到了第二年以满足可靠性要求, 其余投建不变。为了保证 IEGDS 运行的可靠性, 最终投建成本上涨了  $4.289 \times 10^7$  元。

案例 7 对比案例 4, 同样将线路  $L_{1,2}$  的投资年限提前至第二年,  $G_2$  投资提前同时延缓了  $G_5$  的投建; 在配气网中储气设施  $A_2$ 、 $GD_6$  投资提前以满足预设的可靠性要求。案例 7 相比于案例 6, 新投建了部分气电需求响应服务以更贴近 SAIFI 阈值, 满足可靠性要求, 但少投建了管道  $P_{10,11}$ , 推迟  $S_1$  的投资, 因此 EENS 惩罚成本提高了, 可靠性较案例 6 有所降低但仍在可接受的范围内, 整体投资成本在满足可靠性要求的前提下降低了  $4.812 \times 10^7$  元。

案例 8 由于同时考虑了可靠性与不确定性, 因此投建的成本也相对较高。相比于案例 5, 案例 8 为了满足可靠性指标要求, 在配电网中将线路、发电机的投资时间提前, 同样在配气网中也将 P2G 投建的时间提前同时新投建了  $A_1$ 。相比于案例 7, 案例 8 增加了不确定的规划, 线路、DG、P2G 以及电负荷侧需求响应服务均存在新投建的情况, 同时 IEGDS 可靠性明显提升, EENS 惩罚成本也相比案例 7 下降了 17%, 该方案在不确定性条件下, 通过多目标优化实现了可靠性约束与经济性目标的最优平衡。

图 8 和图 9 分别为案例 3—8 的配电网与配气网 SAIFI 可靠性值。从图 8 与图 9 中可以看到, 案例 3—5 由于没有可靠性阈值的限制, 在前四年并不能完全满足可靠性阈值要求。由于案例 5 考虑了负荷的不确定性, 因此投建结果的可靠性相较于案例 3 与 4 更高。考虑可靠性阈值的案例 6—8 可靠性明显比不考虑可靠性的案例 3—5 更高, 并且投建的结果是在满足可靠性阈值条件下最经济的方案, 这个现象在电网中更加明显。从图 8 可以看到, 考虑可靠性但未考虑不确定性的案例 6 与 7 几乎是贴紧可靠性阈值的线, 这样的方案是基于最低可靠性要求的经济方案。但这两个方案仅考虑可靠性要求, 忽略了实际运行系统中风电出力以及气电负荷的随机性, 案例 8 通过多因素协同优化, 在满足各项技术经济约束条件下, 实现了全局最优的经济性目标, 具有显著的工程参考价值。

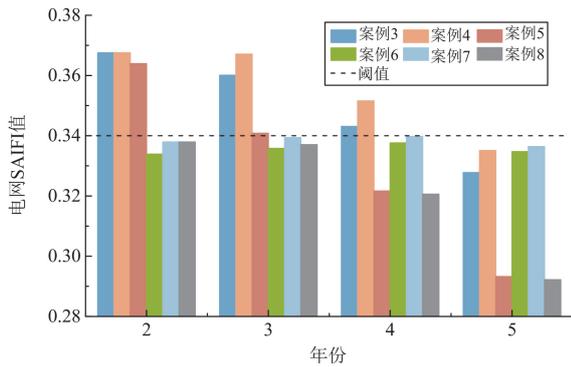


图 8 案例 3—8 电网 SAIFI 值

Fig. 8 Electricity network SAIFI value in Cases 3—8

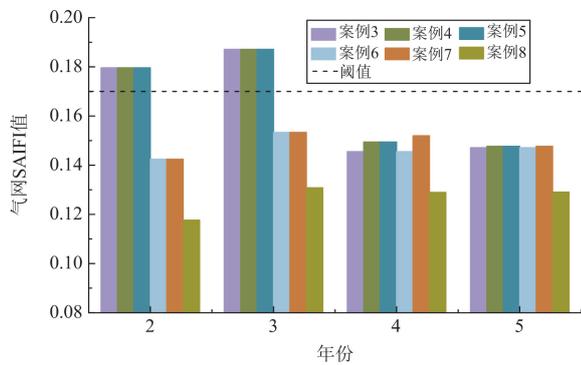


图 9 案例 3—8 气网 SAIFI 值

Fig. 9 Gas network SAIFI value in Cases 3—8

为了进一步探究 EENS 惩罚成本改变对运行成本和投资成本的影响,在案例 8 的基础上改变 EENS 惩罚成本,仿真结果如图 10 所示。从图 10 中可以看出,随着 EENS 惩罚成本的提高,投资成本也提升,即系统可靠性提高。但是当 EENS 惩罚成本低于  $10^4$  元/MWh ( $5 \times 10^3$  元/kcf) 时,它的对系统可靠性的影响不大,这是由于系统可靠性水平已由 SAIFI 的预设阈值所决定,当指标逼近临界值时将触发相应的控制策略。当 EENS 惩罚成本大于  $10^4$  元/MWh ( $5 \times 10^3$  元/kcf) 时,SAIFI 可靠性阈值对系统可靠性的控制作用低于 EENS 惩罚成本的作用,因此投资成本不断升高。另一方面,随着投资设施的增多,运行成本也有所下降,这是因为设施的新投建或是升级,可以通过气电联合系统有效利用资源,并选择最经济的方式供给用户能源。

现对本文所建模型的仿真性能进行对比,表 6 中给出了案例 1—8 仿真中模型的连续变量数、二进制变量数以及仿真时间。从表 6 可以看出,案例 1—3 随着投建设施数量的增加,系统需同时考虑新增设施的运行约束与投建约束,导致决策变量维度显著提升,进而使仿真计算时间呈指数级增长。相比于案例 3,虽然案例 4 的约束数量与变量数增加,但

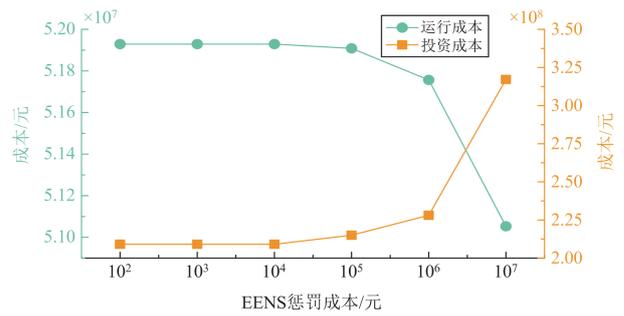


图 10 EENS 惩罚成本对投资与运行成本的影响

Fig. 10 Impact of EENS penalty cost on investment and operation cost

表 6 案例 1—8 变量数与仿真时间对比

Table 6 Comparison of number of variables and simulation time for Cases 1—8

案例	连续变量数	二进制变量数	仿真时间
1	50 560	612	3073 s
2	52 864	660	3172 s
3	54 440	692	3819 s
4	58 856	876	1567 s
5	432 382	3921	38 h
6	72 193	3090	9497 s
7	93 533	4553	6902 s
8	447 614	9871	46 h

是仿真时间却有所下降。案例 5 考虑风电出力与负荷的不确定性后连续变量数增加了 6 倍,二进制变量增加了 4 倍,这也导致了仿真时间的大幅增加。案例 6、7 相比于案例 3—5 变量数也有增加,仿真时间涨幅在 150% 以上。案例 8 相比于案例 5 连续变量数增加了 15 232 个,二进制变量数增加了 5950 个,仿真时间增加了 21%。

## 5 结论

本文考虑可靠性约束与风电出力、气电负荷不确定性,提出了气电联合配网分布鲁棒两阶段协调规划模型。并考虑了线路及管道的升级、分布式发电机组、电转气设备、储气设施、气电负荷侧需求响应服务的投建。模型将可靠性指标转换为线性显式约束加入优化规划模型中,所得的规划方案是满足运行人员可靠性要求的经济方案。通过仿真分析得出以下结论。

1) 在气电联合配网中随着投建设施种类的增加,投资成本与运行成本均有所下降,DG 的加入相比仅投建线路与管道投资成本下降了 34%,考虑 P2G 与储气设施的投资后,投资成本又下降了 12%,DR 的加入投资成本再次降低 17%,同时提升了系

统运行的灵活性。电转气设施与储气设施等的投建也进一步促进消纳过剩的可再生能源,靠近 P2G 的风电场在 P2G 投建后风电消纳率为 100%,提高了能源利用率。

2) 对于考虑风电与气电负荷不确定性情况,分布鲁棒方法可以很好地求解这类问题,案例规划结果投资成本增加,运行成本也随负荷的随机波动而增加,在分布鲁棒方法中不确定场景的随机性与选取的 Wasserstein 距离半径正相关,随机场景的不确定性随着选取的 Wasserstein 距离增大而提高。在本文案例中考虑可再生能源出力与负荷不确定性后,总成本涨幅在 60%以上。基于分布鲁棒方法得到的方案更贴合实际运行情况,可有效权衡系统运行的安全性与经济性。

3) 系统运行可靠性的提升需要以牺牲投资的经济性作为代价,考虑可靠性约束后投资成本与总成本的涨幅均在 10%以上,可靠性均在期望范围内。EENS 指标作为惩罚系数加入目标函数可以更精细化地调整可靠性程度,SAIFI 指标作为强制约束限定气电联合配网运行可靠性程度,同时对系统运行可靠性进行约束,当 EENS 惩罚成本低于  $10^4$  元时,主要是 SAIFI 强制约束对规划方案限制,当 EENS 惩罚成本低于  $10^4$  元时,其对规划方案的限制作用开始增大。运行人员可以根据预期的可靠性程度调节 EENS 惩罚系数或是修改 SAIFI 指标限制,得到权衡经济性与运行可靠性的投建方案。

## 参考文献

- [1] 杨明杰,胡扬宇,千海霞,等. 计及碳排放的综合能源配网日前与日内多时间尺度优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(5): 96-106.  
YANG Mingjie, HU Yangyu, QIAN Haixia, et al. Optimization of day-ahead and intra-day multi-time scale scheduling for integrated power-gas energy system considering carbon emission[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(5): 96-106.
- [2] 毕锐,王孝淦,袁华凯,等. 考虑供需双侧响应和碳交易的氢能综合能源系统鲁棒调度[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(12): 122-132.  
BI Rui, WANG Xiaogan, YUAN Huakai, et al. Robust dispatch of a hydrogen integrated energy system considering double side response and carbon trading mechanism[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(12): 122-132.
- [3] KHALIGH V, OLOOMI BUYGI M, ANVARI-MOGHADDAM A, et al. A multi-attribute expansion planning model for integrated gas-electricity system[J]. Energies, 2018, 11(10).
- [4] ZAHEDI RAD V, TORABI S A, SHAKOURI G H. Joint electricity generation and transmission expansion planning under integrated gas and power system[J]. Energy, 2019, 167: 523-537.
- [5] UNSIHUAY C, MARANGON-LIMA J W, DE SOUZA A C Z. Integrated power generation and natural gas expansion planning[C]//2007 IEEE Lausanne Power Tech, July 1-5, 2007, Lausanne, Switzerland: 1404-1409.
- [6] IEEE draft guide for electric power distribution reliability indices[J]. IEEE P1366/D5, 2022: 1-40.
- [7] MUÑOZ-DELGADO G, CONTRERAS J, ARROYO J M. Multistage generation and network expansion planning in distribution systems considering uncertainty and reliability[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(5): 3715-3728.
- [8] JOOSHAKI M, ABBASPOUR A, FOTUHI-FIRUZABAD M, et al. MILP model of electricity distribution system expansion planning considering incentive reliability regulations[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2019, 34(6): 4300-4316.
- [9] 唐巍,李嘉,张璐,等. 考虑用户侧微能网能量支援的电-气-热耦合系统可靠性评估[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(9): 3444-3458.  
TANG Wei, LI Jia, ZHANG Lu, et al. Reliability evaluation of electricity-gas-heat coupled system considering the energy support of user-side micro-energy network[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(9): 3444-3458.
- [10] 陈娟伟,余涛,许悦,等. 气电耦合综合能源系统供电可靠性评估解析算法[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(24): 59-66.  
CHEN Juanwei, YU Tao, XU Yue, et al. Analytic method for power supply reliability assessment of electricity-gas coupled energy system [J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(24): 59-66.
- [11] LI P, WANG Z, WANG J, et al. Two-stage optimal operation of integrated energy system considering multiple uncertainties and integrated demand response[J]. Energy, 2021, 225.
- [12] 王静,徐箭,廖思阳,等. 计及新能源出力不确定性的电气综合能源系统协同优化[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(15): 2-9.  
WANG Jing, XU Jian, LIAO Siyang, et al. Coordinated optimization of integrated electricity-gas energy system considering uncertainty of renewable energy output[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(15): 2-9.
- [13] 黄昊,倪秋龙,李震,等. 考虑柔性负荷无功调节能力的配网日前两阶段无功随机优化调度[J]. 电力系统保

- 护与控制, 2023, 51(16): 23-33.
- HUANG Hao, NI Qiulong, LI Zhen, et al. Day-ahead two-stage stochastic reactive power scheduling optimization for a distribution network considering the reactive power regulation capability of flexible loads[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(16): 23-33.
- [14] 桑博, 张涛, 刘亚杰, 等. 多微电网能量管理系统研究综述[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(10): 3077-3093.
- SANG Bo, ZHANG Tao, LIU Yajie, et al. Energy management system research of multi-microgrid: a review[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(10): 3077-3093.
- [15] 刘盾盾, 程浩忠, 刘佳, 等. 输电网鲁棒规划研究综述与展望[J]. 电网技术, 2019, 43(1): 135-143.
- LIU Dundun, CHENG Haozhong, LIU Jia, et al. Review and prospects of robust transmission expansion planning[J]. Power System Technology, 2019, 43(1): 135-143.
- [16] 马洪艳, 贲靖洋, 严正. 基于分布鲁棒优化的灵活爬坡备用调度方法[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(19): 6121-6132.
- MA Hongyan, YUN Jingyang, YAN Zheng. distributionally robust optimization based dispatch methodology of flexible ramping products[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(19): 6121-6132.
- [17] 曾捷, 童晓阳, 范嘉乐. 计及需求响应不确定性的电气耦合配网系统动态分布鲁棒优化[J]. 电网技术, 2022, 46(5): 1877-1888.
- ZENG Jie, TONG Xiaoyang, FAN Jiale. Dynamic distributionally robust optimization of integrated electric-gas distribution system considering demand response uncertainty[J]. Power System Technology, 2022, 46(5): 1877-1888.
- [18] 曹金声, 曾君, 刘俊峰, 等. 考虑极限场景的并网型微电网分布鲁棒优化方法[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(7): 50-59.
- CAO Jinsheng, ZENG Jun, LIU Junfeng, et al. Distributionally robust optimization method for grid-connected microgrid considering extreme scenarios[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(7): 50-59.
- [19] BILLINGTON R, ALLAN R N. Reliability evaluation of power systems[M]. New York: Plenum Press, 1984.
- [20] VOORSPOOLS K R, D'HAESELEER W D. An analytical formula for the capacity credit of wind power[J]. Renewable Energy, 2006, 31(1): 45-54.
- [21] 刘天琪, 张琪, 何川. 考虑气电联合需求响应的气电综合能源配网系统协调优化运行[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(5): 1664-1677.
- LIU Tianqi, ZHANG Qi, HE Chuan. Coordinated optimal operation of electricity and natural gas distribution system considering integrated electricity-gas demand response[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(5): 1664-1677.
- [22] ZHAO C, GUAN Y. Data-driven risk-averse stochastic optimization with Wasserstein metric[J]. Operations Research Letters, 2018, 46(2): 262-267.
- [23] 董骁翀, 孙英云, 蒲天骄, 等. 一种基于 Wasserstein 距离及有效性指标的最优场景约简方法[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(16): 4650-4658, 4968.
- DONG Xiaochong, SUN Yingyun, PU Tianjiao, et al. An optimal scenario reduction method based on wasserstein distance and validity index[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(16): 4650-4658, 4968.
- [24] 肖先勇, 桂良宇, 李成鑫, 等. 基于 Wasserstein 距离的多电压暂降事件同源检测方法[J]. 电网技术, 2020, 44(12): 4684-4693.
- XIAO Xianyong, GUI Liangyu, LI Chengxin, et al. Multiple voltage sag events homology detection based on Wasserstein distance[J]. Power System Technology, 2020, 44(12): 4684-4693.
- [25] CHEN B, LIU T, LIU X, et al. A Wasserstein distance-based distributionally robust chance-constrained clustered generation expansion planning considering flexible resource investments[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2023, 38(6): 5635-5647.
- [26] ZHONG J, LI Y, WU Y, et al. Optimal operation of energy hub: an integrated model combined distributionally robust optimization method with stackelberg game[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2023, 14(3): 1835-1848.
- [27] HU B, WU L, MARWALI M. On the robust solution to SCUC with load and wind uncertainty correlations[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2014, 29(6): 2952-2964.
- [28] ZENG B, ZHAO L. Solving two-stage robust optimization problems using a column-and-constraint generation method[J]. Operations Research Letters, 2013, 41(5): 457-461.

收稿日期: 2024-03-31; 修回日期: 2024-08-25

作者简介:

何川(1988—), 男, 副教授, 博士生导师, 主要从事电力系统、综合能源系统优化运行、新能源并网方面的研究工作; E-mail: he\_chuan@scu.edu.cn

周游(1998—), 男, 通信作者, 博士研究生, 主要从事综合能源系统优化运行方面的研究工作。E-mail: you\_zhou@stu.scu.edu.cn

(编辑 许威)