

УДК 621.316.5

EDN SKAИMT

РАЗРАБОТКА СОВРЕМЕННЫХ ПОДХОДОВ К ВЫБОРУ ОПТИМАЛЬНОГО МЕСТОРАСПОЛОЖЕНИЯ КОММУТАЦИОННЫХ АППАРАТОВ В РАДИАЛЬНОЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ 6(10) кВ

Р.Р. Рахматуллин

ORCID: 0009-0005-8871-5899 e-mail: ruslan964@yandex.ru

Казанский национальный исследовательский технический университет
им. А.Н. Туполева – КАИ
Казань, Россия

А.В. Ференец

ORCID: 0009-0005-1708-1366 e-mail: favkai@mail.ru

Казанский национальный исследовательский технический университет
им. А.Н. Туполева – КАИ
Казань, Россия

Р.Г. Исаков

ORCID: 0009-0000-3913-7336 e-mail: ruslanisakov@yandex.ru

Казанский национальный исследовательский технический университет
им. А.Н. Туполева – КАИ
Казанский государственный энергетический университет
Казань, Россия

Т.А. Мусаев

ORCID: 0000-0002-0868-3841 e-mail: musaevkgeu@rambler.ru

АО «Сетевая компания»
Казань, Россия

О.В. Федоров

ORCID: 0000-0002-3580-6704 e-mail: fov52@mail.ru

Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева
Нижний Новгород, Россия

Вопрос поиска оптимального количества и месторасположения коммутационных аппаратов в системе автоматического восстановления электроснабжения распределительной сети 6(10) кВ является актуальным, так как перед предприятиями электрических сетей постоянно возникает необходимость обеспечения целевых уровней показателей надежности электроснабжения (*SAIFI*, *SAIDI*) при ограниченных финансовых ресурсах и с учетом текущего индекса технического состояния оборудования. В работе рассмотрен подход использования современных информационных средств для выбора такого количества и места установки коммутационных

аппаратов (интеллектуальных разъединителей, реклоузеров), которое позволяет достигнуть заданных значений показателей надежности электроснабжения. При этом в качестве основных методов исследования применены положения теории графов и математической комбинаторики. Теория графов используется для формирования топологической модели рассматриваемого участка распределительной сети 6(10) кВ. Комбинаторика используется при реализации принципов и методов расчета показателей надежности электроснабжения в соответствии с изменением месторасположения и количества соответствующих аппаратов применен метод перебора – значения показателей надежности пересчитываются в зависимости от изменения количества и расположения и далее выбирается значение, обеспечивающее необходимые показатели. Реализация данного принципа проведена на языке программирования *Python*. В результате исследования получена модель, позволяющая выбрать оптимальное количество коммутационных аппаратов, для обеспечения целевых значения показателей надежности электроснабжения для соответствующего участка распределительной электрической сети 6(10) кВ.

Ключевые слова: оптимальное месторасположение, распределительная сеть, система автоматического восстановления электроснабжения.

Для цитирования: Рахматуллин Р.Р., Ференец А.В., Исаков Р.Г., Мусаев Т.А., Федоров О.В. Разработка современных подходов к выбору оптимального месторасположения коммутационных аппаратов в распределительной сети 6(10) кВ // Интеллектуальная Электротехника. 2024. № 1. С. 101-122. EDN SKAИMT

DEVELOPMENT OF MODERN APPROACHES TO CHOOSING THE OPTIMAL LOCATION OF SWITCHING DEVICES IN 6(10) kV DISTRIBUTION NETWORK

R.R. Rahmatullin

ORCID: **0009-0005-8871-5899** e-mail: **ruslan964@yandex.ru**
Kazan National Research Technical University n.a. A.N. Tupolev – KAI
Kazan, Russia

A.V. Ferenc

ORCID: **0009-0005-1708-1366** e-mail: **favkai@mail.ru**
Kazan National Research Technical University n.a. A.N. Tupolev – KAI
Kazan, Russia

R.G. Isakov

ORCID: **0009-0000-3913-7336** e-mail: **ruslanisakov@yandex.ru**
Kazan National Research Technical University n.a. A.N. Tupolev – KAI
Kazan state energy university
Kazan, Russia

Т.А. MusaevORCID: 0000-0002-0868-3841 e-mail: musaevkgeu@rambler.ru

JSC «Grid company»

Kazan, Russia

О.В. FedorovORCID: 0000-0002-3580-6704 e-mail: fov52@mail.ru

Nizhny Novgorod State Technical University n.a. R.E. Alekseev

Nizhny Novgorod, Russia

Abstract. The issue of finding the optimal number and location of switching devices in the system of automatic restoration of power supply of a 6(10) kV distribution network is quite relevant, since electric grid enterprises constantly face the need to ensure target levels of power supply reliability indicators (SAIFI, SAIDI) with limited financial resources and taking into account the current technical index. states of equipment. The paper considers the approach of using modern information tools to select such a number and place of installation of switching devices (intelligent disconnectors, reclosers), which allows achieving the set values of power supply reliability indicators. At the same time, the provisions of graph theory and mathematical combinatorics are used as the main research methods. Graph theory is used to form a topological model of the considered part of the distribution network of 6(10) kV. Combinatorics is used in the implementation of principles and methods for calculating indicators of power supply reliability in accordance with the change in the location and number of corresponding devices, the method of enumeration is applied - the values of reliability indicators are recalculated depending on the change in quantity and location, and then a value is selected that provides the necessary indicators. The implementation of this principle is carried out in the Python programming language. As a result of the study, a model was obtained that allows choosing the optimal number of switching devices to ensure the target values of power supply reliability indicators for the corresponding section of the 6(10) kV distribution electric network.

Keywords: optimal location, distribution network, automatic power supply restoration system.

For citation: R.R. Rakhmatullin, A.V. Ferenec, R.G. Isakov, T.A. Musaev and O.V. Fedorov, "Development of modern approaches to choosing the optimal location of switching devices in 6(10) kV distribution network", *Smart Electrical Engineering*, no. 1, pp. 101-122, 2024. EDN SKAIMT

I. Введение

Современный уровень развития различных промышленных отраслей во многом характеризуется сложностью и непрерывностью технологического процесса основных производственных операций. При этом, чем более сложнее производство в плане технологичности, тем более высокие требования оно предъявляет к комплексу внешних факторов, непосредственно

участвующих в процессе. Это касается как исходных материалов для производства, организации технологического процесса, использования информационных технологий так и обеспечения качественного и надежного (бесперебойного) электроснабжения.

Параметры электрической энергии оказывают непосредственное влияние на качество итоговой продукции, при этом на законодательном уровне регулируются допустимые (и предельные) отклонения соответствующих показателей. Однако, необходимо отметить, что вопрос обеспечения качественных показателей электрической энергии может быть решен непосредственно на предприятии с помощью установки различных видов соответствующего оборудования (фильтры, стабилизаторы напряжения и т.д.).

В то же время надежность электроснабжения, которая, как правило, ассоциируется с бесперебойностью питания, также может быть обеспечена рядом технических средств – например дизель-генераторами (ДГ), источниками бесперебойного питания (ИБП), аккумуляторными батареями (АБ) и т.д., но установка и обслуживание данного вида оборудования обходится значительно дороже и требует больше трудозатрат, чем установка и обслуживание оборудования для повышения качества электрической энергии. Т.е. вопрос обеспечения надежного и бесперебойного электроснабжения как промышленных предприятий, так и непромышленных потребителей электрической энергии, должен быть решен непосредственно электроснабжающей компанией, в рассматриваемом случае – территориальной сетевой организацией (ТСО) или предприятием электрических сетей (ПЭС).

В целом, следует отметить, что вопросы оптимизации режима работы электроэнергетических систем и направление обеспечения надежности электроснабжения являются достаточно хорошо изученными и освещенными, однако, учитывая темпы современного развития техники и технологий, а также всеобщее направление цифровизации экономики и промышленных отраслей появляются новые возможности и направления, сочетающие в себе области оптимизации и повышения надежности электроснабжения.

Одним из таких направлений является установка коммутационных аппаратов (КА), которые предназначены для быстрого восстановления электроснабжения распределительных электрических сетей 6(10) кВ (РС). Общая концепция установки КА в распределительных сетях получила название САВС – система автоматического восстановления электроснабжения. Основными задачами САВС являются – определение места повреждения участка сети, изоляция поврежденного участка, а также восстановление электроснабжения неповрежденных участков сети, т.е. реализуется широко известная технология *FLISR* (*fault location, isolation, service restoration*). В качестве КА применяется относительно широкий спектр оборудования – интеллектуальные (управляемые) разъединители, выключатели нагрузки, и

оборудование, получившее наиболее широкое распространение при формировании САВС – реклоузеры 6(10) кВ.

Основная задача реклоузеров в системе САВС – это отключение токов короткого замыкания, изоляция поврежденного участка и быстрое восстановление электроснабжения неповрежденных участков. РС представляет собой совокупность отдельных участков электроснабжения, в которых обеспечение электрической энергией реализовано либо по радиальной, либо по магистральной, либо по сложнотамной схеме, поэтому для установки реклоузеров из общей совокупности схемы выбирается, как правило, отдельный участок, имеющий два независимых центра питания, при этом необходимо учитывать, что РС характеризуется достаточно большой разветвленностью и протяженностью линий электропередачи (ЛЭП). Учитывая данные характеристики РС вопрос выбора места установки КА является достаточно трудоемкой задачей. Естественно, что для обеспечения максимального уровня надежности ЭСН для выделенного участка возможна установка КА на каждой отпайке и на отдельных присоединениях, однако, очевидно, что это повлечет за собой значительные капитальные и операционные затраты со стороны ПЭС, кроме того, необходимо отметить, что основная доля в РС 6(10) кВ приходится на воздушные линии электропередачи (ВЛ) – на примере территориальной сетевой организации АО «Сетевая компания» Республики Татарстан доля таких сетей достигает 80 % [1].

Соответственно, установка КА для организации САВС будет осуществляться в РС 6(10) кВ. Учитывая, что ПЭС является регулируемой организацией [2] значительные затраты на обеспечение надежности ЭСН всего одного участка являются нецелесообразными и могут привести к штрафным санкциям со стороны регулирующих органов [3].

Необходимо отметить, что оценка деятельности ПЭС осуществляется надзорными органами в соответствии с [4], согласно которому при невыполнении утвержденных со стороны регулятора целевых значений качества оказываемых услуг возможно применение штрафных санкций [5]. Отсюда возникает проблематика – необходимость обеспечения, требуемого (целевого) уровня надежности ЭСН при ограниченных финансовых и трудовых ресурсах.

Таким образом, актуальность темы исследования заключается в необходимости решения задачи выбора оптимального количества и места расположения коммутационных аппаратов на ограниченном участке электроснабжения.

Соответственно, цель исследования состоит в разработке новых подходов к выбору оптимального количества и места установки КА на участке РС 6(10) кВ, обеспечивающее требуемый (целевой) уровень надежности ЭСН при минимальных финансовых затратах.

Для достижения поставленной цели предполагается решение следующих задач.

1. Анализ современного состояния подхода к выбору количества и места расположения КА на ВЛ для обеспечения целевого уровня надежности электроснабжения;

2. Разработка подходов к выбору количества и места расположения КА на ВЛ 6(10) кВ, обеспечивающего требуемые показатели надежности электроснабжения при ограниченных финансовых затратах;

3. Анализ существующих подходов к оптимизации количества и выбору мест установки КА;

4. Разработка подходов, позволяющих повысить эффективность выбора количества и места расположения КА при условии наличия ряда ограничений (финансовых и технических, связанных с надежностью электроснабжения потребителей);

6. Формулировка выводов в целом по проделанной работе и разработка направлений для дальнейшего развития исследования.

Научная новизна исследования состоит в развитии существующих подходов к выбору количества и места установки КА в РС 6(10) кВ, которое заключается в учете факторов показателей надежности ЭСН (целевой уровень), а также факторов износа (технического состояния) элементов сетей. Кроме того, предлагается использовать ранее не применяемые подходы, а именно – основы теории графов, основы комбинаторики, элементы программирования – для автоматического решения задач выбора количества и месторасположения КА. В результате исследования расширены представления о влиянии места расположения и количества КА на надежность ЭСН, а также разработаны новые факторы, которые в обязательном порядке должны быть учтены при решении задачи оптимизации мест установки КА.

II. Основная часть

Повышение эффективности и скорости восстановления электроснабжения в результате технологических нарушений распределительных сетей 6(10) кВ является актуальной задачей как для научных исследователей, так и действующих предприятий электрических сетей, что подтверждается наличием достаточно большого количества публикаций по данной тематике.

Например, в [6] рассмотрен подход к решению проблемы выбора оптимального количества индикаторов короткого замыкания для обеспечения заданного уровня надежности электроснабжения в распределительной сети напряжением 6(10) кВ. В результате сформирована оптимизационная задача, построена математическая модель, выявлены ограничения и граничные условия оптимизации. В целях повышения показателей качества и

надежности электроснабжения в работе предлагается реализация следующих мероприятий:

- действия, направленные на предотвращение возникновения технологических нарушений;
- действия, направленные на снижение времени процесса технологического нарушения и его последствий (в том числе снижения времени отключения потребителей).

Снижение времени действия технологического нарушения (в т.ч. времени отключений потребителей) в распределительной сети 6(10) кВ возможно по следующим направлениям:

- снижение времени получения информации о возникновении нарушения;
- снижение времени определения места повреждения;
- снижение времени локализации места повреждения;
- снижение времени устранения повреждения;
- снижение времени ввода оборудования в работу после устранения повреждения.

Вышеперечисленные задачи с успехом могут быть решены путем использования САВС. Альтернативным вариантом САВС является применение индикаторов короткого замыкания (ИКЗ), которые позволяют локализовать и значительно снизить время на поиск места повреждения линии (здесь и далее речь идет о воздушных линиях электропередачи), а значит повысить надежность электроснабжения.

Таким образом, в приведенной работе в качестве альтернатив САВС выступает применение вспомогательного оборудования ИКЗ. В общем виде оптимизационная задача поиска количества необходимых для установки ИКЗ сводится к виду:

$$z = a_1 \cdot x_1 + a_2 \cdot x_2 \rightarrow \min, \quad (1)$$

где a_1 – стоимость ИКЗ на отпайках ВЛ; a_2 – стоимость ИКЗ на магистрали ВЛ; x_1, x_2 – количество ИКЗ необходимых для установки на отпайках и на магистрали ВЛ соответственно.

В качестве ограничений решаемой задачи выбрано следующее условие:

$$t \cdot \frac{x_1}{(x_1 \cdot l_2 + x_2 \cdot l_1)} + t \cdot \frac{x_2}{(x_1 \cdot l_2 + x_2 \cdot l_1)} \leq \Pi_{SAIDI}^{цел}; \quad (2)$$

$$x_1, x_2 > 0; \quad (3)$$

$$x_1, x_2 \in R^n, \quad (4)$$

где x_1, x_2 – количество ИКЗ необходимых для установки на отпайках и на магистрали ВЛ соответственно, l_1, l_2 – отключаемые длины отпайки и магистрали соответственно, t – время перерыва электроснабжения потребителей.

Полученная функция является линейной, однако условия ограничения носят нелинейный характер, поэтому в качестве методов оптимизации могут быть применены методы нелинейного программирования.

Особенностью рассмотренной работы является попытка построения оптимизационной модели для установки оборудования с целью выполнения заданных целевых значений интегральных показателей надежности электроснабжения.

В [7] ставится задача разработки критериев для выбора оптимального места установки соответствующих коммутационных аппаратов, при этом в качестве основного показателя, на основе значений которого определяется критерий оптимальности используется годовой недоотпуск электрической энергии $\Delta W_{\text{НО}}$, кВтч/год:

$$\Delta W_{\text{НО}} = 0.01 \cdot \omega_0 \cdot T \cdot L \cdot P_p \rightarrow \min, \quad (5)$$

где ω_0 – удельная частота повреждений ВЛ 6(10) кВ, единиц на 1000 км в год; T – средняя продолжительность восстановления одного устойчивого повреждения, час; L – длина участка линии, км; P_p – активная расчетная мощность нагрузки, кВт;

$$P_p = S_{\text{НОМ}} \cdot \cos \varphi \cdot k_3, \quad (6)$$

где $S_{\text{НОМ}}$ – полная номинальная мощность нагрузки, кВА; $\cos \varphi$ – коэффициент мощности; k_3 – коэффициент загрузки.

В целях оценки эффективности влияния установки систем секционирования на показатели надежности (годовой недоотпуск электрической энергии) приведен пример участка сети, содержащий 3 последовательно соединенных участка электроснабжения, результаты расчетов показывают, что по выбранному критерию – произошло снижение недоотпуска электрической энергии на 69-84 %.

Несмотря на попытку в представленном исследовании сформулировать полноценную оптимизационную задачу, по результатам можно сделать вывод, что секционирование сети оказывает существенное влияние на улучшение надежности электроснабжения, что в целом и так не требует подтверждения. Кроме того, в качестве примера приведен участок сети, топология которого практически не встречается в реально функционирующей системе электроснабжения, как правило схема имеет достаточно большую протяженность и сложную топологию.

При этом в качестве критериев оптимального месторасположения коммутационных аппаратов приведены обобщенные рекомендации, не учитывающие ни индекс технического состояния оборудования, ни целевые значения интегральных критериев надежности электроснабжения, и, что наиболее важно, экономических ограничений капитальных затрат.

В [8] рассмотрен вопрос повышения надежности электроснабжения потребителей воздушной распределительной сети 6(10) кВ посредством применения автоматического секционирования.

Приведены показатели надежности электроснабжения, которые используются в мировой практике энергоснабжающими организациями. Также рассмотрен вопрос повышения надежности электроснабжения за счет применения пунктов секционирования, проведено обоснование замены ручного секционирования на автоматическое (децентрализованное). Выявлены преимущества применения SCADA систем. Представлена однолинейная схема полевого уровня децентрализованного принципа секционирования на базе современных аппаратных решений для наблюдаемости и управляемости воздушной распределительной сети 6(10) кВ. Представлены возможные алгоритмы функционирования реклоузеров, которые используются для реализации децентрализованного управления аварийными режимами работы распределительных сетей. Для обеспечения наиболее эффективной работы автоматического секционирования представлены основные критерии оптимизации на основании, которых определяется оптимальное место установки реклоузеров в распределительную сеть 6(10) кВ. Приведены общеизвестные формулы для расчета интегральных показателей надежности электроснабжения *SAIF*, *SAIDI*, *CAIDI* и оценка эффективности реконструкции распределительных электрических сетей *RNRE* (*relative network reconstruction efficiency*), которая определяется как:

$$RNRE = 1 - \frac{SAIFI}{SAIFI(0)}, \quad (7)$$

где *SAIFI* (*System average interruption frequency index*) – индекс, характеризующий среднюю частоту отключений в энергосистеме до реконструкции; *SAIFI(0)* – индекс, характеризующий среднюю частоту отключений в энергосистеме после реконструкции;

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n N_i}{\sum_{i=1}^r N_i}, \quad (8)$$

где N_i – число потребителей в системе, у которых был перерыв электроснабжения, шт.; N_t – общее количество потребителей в системе, шт.; i – количество перерывов электроснабжения, шт.

$SAIFI$ измеряется в количестве отключений на потребителя. Данные предоставляются электрораспределительными организациями и национальными регулирующими органами за календарный год. При расчетах значений $SAIFI$ должны учитываться плановые и внеплановые отключения, а также отключения для сброса пиковых нагрузок.

Помимо научных исследований, задача выбора оптимального количества и месторасположения КА также решается и производственными предприятиями, как на уровне эксплуатации (предприятия электрических сетей), так и в проектной сфере. В частности, известно, что подход описанный в [8] применяется в действующих ТСО, кроме того, в ряде независимых ТСО (не входящих в структуру «Россетей») существуют свои подходы к выбору количества КА, в основном опирающихся на ретроспективные данные о технологических нарушениях на соответствующих участках электроснабжения и целевых значениях интегральных показателей надежности электроснабжения [9]. Помимо теоретических исследований, существуют методики, непосредственно применяющиеся в условиях действующей системы электроснабжения. Краткий анализ отмеченных методик показывает, что они сводятся к определению длины участка электроснабжения, на границах которого требуется установить КА, при этом в расчетах участвует значение желаемого (целевого) показателя надежности электроснабжения. В альтернативных методиках в качестве критерия выделения секционируемого участка предлагается учет длины отпайки и количество подключенных потребителей электрической энергии в совокупности с показателями оценки эффективности реконструкции распределительных электрических сетей $RNRE$ (ввиду того, что методики не находятся в открытом доступе, ссылки на используемые источники не приводятся).

Таким образом, анализ представленных работ показывает, что в качестве основных данных для выбора оптимального количества и месторасположения коммутационных аппаратов используются ретроспективные данные о надежности электроснабжения рассматриваемого участка, при этом не учитываются важные факторы: индекс технического состояния оборудования и возможность существенно улучшить показатели при выборе альтернативного месторасположения КА (вариативность), так как в указанных методиках предполагается однозначность как в подходе к выбору количества, так и в выборе месторасположения КА.

В целях устранения указанных недостатков, а также в рамках разработки подхода, позволяющего существенно повысить надежность электро-

снабжения, в ходе проведенного исследования разработан новый подход решения задачи выбора оптимального месторасположения и количества КА в РС 6(10) кВ, который основывается на применении теории графов методов математической комбинаторики, а также современных информационных технологий.

Существенной особенностью проведенного исследования является однозначность в выборе количества и месторасположения КА, так как расчет показателей надежности электроснабжения производится не только для выбранных вариантов, но в целом для всей сети методом последовательного перебора места установки и соответствующего расчета показателей и далее из рассчитанных значений выбирается наилучший вариант, соответствующий, при этом, оптимальным финансовым затратам.

Известно, что распределительную сеть можно представить, как совокупность отдельных изолированных участков электроснабжения, сложно взаимосвязанных между собой. При этом, для реализации разработанного подхода, каждый участок электрической схемы распределительной сети необходимо представить в виде взвешенного (т.е. каждый участок сети, включая узлы электроснабжения имеет свой весовой коэффициент) ненаправленного графа.

В качестве вершин графа обозначаются:

- точки электрических соединений потребителей;
- места соединения отпаяк воздушной линии электропередачи;
- при наличии на рассматриваемом участке распределительной сети проходной трансформаторной подстанции (ТП), данную ТП также необходимо обозначать за вершину графа;
- дополнительно в виде вершины графа выделяются точки, соответствующие местам существенного изменения условий эксплуатации воздушных линий электропередачи (переходы через автомагистрали, овраги, водоемы и т.д.).

В качестве ребер графа выступает участок линии электропередачи, заключенный между двумя вершинами графа.

Весовыми коэффициентами для решения задачи приняты следующие параметры электрической распределительной сети.

1. Индекс технического состояния (ИТС) каждого отдельного участка распределительной сети (ребра графа), рассчитываемый для распределительной электрической сети по соответствующей методике. Здесь необходимо отметить, что техническое состояние оборудования – первоисточник причины аварийных отключений, в отличие от используемых существующими методиками показателей надежности, которые являются, в частности, следствием плохого индекса технического состояния.

2. Протяженность каждого участка распределительной сети (ребра

графа) в километрах. В соответствии с ИТС рассчитывается как число повреждений на 1 км ЛЭП, для определения абсолютной величины повреждений на каждом участке сети, необходимо определить протяженность соответствующего участка и как следствие, определить вероятность повреждения на каждом конкретном участке сети, относительно вероятности отключения всей линии электропередачи в целом.

3. Количество узлов учета (приборов учета, здесь также может использоваться количество потребителей электрической энергии) для каждой вершины графа. Показатель позволит оценить потенциальное улучшение показателей надежности *SAIFI* вследствие расположения коммутационных аппаратов.

Для преобразования однолинейной схемы в граф, необходимо все вершины графа пронумеровать целыми неотрицательными числами, где цифра 0 – это центр питания рассматриваемого участка распределительной сети.

В качестве примера приведен участок реальной радиальной распределительной электрической сети (рис. 1), а на рис. 2 приведен граф схемы замещения с учетом весовых коэффициентов.

В графе, полученном на рис. 2, теоретически имеется 12 ребер, но установка коммутационного аппарата в ребро 0-2 нецелесообразна, т.к. получится дублирование головного выключателя фидера, установленного на подстанции (в вершине 0). Таким образом, для установки коммутационных аппаратов это означает, что в соответствии с формулой математической комбинаторики (9) для рассматриваемой схемы существует 2 048 комбинаций расположения коммутационных аппаратов:

$$N = 2^{n-1}, \quad (9)$$

где N – число комбинаций расстановки коммутационных аппаратов; n – число ребер графа, шт.

Необходимо отметить, что расположение коммутационных аппаратов предполагается в начало ребра (ближайшее место к центру питания линии электропередачи) с целью покрытия как можно большего потенциального участка аварийного отключения.

Наилучшей комбинацией, с точки зрения надежности, будет являться установка коммутационных аппаратов во все ребра, но это повлечет за собой значительный объем необходимых капитальных затрат, в связи с этим, вводится дополнительное ограничение, которое выражается в необходимости учета потенциально отключаемых потребителей при возникновении технологического нарушения:

$$\frac{N_{\text{ост}U}}{N_{\text{исхсх}}} \geq \frac{N_1}{100}, \quad (10)$$

где $N_{\text{ост}U}$ – число оставшихся под напряжением потребителей, шт.; $N_{\text{исхсх}}$ – общее количество потребителей, подключенных к сети, шт.; N_1 – обобщенный параметр, определяемый на основании требуемого значения показателей надежности электроснабжения.

Также, стоит отметить о малой вероятности повреждения коротких участков ЛЭП. Т.е. в качестве второго ограничения места установки КА необходимо выбрать ограничение секционируемого участка линии только те ребра графа распределительной сети, суммарная длина отключения которых будет составлять не менее рассчитанного значения обобщенного параметра N_2 , %:

$$\frac{l_{\text{ост}U}}{l_{\text{исхсх}}} \geq \frac{N_2}{100}, \quad (11)$$

где $l_{\text{ост}U}$ – длина линии, оставшейся под напряжением, шт.; $l_{\text{исхсх}}$ – общая длина рассматриваемого участка линии, шт.

В качестве третьего ограничения при выборе места установки КА предлагается использовать расстояние и значение обобщенного параметра N_3 , % который характеризует расстояние между устанавливаемыми КА:

$$\frac{N_{\text{ост}U}}{N_{\text{исхсх}}} \geq \frac{N_3}{100}, \quad (12)$$

Обобщенные параметры N_1 , N_2 , N_3 определяются персоналом предприятия электрических сетей, ответственным за эксплуатацию участка распределительной сети для каждого конкретного фидера или для всего филиала в целом.

Важно отметить, что у ПЭС есть возможность не сокращать количество потенциальных ребер для расположения коммутационных аппаратов

при неограниченном бюджете, для этого достаточно принять N_1, N_2, N_3 равными 0.

Учет обобщенных параметров N_1, N_2, N_3 при определении месторасположения КА дает возможность гибкой настройки для конкретного случая. С целью апробации расчетов, для примера, были приняты показатели $N_1 = 40 \%$, $N_2 = 10 \%$, $N_3 = 10 \%$.

С учетом принятых величин, для представленной схемы (рис. 2), возможны варианты расположения коммутационных аппаратов в ребрах: 10-11, 10-13, 10-8, 5-6, 3-5, 2-8. При этом, стоит отметить, что с учетом принятого значения $N_3 = 10 \%$ одновременно во все 6 оставшихся ребер установка коммутационных аппаратов не допустима и вместо 64 возможных, число комбинаций установки сокращается до 55 вариантов, для каждого из которых выполнен расчет соответствующих показателей надежности электропитания.

По аналогии с методикой расчета вероятности отказа основного оборудования, утвержденной приказом Минэнерго России [10], авторами исследования предлагается к использованию формула для расчета коэффициента повышения надежности сети (КПНС) вследствие отключения потенциально устанавливаемого коммутационного аппарата на рассматриваемом участке распределительной электрической сети в случае, если в ребро устанавливается КА и авария произойдет в той части схемы, которую отделяет данный КА.

Данный коэффициент рассчитывается для каждого потенциального места установки (ребра графа) коммутационного аппарата и показывает, насколько улучшится надежность сети в случае, если в ребро устанавливается коммутационный аппарат, и авария произойдет в той части схемы, которую изолирует данный коммутационный аппарат:

$$\text{КПНС} = \frac{\text{ТИ}_{\text{ост}U}}{\text{ТИ}_{\text{исхх}}} \cdot \frac{l_{\text{исхх}} - l_{\text{ост}U}}{l_{\text{исхх}}} \cdot \frac{N_{\text{ост}U}}{N_{\text{исхх}}}, \quad (13)$$

где $\text{ТИ}_{\text{исхх}}$ – технический индекс для всего участка распределительной сети; $\text{ТИ}_{\text{ост}U}$ – технический индекс для участка сети, оставшегося под напряжением.

$$\text{ТИ}_{\text{исхх}} = \sum_{i=1}^n \text{ИТС}_i \cdot \frac{L_i}{100}, \quad (14)$$

где ИТС_i – индекс, характеризующий техническое состояние каждого ребра рассматриваемого участка распределительной сети; L_i – протяженность каждого ребра рассматриваемого участка сети, км.

Согласно приведенным подходам, выполнен расчет для выбора месторасположения и количества коммутационных аппаратов для исходной схемы, представленной на рис. 1 и 2.

Согласно исходной информации для рассматриваемой схемы, произведен расчет индекса технического состояния, результаты представлены в табл. 1.

Таблица 1.
Сведения об индексе технического состояния графа

Table 1.
Information about the technical condition index of the graph

№	Наименование графа	Индекс
1	Исходный граф	7,289
2	КА в ребре 8-2	4,259
3	КА в ребре 5-3	4,073
4	КА в ребре 6-5	5,825
5	КА в ребре 10-8	5,11
6	КА в ребре 10-11	6,654

Для каждого потенциального места (ребра) установки коммутационного аппарата рассчитан коэффициент повышения надежности сети, информация приведена в табл. 2.

Таблица 2.
Сведения о коэффициенте повышения надежности

Table 2.
Information about the reliability improvement coefficient

№	Наименование графа	Индекс
1	10-11	0,093
2	10-13	0,128
3	5-6	0,144
4	8-10	0,177
5	3-5	0,180

В целях определения оптимального числа и конкретных мест установки коммутационных аппаратов вычисляется сумма коэффициентов КПНС для каждой возможной комбинации, для которой комбинации рассчитывается эффективность капитальных вложений (ЭКВ) в соответствии с формулой:

$$\text{ЭКВ} = \frac{\sum C_{\text{рек}} - \sum C_{\text{раз}}}{\sum \text{КПНС}}, \quad (15)$$

где $\sum C_{\text{рек}}$ – сумма стоимостей реклоузеров, устанавливаемых в рассматриваемой схеме для конкретной комбинации; $\sum C_{\text{раз}}$ – сумма стоимостей разъединителей с моторным приводом, устанавливаемых в рассматриваемой схеме для конкретной комбинации; $\sum \text{КПНС}$ – сумма коэффициентов повышения надежности сети в рассматриваемой схеме для каждого потенциального места установки коммутационных аппаратов в рассматриваемой комбинации.

В качестве дополнительного критерия для выбора итогового варианта комбинации рассчитывается показатель надежности *SAIFI* после расположения коммутационных аппаратов. Величина *SAIDI* не рассчитывается, т. к. сложно достоверно определить, насколько улучшится данный показатель надежности, вследствие его сильной зависимости от времени проведения аварийно-восстановительных работ.

Ниже в табл. 3 представлена часть ранжированного списка всех возможных комбинаций расстановки коммутационных аппаратов в ребра графа с учетом описанных в данной статье критериев (в исследовании в качестве примера расчетов стоимость реклоузера была принята в размере 1 200 тыс. руб., стоимость разъединителя с моторным приводом – 600 тыс. руб.).

Таблица 3.
Сведения об эффективности реализации мероприятий

Table 3.
Information on the effectiveness of the implementation of measures

№	Расположение КА в ребрах графа	увеличение <i>SAIFI</i> на, %	ЭКВ
1	8-2	37	3 042
2	8-2, 5-3	39	3 181
3	10-8, 8-2	39	3 206
4	10-8, 5-3, 8-2	40	3 247
5	5-3	41	3 332

В рассмотренном примере комбинаций установок с соответствующими значениями улучшения показатели надежности электроснабжения и значением ЭКВ насчитывается 55 вариантов, в табл. 3 приведена лишь часть информации для формирования представления о полученных данных.

На основании ранжированного списка, персонал, ответственный за

эксплуатацию рассматриваемого участка распределительной сети, определяет оптимальную комбинацию расположения коммутационных аппаратов исходя из показателей эффективности капитальных вложений и величины улучшения показателя надежности *SAIFI*.

III. Обсуждение результатов

Проведен укрупненный анализ современного состояния подходов к выбору количества и места расположения КА в РС 6(10) кВ для обеспечения целевого уровня надежности электроснабжения, в частности рассмотрены подходы, применимые для секционированных пунктов. В основном, в качестве критериев для выбора месторасположения предлагается учитывать длину линии и информацию о годовом недоотпуске электрической энергии потребителям в результате технологического нарушения.

Исходя из недостатков рассмотренных подходов к процессу выбора количества и месторасположения КА разработаны новые критерии, которые необходимо учитывать:

- количественные критерии, определяющие надежность электроснабжения рассматриваемого участка – количество не отключенных потребителей и длину линии, оставшуюся под напряжением;
- индекс технического состояния рассматриваемого участка электроснабжения (совокупности ребер участка);
- коэффициент повышения надежности электрической сети, вследствие установки КА в ребро соответствующего графа.

Для реализации учета указанных факторов разработана методика выбора количества КА, которая основана на применении теории графов и методов математической комбинаторики. Выбор количества и месторасположения КА осуществляется путем сравнения различных вариантов и выбора наилучшего из совокупности результатов, с учетом ограничивающих факторов.

В качестве дополнительного критерия, который необходимо учитывать при выборе количества и месторасположения КА предлагается использовать значения показателя *SAIFI*, причем не абсолютное значение, а единицы прироста показателя от базового уровня.

Разработан алгоритм применения предлагаемого подхода и осуществлена практическая апробация предлагаемой методики, в результате получен перечень вариантов, из которых выбирается наиболее оптимальный.

IV. Заключение

Используемые на сегодняшний день методики определения месторасположения коммутационных аппаратов основываются на показателях надежности, которые являются следствием повреждений в сети и зачастую

причины снижения показателей надежности (поврежденные участки) к моменту осуществления расчетов уже исправлены (вследствие послеаварийных работ), что может привести к установке коммутационных аппаратов на участок с обновленным оборудованием и высоким индексом технического состояния, а также с низкой вероятностью повреждения на данном участке сети.

В предлагаемом подходе в качестве основного параметра используется первоисточник причин аварийных отключений оборудования вследствие наработки оборудования на отказ [11] – индекс технического состояния оборудования, что позволяет осуществлять расчет не на ретроспективных, а на актуальных данных электрической сети и повышает вероятность установки коммутационных аппаратов в наиболее уязвимых участках электрической сети.

Предлагаемый подход обеспечивает вариативность в расчетах благодаря параметрам N_1 , N_2 , N_3 , что позволит ПЭС увеличить/уменьшить количество комбинаций расчетов в зависимости от конкретных условий организации. Оценивается не только техническая составляющая, но и выполняется расчет стоимости оборудования, что позволяет проводить оценку технико-экономической составляющей и упрощает обоснование необходимости инвестиционных затрат.

Предлагаемая методика позволяет осуществлять окончательный выбор мест установки коммутационных аппаратов на основании технико-экономических расчетов и улучшения показателей надежности SAIFI. Данные критерии позволят ответственному за эксплуатацию сотруднику выбрать окончательное решение в зависимости от ограничений бюджета и целевого показателя надежности SAIFI.

© Рахматуллин Р.Р., 2024

© Ференец А.В., 2024

© Исаков Р.Г., 2024

© Мусаев Т.А., 2024

© Федоров О.В., 2024

Поступила в редакцию 25.07.2023

Принята к публикации 22.09.2023

Received 25.07.2023

Accepted 22.09.2023

Библиографический список

- [1] Годовой отчет за 2022 г. // АО «Сетевая компания». [Электронный ресурс]. URL: e-disclosure.ru/portal/files.aspx?id=1830&ure=2&attempt=1 (дата обращения 01.03.2023).
- [2] Федеральный закон от 26.03.2003 № 35 «Об электроэнергетике».

- [3] Постановление Правительства РФ от 01.12.2009 № 977 «Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики» (вместе с «Правилами утверждения инвестиционных программ субъектов электроэнергетики», «Правилами осуществления контроля за реализацией инвестиционных программ субъектов электроэнергетики»).
- [4] Приказ Министерства энергетики от 29.11.16 № 1256 «Об утверждении методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организаций по управлению ЕНЭС и ТСО».
- [5] Приказ Федеральной службы по тарифам от 06.08.2004 № 20-э/2 «Об утверждении методических указаний по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке».
- [6] Köppen D., Vladimirov O.V., Musaev T.A., Fedorov O.V. A method for choosing the optimal quantity of short-circuit indicating devices to enhance power supply reliability // E3S Web of Conferences: International Scientific and Technical Conference Smart Energy Systems 2019 (SES 2019), Sep. 18-20, 2019, Kazan, Russia: EDP Sciences, 2019. Vol. 124. DOI: 10.1051/e3sconf/201912402007
- [7] Сазыкин В.Д., Кудряков А.Г., Багметов А.А. Критерии оптимизации места установки реклоузера в распределительной сети 6-10 кВ // Электротехнические системы и комплексы. 2018. № 1 (38). С. 33-39. DOI: 10.18503/2311-83-18-1(38)-33-39
- [8] Иванов Д.М. Применение автоматического секционирования в целях повышения надежности электроснабжения потребителей воздушной распределительной сети 6(10) кВ // Эпоха науки. 2022. № 30. С. 49-58.
- [9] Мусаев Т.А., Камалиев Р.Н., Шагеев С.Р. Повышение эффективности формирования целевых значений показателей надежности электроснабжения SAIFI, SAIDI для предприятий электрических сетей // Энергетик. 2018. № 8. С. 11-13.
- [10] Приказ Министерства энергетики РФ от 19.02.2019 № 123 «Об утверждении методических указаний по расчету вероятности отказа функционального узла и единицы основного технологического оборудования и оценки последствий такого отказа». [Электронный ресурс]. URL: //www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/72113770/ (дата обращения 23.05.2023).
- [11] Гук Ю.Б. Теория надежности в электроэнергетике. Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1990. – 208 с.

References

- [1] Godovoj otchet za 2022 g. [Annual report for 2022], JSC “Grid Company”. [Online]. Available at: e-disclosure.ru/portal/files.aspx?id=1830&ype=2&attempt=1 [Accessed: Mar. 1, 2023] (in Russian).
- [2] Federal Law of March 26, 2003 No. 35 “Ob elektroenergetike [On Electric Power Industry]” (in Russian).
- [3] Decree of the Government of the Russian Federation dated Dec. 1, 2009 № 977 “Ob investicionnyh programmah sub"ektov elektroenergetiki” (vmeste s “Pravilami utverzhdeniya investicionnyh programm sub"ektov elektroenergetiki”, “Pravilami osushchestvleniya kontrolya za realizaciej investicionnyh programm sub"ektov elektroenergetiki”) [“On investment programs of electric power industry entities”] (together with the “Rules for approving investment programs of electric power industry

- entities”, “Rules for monitoring the implementation of investment programs of electric power industry entities”]) (in Russian).
- [4] Order of the Ministry of Energy dated Nov. 29, 2016 No. 1256 “Ob utverzhdenii metodicheskikh ukazaniy po raschetu urovnya nadezhnosti i kachestva postavlyaemykh tovarov i okazyvaemykh uslug dlya organizacij po upravleniyu ENES i TSO [On approval of methodological guidelines for calculating the level of reliability and quality of supplied goods and services provided for organizations managing the UNEG and TSO]” (in Russian).
- [5] Order of the Federal Tariff Service dated 06.08.2004 No. 20-e/2 “Ob utverzhdenii metodicheskikh ukazaniy po raschetu reguliruemym tarifov i cen na elektricheskuyu (teplovuyu) energiyu na roznichnom (potrebitel'skom) rynke [On approval of guidelines for calculating regulated tariffs and prices for electric (heat) energy in the retail (consumer) market]” (in Russian).
- [6] D. Köppen, O.V. Vladimirov, T.A. Musaev and O.V. Fedorov, “A method for choosing the optimal quantity of short-circuit indicating devices to enhance power supply reliability”, in proc. E3S Web of Conferences: International Scientific and Technical Conference Smart Energy Systems 2019 (SES 2019), Sep. 18-20, 2019, Kazan, Russia, vol. 124. DOI: 10.1051/e3sconf/201912402007
- [7] V.D. Sazykin, A.G. Kudryakov and A.A. Bagmetov, “Criteria for optimizing the place of reclaimer installation in the 6-10 Kv distribution network”, *Electrical systems and complexes*, vol. 1, no. 38, pp. 33-39, 2018. DOI: 10.18503/2311-83-18-1(38)-33-39
- [8] D.M. Ivanov, “Application of automatic sectioning to increase reliability of power supply to consumers of 6(10) kV overhead distribution network”, *Era of Science*, no. 30, pp. 49-58, 2022.
- [9] T.A. Musaev, R.N. Kamaliev and S.R. Shageev, “Povyshenie effektivnosti formirovaniya celevykh znachenij po-kazatelej nadyozhnosti elektrosnabzheniya SAIFI, SAIDI dlya predpriyatij elektricheskikh setej [Increasing the efficiency of forming target values of power supply reliability indicators SAIFI, SAIDI for electrical network enterprises]”, *Energetik*, no. 8, pp. 11-13, 2018 (in Russian).
- [10] Order of the Ministry of Energy of the Russian Federation dated Feb. 19, 2019 No. 123 “Ob utverzhdenii metodicheskikh ukazaniy po raschetu veroyatnosti otkaza funkcional'nogo uzla i edinicy osnovnogo tekhnologicheskogo oborudovaniya i ochenki posledstviy takogo otkaza [On approval of guidelines for calculating the probability of failure of a functional unit and a unit of main technological equipment and assessing the consequences of such failure]”. [Online]. Available at: [//www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/72113770/](http://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/72113770/) [Accessed: May 23, 2023] (in Russian).
- [11] Yu.B. Guk, *Teoriya nadezhnosti v elektroenergetike [Reliability theory in the electric power industry]*. Leningrad: Energoatomizdat. Leningr. otd-nie, 1990 (in Russian).

**ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ
INFORMATION ABOUT THE AUTHORS**

Рахматуллин Руслан Ринатович, аспирант Казанского национального исследовательского технического университета им. А.Н. Туполева – КАИ, г. Казань, Российская Федерация.

Ruslan R. Rakhmatullin, graduate student of the Kazan National Research Technical University n.a. A.N. Tupolev – KAI, Kazan, Russian Federation.

Ференец Андрей Валентинович, кандидат технических наук, профессор Казанского национального исследовательского технического университета им. А.Н. Туполева – КАИ, г. Казань, Российская Федерация.

Andrei V. Ferenc, Cand. Sci. (Eng.), professor of the Kazan National Research Technical University n.a. A.N. Tupolev – KAI, Kazan, Russian Federation.

Исаков Руслан Геннадьевич, кандидат технических наук, доцент Казанского национального исследовательского технического университета им. А.Н. Туполева – КАИ, г. Казань, Российская Федерация.

Ruslan G. Isakov, Cand. Sci. (Eng.), associate professor of the Kazan National Research Technical University n.a. A.N. Tupolev – KAI, Kazan, Russian Federation.

Мусаев Тимур Абдулаевич, кандидат технических наук, начальник отдела анализа потерь электрической энергии АО «Сетевая компания», г. Казань, Российская Федерация.

Timur A. Musaev, Cand. Sci. (Eng.), head of department of power loss analysis of the JSC “Grid company”, Kazan, Russian Federation.

Федоров Олег Васильевич, доктор технических наук, профессор Нижегородского государственного технического университета им. Р.Е. Алексеева, г. Нижний Новгород, Российская Федерация.

Oleg V. Fedorov, Doc. Sci. (Eng.), professor of the Nizhny Novgorod State Technical University n.a. R.E. Alekseev, Nizhny Novgorod, Russian Federation.