

УДК 621.316.11

DOI: 10.15587/1729-4061.2015.42477

Інтеграція джерел розосередженої генерації в електричні мережі може змінити весь спектр показників, що характеризують ефективність електропостачання. В роботі представлені результати досліджень з оцінки впливу даних джерел на надійність роботи повітряних розподільних мереж. Продемонстровані складності та сформульовані рекомендації щодо раціонального використання комутаційних апаратів і принципів роботи засобів релейного захисту

Ключові слова: повітряні розподільні мережі, розосереджена генерація, надійність електропостачання, комутаційно-захисні апарати

Интеграция источников распределенной генерации в электрические сети может изменить весь спектр показателей, характеризующих эффективность электроснабжения. В работе представлены результаты исследований по оценке влияния данных источников на надежность работы воздушных распределительных сетей. Продемонстрированы сложности и сформулированы рекомендации относительно рационального использования коммутационных аппаратов и принципов работы средств релейной защиты

Ключевые слова: воздушные распределительные сети, распределенная генерация, надежность электроснабжения, коммутационно-защитные аппараты

ОСОБЕННОСТИ АНАЛИЗА НАДЕЖНОСТИ ВОЗДУШНЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ С ИСТОЧНИКАМИ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ

В. А. Попов

Кандидат технических наук, доцент*

E-mail: tig@ukr.net

В. В. Ткаченко

Кандидат технических наук,
старший преподаватель*

E-mail: tka-vadim@yandex.ua

Саид Банузаде Сахрагард

Аспирант*

E-mail: saeed_sahragard@yahoo.com

А. А. Журавлев

Ассистент*

E-mail: aazhur@ukr.net

*Кафедра электроснабжения

Национальный технический университет Украины

«Киевский политехнический институт»

пр. Победы, 37, г. Киев, Украина, 03056

1. Введение

Обеспечение надежности электроснабжения потребителей всегда рассматривалось в качестве одной из приоритетных задач электроэнергетики. Важная роль в процессе достижения данной цели отводилась системам электроснабжения (СЭС), что объяснялось тем, что наибольшее число перерывов в электроснабжении связано с отказами, возникающими именно на уровне распределения электрической энергии. В последнее время в мировой электроэнергетике происходят кардинальные структурные изменения. В значительной мере указанные изменения коснулись распределительных сетей (РС), где наблюдается активное развитие распределенной генерации, создание предпосылок для внедрения различных компонентов Smart технологий. В многочисленных отечественных и зарубежных публикациях, связанных с проблемой интеграции источников распределенной генерации (ИРГ) в РС, основное внимание уделялось анализу влияния указанных источников на потери мощности и энергии, режим напряжений и другие показатели ка-

чества электрической энергии. При этом указывалось, что наиболее сложным (в плане оценки) и дискуссионным (относительно формы применения) являются вопросы влияния распределенной генерации на надежность электроснабжения. Здесь важным моментом является обоснование условий, при которых подключение различных генерирующих источников к электрическим сетям не только не вызывает конфликта, но и позволяет повысить надежности электроснабжения, что особенно важно в условиях ее нормирования.

2. Анализ литературных данных и постановка проблемы

На протяжении многих лет в научно-технической литературе велась дискуссия относительно того, какие показатели целесообразно применять для оценки надежности электроснабжения и какие критерии следует использовать в задачах выбора оптимальных путей ее повышения. В настоящее время подавляющее число стран для оценки надежности в области элект-

троэнергетики применяют показатели, базирующиеся на соответствующих стандартах IEEE [1]. Контролирующие органы в области электроэнергетики в этих странах имеют возможность не только устанавливать нормативные значения указанных показателей для отдельных территориальных подразделений энергокомпаний, но и контролировать их выполнение на основании объективных данных, получаемых в результате анализа результатов функционирования электрических сетей.

Опираясь на международную практику и отечественный опыт эксплуатации электрических сетей было предложено при анализе надежности ВЛ 6...10 кВ рассматривать три группы показателей [2]: исходные (первичные), базовые и интегральные.

Исходные (первичные) показатели характеризуют надежность функционирования отдельных элементов электрической сети и эффективность работы обслуживающего ее персонала. Значения данных показателей считаются известными на момент решения задачи оценки надежности и в энергокомпаниях большинства стран мира соответствующие достаточно объективные данные формируются в процессе функционирования программного обеспечения, входящего в блок OMS – outage management system.

К исходным показателям надежности относятся:

- удельный параметр потока отказов (откл./км·год);
- время восстановления электроснабжения (час/откл.).

Базовыми являются показатели надежности электроснабжения узлов нагрузки и питаемых от этих узлов потребителей. Значения базовых показателей надежности вычисляются в ходе решения задачи анализа надежности и зависят от ряда факторов: значений исходных показателей надежности; конфигурации и параметров рассматриваемой линии; мест размещения, вида и количества установленных в линии секционирующих устройств (СУ).

Целесообразно рассматривать следующие базовые показатели надежности электроснабжения потребителей:

- средняя частота отключений объекта (откл./год);
- средняя длительность отключений объекта (час/год);
- средняя длительность одного отключения объекта (час).

В данном случае в качестве объекта может выступать секция линии, группа участков или отдельный участок линии, узел нагрузки и т. д.

Интегральные показатели надежности характеризуют надежность электроснабжения потребителей крупных сетевых объектов, питающихся как от отдельной линии, так и от СЭС в целом. Численные значения интегральных показателей определяются на основе значений базовых показателей надежности и характеристик узлов нагрузки – величины средней нагрузки и/или количества точек продажи электроэнергии. Примерами интегральных показателей служат повсеместно используемые в мировой практике такие характеристики как SAIFI (системный показатель средней частоты перерывов электроснабжения (откл./год)), SAIDI (системный показатель средней длительности перерывов электроснабжения (час/год)) и EENS (ожидаемая величина недоотпущен-

ной электроэнергии (кВт·час/год)). Согласно принятым в 2011–2014 годах постановлениям НКРЭ Украины именно эти показатели являются в настоящее время для отечественных энергоснабжающих компаний отчетными, характеризующими надежность электроснабжения потребителей, а величина показателя SAIDI уже сейчас нормируется для систем электроснабжения городских и сельских населенных пунктов [3].

На кафедре электроснабжения НТУУ КПИ предложен, обоснован и реализован комплексный подход к постановке и решению задач оптимизации надежности электроснабжения потребителей на стадии проектирования и эксплуатации воздушных распределительных сетей (ВРС), который позволяет вычислить интегральные показатели надежности и на основании полученных данных решать следующие вопросы [4]:

- провести технико-экономическое обоснование устанавливаемых регулирующих государственным органом нормативов надежности для отдельных энергокомпаний или их структурных подразделений;
- оценить затраты, необходимые для обеспечения заданного контролирующим органом уровня надежности;
- осуществить выбор оптимальных мероприятий по повышению надежности при наличии ограничений на материальные или технические ресурсы;
- обеспечить заданный уровень надежности электроснабжения по установленной группе показателей при минимуме затрат;
- оценить эффективность использования конкретных видов коммутационно-защитного оборудования в электрических сетях с различной топологией.

В то же время указанные результаты были получены для традиционно построенных и функционирующих РС, когда в нормальном режиме электроснабжение всех потребителей осуществлялось от одного источника и, соответственно, альтернативные источники генерации энергии отсутствовали. В современных СЭС относительно маломощные, источники распределенной генерации могут подключаться к узлам РС и теоретически работать в различных режимах, в частности с выдачей и без выдачи электроэнергии в сеть. Как показывает опыт уже накопленный во многих зарубежных странах, подключение ИРГ к РС существенным образом влияет на их надежность [5].

В подобных ситуациях считается (по крайней мере, теоретически), что при потере электроснабжения от питающей подстанции основной сети во многих случаях имеется возможность «выделить» ИРГ для работы на близкую по мощности нагрузку, что позволит обеспечить непрерывное электроснабжение ряда потребителей. Эта проблема в англоязычной литературе получила название «Islanding» («островной» режим). Она достаточно активно изучается [6, 7] поскольку ее решение требует комплексного подхода и включает ряд составляющих. В частности в работах [8, 9] акцентируется внимание на следующих вопросах, требующих решения в этом случае: определение состава потребителей, питающихся от ИРГ при его выделении на изолированную работу; выбор состава и мест размещения коммутационных аппаратов (КА); разработка соответствующих средств автоматизации и определение принципов их функционирования; настройка устройств релейной защиты; решение вопро-

сов синхронизации при восстановлении нормальной схемы электроснабжения и ряд других.

С точки зрения надежности именно указанный режим представляет наибольший интерес, поскольку в противном случае (без выделения «острова» и в предположении, что ИРГ автоматически отключается при любом повреждении в сети) применение распределенной генерации практически не оказывает влияния на надежность.

В связи с этим, представляется целесообразным провести анализ, каким образом различные варианты применения распределенной генерации влияют на показатели надежности, какие необходимо при этом установить дополнительные КА, каким образом должны функционировать средства релейной защиты и автоматики для того, чтобы обеспечить максимальный позитивный эффект.

3. Цель и задачи исследования

Целью работы является исследование влияния источников распределенной генерации при различных формах ее использования и характере оснащения воздушных распределительных сетей секционирующими устройствами на интегральные показатели надежности.

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

- определить необходимый уровень оснащения распределительных сетей коммутационными аппаратами, дающими возможность формировать «островной» режим работы, с целью повышения надежности электроснабжения при наличии распределенной генерации;
- оценить эффективность применения автоматических коммутационных аппаратов в условиях применения распределенной генерации;
- проанализировать особенности работы средств релейной защиты при интеграции в сеть источников распределенной генерации.

4. Оценка показателей надежности при наличии в линии ИРГ и секционирующих устройств с ручным управлением

Очевидно, что для возможности эффективного использования ИРГ линия должна иметь достаточное количество СУ, по крайней мере, с ручным управлением. Рассмотрим простейшую распределительную линию без автоматических КА (рис. 1), что характерно для условий Украины. На рис. 1 представлены следующие элементы электрической сети: узлы нагрузки (УН), центр питания (ЦП), разъединители ручного управления (Р_{ру}), вы-

ключатель (Вык). Здесь следует отметить, что к подобному виду может быть приведена любая реальная сеть (с двумя КА в магистрали) путем ее соответствующего эквивалентирования [10].

Предположим, что секционирующие КА делят линию на 3 части (потенциальных «острова»). При этом линия может быть построена как по магистральной (рис. 1, а), так и по петлевой (рис. 1, б) схемам. В последнем случае узел 3, где установлен нормально отключенный разъединитель, рассматривается в качестве точки подключения резервного питания (ТПРП).

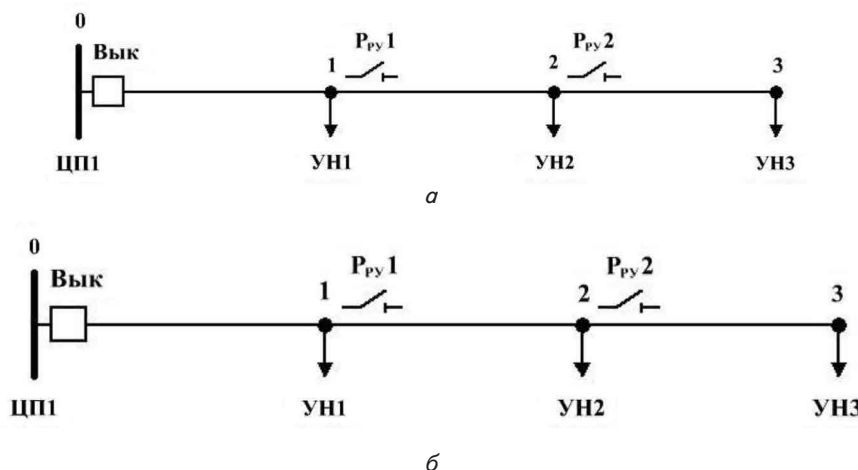


Рис. 1. Линия распределительной сети с КА ручного управления: а – магистральная схема; б – петлевая схема

Оценим, каким образом изменятся (относительно варианта построения линии с двумя КА ручного управления и при отсутствии генерирующих источников) интегральные показатели надежности при различных схемах подключения ИРГ и в предположении реализации «островного» режима работы. Расчет интегральных показателей надежности (EENS и SAIDI) выполнялся на основе использования структурно-логической матрицы [2]. При этом рассматриваются варианты изменения размера «острова» (в % от суммарных длины и нагрузки линии) и подключения ИРГ в начале линии (участок 0–1); в середине линии (участок 1–2); в конце линии (участок 2–3).

Результаты соответствующих расчетов представлены в табл. 1.

Таблица 1

Показатели надежности (в %) в линии с КА ручного управления

Размер «острова» в %	ТПРП в линии	Без ИРГ		ИРГ в начале		ИРГ в середине		ИРГ в конце	
		EENS	SAIDI	EENS	SAIDI	EENS	SAIDI	EENS	SAIDI
17	нет	100,0	100,0	101,5	101,5	96,6	96,6	91,7	91,7
	есть	100,0	100,0	102,0	102,0	100,0	100,0	104,2	104,2
33	нет	100,0	100,0	100,0	100,0	92,2	92,2	84,3	84,3
	есть	100,0	100,0	100,0	100,0	96,8	96,8	96,8	96,8
50	нет	100,0	100,0	101,5	101,5	92,7	92,7	83,8	83,8
	есть	100,0	100,0	105,2	105,2	101,6	101,6	96,2	96,2

На основании анализа полученных данных можно сделать следующие выводы относительно эффективности использования ИРГ для рассматриваемых схем сети:

- формирование «острова» в начале линии не дает никакого эффекта независимо от наличия или отсутствия ТПРП;

- в случае отсутствия в линии ТПРП «остров» выгоднее формировать в конце линии (интегральные показатели надежности при этом улучшились на 16 %);

- при наличии в линии ТПРП, любой вариант формирования «острова» дает незначительный эффект в плане повышения надежности (в рассмотренном примере 3 %);

- изменение объема потребителей формируемых «остров» (увеличение или уменьшение) по сравнению с исходным вариантом (предполагающим деление линии на три одинаковые по длине и питаемой нагрузке части) в большинстве случаев не приводит к увеличению эффекта в плане повышения надежности;

- отдельные варианты интеграции ИРГ в предположении возможности «островного» режима работы требуют установки различного количества КА, а, следовательно, и различных затрат для их реализации.

Здесь необходимо подчеркнуть, что реальные ВРС в энергосистемах Украины имеют весьма ограниченное количество секционирующихся КА. Поэтому интеграция в неавтоматизированные сети источников распределенной генерации помимо того, что незначительно повышает надежность, может повлечь за собой необходимость установки дополнительных или переноса существующих КА, что еще более снижает положительный эффект от подобного решения.

5. Оценка показателей надежности при наличии в линии ИРГ и автоматических коммутационных аппаратов

Опыт оптимизации надежности электроснабжения демонстрирует, что в большинстве случаев обеспечить ее нормируемые уровни невозможно без применения автоматических КА, например реклоузеров, а во многих случаях используемых в комбинации с секционализерами. Можно ожидать, что в таких схемах применение ИРГ с возможностью формирования «островного» режима работы, будет существенно эффективнее.

Рассмотрим схемы электрических сетей, оснащенных автоматическими КА (реклоузерами), которые приведенные на рис. 2, и на их примере проанализируем различные варианты применения ИРГ.

Указанные РС также могут быть построены по магистральной (рис. 2, а) и петлевой (рис. 2, б) схемам. В узле 3, являющемся точкой подключения резервного питания (ТПРП), установлен нормально отключенный реклоузер, настроенный на децентрализованную и скоординированную с реклоузерами 1 и 2 работу в случае подключения резервного питания от ЦП2.

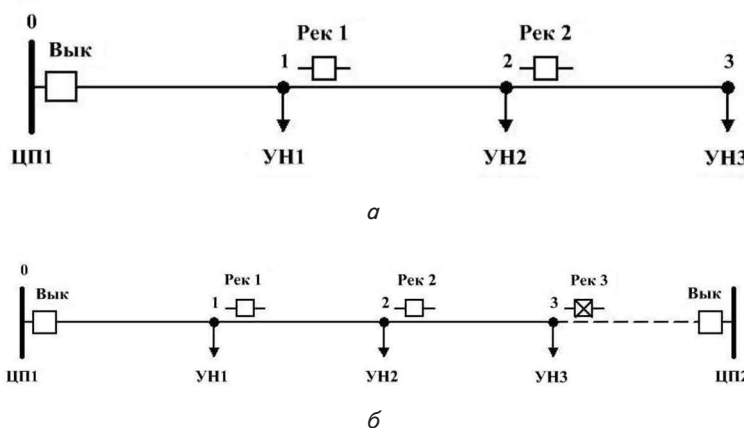


Рис. 2. Линия распределительной сети с реклоузерами: а – магистральная схема; б – петлевая схема

Оценим изменения интегральных показателей надежности при различных вариантах подключения ИРГ при следующих условиях:

- в линиях установлены 2 реклоузера (Рек 1 и Рек 2), которые делят линию на 3 части;

- изменение размера «острова» (в % от суммарных длины и нагрузки линии);

- подключение ИРГ в начале линии (участок 0–1); в середине линии (участок 1–2); в конце линии (участок 2–3).

Результаты выполненных при этом расчетов интегральных показателей надежности (в %) приведены в табл. 2.

Таблица 2

Показатели надежности в линии с реклоузерами.

Размер «острова» в %	ТПРП в линии	Без ИРГ		ИРГ в начале		ИРГ в середине		ИРГ в конце	
		EENS	SAIDI	EENS	SAIDI	EENS	SAIDI	EENS	SAIDI
17	нет	100,0	100,0	103,1	103,1	92,7	92,7	82,3	82,3
	есть	100,0	100,0	112,5	112,5	112,5	112,5	112,5	112,5
33	нет	100,0	100,0	100,0	100,0	83,3	83,3	66,7	66,7
	есть	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
50	нет	100,0	100,0	103,1	103,1	84,4	84,4	65,6	65,6
	есть	100,0	100,0	112,5	112,5	112,5	112,5	112,5	112,5

Анализ полученных результатов позволяет сделать следующие выводы:

- при наличии в линии ТПРП с автоматическим КА формирование «острова» не дает эффекта независимо от того, в каком месте линии он может быть образован;

- в случае отсутствия в линии ТПРП «остров» выгоднее формировать в конце линии (в рассмотренном примере показатели надежности улучшились на 33 %);

- наличие автоматических КА позволяет повысить эффективность применения ИРГ при их интеграции в сеть в начале линии по сравнению с вариантом использования КА ручного управления. В данном случае улучшение показателей надежности составило в среднем 25 % по сравнению с предыдущим примером, где показатели надежности улучшались в среднем на 12 %;

- отдельные варианты применения ИРГ могут потребовать установки дополнительных автоматических

КА или перестановки уже существующих с целью получения возможности реализации «островного» режима работы.

6. Влияние интеграции ИРГ в распределительные сети на работу средств релейной защиты

При интеграции ИРГ в РС помимо вопросов, связанных с формированием «острова» возникает ряд проблем, являющихся следствием того, что наличие генерирующих источников может потребовать изменения принципов работы средств релейной защиты и автоматики, систем противоаварийного управления [8]. Рассмотрим некоторые из этих проблем на примерах использования современных КА и аппаратов защиты (выключателей, реклоузеров, предохранителей, секционалайзеров).

При определенном взаимном расположении ИРГ, предохранителя и реклоузера, работающего в режиме «спасения» предохранителя [11], может возникнуть проблема рассогласования их работы [12, 13]. В случае размещения оборудования как показано на рис. 3, а, через реклоузер и предохранитель протекают одинаковые токи КЗ ($I_n = I_p = I_c + I_{ИРГ}$), и согласно время-токовой характеристике (ВТХ) реклоузер сработает на отключение по быстрой кривой (рис. 4) за время t_p , меньшее времени срабатывания предохранителя t_n (т. е. $t_p < t_n$).

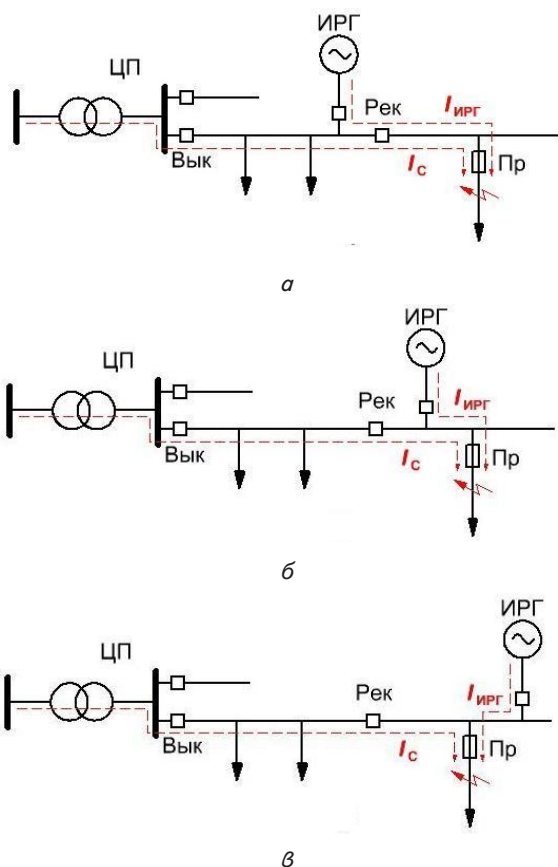


Рис. 3. Возможные варианты взаимного расположения ИРГ, реклоузера и предохранителя: а – ИРГ перед реклоузером; б – ИРГ за реклоузером и перед предохранителем; в – ИРГ за реклоузером и предохранителем

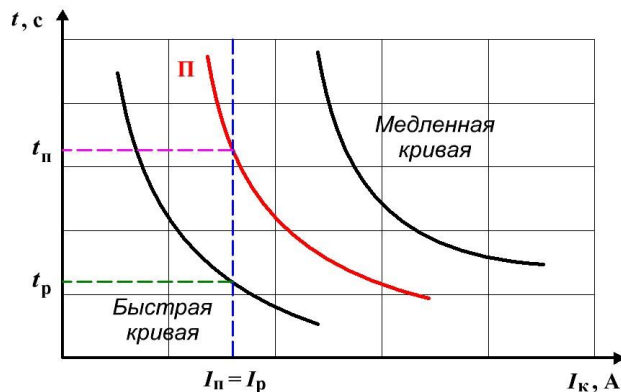


Рис. 4. Время-токовые характеристики реклоузера и предохранителя для варианта подключения ИРГ представленного на рис. 3, а

В случае расположения оборудования как показано на рис. 1, б, в, через предохранитель протекает ток КЗ ($I_n = I_c + I_{ИРГ}$) большей величины, чем через реклоузер ($I_p = I_c$). Тогда, в соответствии с время-токовой характеристикой (рис. 5) реклоузер может сработать на отключение по быстрой кривой за время, большее времени срабатывания предохранителя ($t_p > t_n$). Таким образом, схема «спасения» предохранителя может не сработать.

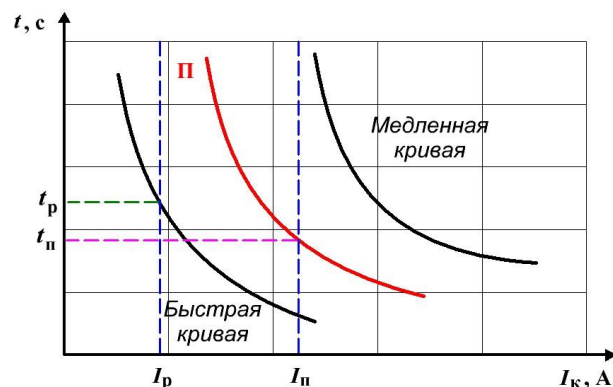


Рис. 5. Время-токовые характеристики реклоузера и предохранителя для вариантов подключения ИРГ представленных на рис. 3, б, в

Как считает ряд исследователей, решить эту проблему может замена предохранителей на секционалайзеры, срабатывание которых не зависят от ВТХ реклоузеров [14].

Однако, даже применение более дорогостоящих секционалайзеров не исключает возможности возникновения определенных сложностей в работе релейной защиты при использовании ИРГ [15, 16]. Допустим, что секционалайзер работает в паре с реклоузером и защищает ответвление на линии (рис. 6). При этом секционалайзер фиксирует количество прохождений тока КЗ во время бестоковых пауз при срабатывании АПВ реклоузера. Однако, если повреждение в линии происходит как показано на рис. 6 и защита не реагируя на ток КЗ в линии не отключает ИРГ, то ток КЗ от ИРГ, проходящий через секционалайзер, не дает последнему возможность зафиксировать КЗ и, соответственно, сработать на повреждение в защищаемой части линии.

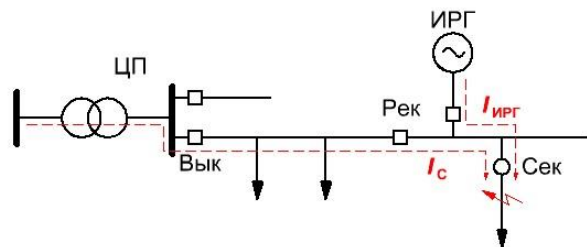


Рис. 6. Секционалайзер не фиксирует ток КЗ

Помимо этого в отдельных случаях могут иметь место и ложные срабатывания защиты [15, 17]. Рассмотрим следующие ситуации:

1. На рис. 7 показано, как ток КЗ от ИРГ может протекать от одной линии к другой в направлении места повреждения. При большой мощности ИРГ и при оснащении аппаратов в линии с ИРГ («Вык2» и «Рек») ненаправленной токовой защитой, возможно ложное срабатывание этих аппаратов.

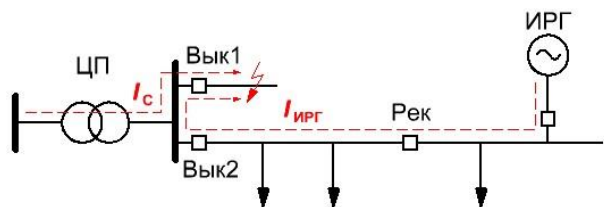


Рис. 7. Выключатель или реклоузер в одной линии срабатывают на повреждение в другой линии

2. Если аппарат ИРГ оснащен медленной защитой, то в ситуации, представленной на рис. 8, ток КЗ от ИРГ приведет к срабатыванию предохранителя на повреждение в незащищаемой им части линии.

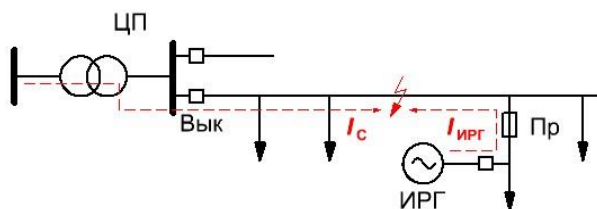


Рис. 8. Срабатывание предохранителя на повреждение в незащищаемой им части линии

На основании рассмотренных примеров, можно сформулировать следующие требования к построению защиты при наличии в сети ИРГ:

- выключатели и реклоузеры в линиях с ИРГ необходимо оборудовать направленной защиты, способной отслеживать обратные потоки мощности КЗ (т. е. потоки мощности от ИРГ в сторону источника питания);
- выключатель или реклоузер, через который ИРГ подключается к основной сети требуется обеспечить

защитой, обладающей высокой скоростью срабатывания с большой безтоковой паузой для возможности нормально отреагировать на повреждение в сети соответствующим защитным аппаратам – выключателем в ЦП, реклоузером, предохранителем, секционалайзером;

- рекомендуется замена в линиях с ИРГ предохранителей на секционалайзеры.

7. Выводы

Расширение применения распределенной генерации в структуре СЭС имеет не только положительные стороны, но и создает определенные технические проблемы, которые связаны с изменением свойств РС, возможностью и принципами управления ими в нормальных и аварийных условиях. Эти проблемы решаемы, однако при этом усложняется диспетчерское и автоматическое управление, требуется разработка новых математических моделей для обоснования развития СЭС, анализа их режимов и управления ими.

При этом в процессе решения поставленных в работе задач было показано, что при появлении в СЭС ИРГ, для обеспечения эффективного их использования в плане обеспечения надлежащего уровня надежности электроснабжения, могут потребоваться существенные дополнительные затраты, связанные со следующими обстоятельствами:

- необходимостью установки нового или переносом как минимум одного существующего КА (ручного управления или автоматического) при необходимости выделения «острова». При этом следует учитывать, что затраты на демонтаж существующего реклоузера и перенос его на новое место составляют порядка 30 % от затрат на приобретение и установку в линии нового реклоузера;
- целесообразностью использования автоматических КА, в частности реклоузеров, что позволяет при рациональном размещении ИРГ практически на порядок улучшить интегральные показатели надежности по сравнению с применением КА ручного действия;
- необходимостью использования в точках подключения ИРГ к линии современных коммутационно-защитных аппаратов. При этом может потребоваться проведение дополнительных работ по согласованию РЗиА устанавливаемого КА, уже размещенных в линии реклоузеров и выключателей питающей подстанции;
- целесообразностью замены установленных на ответвлениях линии предохранителей на более дорогостоящие, но в меньшей степени зависящие от величин и направлений токов КЗ секционалайзеры.

Полученные в работе результаты могут послужить фундаментом для постановки и решения принципиально новых задач, связанных с многокритериальным обоснованием оптимальных условий интеграции ИРГ в электрические сети, выбором и размещением современных средств повышения надежности.

Литература

1. IEEE Std 1366-2012. IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices [Text] // The IEEE Inc., USA, 2012. – 43 p.
2. Попов, В. А. Вопросы оценки уровня надежности воздушных линий 6,10 кВ в энергосистемах Украины [Текст] / В. А. Попов, В. В. Ткаченко, Ю. Д. Манойло // Промэлектрo. – 2010. – № 5. – С. 25–32.

3. Про затвердження показників якості послуг з електропостачання на 2014 рік [Текст] // Постанова НКРЕ України № 476 від 17.04.2014 р.
4. Жаркин, А. Ф. Решение задачи оптимального секционирования воздушных распределительных сетей в условиях нормирования показателей надежности [Текст] / А. Ф. Жаркин, В. А. Попов, В. В. Ткаченко // Технічна електродинаміка. – 2013. – № 5. – С. 61–69.
5. Шон, Ф. Ч. Распределенная генерация и методы оценки надежности [Текст]: в 2 ч., часть 2 / Ф. Ч. Шон // I Международная научно-практическая конференция «Технические науки – основа современной инновационной системы». – Йошкар-Ола, 2012. – С. 15–17.
6. Antikainen, J. Possibilities to Improve Reliability of Distribution Network by Intended Island Operation [Text] / J. Antikainen, S. Repo, P. Verho, P. Jarventausta // International Journal of Innovations in Energy Systems and Power. – 2009. – Vol. 4, Issue 1. – P. 22–28.
7. Бат-Ундрал, Б. Повышение надежности систем электроснабжения потребителей при использовании распределенной генерации [Текст] / Б. Бат-Ундрал // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Методические и практические проблемы надежности либерализованных систем энергетики. – 2009. – Вып. 59. – С. 338–343.
8. Воропай, Н. И. Распределенная генерация в электроэнергетических системах [Текст] / Н. И. Воропай // Международная научно-практическая конференция «Малая энергетика-2005», 2005.
9. Кириленко, О. В. Технічні аспекти впровадження джерел розподільної генерації в електричних мережах [Текст] / О. В. Кириленко, В. В. Павловський, Л. М. Лук'яненко // Технічна електродинаміка. – 2011. – № 1. – С. 46–53.
10. Жаркин, А. Ф. Функциональное эквивалентирование электрических сетей при оценке влияния источников распределенной генерации на их режимы [Текст] / А. Ф. Жаркин, В. А. Попов, В. В. Ткаченко, Саид Банузаде Сахрагард // Электронное моделирование. – 2013 –Т. 35, № 3. –С. 99–111.
11. Воротницкий, В. Реклоузер – новый уровень автоматизации и управления ВЛ 6(10) кВ [Электронный ресурс] / В. Воротницкий, С. Бузин // Новости электротехники. – 2005. – № 3 (33). – Режим доступа: <http://www.news.elteh.ru/arh/2005/33/11.php>
12. Javadian, S. A. M. Impact of distributed generation on distribution system's reliability considering recloser-fuse miscoordination – A practical case study [Text] / S. A. M. Javadian, M. Massaeli // Indian Journal of Science and Technology. – 2011. – Vol. 4, Issue 10. – P. 1279–1284.
13. Walling, R. A. Distributed Generation Impact on Distribution Systems [Text] / R. A. Walling, N. W. Miller // Final Report of GE Power Systems Energy Consulting, General Electric International Inc., 2002. – 56 p.
14. Martínez-Velasco, J. A. Modeling protective devices for distribution systems with distributed generation using an EMTP-type tool [Text] / J. A. Martínez-Velasco, J. Martín-Arnedo, F. Castro-Aranda // Ingeniare. Revista chilena de ingeniería. – 2010. – Vol. 18, Issue 2. – P. 258–273. doi: 10.4067/s0718-33052010000200013
15. Ortmeyer, T. Renewable Systems Interconnection Study: Utility Models, Analysis, and Simulation Tools [Text] / T. Ortmeyer, R. Dugan, D. Crudele, T. Key, P. Barker // Report of Sandia National Laboratories. – USA, 2008. – 77 p.
16. Coster, E. Effect of Distributed Generation on Protection of Medium Voltage Cable Grids [Text] / E. Coster, J. Myrzik, W. Kling // CIRED 19th International Conference on Electricity Distribution. – Vienna, 2007. – P. 4.
17. Basso, T. S. System Impacts from Interconnection of Distributed Resources: Current Status and Identification of Needs for Further Development. Technical Report NREL/TP-550-44727 [Text] / T. S. Basso. – National Renewable Energy Laboratory. USA, 2009. – 44 p.