



Определение рациональных мест размещения мультиконтактных коммутационных систем

Александр Владимирович Виноградов,
доктор технических наук, доцент,
главный научный сотрудник,
e-mail: winaleksandr@gmail.com;

Анатолий Юрьевич Сейфуллин,
аспирант, e-mail: tseyfullin@gmail.com;
Алексей Валерьевич Букреев,
кандидат технических наук,
старший научный сотрудник,
e-mail: skiffdark@mail.ru

Федеральный научный агроинженерный центр ВИМ, Москва, Российская Федерация

Реферат. При интеграции объектов распределенной генерации в системы электроснабжения сельских потребителей до 1000 вольт возникает проблема управления конфигурацией соответствующих электрических сетей. Для управления конфигурацией систем электроснабжения сельских потребителей до 1000 вольт предлагается использовать мультиконтактные коммутационные системы. При этом отсутствуют методики и критерии выбора рациональных мест размещения мультиконтактных коммутационных систем в системах электроснабжения сельских потребителей до 1000 вольт, содержащих объекты распределенной генерации. (*Цель исследования*) Разработка методики определения рационального размещения мультиконтактных коммутационных систем в сельских электрических сетях до 1000 вольт, содержащих объекты распределенной генерации. (*Материалы и методы*) Выполнен анализ применения устройств управления конфигурацией в исследуемых системах электроснабжения. Определены эффекты от установки мультиконтактных коммутационных систем и основные виды ущерба от перерыва электроснабжения для сельскохозяйственных потребителей. Разработана методика определения рационального места размещения мультиконтактных коммутационных систем. (*Результаты и обсуждение*) Предложено практическое применение разработанной методики на примере реконструкции сельской электрической сети, содержащей объекты распределенной генерации. Из предложенных вариантов выбрано рациональное место размещения мультиконтактных коммутационных систем. (*Выводы*) Установка мультиконтактных коммутационных систем позволяет сократить ущерб от перерывов электроснабжения для сельских потребителей. На выбор рациональной локализации мультиконтактных коммутационных систем влияют различные факторы, каждый из них может быть определяющими, в зависимости от ситуации. Разработанная методика позволяет оценить совокупность всех факторов и сделать наиболее целесообразный выбор с точки зрения максимальной эффективности системы электроснабжения в целом. Определенное на основе методики рациональное место размещения мультиконтактных коммутационных систем позволяет сократить на 55 процентов ущерб от перерывов электроснабжения потребителям сельской электрической сети. **Ключевые слова:** сельское хозяйство, системы электроснабжения, распределенная генерация, управление конфигурацией, распределительные электрические сети, мультиконтактные коммутационные системы, размещение.

■ **Для цитирования:** Виноградов А.В., Сейфуллин А.Ю., Букреев А.В. Определение рациональных мест размещения мультиконтактных коммутационных систем // *Сельскохозяйственные машины и технологии*. 2024. Т. 18. №3. С. 82-90. DOI: 10.22314/2073-7599-2024-18-3-82-90. EDN: KKBOBV.

Scientific article

Determining the Optimal Location for Multi-Contact Switching Systems

Aleksandr V. Vinogradov,
Dr.Sc.(Eng.), associate professor, leading researcher,
e-mail: winaleksandr@gmail.com;

Anatoliy Yu. Seyfullin,
Ph.D.(Eng.) student, e-mail: tseyfullin@gmail.com;
Alexey V. Bukreev,
Ph.D.(Eng.), senior researcher, e-mail: skiffdark@mail.ru

Federal Scientific Agroengineering Center VIM, Moscow, Russian Federation

Abstract. The paper highlights that integrating distributed power generation facilities into power supply systems for rural consumer with voltage up to 1000 volts leads to the challenges in managing the configuration of the associated electrical grids. To manage the configuration of power supply systems for rural consumers with voltage up to 1000 volts, it is proposed to use multi-

contact switching systems. However, there are currently no established methods or criteria for determining optimal locations for multi-contact switching systems in power supply systems for rural consumers with voltage up to 1000 volts that include distributed generation facilities. (*Research purpose*) The study aims to develop a method for determining the optimal placement of multi-contact switching systems in rural electrical grids with voltage up to 1000 volts that include distributed generation facilities. (*Materials and methods*) An analysis is conducted to evaluate the implementation of configuration management devices in the examined power supply systems. The study explores the impact of installing multi-contact switching systems and identifies the main types of damage caused by power supply interruptions for agricultural consumers. Additionally, a method was developed to determine the optimal placement of multi-contact switching systems. (*Results and discussion*) The paper demonstrates the practical application of the developed methodology through a case study on the reconstruction of a rural electrical grid with distributed generation facilities. Among the proposed options, the optimal location for placing multi-contact switching systems was selected. (*Conclusions*) The installation of multi-contact switching systems helps mitigate damage from power interruptions for rural consumers. The choice of optimal locations for multi-contact switching systems is influenced by various factors, any of which can be decisive, depending on the specific circumstances. The developed methodology enables a comprehensive evaluation of all relevant factors, allowing for the most appropriate choice to maximize the overall efficiency of the power supply system. Using the proposed methodology to determine the optimal location for multi-contact switching systems results in a 55 percents damage reduction in the rural electrical grid caused by power outages.

Keywords: agriculture, power supply systems, distributed generation, configuration management, electrical distribution grids, placement of multi-contact switching systems, multi-contact switching systems, location.

■ **For citation:** Vinogradov A.V., Seyfullin A.Yu., Bukreev A.V. Determining the optimal location for multi-contact switching systems. *Agricultural Machinery and Technologies*. 2024. Vol. 18. N3. 82-90 (In Russian). DOI: 10.22314/2073-7599-2024-18-3-82-90. EDN: KKB0BV.

В настоящее время конфигурация сельских электрических сетей до 1000 В (0,23; 0,38 (0,4) кВ) как правило является радиальной с отпайками и не позволяет эффективно интегрировать в них объекты распределенной генерации (ОРГ) [1]. В то же время актуальны вопросы применения источников малой генерации, в том числе для электроснабжения удаленных потребителей [2]. Для этого разрабатываются новые конструкции ветрогенераторов [3], оборудование для фотоэлектрических установок [4].

Новые подходы к построению сетей [5] позволяют, в том числе, влиять на энергетику и экономику регионов [6]. Требуется изменения подходов к организации оперативного управления их режимами работы [7], а также решение проблем интеллектуального оперативно-технологического управления распределительными электрическими сетями [8].

Особенно важна автоматизация функций противоаварийного управления (ликвидация недопустимых отклонений параметров электрического режима, включение обесточенных потребителей, создание надежной послеаварийной схемы и т.д.) [9]. Управление конфигурацией электрических сетей требует применения средств, позволяющих выполнять сегментацию сети при повреждениях на отдельных участках. Для сегментации сетей среднего напряжения на участки с распределенной генерацией в работах отечественных и зарубежных авторов предлагается применять реклоузеры. В частности, проведено сравнение показателей надежности при использовании устройств сетевой ав-

томатизации, в первую очередь реклоузеров [10]. Рассматриваются вопросы локализации реклоузеров в распределительных цепях с использованием моделей нелинейного программирования и генетических алгоритмов [11].

Для решения указанной проблемы предлагаются мультиконтактные коммутационные системы (МКС) – коммутационные аппараты с двумя и более контактными группами, причем с независимым управлением [12]. Применение МКС в электрических сетях номинальным напряжением до 1000 В позволяет варьировать автоматически или по командам оператора (диспетчера) конфигурацию сети при изменении ситуации в ней. МКС оснащаются устройствами мониторинга, учета, контроля и управления с возможностью обмена данными с единым информационным центром сети и таким образом реализации принципов интеллектуальных активно-адаптивных электрических сетей. Рациональный выбор количества МКС и мест их размещения приобретает особую актуальность, так как данный фактор оказывает влияние на эффективность всей системы электроснабжения.

Цель исследования – разработка методики определения рационального места размещения мультиконтактных коммутационных систем в системах электроснабжения сельских потребителей до 1000 В, содержащих объекты распределенной генерации.

Материалы и методы. В ходе анализа концепций построения систем электроснабжения установлено, что в качестве предполагаемых мест размещения МКС сети 0,4 кВ могут быть:

- ответственные (отпаечные) опоры 0,4 кВ, разделяющие сеть на несколько участков (более трех);
- вводные распределительные устройства (ВРУ) 0,4 кВ сельскохозяйственного производства;
- распределительные устройства 0,4 кВ трансформаторных подстанций (ТП) (35/0,4; 10/0,4; 6/0,4 кВ).

Главным условием размещения МКС является получение максимального эффекта для потребителей в результате снижения ущерба от перерывов электроснабжения при сохранении допустимых параметров электрического режима. Устройства МКС могут быть установлены в тех предполагаемых точках, в которых разность между эффектом от применения МКС и затратами на ее установку и эксплуатацию будет положительной и максимальной:

$$\mathcal{E}_{уст} - \mathcal{Z}_{уст} > 0, \text{ руб.}, \quad (1)$$

$$(\mathcal{E}_{уст} - \mathcal{Z}_{уст}) \rightarrow \max, \text{ руб.} \quad (2)$$

Годовой ущерб от перерывов электроснабжения при технологических нарушениях ($\mathcal{Y}_{ав_П}$) и при ремонтных работах ($\mathcal{Y}_{ремП}$):

$$\mathcal{Y}_{ав_П} = \mathcal{Y}_{0ав} \cdot \frac{(P_{НБП} \cdot T_{НБП} - P_{устП} \cdot T_{устП} \cdot k_{он})}{8760}, \quad (3)$$

где $\mathcal{Y}_{0ав}$ – удельный ущерб от аварийных перерывов электроснабжения, руб/кВт·ч; $\mathcal{Y}_{0рем}$ – удельный ущерб от перерывов электроснабжения на время ремонтных работ с отключением потребителей, руб/кВт·ч; $P_{НБП}$ – максимальная мощность нагрузки потребителя, кВт; $P_{устП}$ – установленная мощность объекта распределенной генерации (автономного резервного источника электроснабжения), кВт; $T_{НБП}$ – время использования за год максимальной нагрузки потребителя, ч; $T_{устП}$ – время использования за год установленной мощности объекта распределенной генерации, ч (в году 8760 ч); $k_{он}$ – коэффициент, учитывающий проектный режим работы объекта распределенной генерации (автономного резервного источника электроснабжения) при возникновении технологического нарушения во внешней сети.

$$\mathcal{Y}_{0ав} = \frac{\sum \mathcal{Y}_{ав}}{\sum W_{ав}}, \text{ руб/кВт·ч}, \quad (4)$$

где $\sum \mathcal{Y}_{ав}$ – общая сумма ущерба от аварийных перерывов электроснабжения участка сети, руб; $\sum W_{ав}$ – общая величина аварийного недопуска электроэнергии, кВт·ч/год.

$$\mathcal{Y}_{рем_П} = \mathcal{Y}_{0рем} \cdot \frac{(P_{НБП} \cdot T_{НБП} - P_{устП} \cdot T_{устП} \cdot k_{он})}{8760}, \text{ руб/ч}, \quad (5)$$

где $\mathcal{Y}_{0рем}$ – удельный ущерб от перерывов электроснабжения на время ремонтных работ с отключением потребителей, руб/кВт·ч.

$$\mathcal{Y}_{0рем} = \frac{\sum \mathcal{Y}_{рем}}{\sum W_{рем}}, \text{ руб/кВт·ч}, \quad (6)$$

где $\sum \mathcal{Y}_{рем}$ – общая сумма ущерба от аварийных перерывов электроснабжения участка сети, руб; $\sum W_{рем}$ –

общая величина аварийного недопуска электроэнергии, кВт·ч /год.

Удельный ущерб от аварийных перерывов электроснабжения и удельный ущерб от перерывов электроснабжения на время ремонтных работ с отключением потребителей определяется на основании статистических данных эксплуатирующей организации для района электрической сети (участка, потребителя, электроустановки и т.п.) за год или иной ретроспективный период. Также для расчета можно использовать «Методику по определению ущерба сельскохозяйственному производству от перерывов в подаче электроэнергии» или другие методики [13].

Согласно выполненной оценке, ущерб от нарушения электроснабжения ферм крупного рогатого скота может достигать 680 руб/кВт·ч; механизированных птицеферм и инкубаторов – 590 руб/кВт·ч; теплиц и парников – 360 руб/кВт·ч (в ценах 2023 г.). Для смешанного состава потребителей удельный ущерб можно принять равным 543,3 руб/кВт·ч.

С учетом мероприятий по снижению ущерба при отключении на ремонтные работы для смешанного состава сельскохозяйственных потребителей $\mathcal{Y}_{0рем}$ можно принять равным 1/2 от $\mathcal{Y}_{0ав}$, т.е. 271,6 руб/кВт·ч (в ценах 2023 г.). Коэффициент $k_{он} = 0$ в случае отключения объекта распределенной генерации при пропадании напряжения во внешней электрической сети (отсутствие опорного напряжения); при переходе в автономный режим $k_{он} = 1$.

Ущерб от перерывов электроснабжения при технологических нарушениях на линиях электропередач (ЛЭП) ($\mathcal{Y}_{авЛЭП_С}$), на оборудовании трансформаторной подстанции ($\mathcal{Y}_{авТП_С}$) и на устройстве МКС ($\mathcal{Y}_{авМКС_С}$):

$$\mathcal{Y}_{авЛЭП_С} = (\mathcal{Y}_{ав_П1} + \dots + \mathcal{Y}_{ав_Пj}) \cdot T_{авЛЭП_С}, \text{ руб/год}, \quad (7)$$

где j – количество потребителей сегмента; $T_{авЛЭП_С}$ – суммарное время аварийных перерывов электроснабжения за год при технологических нарушениях на ЛЭП, ч.

$$T_{авЛЭП_С} = \frac{T_{восстЛЭП} \cdot \omega_{олЭП_С} \cdot l_{ЛЭП_С}}{100}, \text{ ч/год}, \quad (8)$$

где $T_{восст}$ – среднее время продолжительности за год аварийно-восстановительных работ, ч; $\omega_{олЭП_С}$ – параметр потока отказов ЛЭП сегмента, год⁻¹; $l_{ЛЭП_С}$ – суммарная длина ЛЭП сегмента, км.

$$\omega_{олЭП_С} = \omega_0 \cdot (1 - k_{ну}), \text{ год}^{-1}, \quad (9)$$

где ω_0 – удельный параметр потока отказов участка сети на 100 км ЛЭП или на 100 ед. оборудования, год⁻¹; $k_{ну}$ – коэффициент, учитывающий ликвидацию неустойчивых повреждений на воздушных линиях электропередач (ВЛ) действием автоматики повторного включения (АПВ).

$$Y_{авТП_C} = (Y_{ав_П1} + \dots + Y_{ав_Пj}) \cdot T_{авТП_C}, \text{ руб/год}, \quad (10)$$

где $T_{авТП_C}$ – суммарное время аварийных перерывов электроснабжения за год при технологических нарушениях на ЛЭП и трансформаторных подстанциях (ТП) соответственно, ч.

$$T_{авТП_C} = \frac{T_{восст_ТП} \cdot \omega_0}{100}, \text{ ч/год}, \quad (11)$$

$$Y_{авМКС_C} = (Y_{ав_П1} + \dots + Y_{ав_Пj}) \cdot T_{авМКС_C}, \text{ руб/год}, \quad (12)$$

где $T_{авМКС_C}$ – суммарное время аварийных перерывов электроснабжения за год при отказах мультиконтактной коммутационной системы соответственно, ч.

$$T_{авТП_C} = \frac{T_{восст_ТП} \cdot \omega_0}{100}, \text{ ч/год}. \quad (13)$$

Суммарное время аварийных перерывов электроснабжения за год при технологических нарушениях на ЛЭП и ТП ($T_{авЛЭП_C}$ и $T_{авТП_C}$) может быть определено на основе статистических данных эксплуатирующей организации, а также по формулам (8) и (11). Среднее время проведения за год аварийно-восстановительных работ ($T_{восст}$) при отсутствии информации принимается для ЛЭП равным 4 ч, для ТП – 50 ч [14, 15].

На основании данных о длительности ремонта по замене выключателей 0,4 кВ в соответствии с заводскими инструкциями для МКС с тремя контактными группами $T_{восст}$ принимаем 1,5 и 2 ч с четырьмя контактными группами.

Удельный параметр потока отказов участка сети на 100 км ЛЭП или на 100 единиц оборудования (ω_0), согласно литературным источникам, для ЛЭП принимается равным 25, для ТП – 0,016, для МКС – 0,05 год⁻¹.

Коэффициент, учитывающий ликвидацию неустойчивых повреждений на воздушной линии действием АПВ [16]:

- $k_{ны} = 0$, если ЛЭП не оснащена АПВ и не планируется оснащаться МКС с функцией АПВ или если количество циклов существующей АПВ на головном участке ЛЭП равно циклам АПВ контактных групп МКС и для остального оборудования (трансформаторы, выключатели, МКС);

- $k_{ны} = 0,15$, если ЛЭП оснащена МКС с функцией однократного АПВ контактных групп, а на головном участке АПВ отсутствует;

- $k_{ны} = 0,2$, если ЛЭП оснащена МКС с функцией двухкратного АПВ контактных групп, а на головном участке АПВ однократное или отсутствует;

- $k_{ны} = 0,25$, если ЛЭП оснащена МКС с функцией трехкратного АПВ контактных групп, а на головном участке АПВ однократное или отсутствует.

Ущерб от перерывов электроснабжения при выводе в ремонт ЛЭП, ТП и на устройства МКС ТП:

$$Y_{ремЛЭП_C} = (Y_{ремП1} + \dots + Y_{ремПj}) \cdot T_{пер.ремЛЭП_C} = (Y_{ремП1} + \dots + Y_{ремПj}) \cdot T_{ср.рем-тр}; \quad (14)$$

$$Y_{ремТП_C} = (Y_{ремП1} + \dots + Y_{ремПj}) \cdot T_{пер.ремТП_C} = (Y_{ремП1} + \dots + Y_{ремПj}) \cdot T_{ср.рем-тр}; \quad (15)$$

$$Y_{ремМКС_C} = (Y_{ремП1} + \dots + Y_{ремПj}) \cdot T_{ср.рем} \cdot m_p, \text{ руб/год}, \quad (16)$$

где $T_{пер.ремЛЭП_C}$ и $T_{пер.ремТП_C}$ – суммарное время перерывов электроснабжения сегмента при выполнении ремонтных работ на ЛЭП и ТП соответственно, ч; $T_{ср.рем}$ – среднее время перерыва на техническое обслуживание элемента электрических сетей (оборудования, участка ЛЭП), ч; m_p – количество плановых ремонтов в течение ремонтного цикла.

Средний перерыв на техническое обслуживание элемента электрических сетей [9] составляет для ЛЭП 2 ч и для трансформаторов – 6 ч.

В соответствии с заводскими инструкциями длительность ремонта выключателей и планового ремонта МКС с тремя контактными группами составляет 1,5 и 2 ч для МКС с четырьмя контактными группами.

При выводе в ремонт устройства МКС, установке шунтирующих перемычек на контактные группы без снятия напряжения, когда плановые ремонты можно выполнять без перерыва электроснабжения потребителей либо с кратковременным перерывом электроснабжения ЛЭП на время переключений и установки временных шунтирующих перемычек на МКС со снятием напряжения, $T_{ср.рем}$ принимается равным 0,5 ч.

Количество плановых ремонтов в течение ремонтного цикла [16]: для воздушных линий $m_p = 0,17$, для трансформаторов $m_p = 0,25$, для МКС принимается (как для автоматического выключателя) $m_p = 0,33$ год⁻¹.

Эффект от установки мультиконтактных коммутационных систем в точке сети:

$$\mathcal{E}_{МКСz} = \sum \mathcal{E}_{МКСz} + \sum \mathcal{E}_{ТПz} - \sum \mathcal{E}_{отр.МКСz}, \text{ руб.}, \quad (17)$$

где $\sum \mathcal{E}_{МКСz}$ – суммарный эффект за год от минимизации отключаемых потребителей при технологических нарушениях и ремонтных работах на ЛЭП с учетом установки МКС в точке z, реализации функций АПВ и сетевого резервирования на устройстве МКС, руб/год; $\sum \mathcal{E}_{ТПz}$ – эффект от минимизации отключаемых потребителей при технологических нарушениях на ТП и на время производства ремонтных работ с отключением ТП с учетом установки МКС в точке z за рассматриваемый период времени при реализации функции сетевого АВР МКС, руб.; $\sum \mathcal{E}_{отр.МКСz}$ – отрицательные отключения потребителей при аварийном отказе или выводе в ремонт МКС, установленной в точке z, руб.

Эффекты определяются разницей между суммарными ущербами потребителей сельской электрической сети без установки МКС и с учетом ее монтажа, а также реализации функций АПВ и сетевого резервирования при возникновении технологического нарушения или выводе оборудования в ремонт. При этом для сегментов ЛЭП эффекты будут различными.

Эффект от минимизации отключаемых потребителей при технологических нарушениях на ЛЭП ($\mathcal{E}_{\text{ЛЭП}zi}$) и на время ремонтных работ на ЛЭП с учетом установок МКС в точке z для i -го сегмента:

$$\mathcal{E}_{\text{ЛЭП}zi} = [(V_{\text{авЛЭП_C1}} + \dots + V_{\text{авЛЭП_Ca}}) - (V_{\text{авЛЭП_C1}} + \dots + V_{\text{авЛЭП_Cb}})] + [(V_{\text{авЛЭП_C1}} + \dots + V_{\text{авЛЭП_Cc}}) - (V_{\text{авЛЭП_C1}} + \dots + V_{\text{авЛЭП_Cd}})], \text{ руб.}; \quad (18)$$

$$\mathcal{E}_{\text{ТП}zi} = [(V_{\text{авТП_C1}} + \dots + V_{\text{авТП_Cc}}) - (V_{\text{авТП_C1}} + \dots + V_{\text{авТП_Cf}})] + [(V_{\text{авТП_C1}} + \dots + V_{\text{авТП_Cg}}) - (V_{\text{авТП_C1}} + \dots + V_{\text{авТП_Ch}})], \text{ руб.}; \quad (19)$$

$$\mathcal{E}_{\text{МКС}zi} = [(V_{\text{авЛЭП_C1}} + \dots + V_{\text{авЛЭП_Ca}}) + (V_{\text{авТП_C1}} + \dots + V_{\text{авТП_Ch}})], \text{ руб.}, \quad (20)$$

где a – количество сегментов, остающихся без напряжения при технологическом нарушении на ЛЭП в i -м сегменте без установки МКС; b – количество сегментов, остающихся под напряжением при технологическом нарушении на ЛЭП в i -м сегменте при установке МКС в точке z с реализацией функций АПВ и сетевого резервирования; c – количество сегментов без напряжения при производстве ремонтных работ в i -м сегменте без установки МКС; d – количество сегментов без напряжения при производстве работ в i -м сегменте при установке МКС в точке z с реализацией функций сетевого резервирования; e – количество сегментов без напряжения при технологическом нарушении на оборудовании ТП без установки МКС; f – количество сегментов под напряжением при технологическом нарушении на оборудовании ТП при установке МКС в точке z с реализацией функций АПВ и сетевого резервирования; g – количество сегментов без напряжения при производстве ремонтных работ на оборудовании ТП без установки МКС; h – количество сегментов без напряжения при производстве ремонтных работ на оборудовании ТП при установке МКС в точке z с реализацией функций сетевого резервирования; v – количество сегментов без напряжения при отказе МКС, установленного в точке z с учетом сетевого резервирования; w – количество сегментов без напряжения при производстве ремонтных работ на МКС, установленного в точке z с учетом сетевого резервирования.

Затраты на установку и эксплуатацию устройства МКС можно разделить:

- на капитальные вложения в установку МКС;
- на капитальные вложения в реконструкцию

прилегающей сети, вызванной установкой МКС (например, замена провода на головных участках ЛЭП 0,4 кВ, оборудование трансформаторных подстанций и оборудования объектов электрической сети высшего класса номинального напряжения для предотвращения превышения длительно допустимой токовой нагрузки при переводе потребителей действием сетевого автоматического ввода резерва АВР на данную ЛЭП), необходимостью организации каналов связи для реализации передачи команд запирания АВР при оснащении МКС функцией АВР;

- ежегодные амортизационные отчисления;
- ежегодные эксплуатационные расходы;
- ежегодные расходы на текущий ремонт устройств

МКС.

В общем виде приведенные затраты на установку и эксплуатацию устройства МКС:

$$Z_{\text{устр}z} = C_{\text{МКС}z} + E_n \cdot (K_{\text{МКС}z} + K_{\text{РЕК}z}); \quad (21)$$

$$C_{\text{МКС}z} = \frac{p_a \cdot K_{\text{МКС}z}}{100} + \frac{p_a \cdot K_{\text{РЕК}z}}{100} + k_1 \cdot R_{\text{МКС}} \cdot [t_{\text{рМКС}} \cdot n_{\text{вр}} \cdot m_{\text{рем}} + n_{\text{во}} \cdot t_0] + n_{\text{вр}} \cdot m_1 \cdot m_i + (n_{\text{вр}} \cdot m_{\text{рем}} + n_{\text{во}}) \cdot m_2, \quad (22)$$

где $C_{\text{МКС}z}$ – годовые эксплуатационные расходы с учетом установки МКС в точке z , тыс. руб.; E_n – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений, принимается равным 0,15 для сельского хозяйства (Приказ Минстроя РФ от 14.09.1992 № 209); $K_{\text{МКС}z}$ – капитальные вложения (полная сметная стоимость) в установку устройств МКС в точке z (включая стоимость оборудования релейной защиты и автоматики), тыс. руб.; $K_{\text{РЕК}z}$ – капитальные вложения в реконструкцию оборудования прилегающей электрической сети при оснащении АВР устройств МКС в точке z (включая стоимость организации каналов связи), тыс. руб.; p_a – норма амортизационных отчислений, принимается равной 5% в год для данного вида оборудования (Постановление Правительства РФ от 1 января 2002 г. № 1 «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы» в редакции от 18.11.2022); k_1 – заработная плата персонала, обслуживающего МКС, тыс. руб/ч; $R_{\text{МКС}z}$ – количество обслуживающего МКС персонала, чел.; $t_{\text{рМКС}}$ – время, необходимое для текущего ремонта устройств МКС (равняется времени $T_{\text{ср.рем}}$, принятого для ремонта устройств МКС с тремя и четырьмя контактными группами, соответственно 2 и 3 ч); t_0 – время, необходимое для осмотра устройств МКС, ч; $n_{\text{вр}}$ – число выездов для ремонта устройств МКС; $n_{\text{во}}$ – число выездов для

осмотра устройств МКС; m_p – количество плановых ремонтов в течение ремонтного цикла для i -го элемента (для МКС, как для автоматического выключателя, принимается равным $0,33 \text{ год}^{-1}$; m_1 – стоимость материалов ремонта устройств МКС, тыс. руб.; m_2 – транспортные расходы за один выезд, тыс. руб.

Срок окупаемости капитальных затрат в установку МКС:

$$T_{OKj} = \frac{K_{МКСj} + K_{РЕКj}}{\Delta_{МКСj} - C_{МКСj}}. \quad (23)$$

РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ. На основании вышеизложенного предлагается следующая методика определения рационального места установки МКС в сельских электрических сетях до 1000 В.

1. Для каждой возможной точки сети в зависимости от числа отходящих линий выбрать необходимое устройство МКС (с минимальным возможным для каждой точки количеством контактных групп отключения сегментов) и определить возможные комбинации размещаемых устройств МКС.

2. Для каждой возможной комбинации размещения МКС сформировать матрицу состояний сети при нормативных возмущениях с учетом установки МКС и для исходной схемы (без МКС).

3. На основании анализа матрицы состояний сети для каждой возможной комбинации размещения МКС определить суммарные эффекты от сокращения ущерба при перерывах электроснабжения, от сокращения времени ремонтов участков сети 0,4 кВ, от реализации функции сетевого автоматического ввода резерва (АВР) при установке МКС и отрицательные эффекты при отказе или выводе в ремонт МКС.

4. Для каждой возможной комбинации размещения МКС определить приведенные затраты и разницу между ними и суммарными эффектами от размещения МКС.

5. Для комбинаций размещения устройств МКС, когда разница между суммарными эффектами от установки системы и затратами на ее размещение положительная по знаку, выполнить расчет установившихся режимов, токов короткого замыкания с целью проверки условий чувствительности защиты, возможности согласования установки релейной защиты и автоматики (РЗА) [17] для отключения выключателей, допустимости величины токовых нагрузок оборудования и отклонений напряжений в нормальных схемах, ремонтных схемах и при нормативных возмущениях в ремонтных схемах.

6. Комбинация размещения устройств мультиконтактной коммутационной системы, при которой разница между суммарными эффектами от ее размещения и приведенными затратами максимальная и будет проверена по результатам расчетов элек-

трических режимов, будет являться та, в которой места размещения устройств МКС в сети 0,4 кВ, содержащей объекты распределенной генерации, рациональны.

На рисунке показан пример существующей сельской электрической сети номинальным напряжением до 1000 В, в которую интегрированы объекты распределенной генерации (на основе возобновляемых источников электрической энергии, накопители электрической энергии и т.д.). Точки 1, 3, 6 указывают возможные места установки мультиконтактных коммутационных систем; 2, 4, 5, 7, 8 – условные точки сельской электрической сети.

Исходные данные для расчетов при выборе рационального места размещения мультиконтактных коммутационных систем в данном примере приве-

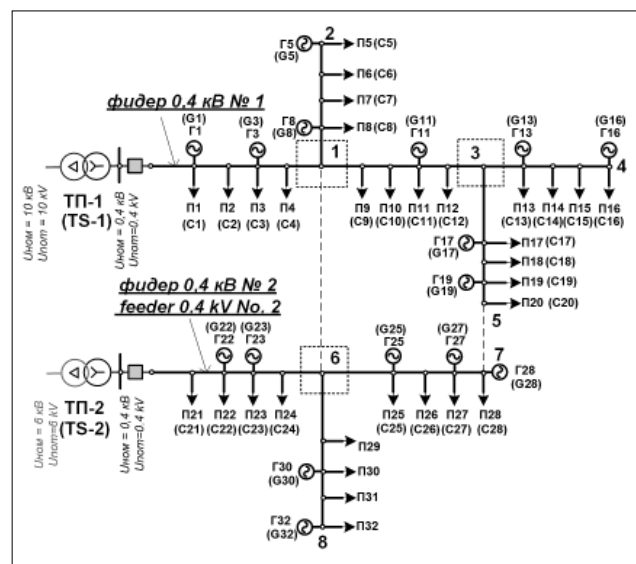


Рисунок. Сельская электрическая сеть напряжением до 1000 В с интегрированными объектами распределенной генерации: ТП-1, ТП-2 – трансформаторные подстанции; П1–П32 – потребители электрической энергии; Г1–Г32 – объекты распределенной генерации

Figure. Rural electric power grid operating at a voltage of up to 1000 V, integrating the following distributed power generation facilities: ТП-1, ТП-2 – transformer substations; П1–П32 – consumers of electric energy; Г1–Г32 – distributed power generation units

дены в таблицах 1 и 2.

Для участка сельской электрической сети напряжением до 1000 В предлагаются варианты размещения устройств МКС с реализацией следующих мероприятий:

- № 1: установка МКС-3 в точках 1 и 6. Оснащение АПВ контактных групп МКС неголовных сегментов (1-2, 1-3, 6-8, 6-7);
- № 2: установка МКС-3 в точках 3 и 6. Оснащение АПВ контактных групп МКС неголовных сегментов (3-4, 3-5, 6-8, 6-7);

• № 3: установка МКС-3 в точках 1, 3, 6. Оснащение АПВ контактных групп МКС неголовных сегментов (1-2, 1-3, 3-4, 3-5, 6-8, 6-7);

• № 4: установка МКС-4 в точках 1 и 6. Оснащение АПВ контактных групп МКС неголовных сегментов (1-2, 1-3, 6-8, 6-7). Установка АВР с полным взаимным резервированием нагрузки фидера 0,4 кВ № 1 и фидера 0,4 кВ № 2, в связи с этим строительство новой ЛЭП 0,4 кВ между точками 1-6 длиной 0,5 км. Замена провода на проводник с большим сечением на головных участках длиной 0,5 км фидера 0,4 кВ № 1 (ТП-1-1) и фидера 0,4 кВ № 2 (ТП-2-6);

• № 5: установка МКС-3 в точках 3 и 6. Оснащение

АПВ контактных групп МКС неголовных сегментов (3-4, 3-5, 6-8, 6-7). Установка автоматического ввода резерва (АВР) с частичным взаимным резервированием нагрузки сегментов (6-8, 6-7, 5-3, 3-4), в связи с этим строительство новой ЛЭП 0,4 кВ между точками 5-7 длиной 0,2 км.

На основании данных о стоимости аналогичного оборудования для МКС с тремя контактными группами капитальные вложения в установку устройств МКС принимаем равной 125 тыс. руб., с четырьмя контактными группами – 150 тыс. руб.; для варианта № 4 размещения МКС – 740 тыс. руб.; для варианта № 5 – 165 тыс. руб.

Таблица 1																	Table 1
Исходные данные участка сельской электрической сети напряжением до 1000 В INITIAL DATA FOR A RURAL ELECTRICAL GRID WITH A VOLTAGE UP TO 1000 V																	
Фидер		Фидер 0,4 кВ № 1															
Сегмент	ТП-1-1				1-2				1-3				3-4				
L, км	0,4				0,4				0,5				0,4				
Потребитель	П1	П2	П3	П4	П5	П6	П7	П8	П9	П10	П11	П12	П13	П14	П15	П16	
P _{нбП} , кВт	5	3	15	5	15	5	3	15	5	5	15	3	15	3	15	5	
T _{нбП} , тыс. ч/год	4,5	5,0	4,5	4,0	5,0	4,5	4,0	5,0	3,8	5,0	4,5	4,0	5,0	6,0	5,0	4,5	
P _{устП} , кВт	5	0	10	0	10	0	0	5	0	0	10	0	5	0	0	5	
T _{устП} , тыс. ч/год	2,0	0	2,0	0	2,0	0	0	2,0	0	0	2,0	0	2,0	0	0	2,0	
k _{он}	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	

Таблица 2																Table 2	
Исходные данные участка сельской электрической сети напряжением до 1000 В INITIAL DATA FOR A RURAL ELECTRICAL GRID WITH A VOLTAGE UP TO 1000 V																	
Фидер	0,4 кВ № 1				0,4 кВ № 2												
Сегмент	3-5				ТП-2-6				6-8				6-7				
L, км	0,4				0,4				0,5				0,4				
Потребитель	П17	П18	П19	П20	П21	П22	П23	П24	П25	П26	П27	П28	П29	П30	П31	П32	
$P_{нбП}$, кВт	15	3	15	5	5	15	15	3	15	5	15	3	15	15	3	15	
$T_{нбП}$, тыс. ч/год	4,5	5,0	4,5	5,0	4,5	3,5	4,6	5,0	4,5	5,0	4,5	5,0	4,5	5,0	4,5	5,0	
$P_{устП}$, кВт	10	0	5	0	0	10	5	0	10	0	10	0	0	5	0	10	
$T_{устП}$, тыс. ч/год	2,0	0	2,0	0	0	2,0	2,0	0	2,0	0	2,0	0	0	2,0	0	2,0	
$k_{он}$	1	0	1	0	0	1	1	0	1	0	1	0	0	1	0	1	

Таблица 3		Table 3			
РАСЧЕТЫ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ РАЦИОНАЛЬНОГО МЕСТА РАЗМЕЩЕНИЯ УСТРОЙСТВ МКС CALCULATIONS FOR DETERMINING THE OPTIMAL PLACEMENT OF MULTI-CONTACT SWITCHING SYSTEM DEVICES					
Вариант	Мероприятия	Ущерб, руб/год	Эффект, руб/год	Затраты, руб/год	Разница между эффектом и затратами, руб/год
Исходная схема (без МКС)	–	213864,9	–	–	–
№ 1	Установка МКС-3 в точках 1, 6	141358,1	72506,8	65630,0	6876,8
№ 2	Установка МКС-3 в точках 3, 6	148134,1	67450,0	65630,0	1820,0
№ 3	Установка МКС-3 в точках 1, 3, 6	124519,7	89345,3	98445,0	–9099,7
№ 4	Установка МКС-4 в точках 1, 6 с АВР	73237,0	140627,9	224488,0	–83860,1
№ 5	Установка МКС-3 в точках 3, 6 с АВР	96505,7	117359,2	98630,0	18729,2

Зарботную плату персонала, обслуживающего устройства МКС принимаем равной 1000 руб/ч; для обслуживания устройств МКС необходимы два человека; необходимое для осмотра время $t_o = 1$ ч; потребуется один выезд для ремонта и четыре выезда для осмотра; стоимость материалов ремонта устройств для МКС с тремя контактными группами – 2 тыс. руб., с четырьмя – 2,5 тыс. руб.; транспортные расходы за один выезд 0,5 тыс. руб.

Расчеты по определению рационального места размещения устройств МКС представлены в **таблице 3**.

Выводы. Установка мультиконтактных коммутационных систем (МКС) позволяет сократить ущерб сельских потребителей, связанный с перерывами электроснабжения. Определение рационального места размещения мультиконтактных коммутационных систем в системах электроснабжения сельских потребителей до 1000 В, содержа-

щих объекты распределенной генерации, представляет собой многофакторную задачу. Разработанная методика позволяет оценить все факторы в совокупности и определить рациональный вариант размещения устройств МКС, при котором достигается максимальная эффективность системы электроснабжения в целом.

Анализ результатов применения методики по определению рационального места размещения устройств МКС показал, что расширение возможностей управления конфигурацией сельской электрической сети при установке МКС оказывает влияние на их место размещения (затраты на установку одинаковые в вариантах № 1 и 2, однако эффект различный). Рациональным для размещения МКС является вариант № 5, при котором ущерб потребителям от нарушения электроснабжения может сократиться на 55% по сравнению с вариантом без МКС.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Виноградов А.В., Лансберг А.А., Виноградова А.В. Анализ конфигурации электрических сетей 0,4 кВ Орловской области // *Электротехнологии и электрооборудование в АПК*. 2023. Т. 70. N4(53). С. 22-29. DOI: 10.22314/2658-4859-2023-70-4-22-29.
2. Nepsha F.S., Varnavskiy K.A., Voronin V.A. et al. Integration of renewable energy at coal mining enterprises: problems and prospects. *Journal of Mining Institute*. 2023. Vol. 261. 455-469. EDN: LNSCEY.
3. Dorjiev S.S., Bazarova E.G., Rosenblum M.I., Morenko K.S. Multi-unit modular wind farm for areas of low wind potential. *IOP. Science and Engineering*. 2021. N1035. 012010. DOI: 10.1088/1757-899X/1035/1/012010.
4. Oussama B., Lechelah A., Chaouki I., Kalinin V.F. A novel multilevel inverter's design and implementation based on photovoltaic systems. *Transactions TSTU*. 2022. Vol. 28. N1. 55-65. DOI: 10.17277/vestnik.2022.01.pp.055-065.
5. Лоскутов А.Б., Соснина Е.Н., Лоскутов А.А. Новый подход к построению электрических распределительных сетей России // *Вестник Белгородского государственного технологического университета им. В.Г. Шухова*. 2011. N3. С. 147-151. EDN: OAKHAX.
6. Бык Ф.Л., Мышкина Л.С., Кожевников М.В. Повышение устойчивости энергоснабжения регионов на основе локальных интеллектуальных энергосистем // *Экономика региона*. 2023. N19 (1). С. 163-177. DOI: 10.17059/ekon.reg.2023-1-13.
7. Илюшин П.В., Музалев С.Г. Подходы к созданию систем управления микроэнергосистем // *Релейная защита и автоматизация*. 2016. N3(24). С. 39-45. EDN: XACPCN.
8. Головинский И.А., Лондер М.И. Интеллектуальные агенты оперативно-диспетчерского управления электрическими сетями. I. Элементы архитектуры // *Известия Российской академии наук. Энергетика*. 2014. N1. С. 91-101. EDN: SBKDRP.
9. Брилинский А.С., Грунина О.И. Цифровизация распределительных сетей как путь к реализации функций самовосстановления // *Известия НТЦ Единой энергетической системы*. 2019. N1(80). С. 69-82. EDN: ACKJAF.
10. Haakana J., Lassila J., Kaipia T. et al. Comparison of reliability indices from the perspective of network automation devices. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2010. Vol. 25. Iss. 3. 1547-1555. DOI: 10.1109/PESGM.2012.6344642.
11. Da Silva L.G.W., Pereira R.A.F., Mantovani J.R.S. Allocation of protective devices in distribution circuits using nonlinear programming models and genetic algorithms. *Electric Power Systems Research*. 2004. Vol. 69. Iss. 1. 77-84. DOI: 10.1016/J.EPSR.2003.08.010.
12. Виноградов А.В. Типы мультиконтактных коммутационных систем // *Агротехника и энергообеспечение*. 2019. N2(23). С. 12-26. EDN: DTXXYZ.
13. Столяров С.В. Методика оценки материального ущерба от перерывов в электроснабжении крупнотоварных сельскохозяйственных организаций // *Экономика сельского хозяйства России*. 2022. N5. С. 28-31. DOI: 10.32651/225-28.
14. Виноградов А.В., Виноградова А.В., Скитёва И.Д., Панфилов А.А. Сравнительный анализ надежности электроснабжения по районам электрических сетей // *Инновации в сельском хозяйстве*. 2018. N3(28). С. 39-46. EDN: YLSZEL.
15. Vinogradov A., Bolshev V., Vinogradova A. et al. Analysis of the power supply restoration time after failures in power transmission lines. *Energies*. 2020. N13. 2736. DOI: 10.3390/en1312736.
16. Сазыкин В.Г., Кудряков А.Г., Багметов А.А. Критерии оптимизации места установки реклоузера в распределительной сети 6-10 кВ // *Электротехнические системы и комплексы*. 2018. N1(38). С. 33-39. DOI: 10.18503/2311-8318-2018-1(38)-33-39.

17. Vinogradova A., Vinogradov A., Bolshev V. et al. Allocation of 0.4 kv PTL sectionalizing units under criteria of sensitivity

limits and power supply reliability. *Applied Sciences*. 2021. Vol. 11. N24. 11608. DOI: 10.3390/app112411608.

REFERENCES

1. Vinogradov A.V., Lansberg A.A., Vinogradova A.V. Analysis of the configuration of 0.4 kV electrical grids of the Orel region. *Electrical Technology and Equipment in the Agro-Industrial Complex*. 2023. Vol. 70. N4(53). 22-29 (In Russian). DOI: 10.22314/2658-4859-2023-70-4-22-29.
2. Nepsha F.S., Varnavskiy K.A., Voronin V.A. et. al. Integration of renewable energy at coal mining enterprises: problems and prospects. *Journal of Mining Institute*. 2023. Vol. 261. 455-469 (In English). EDN: LNSCEY.
3. Dorjiev S.S., Bazarova E.G., Rosenblum M.I., Morenko K.S. Multi-unit modular wind farm for areas of low wind potential. *IOP. Science and Engineering*. 2021. N1035. 012010 (In English). DOI: 10.1088/1757-899X/1035/1/012010.
4. Oussama B., Lechelah A., Chaouki I., Kalinin V.F. A novel multilevel inverter's design and implementation based on photovoltaic systems. *Transactions TSTU*. 2022. Vol. 28. N1. 55-65 (In English). DOI: 10.17277/vestnik.2022.01. pp.055-065.
5. Loskutov A.B., Sosnina E.N., Loskutov A.A. A new approach to the construction of electric distribution networks in Russia. *Bulletin of Belgorod State Technological University named after V.G. Shukhov*. 2011. N3. 147-151 (In Russian). EDN: OAKHAX.
6. Byk F.L., Myshkina L.S., Kozhevnikov M.V. Improving the stability of power supply in regions on the basis of smart local energy systems. *Economy of Regions*. 2023. N19 (1). 163-177 (In Russian). DOI: 10.17059/ekon.reg.2023-1-13.
7. Ilyushin P.V., Muzalev S.G. Microgrid's control system approaches. *Relay protection and automation*. 2016. N3(24). 39-45 (In Russian). EDN: XACPCN.
8. Golovinsky I.A., Londer M.I. Intelligent agents of operational dispatch control of electric networks. I. Elements of architecture. *Proceedings of the Russian Academy of Sciences. Energy*. 2014. N1. 91-101 (In Russian). EDN: SBKDRP.
9. Brilinsky A.S., Grunina O.I. Digitalization of distribution networks as a way to implement self-healing functions. *Proceedings of the Scientific and Technical Center of the Unified Energy System*. 2019. N1(80). 69-82 (In Russian). EDN: ACKJAF.
10. Haakana J., Lassila J., Kaipia T. et al. Comparison of reliability indices from the perspective of network automation devices. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2010. Vol. 25. Iss. 3. 1547-1555 (In English). DOI: 10.1109/PESGM.2012.6344642.
11. Da Silva L.G.W., Pereira R.A.F., Mantovani J.R.S. Allocation of protective devices in distribution circuits using nonlinear programming models and genetic algorithms. *Electric Power Systems Research*. 2004. Vol. 69. Iss. 1. 77-84 (In English). DOI: 10.1016/J.EPSR.2003.08.010.
12. Vinogradov A.V. Types of multi-contact switching systems. *Agricultural machinery and energy supply*. 2019. N2(23). 12-26 (In Russian). EDN: DTXXYZ.
13. Stoliarov S.V. Methodology for assessing material damage from break in electricity supply of large-scale agricultural organizations. *Economics of Agriculture of Russia*. 2022. N5. 28-31 (In Russian). DOI: 10.32651/225-28.
14. Vinogradov A.V., Vinogradova A.V., Skiteva I.D., Panfilov A.A. Comparative analysis of reliability of power supply by areas of electric grids. *Innovations in agriculture*. 2018. N3(28). 39-46 (In Russian). EDN: YLSZEL.
15. Vinogradov A., Bolshev V., Vinogradova A. et al. Analysis of the power supply restoration time after failures in power transmission lines. *Energies*. 2020. N13. 2736 (In English). DOI: 10.3390/en13112736.
16. Sazykin V.G., Kudryakov A.G., Bakhmetov A.A. Criteria for optimizing the installation site of a recloser in a 6-10 kV distribution grid. *Electrotechnical Systems and Complexes*. 2018. N1(38). 33-39 (In Russian). DOI: 10.18503/2311-8318-2018-1(38)-33-39.
17. Vinogradova A., Vinogradov A., Bolshev V. et al. Allocation of 0.4 kV PTL sectionalizing units under criteria of sensitivity limits and power supply reliability. *Applied Sciences*. 2021. Vol. 11. N24. 11608 (In English). DOI: 10.3390/app112411608.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Заявленный вклад соавторов:

Виноградов А.В. – научное руководство, критический анализ и доработка текста;
Сейфуллин А.Ю. – подготовка материалов и методов, разработка методики, анализ полученных результатов, подготовка текста;
Букреев А.В. – подготовка текста статьи и исходных материалов, доработка текста.

Авторы одобрили окончательный вариант рукописи.

Conflict of interest

The authors declare no conflict of interest.

Coauthors' contribution:

Vinogradov A.V. – scientific guidance, critical analysis and manuscript refinement;
Seyfullin A. Yu. – preparing materials and methods, methodology development, results analysis;
Bukreev A.V. – manuscript drafting and source material preparation, manuscript refinement.

The authors read and approved the final manuscript.

Статья поступила в редакцию

Статья принята к публикации

The paper was submitted to the Editorial Office on

The paper was accepted for publication on

28.06.2024

22.08.2024