



СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ, ПРИМЕНЯЕМЫХ В СЕТЯХ С РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ НА ОСНОВЕ ВИЭ

Надергулов М.М.¹, Исаков Р.Г.^{1,2}

¹Казанский национальный исследовательский технический университет имени А. Н. Туполева–КАИ, г. Казань, Россия

²Казанский государственный энергетический университет, г. Казань, Россия
nadergulov97@mail.ru, ruslanisakov@yandex.ru

Резюме: АКТУАЛЬНОСТЬ исследования заключается в необходимости решения существующих проблем, возникающих в области релейной защиты распределительных сетей 6-10 кВ при внедрении источников распределенной генерации. ЦЕЛЬ. Провести анализ влияния источников распределенной генерации на режимы работы распределительной сети 6-10 кВ. Выявить проблемы функционирования устройств релейной защиты в распределительных сетях 6-10 кВ при наличии источников распределенной генерации, подключаемых к распределительной сети с помощью инвертора. МЕТОДЫ. Осуществляется обзор и анализ литературных источников, а также анализ данных международного информационного обмена. РЕЗУЛЬТАТЫ. В статье описана актуальность темы, подробно рассмотрены инверторные источники распределенной генерации с точки зрения их подключения и воздействия на распределительную сеть; проведен сравнительный анализ применения традиционных источников и источников распределенной генерации в распределительных сетях, проведен анализ их влияния на величину токов короткого замыкания и параметры электрической сети; проведен обзор существующих проблем и решений функционирования устройств релейной защиты в распределительных сетях при использовании источников распределенной генерации. ЗАКЛЮЧЕНИЕ. Использование инверторных источников распределенной генерации создают проблемы функционирования устройств релейной защиты за счет ограничения пропускной способности инвертора и вариативностью топологии сети. В настоящий момент для существующих проблем имеются научные наработки по их решению с присущими им достоинствами и недостатками.

Ключевые слова: релейная защита (PЗ); распределительная сеть (РС); распределенная генерация (PГ); инвертор.

Для цитирования: Надергулов М.М., Исаков Р.Г. Современное состояние проблем функционирования устройств релейной защиты, применяемых в сетях с распределенной генерацией на основе ВИЭ // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2025. Т. 27. № 2. С. 90-125. doi: 10.30724/1998-9903-2025-27-2-90-125.

MODERN STATE OF FUNCTIONING OF RELAY PROTECTION DEVICES USED IN RES-BASED DISTRIBUTED GENERATION NETWORKS

Nadergulov M.M.¹, Isakov R.G.^{1,2}

¹Kazan National Research Technical University named after A.N. Tupolev–KAI, Kazan, Russia

²Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia
nadergulov97@mail.ru, ruslanisakov@yandex.ru

Abstract: RELEVANCE of the research lies in the need to solve the existing problems arising in the field of relay protection of 6-10 kV distribution networks during the introduction of distributed generation sources. THE PURPOSE. To analyze the influence of distributed generation sources on

the operating modes of a 6-10 kV distribution network. To identify the problems of operation of relay protection devices in 6-10 kV distribution networks in the presence of distributed generation sources connected to the distribution network using an inverter. METHODS. The review and analyze of literary sources, as well as the analysis of international information exchange data is carried out. RESULTS. The article describes the relevance of the topic, examines in detail inverter sources of distributed generation from the point of view of their connection and impact on the distribution network; a comparative analysis of the use of traditional sources and sources of distributed generation in distribution networks, an analysis of their influence on the magnitude of currents is carried out. CONCLUSION. The use of inverter-based distributed generation sources creates problems for the operation of relay protection devices due to the limitation of inverter capacity and variability of network topology. At present, for the existing problems, there are scientific developments to solve them with their inherent advantages and disadvantages.

Keywords: relay protection (RP); distribution network (DN); distributed generation (DG); inverter.

For citation: Nadergulov M.M., Isakov R.G. Modern state of functioning of relay protection devices used in res-based distributed generation networks. *Power engineering: research, equipment, technology*. 2025; 27 (2): 90-125. doi: 10.30724/1998-9903-2025-27-2-90-125.

Введение (Introduction)

Распределенная генерация представляет собой инновационный подход к производству энергии, который отличается от традиционных централизованных энергетических систем. Вместо крупных электростанций, распределенная генерация основана на использовании множества малых источников энергии, распределенных ближе к местам потребления, преимущественно используя возобновляемые источники энергии (ВИЭ). Этот подход не только повышает надежность и эффективность энергоснабжения, но также способствует снижению выбросов парниковых газов и улучшению экологической устойчивости энергетической системы [1-3].

Помимо колоссального перехода к использованию ВИЭ во всем мире и их преимуществ по отношению к традиционным источникам, внедрение РГ оказывает значительное влияние на распределительные сети (РС) 6-10 кВ, питающие сети 110-220 кВ, а также релейную защиту (РЗ) объектов электроэнергетики. В зависимости от типа источника, его номинальной мощности и способа подключения, РГ по-разному влияет на сеть при возникновении в ней неисправности [7].

Рассматривая РС 6-10 кВ, являющиеся радиальными по своей структуре, в которых используется один источник питания, поток мощности в этих сетях протекает в одном направлении. По мере реализации источников РГ на практике стали выявляться проблемы с изменением структуры и электрических параметров РС [47], увеличением токов короткого замыкания (КЗ), нарушением координации релейной защиты, возможности ложных отключений и несрабатываний [9].

Несрабатывания РЗ также являются проблемой при подключении РГ на основе ВИЭ к сети 110-220 кВ. Во многом обусловлено это пропускной способностью инвертора, параметры которого выбираются исходя из максимально-допустимой выходной мощности РГ. И при возникновении на участке линии 110-220 кВ аварийного режима – КЗ, к которой подключена РГ, ток подпитки КЗ от источника РГ будет таким же, как и в нормальном режиме работы, что вызовет несрабатывание устройства РЗ.

Актуальность исследования обусловлена тем, что в настоящее время проработка алгоритмов функционирования устройств РЗ в условиях интеграции в электроэнергетическую систему (ЭЭС) инверторных источников РГ представляется недостаточной, отсутствуют обоснованные решения в области РЗ для полноценного внедрения этих источников в ЭЭС.

Цель исследования заключается в проведении анализа влияния источников распределенной генерации как на режимы работы распределительной сети, так и на функционирование релейной защиты, применяемых в ЭЭС с инверторными источниками РГ.

Данная цель достигается решением следующих задач:

1. Проведение исследования вариативности схем подключения и режимов работы инверторных источников РГ;

2. Анализ проблем функционирования устройств РЗ при применении их в сетях с инверторными источниками РГ;

3. Определение перспективных направлений совершенствования алгоритмов функционирования устройств РЗ РС с инверторными источниками РГ.

Научная новизна заключается в детальном анализе влияния распределенной генерации на релейную защиту и величину тока короткого замыкания, исследовании новых подходов к адаптации релейной защиты в распределительных сетях с ВИЭ.

Практическая значимость исследования заключается в обосновании необходимости модернизации релейной защиты для интеграции ВИЭ, проведении численной оценки влияния источников РГ на величину тока КЗ, выявлении ключевых факторов, влияющих на стабильность работы РЗ при изменении конфигурации, а также в необходимости пересмотра требований к наладке устройств РЗ в сетях с высокой долей РГ.

Литературный обзор (Literature Review)

Распределенной генерацией (РГ) является производство электроэнергии объектами значительно меньшей мощности, чем центральные электрические станции, с возможностью их подсоединения практически в любой точке системы электроснабжения [26]. Преимущества РГ заключаются как в повышении энергоэффективности, расширении видов используемой энергии, снижении пиковых нагрузок, поддержание уровня напряжения, снижение потерь при распределении и передаче электроэнергии, повышение надежности и решение проблем электроснабжения удаленных территорий. Но, не смотря на все плюсы, введение в работу значительной мощности РГ приводит к увеличению токов короткого замыкания, а также ложному срабатыванию устройств релейной защиты и ухудшению показателей качества электрической энергии. [26].

В данном контексте изучение, понимание принципов и проблем, связанных с распределенной генерацией, становится ключевым для энергетических специалистов, решающих вопросы будущего энергетического сектора. [3, 8].

Наиболее популярными направлениями использования технологий РГ, в настоящее время, являются: ветроэнергетика; солнечная энергетика; биоэнергетика; микротурбины и газовые турбины [23, 42]. Классификация которых, с точки зрения их подключения и технологии детально проанализирована и определена в работе [11] (рис. 1).

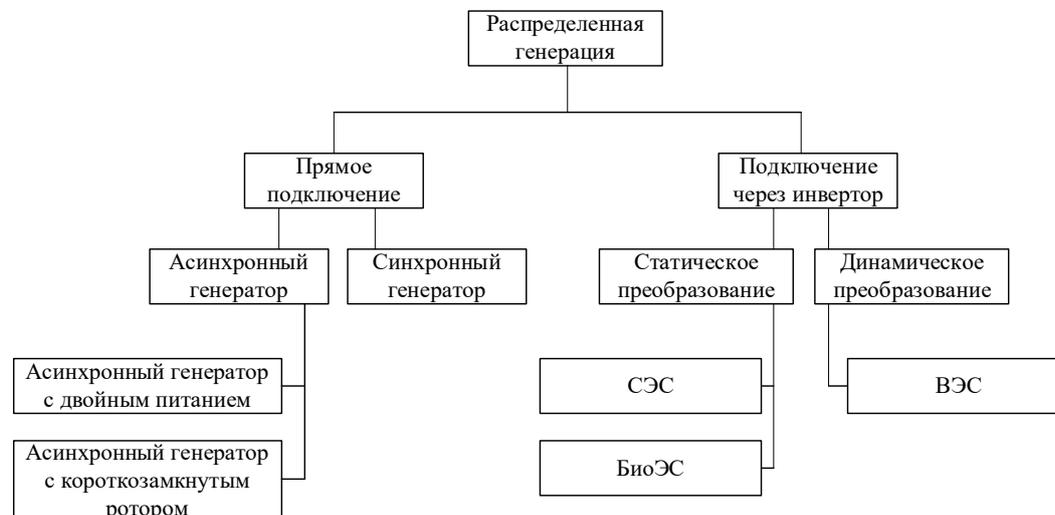


Рис. 1. Классификация РГ по технологии и типу подключения Fig. 1. Classification of DGs by technology and connection type

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

Обычно источники РГ классифицируют в соответствии с их различными типами и технологиями эксплуатации, однако, для более детального изучения их влияния на распределительную систему необходимо рассматривать их с электрической точки зрения. При этом можно получить классификацию различных типов РГ в зависимости от их применения в распределительной сети, продолжительности работы, типа вырабатываемой мощности, возобновляемых или невозобновляемых технологий [11]. Расширенный список децентрализованных технологий с возобновляемыми и невозобновляемыми источниками энергии приведен в таблице 1 [16, 24].

Таблица 1
Table 1Технологии распределенной генерации [16, 24]
Distributed generation technologies [16, 24]

№ п/п	Технология	Генерируемая мощность
1	Газовые турбины комбинированного цикла	35 МВт – 400 МВт
2	Двигатели внутреннего сгорания	5 кВт – 17 МВт
3	Газовая турбина	1 МВт – 250 МВт
4	Микрогазовая турбина	35 кВт – 1 МВт
5	Двигатель Стирлинга	2 кВт -10 кВт
6	Мини-ГЭС	1 МВт – 100 МВт
7	Микро-ГЭС	25 кВт – 1 МВт
8	Ветряные турбины	200 Вт – 5 МВт
9	Солнечные панели	20 Вт – 100 кВт
10	Солнечная тепловая энергия	1 МВт – 10 МВт
11	Газификация биомассы	100 кВт – 20 МВт
12	Топливные элементы – фосфорная кислота	200 кВт – 2 МВт
13	Топливные элементы – расплав карбоната	250 кВт – 2 МВт
14	Топливные элементы – протонный обмен	1 кВт – 250 кВт
15	Топливные элементы – твердый оксид	250 кВт – 5 МВт
16	Геотермальная энергия	5 МВт – 100 МВт
17	Энергия океана	100 кВт – 1 МВт
18	Аккумуляторные батареи	500 кВт – 5 МВт

**Источник: составлено авторами Source: compiled by the author.*

В качестве источников РГ, подключаемых к распределительной сети (РС) через инвертор, большее применение находят асинхронные генераторы (АГ) [17]. Асинхронные генераторы обычно используются на ветряных электрических станциях (ВЭС). Принцип работы заключается в выработке переменного тока с дальнейшим его преобразованием в постоянный ток с помощью инвертора и последующего возвращения переменного тока в РС. Поскольку генерируемое напряжение и частота на выходе генератора не стабильны, добиться равного соотношения напряжения и частоты с основной сетью может инвертор. Инвертор преобразует переменный ток в постоянный, а затем приводит его к соответствующей частоте и напряжению для соединения с распределительной сетью [12].

Основное преимущество АГ заключается в возможности регулирования и контроля генерируемой мощности с помощью инвертора, а также меньших габаритах и низкой стоимости по сравнению с синхронными генераторами.

Подробные типы подключения источников распределенной генерации показаны в таблице 2.

Таблица 2
Table 2Типы подключения источников распределенной генерации
Types of connection of distributed generation sources

Источники РГ	Тип подключения
Ветроэнергетика	Инвертор/асинхронный генератор
Малая энергетика	Синхронный генератор
Солнечная энергетика	Инвертор
Микротурбина	Синхронный генератор
Электромобили	Инвертор
Аккумуляторные батареи	Инвертор
Топливные элементы	Инвертор
Энергия биомассы	Синхронный генератор/инвертор

**Источник: составлено авторами Source: compiled by the author.*

Самыми распространенными источниками РГ, которые подключаются к сети напрямую, являются синхронные генераторы. Особенностью синхронных генераторов является их работа с постоянной скоростью вращения, что на выходе обеспечивает стабильное напряжение. Изменяя магнитное поле возбуждения, можно управлять напряжением на клеммах и реактивной мощностью синхронного генератора.

Возобновляемые источники энергии (ВИЭ) в основном подключаются к сети через инвертор (рис. 2), которое преобразует постоянный ток (например, от солнечных панелей или аккумуляторов) в переменный ток, который может быть использован для питания различных потребителей электрической энергии. Инвертор обеспечивает связь между источником распределенной генерации и сетью для синхронизации параметров генерируемого напряжения внешним источником с напряжением основной сети. Технологии инверторов могут быть применены ко всем источникам РГ одинаково, однако различия заводских параметров и типов источников РГ влияют на управление самого инвертора. Производительность и эффективность таких систем зависят как от возможностей инвертора, так и от возможностей источника РГ [15, 16].



Рис. 2. Структура преобразования электрической энергии РГ на основе ВИЭ *Fig. 2. Structure of electric energy conversion of DG based on RES*

*Источник: [15] Source: [15].

Типовые примеры структуры источников РГ, подключенных к основной сети через инвертор показаны на рисунке 3. Источником РГ может быть: (а) источник постоянного тока или (б) источник переменного тока, который преобразуется в постоянный. Вариативность таких преобразователей может быть разная. В случае с СЭС, АКБ и БиоЭС используется инвертор DC/AC, так как изначально, генерируемое или запасенное напряжение таких источников является постоянным. В другом случае, при использовании асинхронного генератора двойного питания (DFIG) или синхронного генератора (СГ), встает необходимость в двойном преобразовании – AC/DC/AC. Это необходимо для синхронизации генерируемого напряжения с напряжением основной сети, уменьшения потерь и повышения эффективности работы таких установок. [28].

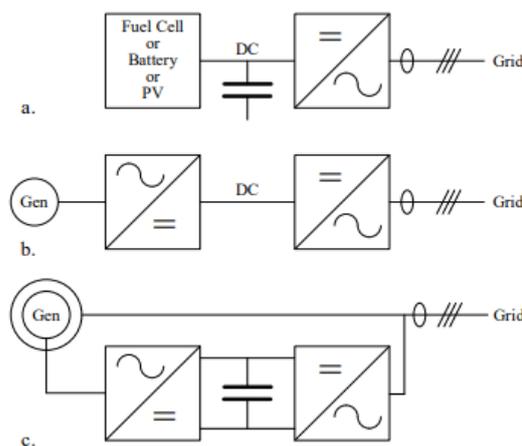


Рис. 3. (а) СЭС, АКБ или БиоЭС (б) *Fig. 3. (a) solar power plants, storage batteries or biomass power plants (b) microturbine or synchronous generator (c) and DFIG*

*Источник: [15] Source: [15].

Не маловажной особенностью инверторов является их функциональность. В последнее время широко применяются инвертора с функциями LVRT (Low Voltage Ride-Through) и HVRT (High Voltage Ride-Through) [29]. Оба параметра важны для обеспечения стабильной работы в электрической сети, особенно при использовании в системах распределенной энергетики.

LVRT – функция инверторного преобразователя, которая позволяет на протяжении сильного непродолжительного падения напряжения (отключения части генераторов) или сбоя в сети (отключения питания) в точке присоединения объекта РГ в заданном диапазоне не отключать инверторные станции и продолжать выдавать электроэнергию. HVRT – возможность генератора или их группы оставаться подключенным к сети и передавать мощность в периоды временных увеличений напряжения [14]. Обе функции изображены на рисунке 4.



Рис. 4. Характеристики работы функций LVRT/HVRT инверторного преобразователя *Fig. 4: Performance characteristics of LVRT/HVRT functions of inverter converter*
 *Источник: [14] Source: [14].

Данные технологии являются перспективными в плане обеспечения потребителей выгодной и надежной электроэнергией. Они способствуют снижению потерь мощности в сети, улучшению показателей напряжения и частоты [32, 40]. Однако, несмотря на преимущества, возникают разные экономические и технические проблемы, если источники РГ не оптимально интегрированы в существующие сети [40]. Неправильно спланированная РГ приводит к увеличению токов короткого замыкания (ТКЗ), появлению колебаний напряжения, перенастройки систем управления и устройств релейной защиты (РЗ) [40], что в свою очередь, влияет на динамику всей сети [24].

Существующие решения оптимального размещения источников РГ решают не все проблемы. Даже при правильном размещении, РГ снижает надежность сети и правильную работу РЗ, которые зависят от типа, размера, количества этих источников и структуры сети, к которой они подключаются [35, 37]. Повышение ТКЗ, за счет дополнительной подпитки от РГ, может привести к повреждению оборудования при отказе устройств РЗ [35, 36], что приведет к серьезным последствиям.

Для того чтобы избежать негативные последствия, снижения надежности и безопасности всей сети [35, 38], а также возникновения дисбаланса активной и реактивной мощности [36], встает необходимость более детального анализа сетей 6-10 кВ, к которым предполагается подключение новых мощностей РГ [32]. Решение которых может заключаться в использовании различных методов, таких как: применения генетических алгоритмов, искусственной нейронной сети (ИНС), анализа всевозможных вариантов конфигурации сети [24, 32]

Величина ТКЗ зависит от множества параметров как самой сети, так и подключенной к ней РГ. Рассматривая традиционное построение РС, можно сделать вывод что большинство РС 6-10 кВ являются радиальными по своей структуре (рис. 5) [24, 36].

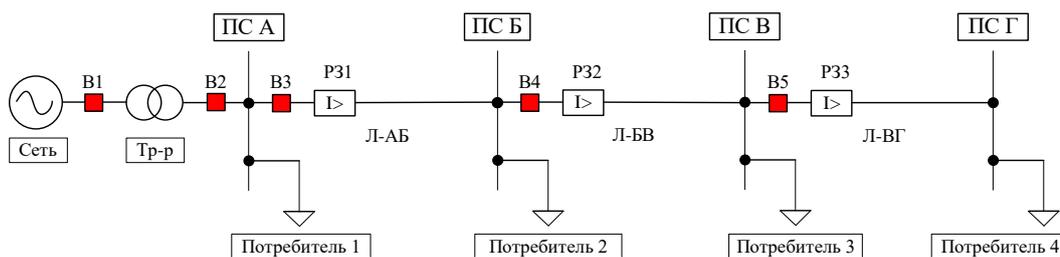


Рис. 5. Радиальная РС *Fig. 5. Radial distribution network*
 *Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

В таких сетях мощность протекает в одном направлении – от источника к потребителям, другими словами, такая сеть имеет однонаправленный поток мощности [24], а величина ТКЗ в месте повреждения обуславливается мощностью системы и сопротивлением элементов электрической сети (рис. 6).

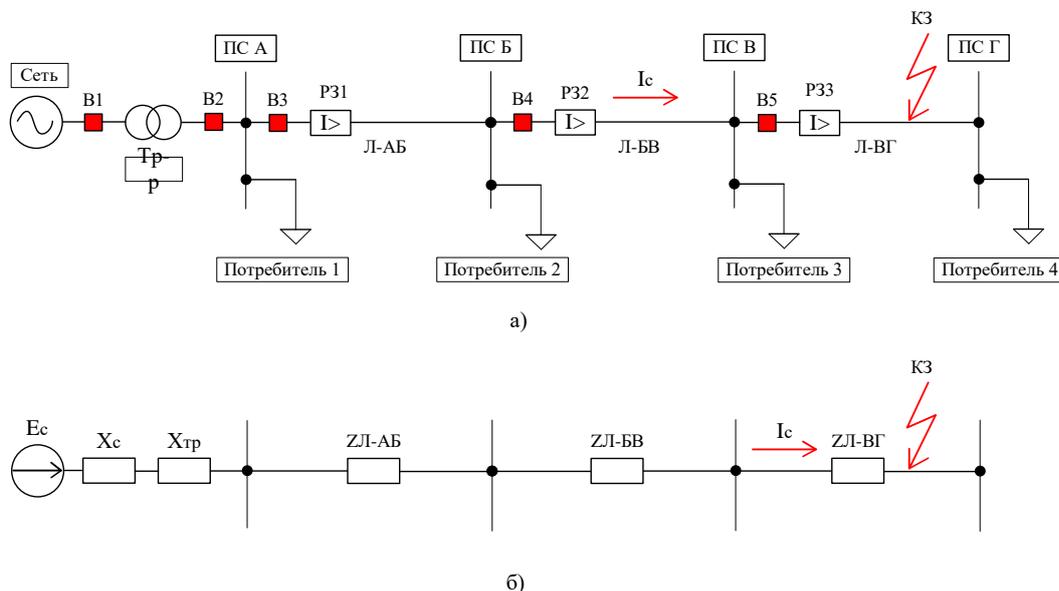


Рис. 6. КЗ на участке радиальной РС: а) условная схема РС; б) схема замещения РС *Fig. 6. Short-circuit in a section of a radial distribution network: a) conventional diagram of the distribution network; b) substitution diagram of the distribution network*

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

РЗ в таких сетях имеет простую схему и выполняется в основном с использованием предохранителей, реклоузеров и МТЗ [7, 44]. Основной задачей защиты является обнаружение и устранение аварийных ситуаций [6, 35, 47], отделения неисправного участка сети от исправного, с целью бесперебойного снабжения электроэнергией и предотвращения развития масштабных повреждений в сети. Компоненты РЗ показаны на рисунке 7.

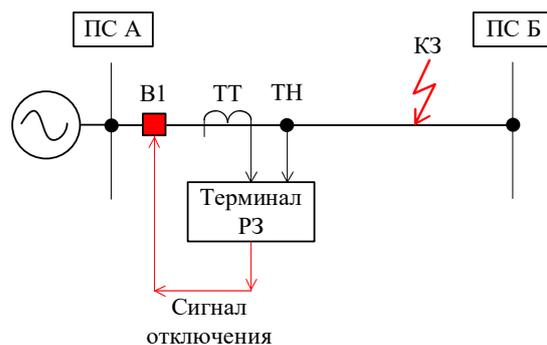


Рис. 7. Компоненты РЗ *Fig. 7. Components of relay protection*
*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

Терминал РЗ получает данные о токе и напряжении от измерительных трансформаторов тока (ТТ) и напряжения (ТН). На основе этих данных измерительные органы терминала определяют место и характер повреждения и принимают решения о необходимости действия защиты. При превышении уставки по току, возникновении КЗ, реагирует пусковой орган терминала РЗ, запускается алгоритм защиты и отправляется сигнал на отключение выключателя В1, изолируя аварийный участок РС.

Внедрение РГ изменяет структуру сети, она перестает быть радиальной. Наличие такого источника вносит дополнительный поток мощности, а при возникновении в ней неисправности, короткого замыкания (КЗ), приводит к увеличению ТКЗ [23, 24] (рис. 8). Величина которого, в данном случае, зависит от типа, мощности, количества и режима работы РГ [37, 47]. Значение тока подпитки места КЗ от одного небольшого блока РГ

невелик, что вносит незначительный вклад в величину ТКЗ, однако эта величина может существенно увеличиться при внедрении источников РГ большого количества и большей мощности [41, 44, 45], что может привести к повреждению силового оборудования, снижению надежности сети и неправильной работе устройств РЗ, требующих перерасчета уставок и дополнительного конфигурирования терминалов [23, 37, 44, 45]. Влияние РГ на сеть, а именно вклад в ТКЗ, подробно рассмотрено в работах [30, 41].

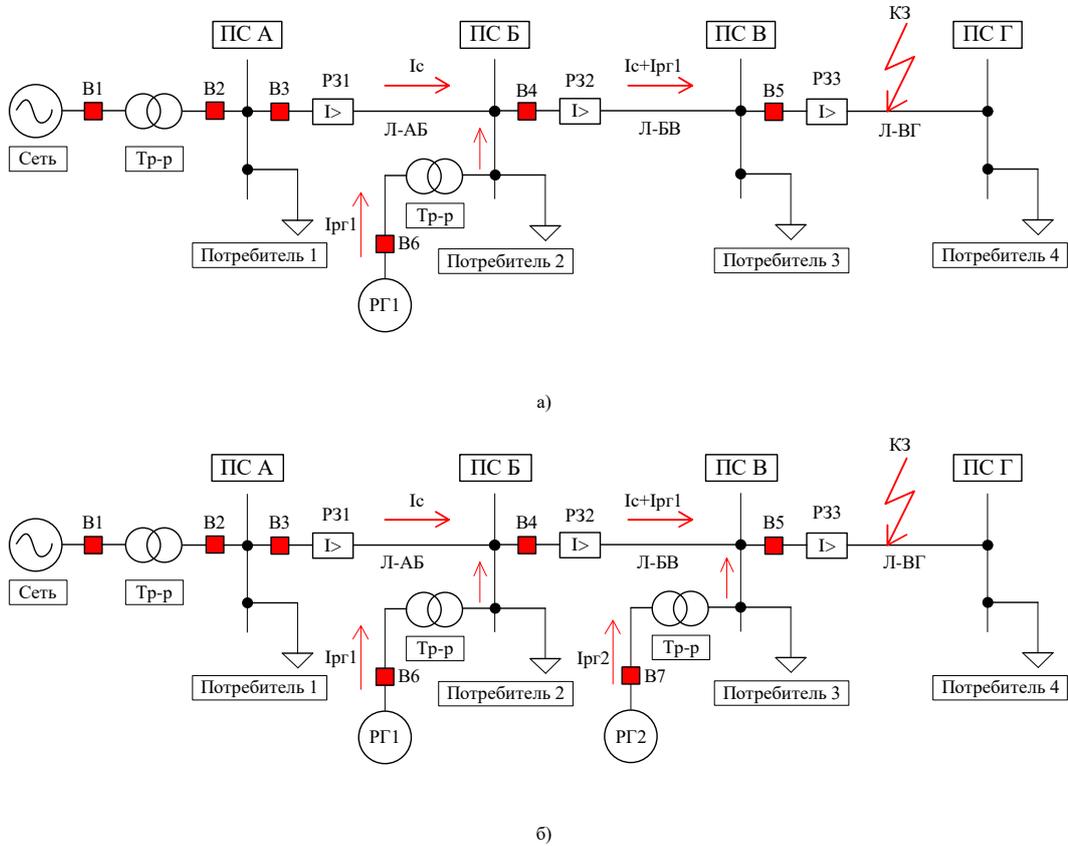
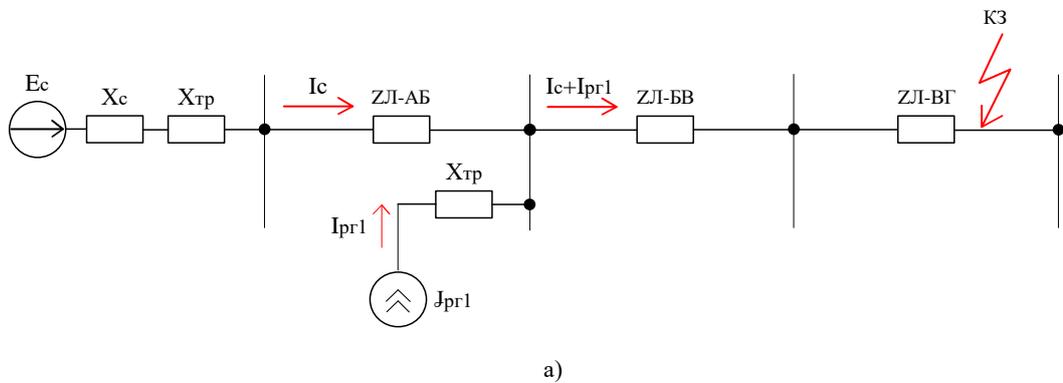


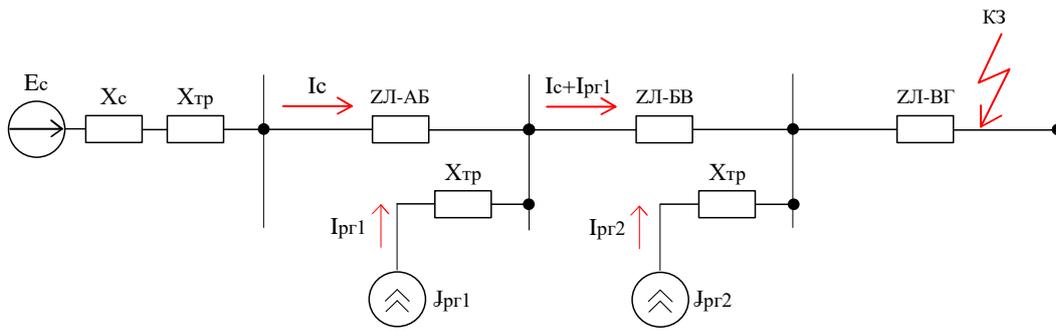
Рис. 8. Влияние источников РГ на ТКЗ: а) при внедрении одного источника РГ; б) при внедрении двух источников РГ

Fig. 8. Effect of distributed generation sources on short-circuit current: a) when one distributed generation source is introduced; b) when two distributed generation sources are introduced

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

Схема замещения при интеграции источников РГ в РС изображена на рисунке 9.





б)

Рис. 9. Схема замещения РС: а) при внедрении одного источника РГ; б) при внедрении двух источников РГ

Fig. 9. Distribution network substitution scheme: a) when implementing one source of distributed generation; b) when implementing two sources of distributed generation

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

К основным требованиям, обеспечивающим эффективное функционирование РЗ и обеспечение безопасности и надежности работы электроэнергетических систем, относят: селективность, чувствительность, быстрдействие и надежность [6, 35]. Первое требование заключается в способности РЗ селективно реагировать на ТКЗ и автоматически отключать только поврежденный участок РС. Второе обязывает РЗ обладать достаточной чувствительностью к повреждениям и ненормальным режимам работы. Третье требование заключается в скорости срабатывания РЗ и отключения КА поврежденного участка для предотвращения дальнейших повреждений. Четвертым является надежность РЗ, чтобы обеспечить стабильную и эффективную защиту электрических сетей.

Рациональное использование этих параметров создает защиту, которая не только оперативно реагирует на аварии, но и избирательно отключает только те участки, которые действительно нуждаются в этом. Баланс между селективностью и чувствительностью достигается за счет правильной настройки временных и токовых уставок, другими словами, координации РЗ. Координация заключается в согласованности защитных устройств, их селективности чувствительности, она необходима для минимизации воздействия аварийного режима на РС и повышения ее надежности. К ней относятся определение временных и токовых уставок, учет кривых срабатывания тех или иных защит, для обеспечения гарантированного срабатывания РЗ, установленных ближе всего к месту повреждения, а в случае их отказа срабатывания вышестоящих [20, 35, 39, 44]. Координация РЗ выстраивается снизу вверх (рис. 10), другими словами, от потребителей электрической энергии к источнику сети. Неисправность устраняется путем отключения выключателя, на участке которого произошло КЗ. В этом случае сначала должен отключиться В5. При отказе В5 должен отключиться В4 и т.д. [6].

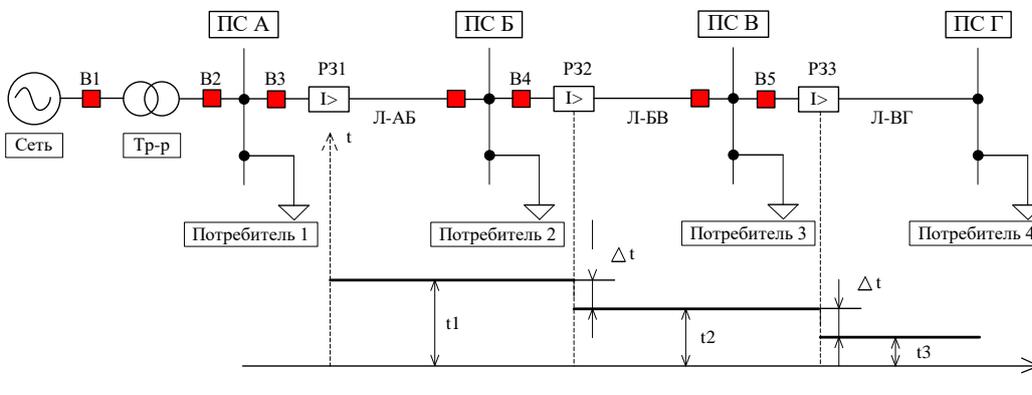


Рис. 10. Отстройка по времени релейной защиты участка РС

Fig. 10. Time delay of the relay protection of a distribution network section

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

Подключенная к основной сети РГ служит источником дополнительного потока мощности, а разработанная для радиальной сети РЗ становится нечувствительной и

ненадежной для новой структуры [1, 47]. За последние несколько лет нормативные документы касаемые построения и исполнения РЗ были адаптированы для работы с крупными объектами РГ и их подключения [18]. Однако, проблемы, возникающие при их внедрении, были не до конца решены. Так исполнение защиты отходящей линии с подключенными источниками РГ на основе ВИЭ представляют собой сложную задачу из-за низкого ТКЗ в изолированном режиме работы, изменения величины и направления тока в результате изменения топологии сети с несколькими источниками энергии [5, 43, 47], а также стратегии управления и непостоянстве ВИЭ. А использование направленного МТЗ требовало дополнительной координации с вышестоящими защитами [13, 39]. Влияние РГ на работу РЗ рассматривалось многими как отечественными коллегами, так и зарубежными. Изучив и проанализировав литературу, можно выделить несколько основных проблем, влияющих на работу защиты в РС.

Неселективное срабатывание: неселективное срабатывание защиты возникает на отходящем фидере с РГ при аварии на смежном участке (рис. 11), так как в точку КЗ начинает протекать ток подпитки от РГ, что в свою очередь, приводит к срабатыванию защиты и отключению неповрежденного фидера с РГ [18, 37, 41]. Происходит это в основном, когда источник РГ и точка КЗ находятся в непосредственной близости к ПС [35].

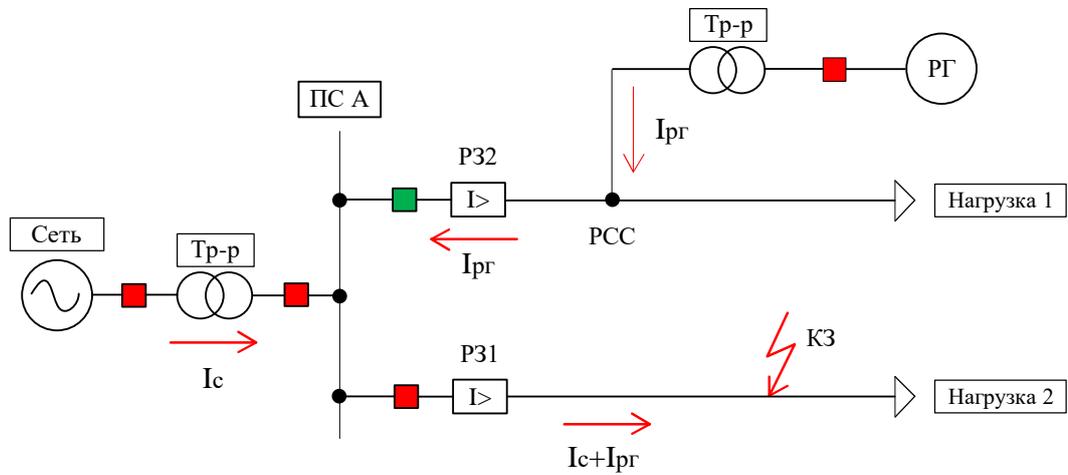


Рис. 11. Неселективное срабатывание P32

Fig. 11. Non-selective operation of P32

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

Снижение чувствительности РЗ: Интеграция источников РГ между устройством защиты и точкой КЗ уменьшает вклад основной сети в ТКЗ, что приводит к несрабатыванию P32 (рис. 12) [48]. Чувствительность защиты в данном случае снижается [35, 37, 41].

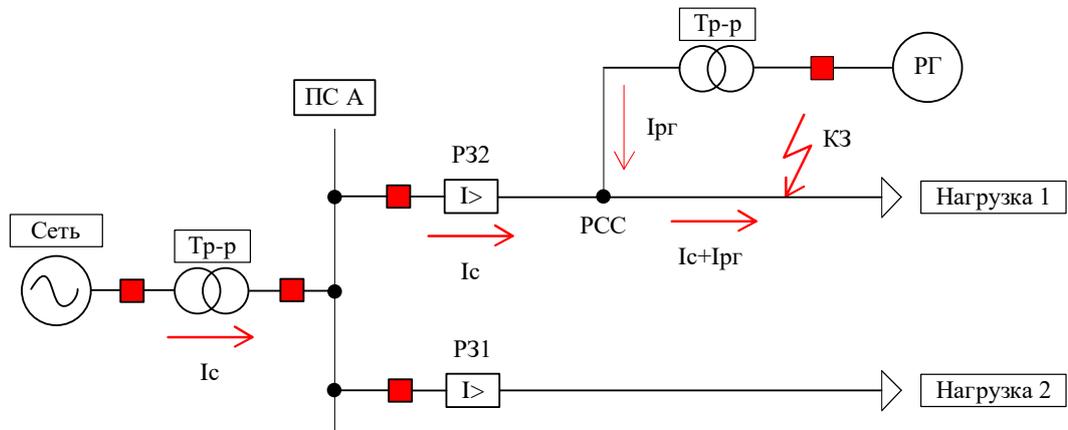


Рис. 12. Снижение чувствительности P32 [7, 48]

Fig. 12. Decrease in sensitivity of P32 [7, 48]

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

Рассматривая в качестве источников обычные синхронные машины можно сделать вывод что, в зависимости от Z_c/Z_{pr} , чем больше будет это соотношение, тем меньше будет вклад в величину КЗ от основной сети (рис. 13) [7, 48].

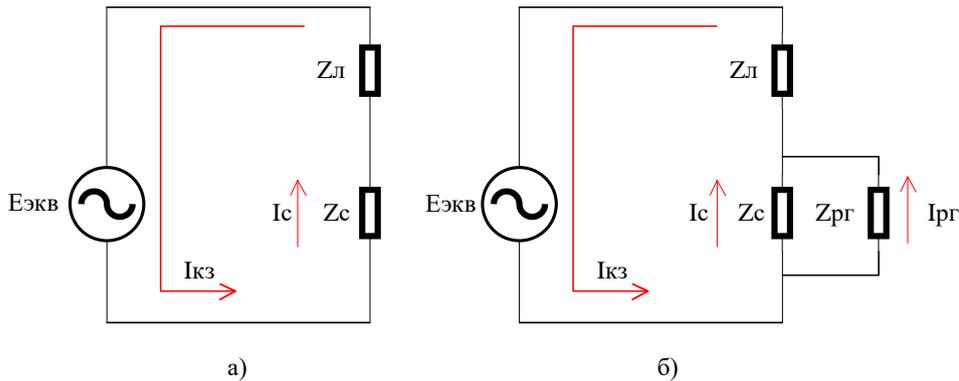


Рис. 13. Схема замещения участка РС: а) при отсутствии РГ; б) при наличии РГ [7]

Fig. 13. Substitution diagram of a distribution network section: a) in the absence of distributed generation; b) in the presence of distributed generation [7]

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

Картина с возобновляемыми источниками немного иная, поскольку они являются по своей природе реальными источниками тока. Внутреннее сопротивление таких источников непостоянна, которая может изменяться в зависимости от температуры, степени разряда и других факторов. Схема замещения участка РС при наличии в ней источника(-ов) на основе ВИЭ изображена на рисунке 14.

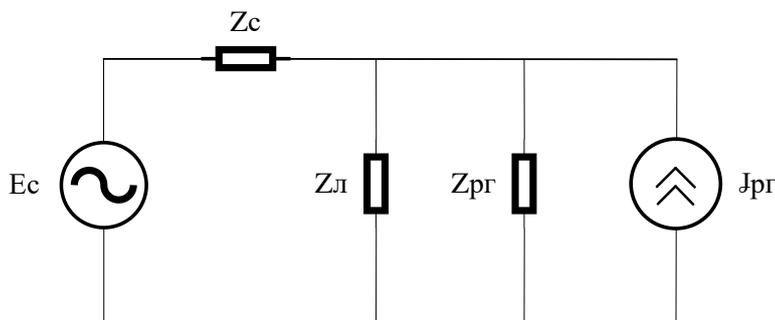


Рис. 14. Схема замещения участка РС при наличии РГ на основе ВИЭ

Fig. 14. Substitution diagram of the distribution grid section in the presence of distributed generation based on RES

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

Данную схему можно преобразовать до более упрощенного вида. Воспользовавшись известными методами преобразования и упрощения схем замещения, можно получить следующую схему (рис. 15).

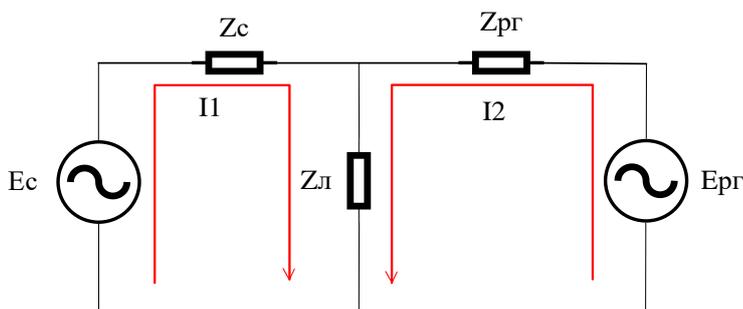


Рис. 15. Упрощенная схема замещения участка РС при наличии РГ на основе ВИЭ

Fig. 15. Simplified substitution diagram of a distribution network section in the presence of distributed generation based on RES

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

Проводя сравнение источников РГ на основе ВИЭ и синхронных генераторов, можно сделать вывод, что соотношение Z_c/Z_{rg} , в случае с возобновляемыми источниками, будет величиной непостоянной, зависящей от внутреннего сопротивления ВИЭ. Вклад в величину ТКЗ от таких источников будет зависеть как от внутреннего сопротивления, так и от пропускной способности самого инвертора.

Источники РГ могут работать в параллельном и изолированном режимах (рис. 16). Параллельный режим источников РГ подразумевает непосредственное их подключение к электрической сети. При этом они работают совместно с источниками основной сети, обеспечивая местное производство электрической энергии. Изолированный режим работы предполагает автономную работу источников РГ. В этом режиме работы РГ обеспечивает электроснабжение потребителей независимо от внешних источников [37]. Однако, величина тока в месте КЗ значительно отличается друг от друга. В параллельном режиме ТКЗ является суммой токов как основной сети, протекающего от источников данной сети и зависящего от их мощности, так и тока подпитки от источников РГ. В изолированном же режиме ТКЗ ограничивается лишь током объекта РГ и пропускной способностью инвертора (при его/их наличии) [47]. В работе [37], авторы утверждают, что величина пропускной способности самого инвертора в 2-3 раза превышает его номинальное значение. В [43], ток, проходящий через инвертор, ограничен на 150% от его номинала. А в статье [47], приходят к выводу, что максимальный ток КЗ от РГ не более чем в два раза превышает номинальный ток инвертора. С другой стороны, наличие в сети РГ с синхронными генераторами (СГ) вносят вклад в ТКЗ, превышающее его номинальный ток в десять раз [43, 47].

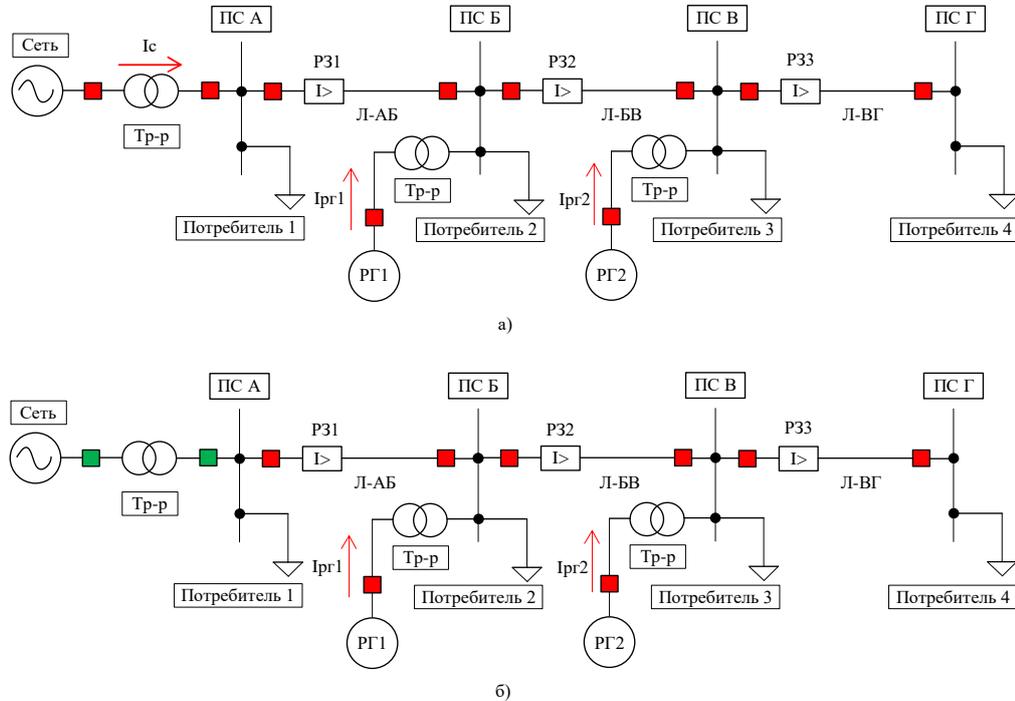


Рис. 16. Режимы работы РГ: а) параллельный режим; б) изолированный режим

Fig. 16. Operation modes of distributed generation: a) parallel mode; b) isolated mode

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

Изолированный режим происходит, когда часть или участок РС, содержащая нагрузку и источники РГ, становится изолированной от основной сети, при этом питание потребителей осуществляется за счет оставшихся в работе источников РГ [16, 18, 47]. Стандарт 1547 Института инженеров по электротехнике и электронике (IEEE) определяет изолированный режим как ситуацию, при которой распределительная система, будучи изолированной от основной сети, продолжает получать питание от источников распределенной генерации [21]. Согласно этому стандарту РГ должна быть изолирована при возникновении в сети любого типа неисправности [47]. При переходе в изолированный режим, РГ может поддерживать питание потребителей (в зависимости от мощности установки и топологии сети) [18], тем самым повышая надежность участка РС, что является главным преимуществом этого режима [47]. По ряду технических и экономических причин, а также в целях безопасности, данный режим ранее нигде не применялся [18], поскольку

требовал перенастройки устройств РЗ и разработки адаптивных защит, способных работать как в нормальном, так и в изолированном режимах [24].

Изолированный режим может быть преднамеренным или непреднамеренным. Непреднамеренный переход в изолированный режим может возникнуть в случае возникновения неисправности в сети, при этом часть РС будет снабжаться электроэнергией от источников РГ, где длительность работы такого режима зависит от баланса активной и реактивной мощности этого участка. Если совокупная генерируемая мощность всех РГ будет меньше мощности потребителей, участвующих в изолированном режиме, то период времени работы такого режима должен быть минимальным [1, 16]. Такой режим можно обнаружить с помощью частотно-зависимой функции, которая встраивается в инвертор и является обязательной [37]. Однако, если соблюдается баланс между генерирующей и потребляющей мощностью, то работа РГ может продолжаться в автономном режиме и снабжать электроэнергией потребителей [1, 16].

Основные проблемы изолированного режима связаны с необходимостью поддержания стабильных параметров электрической энергии, обеспечения резервной мощности, синхронизации нескольких источников энергии и применения специальных систем управления и защиты. К этим проблемам относятся:

1. Обеспечение стабильности напряжения и частоты [4, 34]:

В изолированном режиме необходимо поддерживать стабильные параметры электроэнергии (напряжение, частоту) при изменяющейся нагрузке, что требует специальных систем управления.

2. Обеспечение резервной мощности [4, 34]:

Для надежного электроснабжения в изолированном режиме необходимо иметь достаточный резерв генерирующей мощности на случай аварийных ситуаций или ремонтов.

3. Синхронизация работы нескольких источников энергии [4, 34]:

При работе нескольких источников в изолированном режиме требуется их точная синхронизация по частоте и фазе для предотвращения перегрузок и аварий. В противном случае, источники РГ должны будут отключиться, чтобы избежать повреждения устройств [37], отклонения частоты, напряжения и появления высших гармоник в сети.

4. Ограничения по мощности и количеству потребителей [4]:

Изолированные системы распределенной генерации, как правило, имеют ограничения по максимальной мощности и количеству подключаемых потребителей.

5. Необходимость специальных систем управления и защиты [4, 34].

Непреднамеренный или непредусмотренный переход в изолированный режим: Переход в изолированный режим сопровождается снижением чувствительности и надежности как направленной, так и ненаправленной МТЗ [43], используемой в качестве основной защиты (рис. 17) [47]. ТКЗ в таком режиме намного ниже, по сравнению с параллельной работой. При возникновении КЗ, ток, протекающий к точке КЗ, не способен превысить порог срабатывания РЗ1, что приводит к ее несрабатыванию. В этом случае требуется перерасчет уставок МТЗ или использование второй группы, уже заранее сконфигурированной в устройстве. Этот режим также может привести к несинхронизированному АПВ, что накладывает на себя дополнительные проблемы. Для этого рекомендуется повысить уставку времени срабатывания данной автоматики, чтобы отстроится от защиты от изолированного режима, и использовать АПВ с синхронизмом [18].

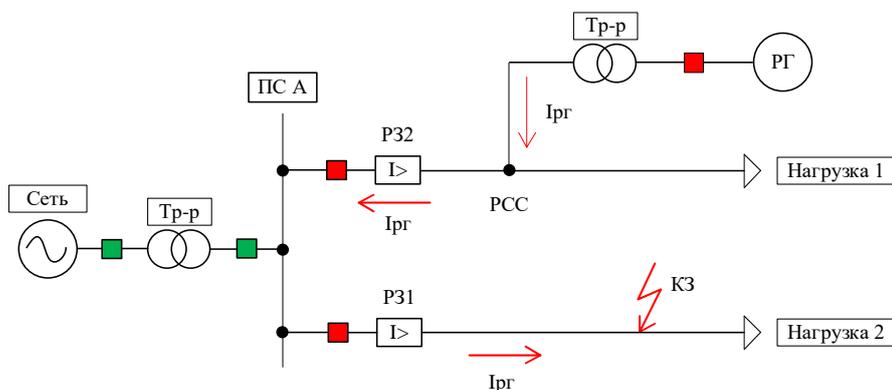


Рис. 17. Отказ РЗ1 при КЗ в изолированном режиме

Fig. 17. Failure of P31 at short circuit in isolated mode

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

Исходя из вышеперечисленного, возникает необходимость в пересмотре алгоритмов традиционной релейной защиты, построенной на токовых защитах, и дополнения ее новыми методиками и алгоритмами, поскольку интеграция источников РГ усложняет режимы работы распределительной сети и как следствие координацию РЗ [43]. А в качестве решения этих проблем могут способствовать использование искусственного интеллекта, например нейронных сетей, адаптивных защит и алгоритмов, способных вести расчет уставок РЗ при различных динамических изменениях сети и передавать эти значения в устройства защиты [1, 7, 39].

Для обеспечения устойчивой работы в изолированном режиме требуются специальные системы противоаварийной автоматики, релейной защиты и управления. К ним можно отнести системы мониторинга и диагностики, обеспечивающие непрерывный мониторинг параметров сети, источников РГ и нагрузки, усовершенствованные системы РЗ или адаптивные РЗ.

В статье [1] предлагается алгоритм адаптивной защиты, основанный на сборе локальной информации. Проводимый эксперимент заключается в анализе напряжения и токов прямой последовательности, протекающих через устройство защиты для выявления неисправностей, что позволяет снизить количество неселективных срабатываний и повысить селективность защиты.

В алгоритме используется следующая формула для расчета уставки токовой защиты [1]:

$$I_{уст} = \frac{K_n \cdot K_{неиспр} \cdot E_\phi}{Z_c + Z_\lambda}$$

где K_n — коэффициент надежности, $K_{неиспр}$ — коэффициент, зависящий от типа неисправности, E_ϕ — эквивалентное фазное напряжение системы, Z_c — суммарное сопротивление со стороны питания системы, Z_λ — сопротивление защищаемой линии.

Если точка неисправности находится выше точки подключения РГ (рис. 18), поток данных не меняется, и текущие алгоритмы защиты работают эффективно.

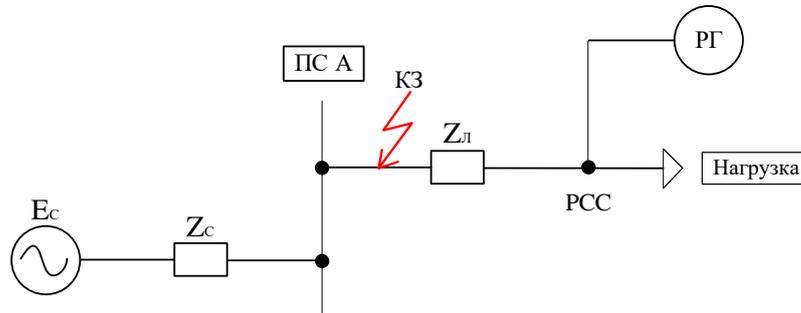


Рис. 18. Короткое замыкание выше точки подключения РГ к сети

Fig. 18. Short circuit above the point where distributed generation is connected to the grid

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

Однако если неисправность происходит ниже точки подключения РГ (рис. 19), возникает необходимость в адаптации конфигурации уставок защиты, поскольку генерация мощности от РГ может повлиять на величину короткого замыкания и изменить параметры сети.

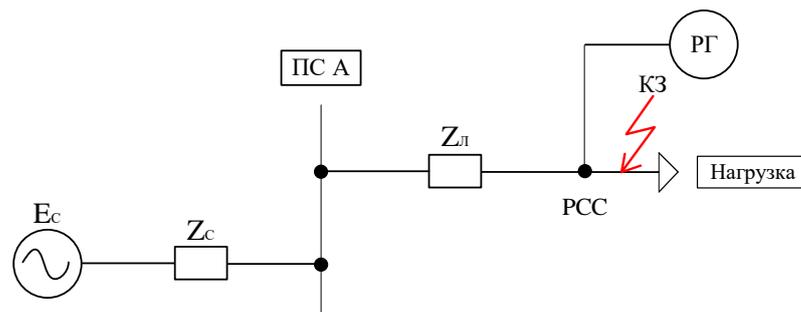


Рис. 19. Короткое замыкание ниже точки подключения РГ к сети

Fig. 19. Short circuit below the point where distributed generation is connected to the grid

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

После многократного моделирования, авторы сделали вывод, что предложенный ими алгоритм адаптивной токовой защиты обеспечивает эффективное решение для защиты сетей с распределенными источниками энергии. Основные преимущества заключаются в его способности адаптироваться к пороговым значениям обеспечения защиты в зависимости от условий сети, что значительно повышает ее селективность и надежность.

В работе [18] было рассмотрено влияние РГ различной мощности на защиту сетей низкого, среднего и высокого напряжения. При интеграции РГ малой мощности нарушение защиты минимального напряжения прямой последовательности (ANSI 27D), защиты минимального напряжения (ANSI 59), защиты минимального напряжения нулевой последовательности (ANSI 59N), защиты максимальной и минимальной частоты (ANSI 81H и ANSI 81L) не наблюдалось.

Анализ существующих защит, применяемых на объектах электроэнергетики, был приведен в работе [43]. На примере тестовой системы небольшого участка РС (рис. 20), авторы описывают основные проблемы защит отходящих линий при наличии в РС источников РГ.

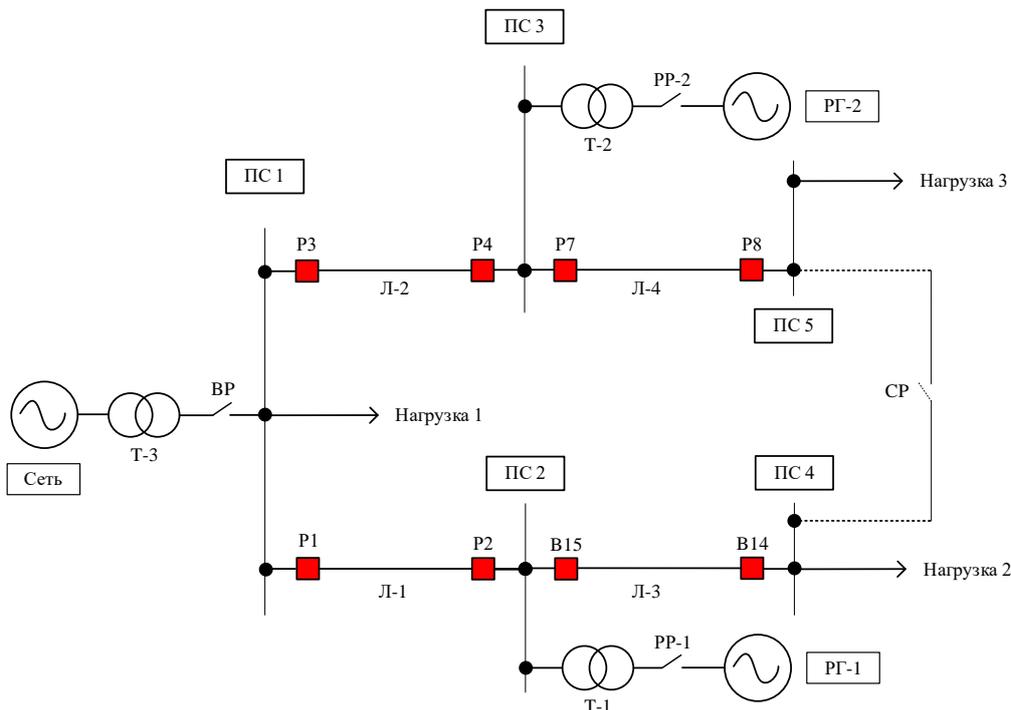


Рис. 20. Тестовая системы участка РС [43]

Fig. 20. Distribution network section test system [43]

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

К этим защитами можно отнести как защиты традиционного исполнения, так и защиты, работа которых основана на новых методиках и алгоритмах. Так, отсутствие надежной адаптивной логики работы МТЗ приводит к несрабатыванию защиты при возникновении КЗ в изолированном режиме, а также нарушению чувствительности из-за дополнительного потока мощности со стороны РГ. Схема защиты на основе вейвлет-преобразования не способна различить переходные процессы нормального и аварийного режимов работы. Эффективность дистанционной защиты и защиты на основе бегущей волны снижается с уменьшением длины ЛЭП и становится непригодной для сетей с короткими линиями. Адаптивные защиты, основанные на центральном процессоре более требовательны к своим внутренним характеристикам, и зависят от мощности, а при возникновении сбоя в каком-либо узле или точке приводят к выводу из строя всю защиту. Интеллектуальные схемы защиты требуют построения высокого уровня коммуникационной сети – наличие выделенной сети с цифровым обменом данных. Недостатком при применении дифференциальной защиты является нарушение синхронизации данных – частоты дискретизации, поскольку возникающий при этом ток небаланса может неправильно повлиять на работу самой защиты. Схемы защиты на основе классификаторов данных склонна к избыточной подгонке данных и может выдавать неверные решения, если обучена на необъективном наборе данных. Сложность алгоритмов такой работы слишком высока, поэтому является нецелесообразной к применению в небольших РС.

Проводя анализ традиционных методов защит отходящих линий в РС, авторы в своей работе [49] предложили использование дифференциальной защиты как основной. Дифференциальная защита действует при возникновении неисправности внутри защищаемого участка, и не реагирует на внешние, даже при наличии в РС источников РГ. Применение данной защиты предотвращает ложные срабатывания (отключения) при неисправностях на смежных отходящих линиях, а также отлично выполняет свою работу в изолированном режиме работы РС, по сравнению с другими традиционными защитами [49]. Однако к недостаткам данного метода можно отнести потерю надежности при замыканиях на землю, которая происходит значительное изменение токов неповрежденной фазы из-за низкоомного сопротивления нулевой последовательности, в то время как инвертор действует как слабый источник прямой и обратной последовательности [50]. Также к недостаткам можно отнести дороговизну применения данного метода и необходимость в надежном канале связи для его корректной работы.

В работе [46], автор провел обзор токовых реле с независимой характеристикой и с сильно-инверсной характеристикой при использовании их в РС с участием и без участия источников РГ. Как известно, время работы токового реле с независимой характеристикой определяется лишь задаваемой уставкой по времени, с учетом согласования от нижестоящих защит. В то время как время работы токового реле с сильно-инверсной характеристикой определяется по следующей формуле:

$$t = \frac{\beta \cdot K}{\left(\frac{I}{I_{c.з.}}\right)^\alpha - 1}$$

где K , α , β – определенные коэффициенты, I – ток, протекающей через реле, $I_{c.з.}$ – ток срабатывания защиты. Чем больше величина тока будет протекать через токовое реле, тем быстрее сработает защита и подаст сигнал на отключение выключателя, и наоборот. Пример использования токовых реле с независимой и сильно-инверсной характеристиками изображен на рисунке 21.

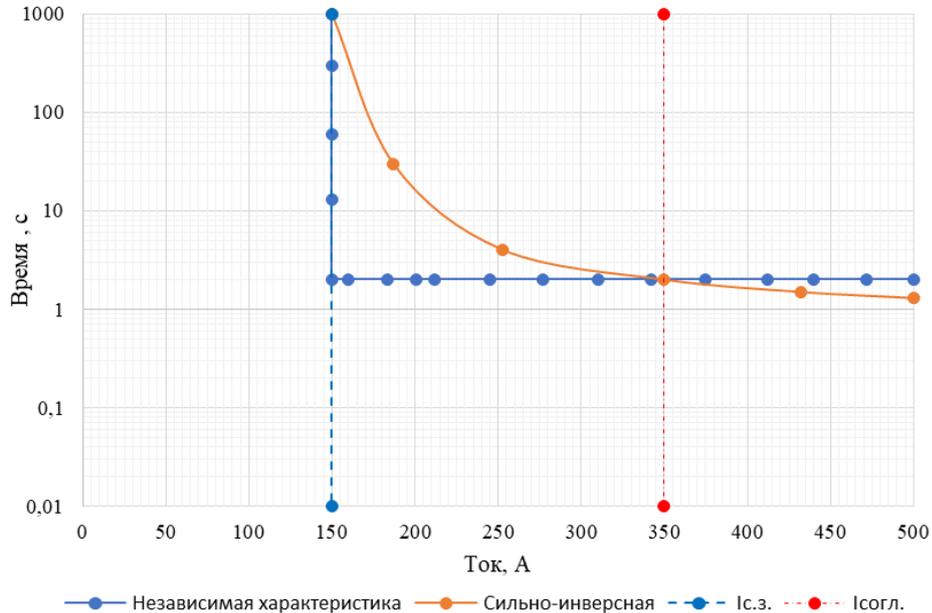


Рис. 21. Карта селективности токовых защит с независимой характеристикой и сильно-инверсной характеристикой

Fig. 21. Selective tripping plan of current protections with independent characteristic and very-inverse characteristic

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

В своей работе автор рассмотрел 3 варианта координации защиты: 1) защита РС без источников РГ; 2) защита РС с наличием в ней источников РГ; 3) защита участка РС, находящегося в изолированном режиме при наличии источников РГ и АКБ. Однолинейная схема РС изображена на рисунке 22.

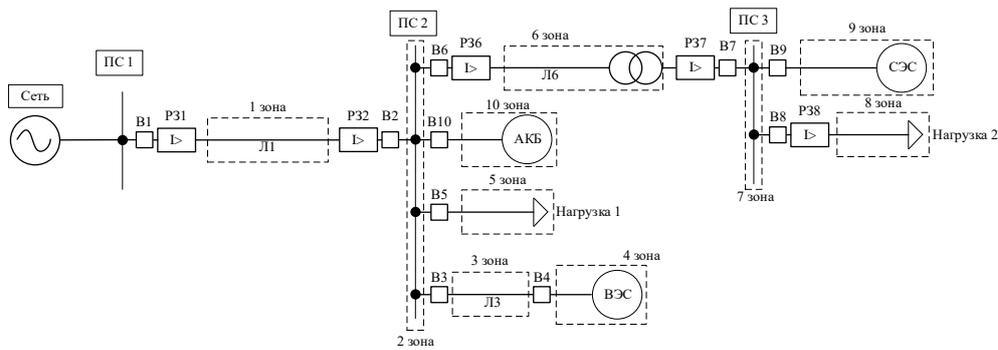


Рис. 22. Однолинейная схема РС

Fig. 22. Single-line diagram of the distribution network

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

В первом варианте при КЗ в зонах 1 и 6 лучшее время отключения и сохранение координации между основной и резервной защитой обеспечила токовая защита с сильно-инверсной характеристикой, однако при КЗ в зоне 8 наилучшие результаты показала токовая защита с независимой характеристикой на всех участках РС, кроме резервной токовой защиты Р31, время срабатывания которой больше 18 секунд (рис. 23) [46].

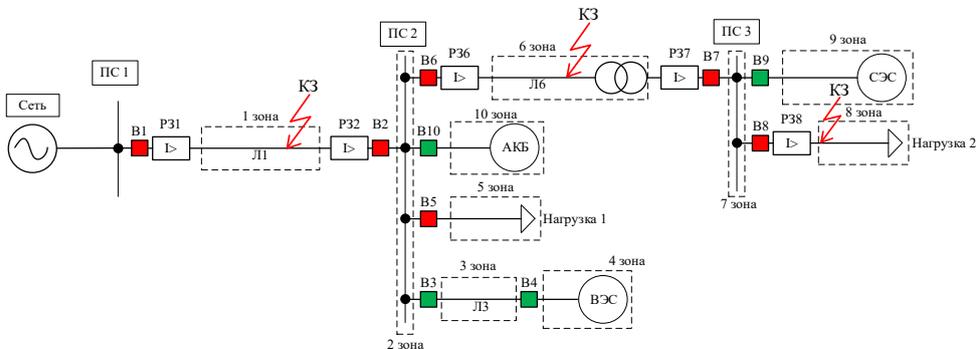


Рис. 23. Однолинейная схема РС без участия источников РГ

Fig. 23. Single-line diagram of the distribution network without distributed generation sources participation

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

Во втором варианте, когда к сети добавились источники ВИЭ и АКБ, картина при КЗ в зонах 1 и 6 остается такой же, как и в первом варианте. Сравнивая 1 и 2 вариант, можно сказать, что включение источников РГ уменьшает вклад в ток КЗ от основной сети из за чего при КЗ в зоне 8 токовые реле с сильно-инверсной характеристикой Р32, 6, 7 срабатывают уже с более большим временем и обеспечивают меньшую координацию по сравнению с токовыми реле с независимой характеристикой. Однако, при КЗ в зоне 8, время срабатывание Р38 сильно-инверсной характеристикой уменьшается за счет дополнительного тока подпитки со стороны СЭС (рис. 24) [46].

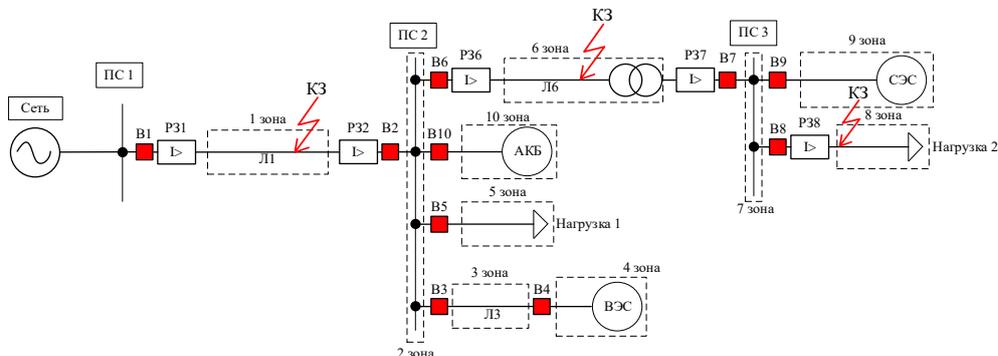


Рис. 24. Однолинейная схема РС с участием источников РГ

Fig. 24. Single-line diagram of the distribution network with participation of distributed generation sources

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

В третьем варианте, в связи с малыми токами КЗ со стороны источников РГ, время срабатывания основной и резервной токовой защиты с сильно-инверсной характеристикой довольно большое, что обеспечивает плохую координацию защиты в РС. В данном случае наиболее быстродействующей является токовая защита с независимой характеристикой (рис. 25) [46].

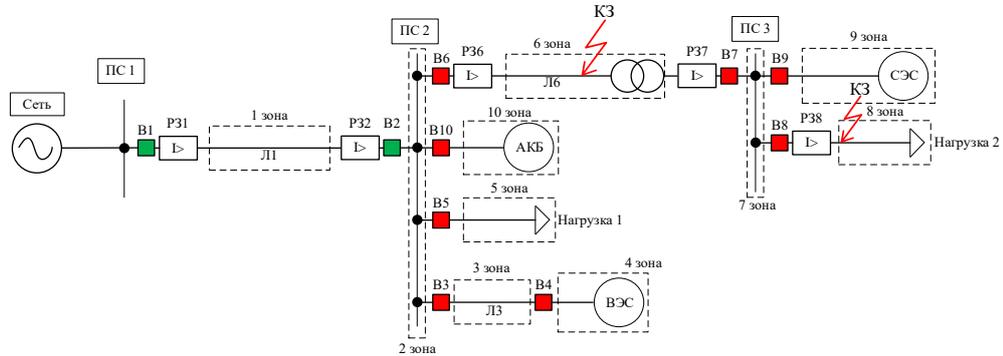


Рис. 25. Изолированный режим работы РС

Fig. 25. Isolated operation mode of the distribution network

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

Отсюда следует, что существующие решения не обеспечивают гарантированную защиту РС от различных неисправностей, возникающих на разных участках сети, а для их эффективной защиты требуется использование адаптивных методов защиты, которые могут настраиваться в зависимости от текущих условий работы сети. Это обеспечивает не только надежность и селективность защиты, но и минимизацию сбоев в работе системы. Ниже приведены таблицы с временем срабатывания токовых защит с сильно-инверсной и независимой характеристиками в трех рассматриваемых вариантах:

Таблица 3
Table 3

Координация защиты РС без источников РГ
Coordination of protection of DN without sources of DG

Точка КЗ	Устройство РЗ	Основная/ резервная РЗ	Сильно-инверсная характеристика, с	Независимая характеристика, с
1 зона	P31	Основная	0,6843	0,8
6 зона	P36	Основная	0,0732	0,4
	P32	Резервная-1	0,377	0,6
	P31	Резервная-2	0,765	0,8
8 зона	P38	Основная	0,1368	0,04
	P37	Резервная-1	0,4125	0,2
	P36	Резервная-2	0,7187	0,4
	P32	Резервная-3	6,9592	0,6
	P31	Резервная-4	>18	>18

*Источник: [46] Source: [46].

Таблица 4
Table 4

Координация защиты РС без источников РГ
Coordination of protection of DN without sources of DG

Точка КЗ	Устройство РЗ	Основная/ резервная РЗ	Сильно-инверсная характеристика, с	Независимая характеристика, с
1 зона	P31	Основная	0,7068	0,8
6 зона	P36	Основная	0,0732	0,4
	P32	Резервная-1	0,348	0,6
	P31	Резервная-2	0,7917	0,8
8 зона	P38	Основная	0,1277	0,04
	P37	Резервная-1	0,412	0,2
	P36	Резервная-2	0,7175	0,4
	P32	Резервная-3	8,5675	0,6
	P31	Резервная-4	>18	>18

*Источник: [46] Source: [46].

Координация защиты РС в изолированном режиме
Coordination of DN protection in isolated mode

Точка КЗ	Устройство РЗ	Основная/ резервная РЗ	Сильно-инверсная характеристика, с	Независимая характеристика, с
6 зона	РЗ6	Основная	0,6163	0,4
8 зона	РЗ8	Основная	0,1977	0,04
	РЗ7	Резервная-1	0,761	0,2
	РЗ6	Резервная-2	1,361	0,4

*Источник: [46] Source: [46].

В статье [27] рассматривается эксперимент по разработке и созданию адаптивной системы защиты для распределительных сетей среднего напряжения (MV) с использованием стандарта IEC 61850. В качестве основного протокола обмена данными в системе защиты используются GOOSE и MMS, которые обеспечивают быструю передачу данных для функций защиты и переконфигурации. В качестве функции релейной защиты используется локализация и изоляция аварийной ситуации (FLISR). Эта система разработана с ограничением автоматической локализации аварийной ситуации, что позволяет быстро находить участки сети с короткими замыканиями или другими проблемами. А после обнаружения неисправного участка система изолирует его и обеспечивает электроснабжение на всех участках сети. Пример упрощенной схемы подстанции с двумя отходящими фидерами до возникновения КЗ и после с применением FLISR изображен на рисунке 26.

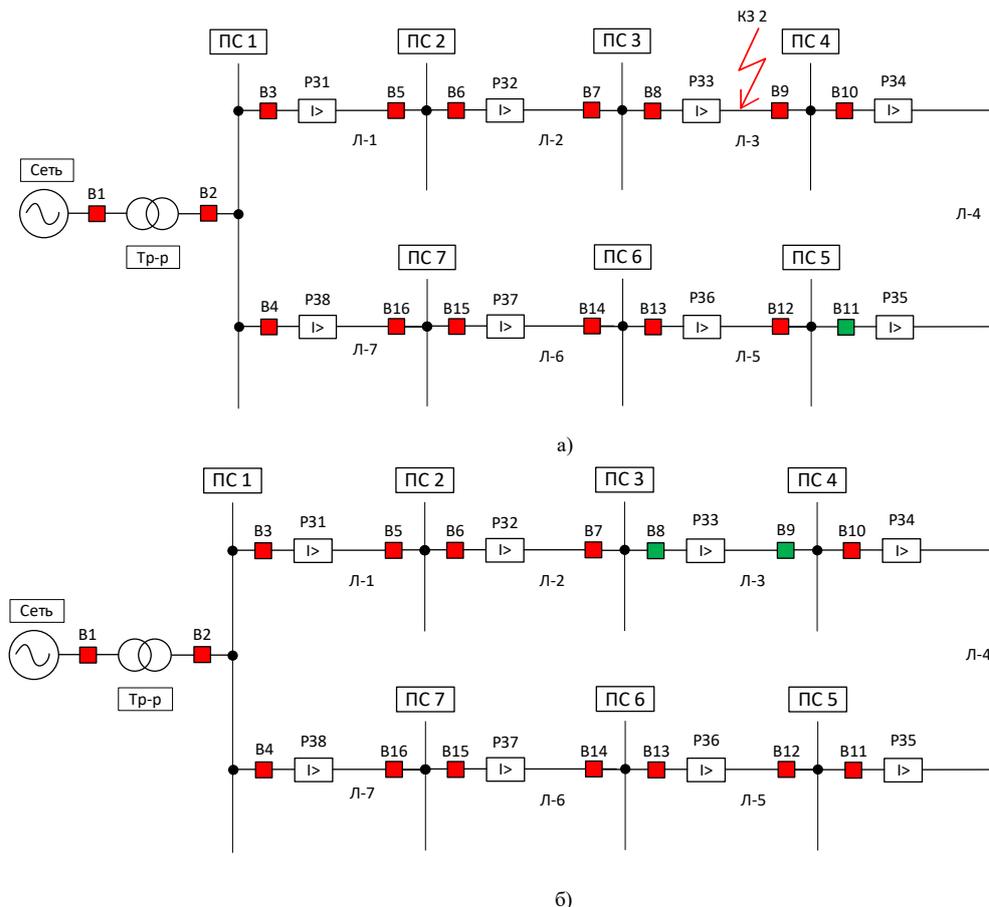


Рис. 26. Упрощенная схема подстанции с двумя отходящими фидерами: а) до короткого замыкания; б) после короткого замыкания [27]

Fig. 26. Simplified diagram of a substation with two output feeders: a) before the short circuit; b) after the short circuit [27]

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

В этой традиционной сети функция FLISR будет работать исправно, однако ситуация меняется при интеграции в нее источников ПГ, что, в свою очередь, требует перенастройки уставок РЗ (PSR) из-за повышения токов КЗ и изменения топологии сети. PSR – это функция, которая обеспечивает гибкость и позволяет устройствам защиты быстро

реагировать на изменения в сети. При включении основной сети (например, при отключении линии для обслуживания или подключения источника новой генерации) система автоматически адаптирует настройки релейной защиты для новой конфигурации.

В работе [5] проводилось исследование влияние РГ на релейную защиту распределительной сети. Моделируемая сеть представляла собой распределительную сеть напряжением 10 кВ, включающую 13 узлов, к которым подключены различные потребители. К сети были подключены две фотоэлектрические системы (PV1 и PV2) общей мощностью 1566 кВА. Модель была создана для исследования реальной системы с учетом характеристик генераторов, линий и устройств релейной защиты (рис. 27).

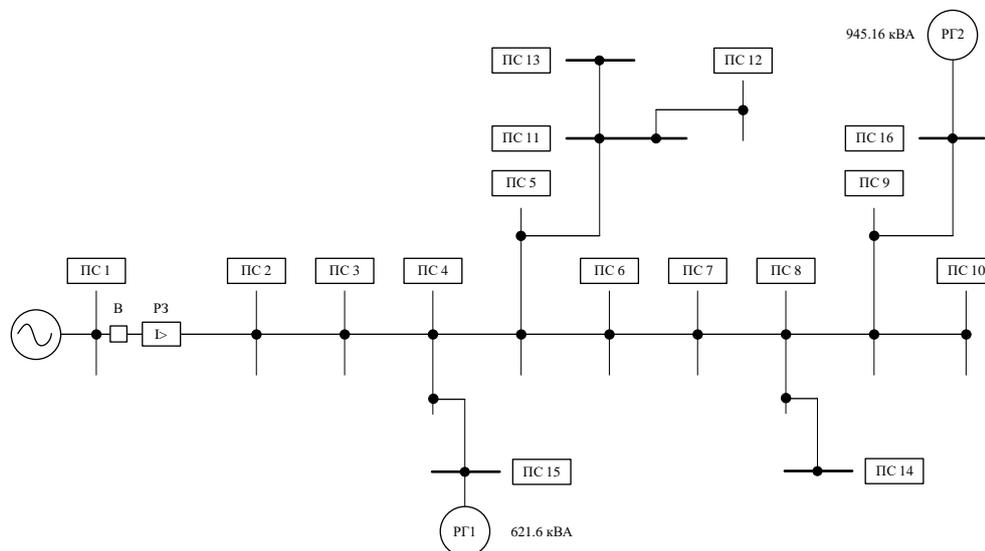


Рис. 27. Модель РС с источниками РГ [5]

Fig. 27. Distribution network model with distributed generation sources [5]

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

При увеличении количества подключаемых источников РГ к РС ток короткого замыкания в точке установки защиты существенно снизился. Например, при наличии РГ, переходное сопротивление которого составляет 10 Ом, ток короткого замыкания уменьшился на 8,6%. Ток короткого замыкания зависит от местоположения генерации, чем дальше распределенная генерация находится от релейной защиты, тем больше влияние на токи короткого замыкания, особенно при высоком переходном сопротивлении.

Одной из ключевых задач эксперимента было выяснение того, как изменяются параметры срабатывания защиты при наличии РГ. Выяснилось, что с уменьшением тока короткого замыкания работа защиты становится менее надежной, особенно в случае с двухфазными короткими замыканиями на землю (рис. 28), где защита может не сработать должным образом.

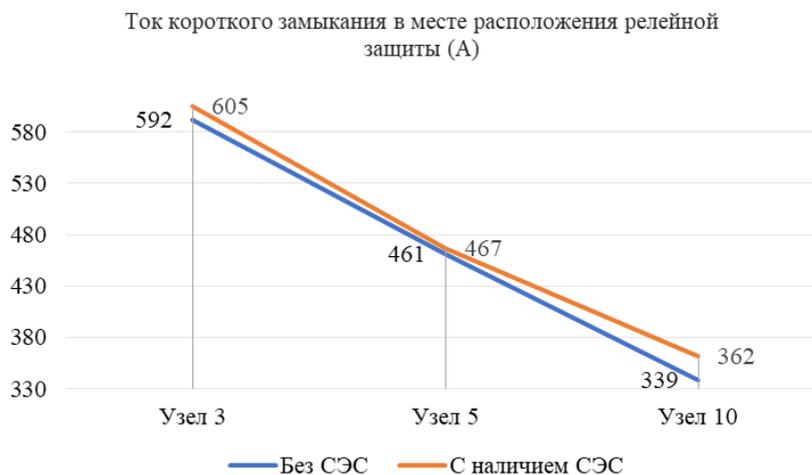


Рис. 28. Двухфазные КЗ [5]

Fig. 28. Two-phase short circuits [5]

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

В случае трехфазных КЗ на линии с переходным сопротивлением 10 Ом токи КЗ были достаточно низкими, чтобы токовая отсечка (ТО) не сработала. Для защиты с автоматическим повторным включением (АПВ) было установлено, что при наличии РГ возникает риск неселективных срабатываний или отказов РЗ. Это вызвано остаточными токами и напряжениями на линии после короткого замыкания, что может нарушить чувствительность РЗ.

Одним из требований по улучшению защиты является необходимость адаптации работы релейных устройств для работы с распределенной генерацией и регулярное обновление уставок защиты в зависимости от текущего уровня генерации в сети.

Эксперимент в работе [6] был направлен на анализ СЭС в работе РЗ РС, в частности на ее координацию при различной величине солнечного излучения. Основным фактором было изучение изменений, происходящих в работе РЗ при повышении уровня СЭС в сети. На рисунке 29 представлена исследуемая модель РС с источниками РС.

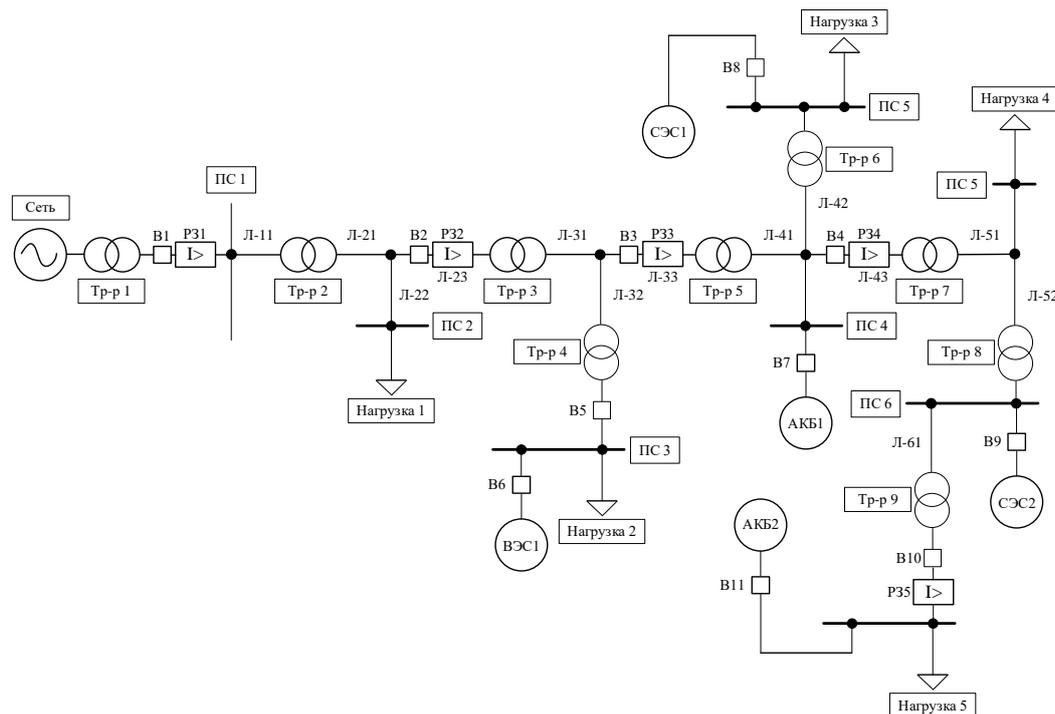


Рис. 29. Модель РС с источниками РГ [6]

Fig. 29. Distribution network model with distributed generation sources [6]

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

На первом этапе исследования проводилось без подключения СЭС, чтобы получить базовые значения токов короткого замыкания и времени срабатывания РЗ. Это изменение создаёт эталон для последующего сравнения с сетями, включающими СЭС. На следующем этапе были подключены СЭС различной мощности (от 10% до 62%). Проводились симуляции коротких замыканий, как со стороны системы, так и на участках РС. Основная задача – проверить, как изменяются токи короткого замыкания и координация РЗ при увеличении мощности солнечной генерации.

В сетях среднего напряжения наблюдалось увеличение времени срабатывания релейной защиты при интеграции СЭС выше 30%. Это связано с тем, что на таком уровне генерации координация традиционной РЗ перестает работать эффективно. При уровне интеграции в 62% происходит снижение чувствительности защиты, что обусловлено низкими токами КЗ со стороны системы, величина которых зависит от отношения сопротивления системы и сопротивления источника РГ (аналогично рис. 15). Коэффициент токораспределения в данном случае определяется следующим образом:

$$K_{ток.р.} = \frac{I_2}{I_1}$$

где I_1 — ток, протекающий со стороны системы, I_2 — ток, протекающий со стороны источника РГ.

Если привести ЭДС двух источников к напряжению 6-10 кВ $E_c = E_{PГ}$, то с помощью математических преобразований можно получить следующее выражение:

$$K_{ток.р.} = \frac{I_2}{I_1} = \frac{E_{PГ}}{Z_{PГ}} \div \frac{E_c}{Z_c} = \frac{Z_c}{Z_{PГ}}$$

Отсюда следует, что при $K_{ток.р.} > 1$, вклад в величину тока КЗ со стороны будет уменьшаться.

В работе [10] проведен анализ работы защит ANSI 67/67N (направленной максимальной токовой защиты в фазах и направленной максимальной токовой защиты от замыкания на землю) и их использование в кольцевой РС по стандарту МЭК 61850, однолинейная схема которой изображена на рисунке 30. Разработана адаптивная защита, подробно описаны настройки конфигурации, проведено тестирование и проверка ее применения в различных режимах работы.

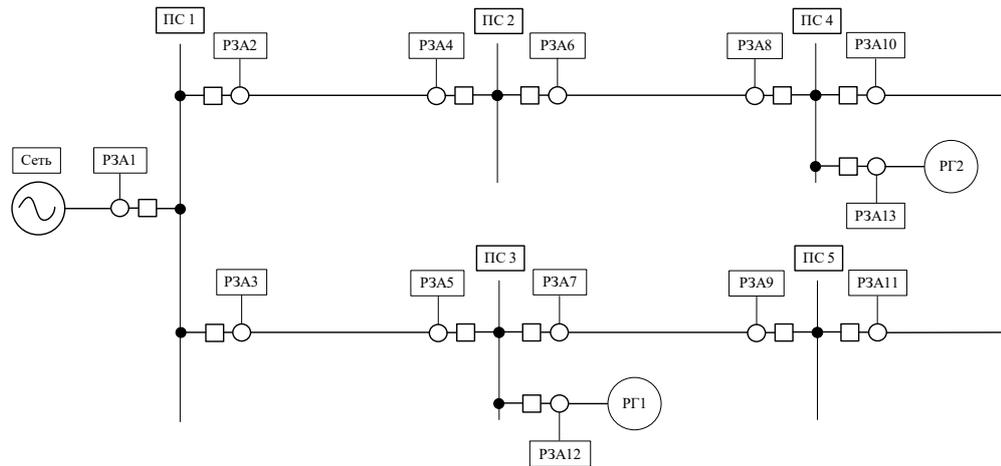


Рис. 30. Однолинейная схема распределительной сети с наличием источников PГ

Fig. 30. Single-line diagram of the distribution network with the presence of distributed generation sources

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

Используемый в работе алгоритм (рис. 31) представляет собой блок-схему, которая описывает процесс настройки PЗ с учетом источников распределенной генерации. Он выполняет последовательную проверку состояния различных элементов сети и включает или отключает функцию защиты в зависимости от состояния элементов и топологии сети.

Запускается процесс настройки защиты и определяются состояния основного выключателя и DER. Если DER и кольцевая сеть включены, применяется направленная МТЗ (ANSI 67), другие отключаются, в зависимости от состояния DER и его вклада в величину тока КЗ. Если пройдены все элементы сети, задаются новые уставки PЗ в нормальном и изолированном режимах, после чего настройки защиты завершаются.

Экспериментальные данные показывают, что при использовании GOOSE-сообщений время срабатывания PЗ составляет 2-4 миллисекунды, что соответствует основным требованиям к PЗ. Быстродействие позволяет сети почти мгновенно изолировать поврежденные участки РС, предотвращая развитие аварийной ситуации и минимизируя воздействие на других потребителей.

Статья [13] рассматривает влияние интеграции распределенной генерации (PГ) на координацию направленных токовых реле (DOCR) в распределительных сетях. Внедрение PГ на основе ВИЭ, улучшает качество напряжения и снижает потери мощности, однако также вызывает проблемы PЗ сети, особенно ее координации при КЗ. Главная цель исследования – анализ нарушений координации PЗ при разных уровнях интеграции PГ.

Для того чтобы избежать влияния PГ на PЗ, в работе [19] предлагается метод оптимизации мощности и места установки PГ, основанный на генетическом алгоритме.

Основной принцип заключается в итеративном улучшении решения. Генетический алгоритм ищет оптимальные параметры для PГ и настройки PЗ, от создания начальных решений до улучшения через селекцию, кроссовер и мутацию. Этот процесс повторяется до тех пор, пока не будет найдено наилучшее решение, соответствующее оптимальной генерируемой мощности и безопасной работе самой сети. Таким образом, эксперимент

подтвердил, что учет РЗ является ключевым условием при интеграции РГ в сеть, а предложенный подход на базе генетического алгоритма позволяет находить сбалансированные решения, которые обеспечивают максимальную эффективность и безопасную работу сети.

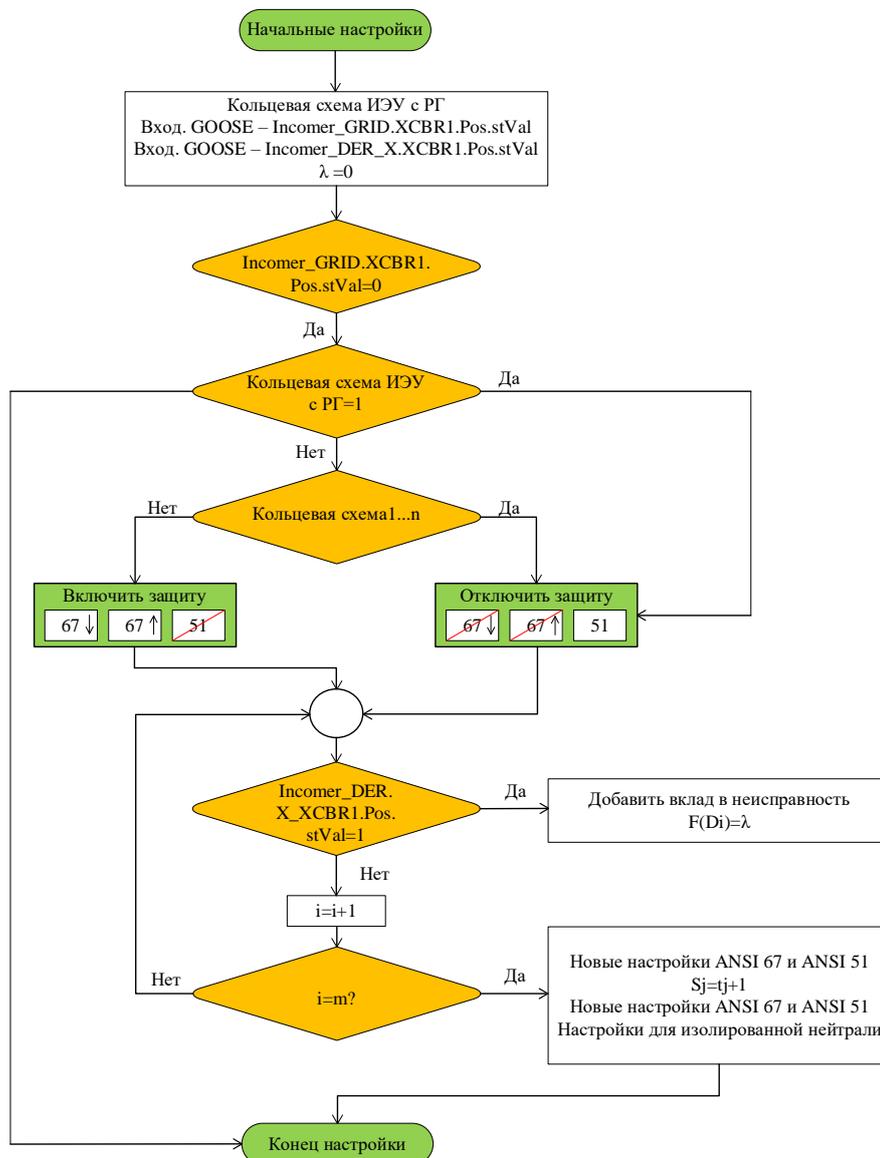


Рис. 31. Алгоритм создания адаптивной защиты в реальном времени [10] *Fig. 31. Algorithm for creating real-time adaptive defense [10]*

*Источник: Составлено авторами *Source: compiled by the author.*

В статье [22] исследуется работа дистанционной защиты в условиях, когда в сети присутствуют несколько источников распределенной генерации (например, солнечные и ветряные). Для эксперимента было предложено и протестировано четыре различных метода определения точности работы дистанционной защиты. Все методы направлены на решение проблемы измерения сопротивления, измеряемого реле, из-за присутствия нескольких источников питания.

Первый метод основан на корректировке измеряемого сопротивления в зависимости от значения тока КЗ и токов, вносимых источниками РГ. Для определения полного сопротивления используется следующая формула:

$$Z_{DR} = Z_A + (1 + K_1)Z_B + (1 + K_2)Z_C$$

где Z_A , Z_B и Z_C – фактические сопротивления линии прямой последовательности; K – постоянная питания $K_1 = I_1 / I_S$.

Основные этапы для корректирования истинного значения Z_{DR} следующие: 1) Расчет сопротивления в месте КЗ; 2) Расчёт тока КЗ; 3) Расчет тока подпитки от источников РГ; 4) Коррекция полученного результата для повышения точности.

Этот метод требует выполнения предварительных расчетов и хранения данных, что может привести к увеличению вычислительных ресурсов и памяти.

Второй метод основан на построении двух кривых сопротивления от расстояния (ID-кривых). Одна кривая строится с учётом присутствия источников РГ, другая — без их учёта. После измерения реле сопротивления его сравнивают с ID кривой для определения реального значения сопротивления и расстояния до места короткого замыкания. Особенность метода заключается в необходимости проведения предварительных расчётов для формирования сигналов кривых, а также в использовании реле памяти для их хранения.

В третьем методе пристальное внимание уделено использованию локальных измерений тока и напряжения в месте установки РЗ, без необходимости выполнения оффлайн-расчетов. Это делает метод менее совершенным и более традиционным, что требует меньше вычислительных ресурсов.

Ну и четвертый метод основан на использовании преобразования Стоквелла для анализа временных и частотных характеристик сигнала. Метод позволяет точно определить направление поворота, выбор фазы и величину сопротивления. Преимущество метода заключается в его высокой точности, но он требует значительных вычислительных ресурсов.

Все предложенные методы были оценены как по стоимости, точности результатов, так и по необходимым данным и расчетам и занесены в таблицу 6.

Таблица 6
Table 6

Сравнение предложенных методов
Comparison of the proposed methods

Предлагаемые способы	Необходимые данные и расчеты	Стоимость	Точность результатов
1 метод	Местные измерения Системные данные Офлайн-расчеты	Очень низкая	Очень высокая
2 метод	Местные измерения Системные данные Офлайн-расчеты	Очень низкая	Очень высокая
3 метод	Местные измерения Системные данные	Очень низкая	Высокая
4 метод	Местные измерения Системные данные Офлайн-расчеты	Низкая	Очень высокая

*Источник: [22] Source: [22].

Материалы и методы (Materials and methods)

Методы исследования основаны на положениях системного анализа, теоретической электротехники, теоретических основ релейной защиты. По данным открытой печати и обсуждений проводится анализ влияния источников распределенной генерации на работу устройств релейной защиты и поведение распределительной сети. При исследовании проблем функционирования устройств релейной защиты и влияния источников РГ на РС рассматриваются варианты РС с наличием в них источников РГ: по их количеству и установленной мощности, их оптимального расположения.

Основные результаты и обсуждение (Results and Discussions)

В рамках изложенного выше литературного обзора можно сделать вывод, что величина тока КЗ значительно зависит от типа источника, подключенного к РС – синхронных генераторов или инверторных источников РГ.

Инверторы имеют встроенные функции ограничения тока, что позволяет избежать значительных скачков тока во время КЗ. В случае аварии инверторы быстро снижают ток, так как не обладают ротором и инерцией, как синхронные генераторы, что ограничивает их способность поддерживать ток КЗ в течение длительного времени, тем самым уменьшая уровень тока подпитки КЗ. Поэтому они могут поддерживать ток КЗ только в течение короткого промежутка времени, снижая его до минимального уровня. Это делает инверторные источники менее опасными для сети с точки зрения большого тока КЗ. Схема замещения инвертора изображена на рисунке 32.

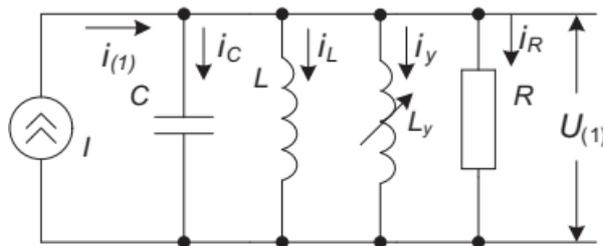


Рис. 32. Схема замещения трехфазного инвертора [33] Fig. 32. Substitution diagram of three-phase inverter [33]

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

Инверторы, в аварийном режиме, способны пропускать небольшую величину тока (1,2-1,5 от номинального значения), поскольку контролируются электронной схемой, которая имеет встроенную защиту по току и снижает выходной ток при КЗ (рис. 33) [31].

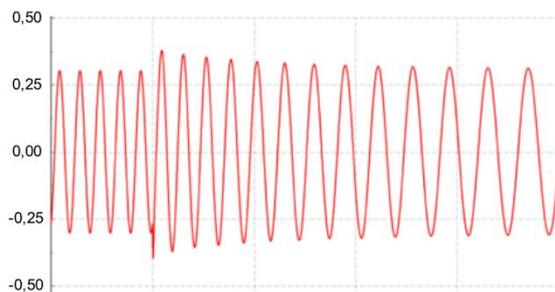


Рис. 33. Пример величины тока подпитки КЗ инверторным источником РГ [31] Fig. 33. Example of short-circuit make-up current value by inverter source of distributed generation [31]

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

Максимальный ток инвертора при подпитке точки КЗ может быть рассчитан по формуле:

$$I_{КЗ}^{(3)} \approx I_{ном} \cdot K_{перегрузки}$$

где $I_{ном}$ — номинальный ток инвертора, А; $K_{перегрузки}$ — коэффициент перегрузочной способности инвертора (обычно не более 1,2–1,5).

Допустим номинальный ток инвертора $I_{ном} = 1000$ А; коэффициент перегрузочной способности инвертора $K_{перегрузки} = 1,5$. Тогда ток КЗ будет равен:

$$I_{КЗ}^{(3)} = 1000 \cdot 1,5 = 1500 \text{ А.}$$

Помимо низкой величины тока подпитки КЗ, инверторы имеют ограниченные возможности в генерации реактивной мощности, которая важна для поддержания уровня тока КЗ, что снижает вклад в подпитку КЗ и нагрузку на систему релейной защиты, величина ЭДС зависит от настройки выходного напряжения и управляющей электроники, которая устанавливает заданные параметры тока и напряжения. Уравнение для ЭДС инвертора можно представить в виде:

$$E = V_{dc} \cdot M \cdot \cos(\theta)$$

где V_{dc} — напряжение постоянного тока на входе инвертора, M — модуляционный коэффициент инвертора, который определяет амплитуду выходного напряжения, θ — угол фазового сдвига (может быть настроен для синхронизации с сетью).

В отличие от синхронных машин, у инверторов отсутствует зависимость ЭДС от скорости вращения ротора, так как механических вращающихся частей нет и ЭДС может изменяться в широких пределах в зависимости от входного напряжения и управления. Инверторы могут оперативно изменять ЭДС, чтобы снизить или вовсе прекратить подпитку КЗ.

Синхронные генераторы имеют другую динамику при коротком замыкании. ЭДС синхронных генераторов линейно зависит от магнитного потока и частоты. Зависимость ЭДС от величины напряжения синхронных генераторов можно выразить как:

$$E = 4,44 \cdot f \cdot N \cdot \Phi$$

где f — частота вращения поля ротора (равна частоте сети), N — число витков в обмотке статора, Φ — магнитный поток, создаваемый ротором.

При изменении напряжения сети ЭДС меняется в меньшей степени, так как основной вклад в ее величину вносит магнитное поле ротора. В аварийном режиме (например, при коротком замыкании) синхронные генераторы могут поддерживать высокий уровень тока и ЭДС за счет инерции ротора. Они способны генерировать значительно больший ток по сравнению с инверторными источниками, что позволяет поддерживать ток КЗ на высоком уровне в течение длительного времени. Этот эффект полезен для традиционных релейных защит, так как он позволяет быстро и надежно обнаруживать КЗ. Они также могут генерировать значительные объемы реактивной мощности, что увеличивает устойчивость сети при аварийных ситуациях. Связано это с физическими характеристиками синхронных генераторов, которые могут развивать большие пусковые токи и обеспечивать длительное поддержание тока КЗ. Высокий ток КЗ, подпитываемый синхронными генераторами, может быть в 5-10 раз выше номинального тока (рис. 34), что приводит к большому ущербу в системе, если авария не будет быстро локализована, а также увеличивает риск каскадных отключений при неправильной работе защитных устройств.

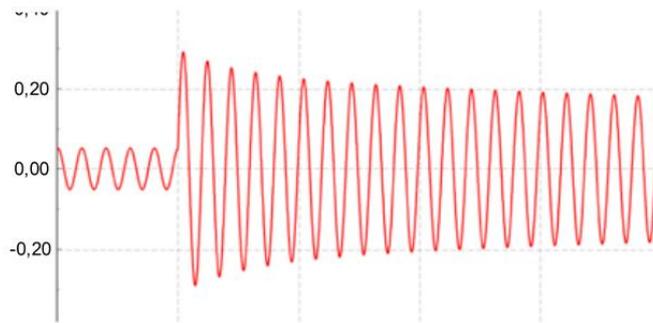


Рис. 34. Пример величины тока подпитки КЗ синхронным генератором [31] *Fig. 34. Example of short-circuit make-up current of a synchronous generator [31]*

*Источник: Составлено авторами *Source: compiled by the author.*

Схема замещения включает (рис. 35) сверхпереходное сопротивление x_d'' (Ом) и сверхпереходное ЭДС E_d'' (кВ).

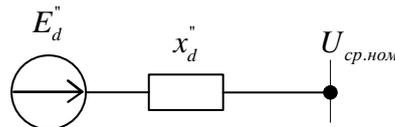


Рис. 35. Схема замещения синхронного генератора *Fig. 35. Substitution diagram of synchronous generator*

*Источник: Составлено авторами *Source: compiled by the author.*

Основное уравнение для расчета ТКЗ:

$$I_{КЗ}^{(3)} = \frac{E_q''}{\sqrt{3} \cdot x_q''}$$

$$E_q'' = E_{q*}'' \cdot U_{ср.ном}$$

$$x_d'' = x_{d*}'' \cdot \frac{U_{ср.ном}^2}{S_{ном}}$$

где $U_{ср.ном}$ — среднее номинальное междуфазное напряжение, кВ; E_{q*}'' — сверхпереходное ЭДС синхронного генератора, о.е.; x_{d*}'' — сверхпереходное сопротивление синхронного генератора, о.е.; $S_{ном}$ — номинальная полная мощность синхронного генератора, МВА; $I_{КЗ}^{(3)}$ — ток трехфазного КЗ.

Допустим, сверхпереходное ЭДС синхронного генератора $E_{q*}'' = 1,08$ о.е., сверхпереходное сопротивление $x_{d*}'' = 0,125$ о.е., $S_{ном} = 100$ МВА, а $U_{cr,ном} = 10,5$ кВ. Тогда ток КЗ можно рассчитать:

$$E_q'' = 1,08 \cdot 10,5 = 11,34 \text{ кВ};$$

$$x_d'' = 0,125 \cdot \frac{10,5^2}{100} = 0,14 \text{ Ом};$$

$$I_{КЗ}^{(3)} = \frac{11,34}{\sqrt{3} \cdot 0,14} = 46,76 \text{ кА}.$$

Синхронные генераторы, в отличие от инверторных, обеспечивают более устойчивую подпитку КЗ, что облегчает работу релейной защиты, но увеличивает нагрузку на оборудование и создает риск значительных повреждений.

В заключении можно сказать, что ЭДС синхронных генераторов и инверторных источников распределенной генерации сильно различаются: у синхронных генераторов ЭДС зависит от физического вращения и магнитного потока, что делает их стабильными, но менее гибкими в настройках; у инверторов ЭДС полностью управляется электроникой, что обеспечивает высокую гибкость, но ограничивает уровень тока и длительность подпитки в аварийных режимах.

Таким образом, инверторные источники распределенной генерации оказывают ограниченное влияние на ток короткого замыкания, тем самым снижая чувствительность РЗ. Синхронные генераторы, напротив, создают высокий уровень тока КЗ, что увеличивает нагрузку на систему и риск повреждений. Выбор подхода к защите сети с учетом этих особенностей играет важную роль в обеспечении безопасности и надежности работы электросетей с распределенной генерацией. Все преимущества и недостатки каждого из источников, а также их влияние на РС приведены в таблице 7.

Таблица 7
Table 7

Различия между ЭДС синхронных машин и инверторных источников РГ

Differences between the EMF of synchronous machines and inverter sources of distributed generation

Характеристика	Синхронные генераторы	Инверторные источники
Уровень тока КЗ	Высокий	Низкий, ограниченный
Время подержания тока КЗ	Долгое, поддерживается инерцией	Короткое, быстро снижается
Реактивная мощность	Высокая, поддерживает уровень тока КЗ	Ограниченная
Реагирование на ток КЗ	Постоянная подпитка точки КЗ	Быстрое ограничение и отключение инвертора
Ущерб оборудования в РС	Высокий, из-за высокого тока КЗ	Низкий
ЭДС	ЭДС возникает за счет вращения ротора с постоянным магнитным полем, частота которого синхронизирована с сетью	ЭДС возникает за счет инвертора, преобразующего постоянный ток в переменный, частота настраивается
Зависимость ЭДС от частоты	Прямая зависимость от частоты сети (синхронная частота)	Зависимость от управляющей электроники, независимость от частоты сети
Зависимость ЭДС от напряжения	Прямая зависимость от магнитного потока и частоты, изменение напряжения сети мало влияет на величину ЭДС	ЭДС зависит от входного напряжения постоянного тока и модуляционного коэффициента инвертора
Регулировка ЭДС	Ограниченная регулировка, зависит от механических и магнитных параметров	Широкие возможности регулировки с помощью электроники
Поведение при КЗ	Высокий уровень тока при коротком замыкании из-за инерции ротора	Ограничение тока при коротком замыкании, благодаря встроенным защитам и ограничивающей электронике
Вклад в ток КЗ	Существенный, может поддерживать высокий ток за счет инерции	Небольшой вклад в ток КЗ, быстрый сброс мощности при аварийных режимах

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

Эта таблица наглядно демонстрирует различия между синхронными генераторами и инверторными источниками распределенной генерации, что важно учитывать при проектировании систем релейной защиты для электросетей с распределенной генерацией.

В целом, каждый из рассматриваемых методов и алгоритмов построения адаптивной РЗ имеет свои сильные и слабые стороны, подходящие для определенных условий работы сети. Методы и алгоритмы, основанные на цифровых протоколах (IEC 61850), обеспечивают высокую скорость и точность, но требуют развитой инфраструктуры цифровых сетей (каналов связи). Использование направленных защит и статистических методов, в свою очередь, могут быть менее затратными, но предъявляют высокие требования к вычислительным ресурсам и точности настроек. Выбор того или иного метода/алгоритма зависит от специфики сети, мощности распределенной генерации и доступного бюджета.

На основе анализа всех статей, рассмотренных в этой работе, приводится сравнительная характеристика методов и алгоритмов, применяемых в рассматриваемой литературе (табл. 8), где описываются основные преимущества, недостатки, точность измерений и стоимость реализации.

Таблица 8

Table 8

Сравнительный анализ методов и алгоритмов РЗ РС с РГ

Comparative analysis of methods and algorithms of relay protection of a distributed generation distribution network

1. Адаптивная защита	
Описание	Этот метод использует множество параметров сети (ток, напряжение, мощность) для адаптации уставок защиты в режиме реального времени. Подходит для РС с высоким содержанием РГ.
Преимущества	Высокая чувствительность и селективность в обнаружении аварийных режимов за счет анализа нескольких параметров.
Недостатки	Высокие требования к вычислительным мощностям и цифровым каналам связи.
Точность измерения	Очень высокая, поскольку ведется анализ нескольких параметров сети, позволяя точно определять ее состояние.
Стоимость	Высокая, поскольку требуется мощное оборудование и развитая инфраструктура цифровых сетей.
2. Направленная защита	
Описание	Этот метод основывается на направлении тока для определения неисправностей в сети, особенно эффективен при междуфазных КЗ и ОЗЗ
Преимущества	Высокая точность и чувствительность для междуфазных КЗ и ОЗЗ. Быстрое срабатывание благодаря учету направления тока, что снижает вероятность неселективного отключения
Недостатки	Метод менее эффективен на коротких линиях с мощными источниками РГ, где ток подпитки КЗ со стороны основной сети может иметь меньшую величину для срабатывания защиты из-за наличия источника РГ большой мощности
Точность измерения	Высокая, при оптимальном размещении источников РГ и их мощности
Стоимость	Средняя, поскольку метод не требует сложной цифровой инфраструктуры, но требует точных устройств для измерения направления тока.
3. Адаптивная защита с использованием GOOSE-сообщений (IEC 61850)	
Описание	Этот метод основан на применении стандарта IEC 61850, посредством GOOSE-сообщений, которые обеспечивают быстрый обмен данными между устройствами РЗ.
Преимущества	Высокая скорость передачи данных и надежность. Позволяет использовать устройства РЗ в сетях с частыми изменениями топологии.
Недостатки	Высокие требования к системе передачи данных и совместимости с протоколом IEC 61850. Зависимость от цифровой инфраструктуры для передачи данных может стать проблемой при недостаточно надежных каналах связи.
Точность измерения	Высокая, так как метод обеспечивает мгновенный обмен данными, что позволяет своевременно реагировать на аварийные ситуации.
Стоимость	Высокая, так как требуется дорогостоящее оборудование и поддержка стандарта IEC 61850 для совместимости оборудования в сети.
4. Координация защиты по току	
Описание	Этот метод обеспечивает координацию устройств РЗ на основе направления тока и его амплитуды. Это позволяет улучшить точность срабатывания защитных устройств и предотвратить неселективные отключения
Преимущества	Высокая надежность за счет координации устройств РЗ и возможности управления, основываясь на направлении и амплитуде тока, что минимизирует неселективные отключения

Недостатки	Требует сложной настройки и регулярного поддержания координации между устройствами, что повышает эксплуатационные затраты
Точность измерения	Средняя, зависит от точности координации между устройствами. При правильной настройке обеспечивает высокий уровень надежности
Стоимость	Средняя, так как требуется оборудование для мониторинга и координации, но оно доступнее, чем в системах на базе цифровых протоколов
5. Статистический метод на основе Байесовского подхода	
Описание	Этот метод использует Байесовский подход для анализа вероятностей аварийных состояний и настройки защиты. Применяется в сетях с постоянно изменяющимися параметрами, что актуально для сетей с РГ.
Преимущества	Снижает вероятность ложных срабатываний благодаря вероятностному анализу, обеспечивает адаптацию к изменениям в сети и повышает селективность защиты.
Недостатки	Высокие требования к вычислительным ресурсам и сложности в настройке алгоритмов обработки данных. Метод требует мощных ресурсов для анализа больших объемов информации.
Точность измерения	Очень высокая при наличии достаточного объема данных для анализа.
Стоимость	Высокая, так как требуется развитая инфраструктура цифровой сети и квалифицированный обслуживающий персонал.
6. Адаптивная защита на основе учета мощности РГ	
Описание	Данный метод направлен на адаптацию релейной защиты к изменяющимся уровням мощности источников РГ. Он позволяет учитывать непостоянство источников РГ для повышения точности.
Преимущества	Неплохая точность за счет адаптации уставок в зависимости от уровня генерации, что позволяет лучше учитывать влияние РГ.
Недостатки	Высокие требования к системе мониторинга, так как изменения в генерации требуют мгновенной адаптации параметров защиты.
Точность измерения	Средняя, так как точность зависит от качества системы мониторинга
Стоимость	Средняя, требуется оборудование для мониторинга РГ
7. Адаптивная защита на основе статистического анализа	
Описание	Данный метод заключается в статистическом анализе параметров сети для адаптации параметров РЗ, что помогает повысить точность работы в сетях с РГ
Преимущества	Высокая чувствительность и возможность учета параметров РГ, что делает систему гибкой и точной
Недостатки	Требует сложной настройки и частой калибровки, что увеличивает потребность в мощном вычислительном оборудовании
Точность измерения	Высокая, при условии использования достаточного количества параметров
Стоимость	Высокая, так как требуется высокоточное оборудование для анализа данных и цифровой инфраструктуры

*Источник: Составлено авторами Source: compiled by the author.

Эти подходы повышают чувствительность и селективность релейной защиты в условиях сетей с распределенной генерацией, где традиционные методы часто оказываются неэффективными из-за изменений напряжения, величины тока и их направления. Выбор конкретного метода защиты зависит от структуры сети и технологических возможностей, включая развитость цифровых каналов связи и требований к обработке данных.

Рассматриваемые решения показывают, что современные методы релейной защиты способны эффективно адаптироваться к условиям распределенной генерации, но требуют значительных вложений в оборудование, особенно при работе с цифровыми протоколами передачи данных, такими как IEC 61850. Точность измерений которых зависит от сложности алгоритмов, что, в свою очередь, влияет на стоимость и возможности этих решений в распределительных сетях.

Использование стандарта IEC 61850, статистических и вероятностных методов позволяет значительно повысить гибкость и надежность защиты. Эти технологии позволяют обеспечить цифровую интеграцию устройств релейной защиты и обеспечить создание интеллектуальной энергосистемы, готовой к работе с высокой долей распределенной генерации в сети. Дальнейшее развитие интеллектуальных систем защиты станет важнейшим залогом безопасной и стабильной работы энергосистем будущего, в которых возобновляемая энергетика играет все более значимую роль.

Заключение (Conclusions)

Внедрение источников распределенной генерации (РГ) на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в распределительных сетях меняет их характер и ставит новые задачи перед релейной защитой. Инверторные источники РГ, такие как солнечные и

ветряные электрические станции имеют особенности, которые оказывают непосредственное влияние на надежность и безопасность работы сетей.

В этой статье был выполнен обзор литературы, касающейся интеграции распределенной генерации в электрические сети. Рассмотрены их преимущества и актуальные проблемы. В результате проведенных исследований установлено, что интеграция возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в распределительные сети 6-10 кВ оказывает значительное влияние на токи короткого замыкания и работу релейной защиты. Анализ показал, что традиционные методы настройки защит не обеспечивают достаточной селективности и чувствительности в условиях изменяющейся генерации от ВИЭ, особенно инверторных источников, что приводит к необходимости в перестроении РЗ в целом.

Статья обуславливает необходимость пересмотра подхода к обеспечению распределительных сетей с РГ. Интеграция ВИЭ требует разработки новых методов релейной защиты, которые будут учитывать особенности инверторных источников генерации. Важно разработать адаптивные и интеллектуальные системы защиты, которые смогут эффективно работать в условиях изменяющихся параметров сети, двустороннего потока мощности и ограничения токов короткого замыкания. Внедрение цифровых протоколов связи, таких как IEC 61850, и применение статистических методов могут значительно повысить надежность и устойчивость современных распределительных сетей с высокими долями РГ.

Перспективы дальнейшего развития заключаются: в разработке математических моделей для более точного расчета токов КЗ с учетом влияния различных типов ВИЭ; оптимизации алгоритмов защиты с использованием технологий искусственного интеллекта и машинного обучения; экспериментальном моделировании адаптивных методов защиты в реальных распределительных сетях; разработке рекомендаций по изменению нормативных требований для защиты сетей с высокой долей ВИЭ.

На основе проведенного исследования сформулированы практические рекомендации, направленные на повышение надежности работы релейной защиты распределительных сетей 6-10 кВ в условиях интеграции возобновляемых источников энергии (ВИЭ). К ним можно отнести:

1. Внедрение адаптивных алгоритмов релейной защиты;
2. Применение устройств ограничения тока короткого замыкания;
3. Развитие интеллектуальных систем мониторинга и управления;
4. Оптимизация параметров настройки релейной защиты в РС с ВИЭ;
5. Корректировка нормативных документов и стандартов по защите РС с ВИЭ;
6. Экспериментальная проверка предложенных решений в реальных условиях.

Литература

1. Cui S. Adaptive current protection technology for distribution network with distributed power sources based on local information / S. Cui, P. Zeng, Z. Wang, Y. Zuo // 2021 Mobile information systems. – Hindawi, 2021. – Vol. 2021 – P. 1-8. DOI:10.1155/2021/5137749.
2. Воропай Н.И. Распределенная генерация в электроэнергетических системах / Н.И. Воропай // 2005 Международная научно- практическая конференция «Малая энергетика-2005». [Электронный ресурс, режим доступа]: <http://www.combienergy.ru/stat/983-Raspredeleonnaya-generaciya-velektroenergeticheskikh-sistemah> (дата обращения: 15.08.2024).
3. Трачук А.В. Технологии распределенной генерации: Эмпирические оценки факторов применения / А.В. Трачук, Н.В. Линдер // 2018 Журнал стратегические решения риск-менеджмент. - №1. – С. 32-48. – DOI: 10.17747/2078-8886-2018-1-32-48.
4. Гуревич Ю.Е. Особенности расчетов режимов в энергорайонах с распределенной генерацией: монография / Ю.Е. Гуревич, П.В. Илюшин. – Н. Новгород: НИУ РАНХиГС, 2018. – 280 с.
5. Liu B. Influence of distributed generation on fault characteristics and relay protection of rural distribution network / B. Liu, W. Liang, Y. Wang, Z. Zhao, Q. Tian, X. Li // 2023 Journal of physics: conference series. – ICEEPS, 2023 – DOI:10.1088/1742-6596/2728/1/012032.
6. Namangolwa L. Impacts of Solar Photovoltaic on the Protection System of Distribution Networks: Master's thesis in Electric Power Engineering / L. Namangolwa // Department of Energy and Environment: Division of Electric Power Engineering. – Chalmers university of technology, 2016. – Goteborg, Sweden.
7. Надергулов М.М. Проблемы внедрения распределенной генерации в распределительную сеть 6-10 кВ / М.М. Надергулов, Р.Г. Исаков // Материалы V Всероссийской научно-практической (с международным участием) конференции, посвященной празднованию 55-летия КГЭУ «Проблемы и перспективы развития электроэнергетики и электротехники» (2023, Казань, Россия). – Издательство Казанского государственного университета, 2023. – С. 294.

8. Симанчев Д.А. Интеллектуальная система управления отбором мощности ветроустановки в составе ветроэлектростанции: направление подготовки 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника»: магистерская диссертация / Д.А. Симанчев; [Место защиты: Тольяттинский государственный университет]. – Тольятти, 2020. – 88 с. / Д.А. Симанчев; [науч. рук. С.В. Шаповалов]. – Тольятти: 2020. – 88 с
9. Cleberton R. Optimal coordination of protection devices in distribution networks with distributed energy resources and microgrids / R. Cleberton, J.B. Leite // 2022 IEEE Access. – IEEE, 2022. – Vol. 10 – P. 99584-99594. DOI:10.1109/ACCESS.2022.3203713.
10. Silos A. Using IEC 61850 GOOSE service for adaptive ANSI 67/67N protection in ring main systems with distributed energy resources / A. Silos, A. Señas, R. Martín de Rozuelo, A. Zaballos // 2017 Energies. Electrical engineering. – Vol. 10 – No. 11 – P. 1685 – DOI:10.3390/en10111685.
11. Pavani P. Optimal placement techniques for distributed generation / P. Pavani, Dr.S.N. Singh // 2015 Electrical India. – February 2015. [Электронный ресурс]: Режим доступа: <https://www.electricalindia.in/optimal-placement-techniques-for-distributed-generation/> (Дата обращения: 12.02.24).
12. Sarabia A.F. Impact of distributed generation on distribution system: the faculty of engineering, science and medicine: Dissertation fulfilment for the degree of master graduate / A.F. Sarabia; [Aalborg university, Denmark]. – Aalborg, 2011.
13. Ayvaz A. An investigation of the impact of distributed generation penetration on directional overcurrent relay coordination in a distribution network / A. Ayvaz // 2023 Gazi university journal of science: engineering and innovation. – GU J Sci, 2023 – Vol. 10 – No. 3 – P. 301-309 – DOI:10.54287/gujisa.1332535.
14. Логинов Н.А. Исследование динамической устойчивости источников генерации, подключённых через инверторные преобразователи / Н.А. Логинов // Научные междисциплинарные исследования: сборник статей XIV Международной научно-практической конференции. / XIV Международная научно-практическая конференция (2021, Москва, Россия). – Издательство: «КДУ», «Добросвет», 2021. – С. 86-92.
15. Международный Совет по большим электрическим системам высокого напряжения – CIGRE. Моделирование генерации на базе инверторных преобразователей для энергетической системы // Международная конференция по распределению электроэнергии – CIREN. – май 2018. – 293 С. [Электронный ресурс]: Режим доступа: <http://cired.net/uploads/default/files/727-web.pdf> (дата обращения: 08.05.2024)
16. Kanani B.D. Distributed generation and power quality / B.D. Kanani / Electrical engineering department. – EE Department. – Power quality and management (2180911).
17. Hosseini S. H. Review of distributed generation technologies / S.H. Hosseini, M. Ghasemi // 2015 Renewable and Sustainable Energy Reviews. – RSER, 2015 – Vol. 55 – P. 941-948 – DOI: 10.1016/j.rser.2015.11.050
18. Dysko A. The impact of renewable energy sources and distributed generation on substation protection and automation / A. Dysko, J.A. Gonzalez, G. Lloyd // 21, rue d'Artois, F-75008 Paris. – CIGRE, 2010.
19. Li Y. Research on grid-connected distributed generation considering relay protection / Y. Li, X. Sun, H. Cai, M. Liu, Y. Yang // 2022 Journal of physics: Conference series. – ICSEEP, 2022 – DOI:10.1088/1742-6596/2310/1/012031.
20. Majhi A.A.K. Coordination of overcurrent and distance relays in power system networks with distributed generations / A.A.K. Majhi, R. Ray, M. Biswal // 2024 Research square journal. – RS, 2024 – DOI:10.21203/rs.3.rs-3897748/v1.
21. Aziz T. Impact of widespread penetrations of renewable generation on distribution system stability / T. Aziz, S. Dahal, N. Mithulanathan, T.K. Saha // 2010 6th International conference on electrical and computer engineering. – ICECE, 2010 – P. 338-341. – DOI:10.1109/ICELCE.2010.5700697.
22. Устинов Д.А. Исследование алгоритмов работы дистанционной защиты в системах распределенной генерации / Д.А. Устинов, А.Р. Ансар // 2023 Доклады академии наук высшей школы Российской Федерации. – АН ВШ РФ, 2023. – № 2 (59). – С. 41–55 – DOI:10.17212/1727-2769-2023-2-41-55.
23. Gianto R. Distributed generation in electric power systems: An overview and important issues / R. Gianto, M.I. Arsyad, Purwoharjono, F. Imansyah, K.H. Khwee // 2022 WSEAS transactions on power systems. – WSEAS, 2022 – Vol. 18 – P. 172-178 – DOI:10.37394/232016.2023.18.18
24. Olanrewaju O. Decentralized and distributed power generation / O. Olanrewaju, M.J. Barasa Kabeyi // 2023 Proceedings of the 5 African international conference on industrial engineering and operations management. – IEOM Society international, 2023 – DOI:10.46254/AP04.20230268.
25. Котин Д.А. Использование однофазного синхронного многообмоточного генератора с постоянными магнитами для электроснабжения автономного потребителя / Д.А. Котин, И.А. Иванов //

2022 Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики, 2022. – Т. 24. – №1. – С. 29-38. DOI:10.30724/1998-9903-2022-24-1-29-38.

26. Сорокина Д.С. Трудности внедрения источников распределенной генерации и пути их решения с использованием адаптивной релейной защиты и автоматики / Д.С. Сорокина, И.Н. Гладков // 2022 Материалы XIV Международной студенческой научной конференции «Студенческий научный форум». – URL: <https://scienceforum.ru/2022/article/2018029576> (дата обращения 02.06.2024).

27. Alvarez de Sotomayor A. IEC 61850-based adaptive protection system for the mv distribution smart grid / A. Alvarez de Sotomayor, D. Della Giustina, G. Massa, A. Dedè, F. Ramos, A. Barbato // 2017 Sustainable energy, grids and networks journal. – SEGAN, 2017 – DOI:10.1016/j.segan.2017.09.003.

28. Котов А.А. Применение генератора двойного питания для ветроэнергетических установок малой, средней и большой мощности / А.А. Котов, Н.И. Неустров // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». – Южно-Уральский государственный университет, 2017. – Т. 17 – № 4. – С. 80–89 – DOI: 10.14529/power170409.

29. Chi Y. Multi-stage coordinated dynamic VAR source placement for voltage stability enhancement of wind-energy power system / Y. Chi, Y. Xu // 2020 IET Generation, Transmission & Distribution. – Vol. 14 – P. 931-1167 – DOI: 10.1049/iet-gtd.2019.0126www.ietdl.org.

30. Patel H. Analyse the impact of distributed generation units on distribution system performances / H. Patel, B.K. Saw, A.K. Bohre, O. Yadav // 2023 IEEE International conference on power electronics, smart grid and renewable energy. – PESGRE, 2023 – DOI:10.109/PESGRE.58662.2023.10404345.

31. Quispe J.C. Transmission line protection challenges influenced by inverter-based resources: a review / J.C. Quispe, E. Orduna // 2022 Protection and Control of Modern Power Systems. – 2022 – DOI:10.1186/s41601-022-00249-8.

32. Hida A. Impact of the distributed generation on the power quality indicators of the distribution network, A case study in Korça / A. Hida, R. Bualoti, M. Celso, M. Hysenbegasi // 2023 16th International scientific conference of energy and climate change. – ISCECC, 2023.

33. Петросян Н. Основные принципы создания преобразователей постоянного напряжения в стабилизированное переменное напряжение синусоидальной формы сетевой частоты / Н. Петросян, Д. Киракосян // 2013 журнал «Силовая электроника». – Т.6 – №45 – С.79-84.1

34. Иванова В.Р. Структурный и параметрический синтез алгоритмов противоаварийного управления для реализации адаптивной частотной делительной автоматики электротехнических систем. / В.Р. Иванова, И.Ю. Иванов, В.В. Новокрещенов // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2019. – Т. 21 – № 4 – С. 66-76 – DOI:10.30724/1998-9903-2019-21-4-66-76.

35. Takele H.M. Increment of fault current due to integration of distributed generation and its impact on distribution network protection / H.M. Takele // 2021 Research square journal. – RS, 2021 – DOI:10.21203/rs.3.rs-968650/v1.

36. Maharmi B. Integration of photovoltaic distributed generation in grid distribution network: A literature review / B. Maharmi, Syafii, A.A. Zakri // 2023 Andalasian international journal. – AIJASET, 2023 – Vol. 3 – No. 03 – P. 206-220 – DOI:10.25077/aijaset.v3i3.114.

37. Majeed A.A. A review of protection schemes for electrical distribution networks with green distributed generation / A.A. Majeed, A.S. Altaie, M. Abderrahim, A. Alkhazraji // 2023 Energies. Electrical engineering. – Vol. 16 – No. 22 – P. 7587 – DOI:10.3390/en16227587.

38. Adebayo A.D. An overview of distributed generation on power systems / A.D. Adebayo, J.U. Chinedu // 2022 International journal of frontline research in engineering and technology. – IJFRET, 2022 – Vol. 1 – No. 1 – P. 27-33 – DOI:10.56355/ijfret.2022.1.1.0001.

39. Lestari S.D. Integration of artificial intelligence for enhanced coordination of docr protection in distributed generation systems / S.D. Lestari, Samsurizal, A. Makkulai // 2024 Journal Teknik Electro. – ELKHA, 2024 – Vol. 16 – No. 1 – P. 43 – DOI:10.26418/elkha.v16i1.72876.

40. Anaza S.O. Potential of renewable energy sources for distributed generations: An overview / S.O. Anaza, Y.S. Haruna, A.L. Amoo, A.A. Sadiq, Y.A. Yisah // 2023 International journal of scientific advances. – IJSCIA, 2023 – Vol. 4 – No. 1 – P. 21 – DOI:10.51542/ijscia.v4i1.21.

41. Zayzndehrodi H. Effect of renewable distributed generators on the fault current level of the power distribution systems / H. Zayandehrodi, A. Mohmed, H. Shareef, M. Farhoodnea, M. Mohamadjafari // 2013 Advanced materials research. – AMR, 2013 – DOI:10.4028/AMR.622.623.1882.

42. Omosigno E.O. Distributed generation technology; Advances and development trend / E.O. Omosigno, L.E. Okotie, J. Okoekhian // 2021 International journal of: science research and technology. – TIJSRAT, 2021 – Vol. 6 – No. 9 – DOI:10.13140/RG/2/2/21613/05602.

43. Debadatta A.G. Protection algorithms of microgrids with inverter interfaced distributed generation units – A review / A.G. Debadatta // 2021 Electric power systems research. – EPSR, 2021 – Vol. 192 – No. 11 – DOI:10.1016/j.epr.2020.106986.

44. Vijetha K. Adaptive relaying of radial distribution system with distributed generation / K. Vijetha, K.P. Sharath, M. Matcha // 2013 International Journal of Electrical and Computer Engineering. – IJECE, 2013. – Vol. 3 – № 3 – P. 407-414. DOI:10.11591/ijece.v3i3.2578.
45. Cherevatskiy S. Grid forming energy storage system addresses challenges of grids with high penetration of renewables (a case study) / S. Cherevatskiy, S. Sproul, S. Zabihi, R. Korte, H. Klingenberg, B. Buchholz, A. Oudalov // 2020 CIGRE session 48. – C2 – C6 – 322.
46. Memon A. A. Microgrid Protection with Conventional and Adaptive Protection Schemes / A. A. Memon, H. Laaksonen, K. Kauhaniemi // Microgrids, Power Systems, Springer Nature Switzerland AG, 2021 – DOI:10.1007/978-3-030-59750-4_19.
47. Farkhani J.S. The power system and microgrid protection — A review / J.S. Farkhani, M. Zareein, A. Najafi, R. Melicio, E.M.G. Rodrigues // 2020 Applied Sciences. - Appl. Sci., 2020. – Vol. 10 – № 8271 – P. 1-30. DOI:10.3390/app10228271.
48. Cisneros-Saldana J.I.D. On Protection Schemes for AC Microgrids: Challenges and Opportunities / J.I.D. Cisneros-Saldana, S. Samal, M.M. Begovic, S.R. Samantaray // 2024 IEEE Transactions on Industry Applications. – TIA, 2024. – PP(99):1-12. DOI:10.1109/TIA.2024.3353721
49. Khan J.A. Robust Unified Multi Diverse Protection Schemes for Low Voltage Microgrid / J.A. Khan, T. Mahmood // 2023 Journal of Electrical Engineering and Technology. – Vol. 19 - №2 – P.1079-1096. DOI:10.1007/s42835-023-01620-x
50. Chowdhury R. Line Current Differential Protection in Systems With Inverter-Based Resources— Challenges and Solutions / R. Chowdhury, R. McDaniel, N. Fischer // 2023 Conference: 76th Annual Conference for Protective Relay Engineers. DOI:/10.2139/ssrn.4058823

Авторы публикации

Надергулов Марат Муслимович – аспирант кафедры «Электрооборудования» Казанского национального исследовательского технического университета им. А.Н. Туполева – КАИ, г. Казань, Россия. *nadergulov97@mail.ru*

Исаков Руслан Геннадьевич – канд. техн. наук, доцент кафедры «Электрооборудования» Казанского национального исследовательского технического университета им. А.Н. Туполева – КАИ, г. Казань, Россия. *ruslanisakov@yandex.ru*

References

1. Cui S. Adaptive current protection technology for distribution network with distributed power sources based on local information / S. Cui, P. Zeng, Z. Wang, Y. Zuo // 2021 Mobile information systems. – Hindawi, 2021. – Vol. 2021 – P. 1-8. DOI:10.1155/2021/5137749.
2. Voropai N.I. Raspredeleonnaya generatsiya v elektroenergeticheskikh sistemakh / N.I. Voropai // 2005 Mezhdunarodnaya nauchno- prakticheskaya konferentsiya «Malaya energetika-2005». [Elektronnyy resurs, rezhim dostupa]: <http://www.combienergy.ru/stat/983-Raspredeleonnaya-generatsiya-velektroenergeticheskikh-sistemah> (data obrashcheniya: 15.08.2024).
3. Trachuk A.V. Tekhnologii raspredelennoi generatsii: Empiricheskie otsenki faktorov primeneniya / A.V. Trachuk, N.V. Linder // 2018 Zhurnal strategicheskie resheniya risk-menedzhment. - №1. – S. 32-48. – DOI: 10.17747/2078-8886-2018-1-32-48.
4. Gurevich Yu.E. Osobennosti raschetov rezhimov v energoraiionakh s raspredelennoi generatsiei: monografiya / Yu.E. Gurevich, P.V. Ilyushin. – N. Novgorod: NIU RANKhiGS, 2018. – 280 s.
5. Liu B. Influence of distributed generation on fault characteristics and relay protection of rural distribution network / B. Liu, W. Liang, Y. Wang, Z. Zhao, Q. Tian, X. Li // 2023 Journal of physics: conference series. – ICEEPS, 2023 – DOI:10.1088/1742-6596/2728/1/012032.
6. Namangolwa L. Impacts of Solar Photovoltaic on the Protection System of Distribution Networks: Master's thesis in Electric Power Engineering / L. Namangolwa // Department of Energy and Environment: Division of Electric Power Engineering. – Chalmers university of technology, 2016. – Goteborg, Sweden.
7. Nadergulov M.M. Problemy vnedreniya raspredelennoi generatsii v raspredelitel'nyuy set' 6-10 kV / M.M. Nadergulov, R.G. Isakov // Materialy V Vserossiiskoi nauchno-prakticheskoi (s mezhdunarodnym uchastiem) konferentsii, posvyashchennoi prazdnovaniyu 55-letiya KGEU «Problemy i perspektivy razvitiya elektroenergetiki i elektrotekhniki» (2023, Kazan', Rossiya). – Izdatel'stvo Kazanskogo gosudarstvennogo universiteta, 2023. – S. 294.
8. Simanchev D.A. Intel'lektual'naya sistema upravleniya otborom moshchnosti vetroustanovki v sostave vetroelektrostantsii: napravlenie podgotovki 13.04.02 «Elektroenergetika i elektrotekhnika»: magistrskaya dissertatsiya / D.A. Simanchev; [Mesto zashchity: Tol'yattinskii gosudarstvennyi universitet]. – Tol'yatti, 2020. – 88 s. / D.A. Simanchev; [nauch. ruk. S.V. Shapovalov]. – Tol'yatti: 2020. – 88 s

9. Cleberton R. Optimal coordination of protection devices in distribution networks with distributed energy resources and microgrids / R. Cleberton, J.B. Leite // 2022 IEEE Access. – IEEE, 2022. – Vol. 10 – P. 99584-99594. DOI:10.1109/ACCESS.2022.3203713.
10. Silos A. Using IEC 61850 GOOSE service for adaptive ANSI 67/67N protection in ring main systems with distributed energy resources / A. Silos, A. Señas, R. Martín de Rozuelo, A. Zaballos // 2017 Energies. Electrical engineering. – Vol. 10 – No. 11 – P. 1685 – DOI:10.3390/en10111685.
11. Pavani P. Optimal placement techniques for distributed generation / P. Pavani, Dr.S.N. Singh // 2015 Electrical India. – February 2015. [Электронный ресурс]: Режим доступа: <https://www.electricalindia.in/optimal-placement-techniques-for-distributed-generation/> (Дата обращения: 12.02.24).
12. Sarabia A.F. Impact of distributed generation on distribution system: the faculty of engineering, science and medicine: Dissertation fulfilment for the degree of master graduate / A.F. Sarabia; [Aalborg university, Denmark]. – Aalborg, 2011.
13. Ayvaz A. An investigation of the impact of distributed generation penetration on directional overcurrent relay coordination in a distribution network / A. Ayvaz // 2023 Gazi university journal of science: engineering and innovation. – GU J Sci, 2023 – Vol. 10 – No. 3 – P. 301-309 – DOI:10.54287/gujisa.1332535.
14. Loginov N.A. Issledovanie dinamicheskoi ustoychivosti istochnikov generatsii, podklyuchennykh cherez invertornye preobrazovately / N.A. Loginov // Nauchnye mezhdistsiplinarnye issledovaniya: sbornik statei XIV Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii. / XIV Mezhdunarodnaya nauchno-prakticheskaya konferentsiya (2021, Moskva, Rossiya). – Izdatel'stvo: «KDU», «Dobrosvet», 2021. – S. 86-92.
15. Mezhdunarodnyi Sovet po bol'shim elektricheskim sistemam vysokogo napryazheniya – CIGRE. Modelirovanie generatsii na baze invertornykh preobrazovatelei dlya energeticheskoi sistemy // Mezhdunarodnaya konferentsiya po raspredeleniyu elektroenergii – CIREN. – mai 2018. – 293 S. [Elektronnyi resurs]: Rezhim dostupa: <http://cired.net/uploads/default/files/727-web.pdf> (data obrashcheniya: 08.05.2024)
16. Kanani B.D. Distributed generation and power quality / B.D. Kanani / Electrical engineering department. – EE Department. – Power quality and management (2180911).
17. Hosseini S. H. Review of distributed generation technologies / S.H. Hosseini, M. Ghasemi // 2015 Renewable and Sustainable Energy Reviews. – RSER, 2015 – Vol. 55 – P. 941-948 – DOI: 10.1016/j.rser.2015.11.050
18. Dysko A. The impact of renewable energy sources and distributed generation on substation protection and automation / A. Dysko, J.A. Gonzalez, G. Lloyd // 21, rue d'Artois, F-75008 Paris. – CIGRE, 2010.
19. Li Y. Research on grid-connected distributed generation considering relay protection / Y. Li, X. Sun, H. Cai, M. Liu, Y. Yang // 2022 Journal of physics: Conference series. – ICESEP, 2022 – DOI:10.1088/1742-6596/2310/1/012031.
20. Majhi A.A.K. Coordination of overcurrent and distance relays in power system networks with distributed generations / A.A.K. Majhi, R. Ray, M. Biswal // 2024 Research square journal. – RS, 2024 – DOI:10.21203/rs.3.rs-3897748/v1.
21. Aziz T. Impact of widespread penetrations of renewable generation on distribution system stability / T. Aziz, S. Dahal, N. Mithulananthan, T.K. Saha // 2010 6th International conference on electrical and computer engineering. – ICECE, 2010 – P. 338-341. – DOI:10.1109/ICELCE.2010.5700697.
22. Ustinov D.A. Issledovanie algoritmov raboty distantsionnoi zashchity v sistemakh raspredelennoi generatsii / D.A. Ustinov, A.R. Aisar // 2023 Doklady akademii nauk vysshei shkoly Rossiiskoi Federatsii. – AN VSh RF, 2023. – № 2 (59). – C. 41–55 – DOI:10.17212/1727-2769-2023-2-41-55.
23. Gianto R. Distributed generation in electric power systems: An overview and important issues / R. Gianto, M.I. Arsyad, Purwoharjono, F. Imansyah, K.H. Khwee // 2022 WSEAS transactions on power systems. – WSEAS, 2022 – Vol. 18 – P. 172-178 – DOI:10.37394/232016.2023.18.18
24. Olanrewaju O. Decentralized and distributed power generation / O. Olanrewaju, M.J. Barasa Kabeyi // 2023 Proceedings of the 5 African international conference on industrial engineering and operations management. – IEOM Society international, 2023 – DOI:10.46254/AP04.20230268.
25. Kotin D.A. Ispol'zovanie odnofaznogo sinkhronnogo mnogoobmotochnogo generatora s postoyannymi magnitami dlya elektrosnabzheniya avtonomnogo potrebitelya / D.A. Kotin, I.A. Ivanov // 2022 Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. Problemy energetiki, 2022. – T. 24. – №1. – S. 29-38. DOI:10.30724/1998-9903-2022-24-1-29-38.
26. Sorokina D.S. Trudnosti vnedreniya istochnikov raspredelennoi generatsii i puti ikh resheniya s ispol'zovaniem adaptivnoi releinoi zashchity i avtomatiki / D.S. Sorokina, I.N. Gladkov // 2022 Materialy XIV Mezhdunarodnoi studencheskoi nauchnoi konferentsii «Studencheskii nauchnyi forum». – URL: <https://scienceforum.ru/2022/article/2018029576> (data obrashcheniya 02.06.2024).

27. Alvarez de Sotomayor A. IEC 61850-based adaptive protection system for the mv distribution smart grid / A. Alvarez de Sotomayor, D. Della Giustina, G. Massa, A. Dedè, F. Ramos, A. Barbato // 2017 Sustainable energy, grids and networks journal. – SEGAN, 2017 – DOI:10.1016/j.segan.2017.09.003.
28. Kotov A.A. Primenenie generatora dvojnogo pitaniya dlya vetroenergeticheskikh ustanovok maloi, srednei i bol'shoi moshchnosti / A.A. Kotov, N.I. Neustroev // Vestnik YuUrGU. Seriya «Energetika». – Yuzhno-Ural'skii gosudarstvennyi universitet, 2017. – T. 17 – № 4. – S. 80–89 – DOI: 10.14529/power170409.
29. Chi Y. Multi-stage coordinated dynamic VAR source placement for voltage stability enhancement of wind-energy power system / Y. Chi, Y. Xu // 2020 IET Generation, Transmission & Distribution. – Vol. 14 – P. 931-1167 – DOI: 10.1049/iet-gtd.2019.0126www.ietdl.org.
30. Patel H. Analyse the impact of distributed generation units on distribution system performances / H. Patel, B.K. Saw, A.K. Bohre, O. Yadav // 2023 IEEE International conference on power electronics, smart grid and renewable energy. – PESGRE, 2023 – DOI:10.109/PESGRE.58662.2023.10404345.
31. Quispe J.C. Transmission line protection challenges influenced by inverter-based resources: a review / J.C. Quispe, E. Orduna // 2022 Protection and Control of Modern Power Systems. – 2022 – DOI:10.1186/s41601-022-00249-8.
32. Hida A. Impact of the distributed generation on the power quality indicators of the distribution network, A case study in Korça / A. Hida, R. Bualoti, M. Celso, M. Hysenbegasi // 2023 16th International scientific conference of energy and climate change. – ISCECC, 2023.
33. Petrosyan N. Osnovnye printsipy sozdaniya preobrazovatelei postoyannogo napryazheniya v stabilizirovannoe peremennoe napryazhenie sinusoidal'noi formy setevoi chastoty / N. Petrosyan, D. Kirakosyan // 2013 zhurnal «Silovaya elektronika». – T.6 – №45 – S.79-84.1
34. Ivanova V.R. Strukturnyi i parametricheskii sintez algoritmov protivovariinogo upravleniya dlya realizatsii adaptivnoi chastotnoi delitel'noi avtomatiki elektrotekhnicheskikh sistem. / V.R. Ivanova, I.Yu. Ivanov, V.V. Novokreshchenov // Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. Problemy energetiki. 2019. – T. 21 – № 4 – S. 66-76 – DOI:10.30724/1998-9903-2019-21-4-66-76.
35. Takele H.M. Increment of fault current due to integration of distributed generation and its impact on distribution network protection / H.M. Takele // 2021 Research square journal. – RS, 2021 – DOI:10.21203/rs.3.rs-968650/v1.
36. Maharmi B. Integration of photovoltaic distributed generation in grid distribution network: A literature review / B. Maharmi, Syafii, A.A. Zakri // 2023 Andalasian international journal. – AIJASET, 2023 – Vol. 3 – No. 03 – P. 206-220 – DOI:10.25077/aijaset.v3i3.114.
37. Majeed A.A. A review of protection schemes for electrical distribution networks with green distributed generation / A.A. Majeed, A.S. Altaie, M. Abderrahim, A. Alkhazraji // 2023 Energies. Electrical engineering. – Vol. 16 – No. 22 – P. 7587 – DOI:10.3390/en16227587.
38. Adebayo A.D. An overview of distributed generation on power systems / A.D. Adebayo, J.U. Chinedu // 2022 International journal of frontline research in engineering and technology. – IJFRET, 2022 – Vol. 1 – No. 1 – P. 27-33 – DOI:10.56355/ijfret.2022.1.1.0001.
39. Lestari S.D. Integration of artificial intelligence for enhanced coordination of docr protection in distributed generation systems / S.D. Lestari, Samsurizal, A. Makkulai // 2024 Journal Teknik Electro. – ELKHA, 2024 – Vol. 16 – No. 1 – P. 43 – DOI:10.26418/elkha.v16i1.72876.
40. Anaza S.O. Potential of renewable energy sources for distributed generations: An overview / S.O. Anaza, Y.S. Haruna, A.L. Amoo, A.A. Sadiq, Y.A. Yisah // 2023 International journal of scientific advances. – IJSCIA, 2023 – Vol. 4 – No. 1 – P. 21 – DOI:10.51542/ijscia.v4i1.21.
41. Zayandehrodi H. Effect of renewable distributed generators on the fault current level of the power distribution systems / H. Zayandehrodi, A. Mohmed, H. Shareef, M. Farhoodnea, M. Mohamadjafari // 2013 Advanced materials research. – AMR, 2013 – DOI:10.4028/AMR.622.623.1882.
42. Omosigno E.O. Distributed generation technology; Advances and development trend / E.O. Omosigno, L.E. Okotie, J. Okoekhian // 2021 International journal of: science research and technology. – TIJSRAT, 2021 – Vol. 6 – No. 9 – DOI:10.13140/RG/2/2/21613/05602.
43. Debadatta A.G. Protection algorithms of microgrids with inverter interfaced distributed generation units – A review / A.G. Debadatta // 2021 Electric power systems research. – EPSR, 2021 – Vol. 192 – No. 11 – DOI:10.1016/j.epsr.2020.106986.
44. Vijetha K. Adaptive relaying of radial distribution system with distributed generation / K. Vijetha, K.P. Sharath, M. Matcha // 2013 International Journal of Electrical and Computer Engineering. – IJECE, 2013. – Vol. 3 – № 3 – P. 407-414. DOI:10.11591/ijece.v3i3.2578.
45. Cherevatskiy S. Grid forming energy storage system addresses challenges of grids with high penetration of renewables (a case study) / S. Cherevatskiy, S. Sproul, S. Zabihi, R. Korte, H. Klingenberg, B. Buchholz, A. Oudalov // 2020 CIGRE session 48. – C2 – C6 – 322.

46. Memon A. A. Microgrid Protection with Conventional and Adaptive Protection Schemes / A. A. Memon, H. Laaksonen, K. Kauhaniemi // Microgrids, Power Systems, Springer Nature Switzerland AG, 2021 – DOI:10.1007/978-3-030-59750-4_19.

47. Farkhani J.S. The power system and microgrid protection — A review / J.S. Farkhani, M. Zareein, A. Najafi, R. Melicio, E.M.G. Rodrigues // 2020 Applied Sciences. - Appl. Sci., 2020. – Vol. 10 – № 8271 – P. 1-30. DOI:10.3390/app10228271.

48. Cisneros-Saldana J.I.D. On Protection Schemes for AC Microgrids: Challenges and Opportunities / J.I.D Cisneros-Saldana, S. Samal, M.M. Begovic, S.R. Samantaray // 2024 IEEE Transactions on Industry Applications. – TIA, 2024. – PP(99):1-12. DOI:[10.1109/TIA.2024.3353721](https://doi.org/10.1109/TIA.2024.3353721)

49. Khan J.A. Robust Unified Multi Diverse Protection Schemes for Low Voltage Microgrid / J.A. Khan, T. Mahmood // 2023 Journal of Electrical Engineering and Technology. – Vol. 19 - №2 – P.1079-1096. DOI:10.1007/s42835-023-01620-x

50. Chowdhury R. Line Current Differential Protection in Systems With Inverter-Based Resources—Challenges and Solutions / R. Chowdhury, R. McDaniel, N. Fischer // 2023 Conference: 76th Annual Conference for Protective Relay Engineers. DOI:/10.2139/ssrn.4058823

Authors of the publication

Marat M. Nadergulov – Kazan National Research Technical University named after A. N. Tupolev – KAI, Kazan, Russia. nadergulov97@mail.ru

Ruslan G. Isakov – Kazan National Research Technical University named after A. N. Tupolev – KAI, Kazan, Russia. ruslanisakov@yandex.ru

Шифр научной специальности: 2.4.3 Электроэнергетика

Получено **28.01.2025 г.**

Отредактировано **11.03.2025 г.**

Принято **08.04.2025 г.**