Особенности отключения токов коротких замыканий генераторов малой мощности

В последние годы в российской энергетике распространение получает так называемая «малая генерация» (МГ) – совокупность модульных генерирующих установок мощностью порядка нескольких мегаватт, производящих электроэнергию, как правило, в месте ее конечного потребления и не использующих ее передачу по сетям высокого напряжения (ВН) [1]. Такая генерация подключается к сетям низкого (НН) и среднего (СН) напряжения. В зарубежной энергетике использование малой генерации связано, прежде всего, с развитием возобновляемых источников энергии. В России подобная генерация, представленная в основном газовыми и дизельными установками, зачастую рассматривается в качестве альтернативы подключению к электрической и тепловой сетям.

Авторы:
Самойленко В.О.,
Коркунова О.Л.,
Паздерин А.В.,
Новиков Н.Н.

Сегодня не существует общепринятой нормативно-технической документации, регламентирующей точные порядок и состав расчетов переходных процессов для систем с малой генерацией [1, 2]. Расчеты особенностей и нюансов электромеханических переходных процессов для систем с малой генерацией 0,4–6(10) кВ зачастую не проводятся или не используются в массовом проектировании систем электроснабжения [3]. Тем не менее, учет особенностей переходных процессов как минимум в момент времени непосредственно после короткого замыкания (т.е. фактически электромагнитных переходных процессов), не требующий специальных навыков и программного обеспечения для расчетов, позволяет повысить качество настройки защит сети с генераторами малой мощности.

В существующих сетях электроснабжения НН и СН офисных, промышленных зданий и сооружений МГ, как правило, подключается к центрам питания, вводно-распределительным устройствам, распределительным пунктам и щитам и электрически располагается близко к нагрузкам. В статье показано, что даже при сохранении одностороннего принципа электроснабжения и отсутствии реверсивных перетоков мощности установка МГ может внести ряд особенностей в расчет переходных процессов, выбор особенностей коммутационной аппаратуры и настройку релейной защиты и автоматики (РЗА), не всегда учитываемых при сложившемся опыте проектирования и эксплуатации систем электроснабжения НН и СН. В то же время, расчет по типовым и обобщенным параметрам, характерным для «большой» генерации, может снизить точность расчетов вплоть до их нецелесообразности.

Таким образом, отличия можно условно разделить на:

- качественные, обусловленные появлением генераторной специфики в системе электроснабжения;
- количественные, обусловленные отличием устанавливаемых генераторов «малой» мощности от широко распространенных в энергосистемах «больших» генераторов.

Таблица 1. Диапазоны параметров рассматриваемых генераторов

U, кВ	P, кВт	cosφ	X''_d, о.е.	X'_d, о.е.	X_d, о.е.	T''_d, с	X'_d, с	T_d, с
0,4; 6; 10	250–13500	0,8–1,0	0,081–0,263	0,110–0,546	1,410–5,047	0,002–0,090	0,017–0,508	0,007–0,285

Рассмотрено влияние данных отличий на особенности отключения токов короткого замыкания (КЗ) от генераторов малой мощности.

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

В работе были использованы следующие исходные данные.

1. Турбогенераторы отечественной конструкторской школы серий Т, ТФ и аналогичные мощностью 1,5–12 МВт на классы напряжения 6 и 10 кВ, наиболее близкие по своим характеристикам к установленным в энергосистеме России генераторам большой мощности.

2. Турбогенераторы в составе газотурбинных установок зарубежных производителей ASEA-ABB 11,5–13,5 МВт на класс напряжения 10 кВ, близкие по своим характеристикам к установленным в энергосистеме России с 1990 г. генераторам турбинных установок, в т.ч. редукционных.

3. Генераторы в составе модульных генерирующих установок на основе поршневых двигателей от зарубежных производителей Caterpillar серии 3xxx и генераторы серии SR4B, GE Jenbacher серий JMS и JGS 3xx и 6xx, Olympian серий GEU и GEP мощностью 0,05–6 МВт на классы напряжения 0,4 и 10 кВ, соответствующие наиболее популярной малой генерации.

4. Универсальные генераторы, широко применяемые с различными первичными приводами от зарубежных производителей ABB серии AMG, Stamford серий HCI, UCI и PI, Leroy-Somer серии LSA, отдельные генераторы других марок мощностью 0,025-2 МВт на класс напряжения 0,4 кВ. Часто используются при сборе генерирующих установок из разных компонент, в том числе применяются производителями п. 3.

Диапазоны параметров рассматриваемых генераторов сведены в таблицу 1.

КРАТНОСТИ ТОКОВ КЗ

Расчет кратности токов короткого замыкания важен как с точки зрения обеспечения чувствительности защит и требований к ее быстродействию, так и выбора коммутационной аппаратуры.

В теории электрических машин широко используется понятие отношения короткого замыкания, представляющего собой отношение тока возбуждения, соответствующего номинальному напряжению при холостом ходе, к току возбуждения, соответствующему номинальному току статора в опыте короткого замыкания [4]. Однако, более полезной характеристикой для нужд релейной защиты может служить кратность тока трехфазного короткого замыкания на выводах генератора при работе генератора под номинальной нагрузкой: ЭДС синхронного генератора в номинальном режиме существенно больше ЭДС на холостом ходу ввиду большого внутреннего падения напряжения. Кратность тока показательна для оценки чувствительности токовых защит при близких коротких замыканиях.

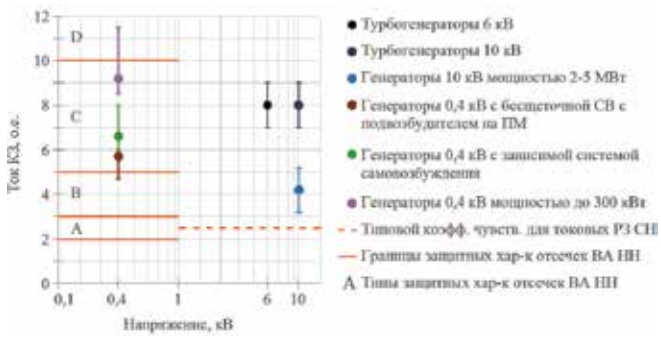

Рис. 1. Диапазоны кратности токов КЗ

Действующее значение сверхпереходного тока КЗ на выводах генератора:

$$I_{sc} = \frac{E''}{X''_d} = \frac{\sqrt{\left(U + I_r X''_d \sin\varphi\right)^2 + \left(I_r X''_d \cos\varphi\right)^2}}{X''_d}, \quad (1)$$

где E'' – сверхпереходная ЭДС генератора; X''_d – сверхпереходное сопротивление генератора; U – напряжение генератора; φ – угол сдвига фаз напряжения и тока генератора; I_r – номинальный ток синхронного генератора.

Кратность тока КЗ:

$$k = \frac{I_{sc}}{I_r}, \quad (2)$$

Инфографика результатов расчета диапазонов кратности токов КЗ представлены в таблице на рисунке 1.

По результатам расчетов можно сделать следующие выводы:

1. Отечественные генераторы характеризуются высокой однородностью параметров и кратностью тока КЗ в диапазоне 7–9 о.е., в среднем k = 8 о.е.

2. Турбогенераторы 10–12 МВт зарубежных производителей схожи по характеристикам с генераторами первой группы.

3. Генераторы до 5 МВт условно можно разделить на две подгруппы в зависимости от исполнения ротора и системы возбуждения. Система возбуждения не оказывает непосредственного влияния на ток КЗ в первый момент времени, но влияет косвенно через конструкцию ротора для тех генераторов, которые спроектированы под конкретный её тип. Ряд генераторов (как правило, это генераторы, применяющиеся с зависимыми системами самовозбуждения) дают ток КЗ в диапазоне 6–8 о.е. со средним значением k = 6,6 о.е. Ряд генераторов (как правило, это серии однотипных генераторов с бесщёточными системами возбуждения) дают ток КЗ в диапазоне 3,8–6,9 о.е. со средним значением k = 5,7 о.е. Для генераторов, у которых существуют два исполнения с разными типами систем возбуждения, кратности для двух исполнений близки.

4. Генераторы мощностью до 200–300 кВт обладают высокой кратностью КЗ в диапазоне 8,5–11,5 о.е., в среднем k = 9,2 о.е.

На рисунке построены диапазоны токов мгновенного отключения по типовым времятоковым независимым характеристи-

Самойленко В.О., Коркунова О.Л., Паздерин А.В., УрФУ имени первого Президента России Б.Н. Ельцина, Кафедра автоматизированных электрических систем
Новиков Н.Н., УрФУ имени первого Президента России Б.Н. Ельцина, Кафедра электрических машин

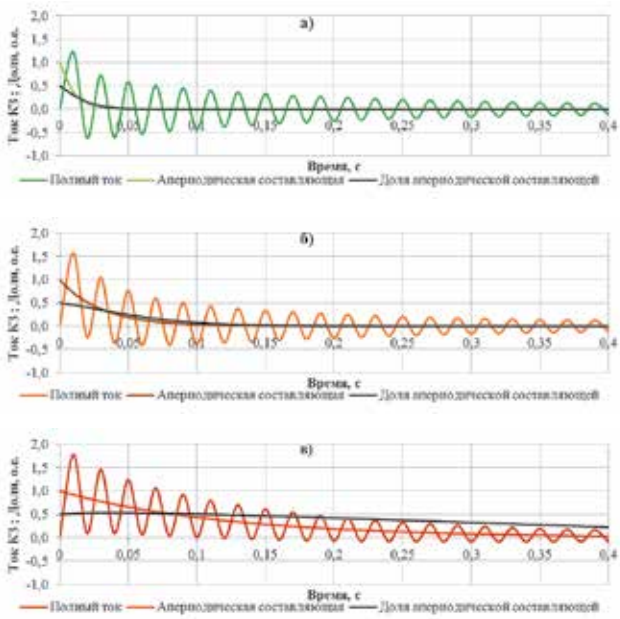

Рис. 2. Графики тока КЗ при $T_a/T''_d = 0{,}5$ (а) ; 1,5 (б) ; 6 (в)

кам для автоматических выключателей 0,4 кВ классов A–D [3]. Построена также типичная для класса напряжения 10 кВ чувствительность РЗА. В целом, повышенные кратности токов КЗ на выводах генераторов малой мощности лучше позволяют обеспечить чувствительность защит генератора и смежных с ним элементов сети, но требуют быстрого отключения токов короткого замыкания.

ЗАТУХАНИЕ КРИВОЙ ТОКА КЗ ОТ ГЕНЕРАТОРА

Не менее важной, чем кратность тока КЗ на выводах, является изменение кривой тока во времени. В работе для наглядности рассматривается форма кривой тока трехфазного КЗ при постоянной скорости вращения синхронного генератора (без нагрузки), масштабированная для различных генераторов.

Переходные процессы в синхронных машинах при коротких замыканиях изучены достаточно подробно [4]. Мгновенное результирующее значение тока КЗ состоит из периодической и апериодической составляющих:

$$i_{asc} = \sqrt{2}E_0\left[\left(\frac{1}{X''_d}-\frac{1}{X'_d}\right)e^{-\frac{t}{T''_d}}+\left(\frac{1}{X'_d}-\frac{1}{X_d}\right)e^{-\frac{t}{T'_d}}+\frac{1}{X_d}\right]\sin(\omega t-\alpha)-\frac{\sqrt{2}E_0}{X''_d}\sin\alpha\cdot e^{-\frac{t}{T_a}}, \quad (3)$$

где E_0 – ЭДС синхронного генератора, принятая постоянной на протяжении КЗ; X''_d, X'_d, X_d – величины сверхпереходного, переходного и синхронного сопротивлений, соответственно; T''_d, T'_d – постоянные времени демпферной обмотки и обмотки возбуждения; T_a – постоянная времени обмотки статора; ω – синхронная угловая скорость; α – фаза ЭДС в начальный момент КЗ; t – время протекания тока КЗ.

Величины сверхпереходного X''_d, переходного X'_d и синхронного X_d сопротивлений определяют амплитуду изменяющейся во времени периодической составляющей. Начальное значение апериодической составляющей зависит от момента КЗ. Кривые тока построены для наиболее тяжелого случая, когда начальное значение апериодической составляющей равно по модулю амплитуде периодической составляющей в начальный момент времени. Величины T''_d, T'_d определяют время затухания периодической составляющей, переход от сверхпереходных параметров к переходным и от переходных к параметрам установившегося режима. Величина T_a определяет время затухания апериодической составляющей и зависит от активного и индуктивного сопротивлений в цепи протекания тока КЗ. При близких к выводам генератора КЗ данные сопротивления всей цепи можно считать примерно равными сопротивлениям генератора.

Помимо собственного значения величин T''_d, T'_d и T_a, важны их соотношения. Интерес представляет соотношение T_a/T''_d. Графики тока для различных T_a/T''_d представлены на рисунке 2. На графиках в относительных единицах представлены полный ток и апериодическая составляющая относительно своего значения в начальный момент КЗ, а также доля апериодической составляющей в полном токе.

В зависимости от соотношения величин возможно различное протекание переходного процесса.

1. При $T_a/T''_d < 1$ затухание апериодической составляющей наступает раньше, чем периодической. При этом кривая полного тока стремится к периодической, а доля апериодической составляющей становится незначительной уже к 0,02 с.

Выбор уставок по току и проверку чувствительности защит смежных с генератором малой мощности элементов сети желательно проводить с учетом быстрого затухания как апериодической, так и периодической составляющими тока КЗ от генераторов с отношением $T_a/T''_d < 1$ и $T'_d < 0{,}15$ с. Неучтенное быстрое затухание кривой тока в сочетании с высокой кратностью тока КЗ малых генераторов может приводить к тому, что ток КЗ в момент времени уже 0,1 с может оказаться существенно меньше расчетного для момента времени 0.

Данное сочетание величин по конструктивным особенностям характерно для относительно маломощных генераторов в сетях 0,4 кВ, а также для генераторов, использующихся в составе установок для резервирования электроснабжения и электроснабжения удаленных потребителей.

2. При $T_a/T''_d < (1{,}4 \div 2{,}5)$ сверхпереходная периодическая составляющая затухает быстрее, чем апериодическая. При этом кривая полного тока сходится к апериодической составляющей быстрее, чем апериодическая составляющая стремится к нулю.

В рамках выборки исходных данных случай характерен как для относительно маломощных генераторов 0,4 кВ, так и для турбогенераторов 10 кВ. Различия в величине переменных T''_d и T_a: порядка 0,05 с для генераторов 0,4 кВ и 0,1–0,2 с для генераторов 10 кВ. Для первых характерна высокая доля апериодической составляющей в общем токе в пределах 0,05 с, далее быстрое затухание. Для вторых характерны высокая доля апериодической составляющей и отсутствия перехода кривой тока через ноль на протяжении порядка 0,1–0,5 с.

3. Для генераторов с отношением $T_a/T''_d < (2{,}5 \div 4)$ характерно отсутствие перехода кривой тока через ноль до существенного затухания апериодической составляющей при любом порядке величин T''_d и T_a. Как правило, это генераторы 0,4 кВ, ориентированные на постоянную работу в базовой части графика.

Последние два случая представляют интерес с точки зрения соответствия быстродействия релейной защиты и коммутационной аппаратуры.

Международными стандартами и национальными стандартами на их основе нормируется коммутационная способность аппаратов, в том числе по апериодической состав-

ляющей и полному току [6, 7]. Используемые в «большой» энергетике генераторные выключатели 6–10 кВ способны обеспечить отключение токов КЗ при нормированной доле апериодической составляющей до 75 % и среднем для генераторов отношении $T_a/T''_d < (1{,}3 \div 2{,}5)$ [8]. Популярные модели выключателей распределительных сетей 6–10 кВ обеспечивают отключение при нормированной доле, как правило, 30–40 % [9], и пересчет возможности применения по полному току или в соответствии с рекомендациями производителя не всегда успешен. Автоматические выключатели 0,4 кВ должны обеспечивать отключение токов КЗ при любой доле апериодической составляющей согласно [5, 7]. Тем не менее, для универсальных по роду тока выключателей нормальная величина отключаемого постоянного тока составляет также 50–65 % от величины переменного тока [10].

Особенно эти ограничения актуальны для генераторов малой мощности, подключаемых непосредственно на шины распределительных щитов и пунктов систем электроснабжения офисно-производственных зданий. Для сетей электроснабжения таких зданий выбор уставок по времени быстродействующей РЗА для смежных с генератором малой мощности элементов сети желательно производить с проверкой коммутационной способности оборудования систем электроснабжения. При ограничениях по доле апериодической составляющей и отсутствии возможности (необходимости) замены выключателей смежных с генератором элементов сети уставки по времени на отключение для них следует задавать с учетом времени затухания.

Следует учесть также, что приведенные выше графики затухания показательны для исполнения генератора с независимой системой возбуждения или популярной для генераторов малой мощности бесщёточной системой возбуждения с подвозбудителем на постоянных магнитах, способной давать установившееся действующее значение тока короткого замыкания порядка $k = 3$ о.е. (при предшествующей работе под нагрузкой) в течение 5 с для селективного действия РЗА [11].

Для большинства малых синхронных генераторов в качестве базовой применяется зависимая система самовозбуждения. При близком КЗ такая система не может поддерживать напряжение на выводах генератора и не может функционировать, что ведет к потере возбуждения и быстрому уменьшению тока КЗ. Оценить порядок величины времени потери возбуждения и соответствующего уменьшения тока КЗ можно по постоянной обмотки возбуждения T'_d. В режиме КЗ существует большой ток статора и соответствующий поток реакции якоря, размагничивающий синхронный генератор. В результате ток короткого замыкания для генераторов малой мощности с простыми зависимыми системами самовозбуждения уменьшается для значений, близких к нулю, за 0,3–0,7 с (рисунок 3, предшествующая работа без нагрузки) [12]. Установившийся ток КЗ в таком случае не поддерживается.

Быстрое снижение тока КЗ ведет к обратной проблеме – сложности обеспечения чувствительности защиты генератора, а также чувствительности и селективности смежных элементов при уменьшении тока подпитки КЗ. С ростом мощности генератора, как правило, применяют систему подмагничивания от тока статора для обеспечения функционирования системы возбуждения при близких КЗ, сопровождающихся большим падением напряжения.

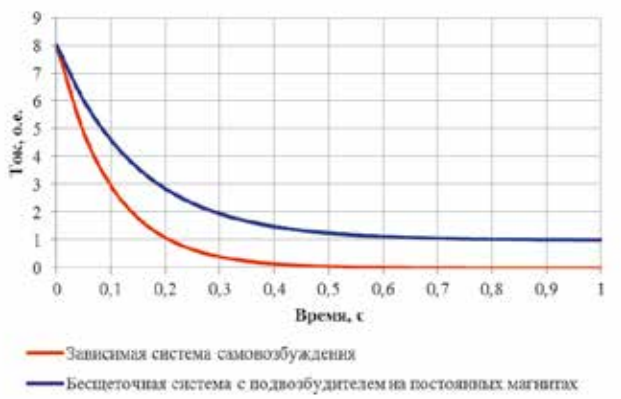

Рис. 3. Действующее значение тока КЗ для типовых систем возбуждения МГ

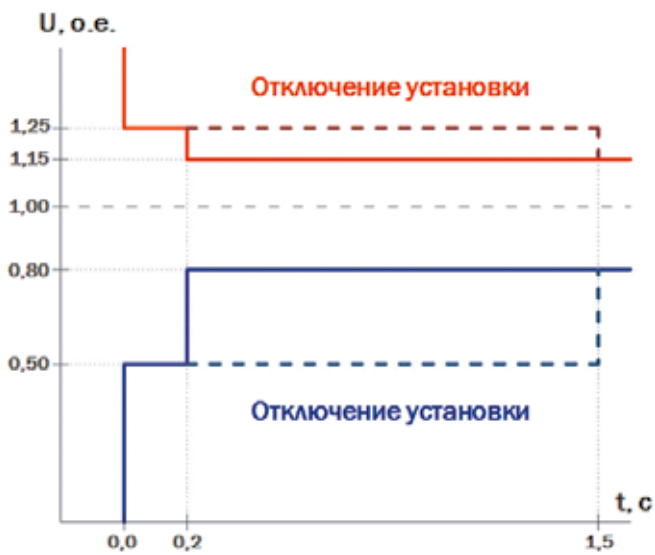

Рис. 4. Типовые характеристики защиты МГ по напряжению. Штриховыми линиями показаны альтернативные характеристики

Особенности переходных процессов в генераторах малой мощности влияют на выбор токовых защит генератора и на их координацию с сетевыми защитами, рассмотренные далее.

КООРДИНАЦИЯ ЗАЩИТ ГЕНЕРАТОРА И СМЕЖНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ СЕТИ

Как было рассмотрено выше, в зависимости от мощности, класса напряжения, конструктивных особенностей и назначения генераторов «малой» мощности существует значительный разброс токовых величин, характеризующих особенности протекания электромагнитных процессов. Во многих национальных и международных стандартах отсутствуют требования по обязательному оснащению МГ токовыми защитами [1].

Хотя производители установок малой генерации и оснащают свои установки токовыми защитами от симметричных и несимметричных перегрузок и КЗ, принцип защиты МГ с помощью быстродействующей защиты минимального напряжения оказывается популярнее трех классических принципов защиты – токового, дистанционного и дифференци-

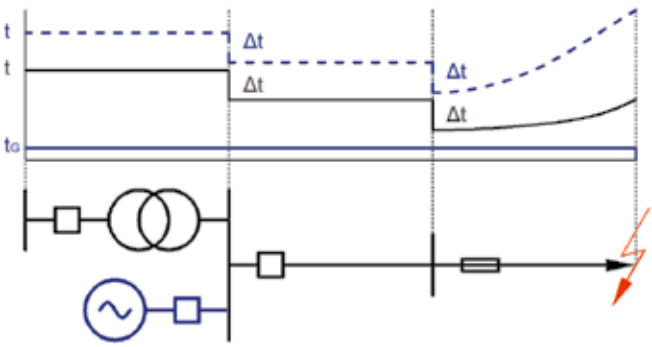

Рис. 5. Согласование уставок по времени с учетом действия защит генератора

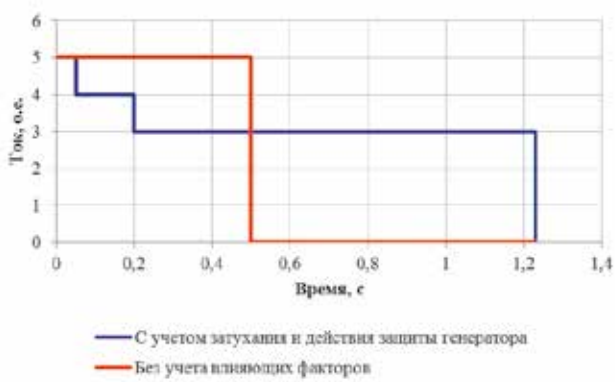

Рис. 6. Ток КЗ в сети электроснабжения с МГ в процессе работы защит

ального. Этому способствует и применяемая по умолчанию производителями логика работы РЗА для МГ, приоритетом для которой является сохранение установки.

Типовые характеристики защиты по напряжению представлены на рисунке 4.

Типовая выдержка времени на отключение генератора составляет 0,2 с при снижении напряжения ниже 0,8–0,9 от номинального, при снижении напряжения ниже 0,5 от номинального отключение выполняется без выдержки времени.

Для сетей электроснабжения НН и СН, как правило, применяются простые токовые защиты, селективность обеспечивается выдержками времени, а уровень чувствительности защит меньше за счет меньшей связности радиальной сети. Для соблюдения классического принципа увеличения уставок по времени «от нагрузки к источнику» необходимо учесть время действия защит смежных элементов, ввести ступень селективности по времени для простых токовых защит (0,1–0,5 с), учесть собственное времени отключения выключателя. Сокращение ступеней селективности по времени целесообразно при использовании микропроцессорных защит на всех элементах сети, что весьма затратно и редко используется в системах электроснабжения. Сокращение в целом неэффективно, если используются защиты с индукционными реле или защиты элементов сети плавкими вставками, обладающие большим разбросом характеристик. Таким образом, обеспечение селективности в сети за счет выдержек времени и сохранение генератора с такими характеристиками защит в работе проблематично (рисунок 5).

Следует также учесть, что в ранний для сетей электроснабжения НН и СН момент отключения генератора малой мощности происходит отсечение значительных токов подпитки. Это может привести к снижению чувствительности токовых защит всех видов, а также увеличить время срабатывания токовых защит с инверсно-зависимыми характеристиками (рисунок 5). К подобным защитам НН и СН относятся защиты с индукционными реле, с тепловыми расцепителями, с интегрирующими программными алгоритмами.

На рисунке 6 представлена разница во времени отключения по инверсно-зависимой характеристике для двух случаев:

1. Расчет по эквивалентному току КЗ с учетом рассмотренного ранее быстрого затухания и быстрого отключения генератора, представленных ступенчатой характеристикой;

2. Расчет без учета данных влияющих факторов.

Ступенчатая характеристика представляет суммарный ток КЗ от сети и генератора в начальный момент времени, при затухании тока от генератора (0,05–0,2 с), ток после отключения генератора (ток КЗ от сети после 0,2 с).

К примеру, рассматривается интегральное значение, необходимое для срабатывания теплового расцепителя автоматического выключателя или плавкой вставки 0,4 кВ. Если пренебречь тепловой инерцией и ростом сопротивления при нагреве, можно произвести следующий расчет. Количество интегральной величины, необходимой для срабатывания защиты (в данном случае – тепловая энергия):

$$W = R \cdot \int I^2(t)dt, \tag{4}$$

где R – масштабный коэффициент характеристики (в данном случае – сопротивление биметаллической пластины или плавкой вставки); I – ток КЗ; t – время протекания тока. Для рассматриваемой ступенчатой характеристики:

$$W = R \cdot \sum_{i=1}^{n} I_i^2 t_i = R \cdot I_l^2 \cdot \sum_{i=1}^{n} k_i^2 t_i, \tag{5}$$

где n – количество ступеней характеристики; I_i – ток КЗ на ступени характристики; t_i – длительность протекания тока на каждой ступени характеристики; I_l – номинальный ток нагрузки; k_i – кратность тока КЗ к току нагрузки на каждой ступени. Эквивалентный ток КЗ и соответствующую кратность для времятоковой характеристики можно найти:

$$k_e = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n} k_i^2 t_i}{\sum_{i=1}^{n} t_i}}. \tag{6}$$

При известном времени срабатывания t_{tr} по времятоковой характеристике без учета затухания и отключения генератора имеет смысл записать уравнение связи с эквивалентной времятоковой характеристикой:

$$k_1^2 \cdot t_{tr} = \sum_{i-1}^{n-1} k_i^2 t_i + k_n^2 \cdot (t_{tre} - \sum_{i-1}^{n-1} t_i). \tag{7}$$

Отсюда время срабатывания t_{tre} по эквивалентной характеристике:

$$t_{tre} = \frac{k_1^2 \cdot t_{tr} - \sum_{i=1}^{n-1} k_i^2 t_i}{k^2}. \tag{8}$$

Если принять, что в рассматриваемом примере время отключения тока КЗ по времятоковой характеристике занимает 0,5 без учета влияющих факторов, с учетом затухания тока КЗ от генератора и работы его защит значение составит 1,23 с, что существенно дольше.

ВЫВОДЫ

1. Повышенные кратности токов КЗ на выводах генераторов малой мощности лучше позволяют обеспечить чувствительность защит генератора и смежных с ним элементов сети, но требуют быстрого отключения токов короткого замыкания.

2. Выбор уставок по времени быстродействующей РЗА для смежных с генератором малой мощности элементов сети желательно производить с проверкой коммутационной способности оборудования систем электроснабжения. Это вызвано большой долей апериодической составляющей в токе КЗ или длительным отсутствием перехода через ноль кривой полного тока в сети с генераторами с отношением $T_a/T_d'' > (2{,}5 \div 4)$.

3. Выбор уставок по току и проверку чувствительности защит смежных с генератором малой мощности элементов сети желательно производить с учетом быстрого затухания как апериодической, так и периодической составляющими тока КЗ от генераторов с отношением $T_a/T_d'' < 1$ и $T_d' <$ 0,15 с. Неучтенное быстрое затухание кривой тока в сочетании с высокой кратностью тока КЗ малых генераторов может приводить к тому, что ток КЗ в момент времени уже 0,1 с может оказаться существенно меньше расчетного для момента времени 0.

4. При близком КЗ простые зависимые системы самовозбуждения генераторов «малой» мощности не могут поддерживать напряжение на выводах генератора и не могут функционировать, что ведет к потере возбуждения и быстрому уменьшению тока КЗ до значений, близких к нулю, за 0,5–0,7 с. Установившийся ток КЗ в таком случае не поддерживается. Быстрое снижение тока КЗ ведет к сложности обеспечения чувствительности токовых защит генератора, а также чувствительности и селективности смежных элементов при уменьшении тока подпитки КЗ.

5. Типовые уставки защиты от снижения напряжения генератора малой мощности, зачастую жестко задаваемые производителем, составляют порядка 0,2 с. С учетом времени действия защит смежных элементов, необходимости введения ступени селективности по времени для простых токовых защит и собственного времени отключения выключателя обеспечение селективности и принципа задания уставок по времени «от нагрузки к источнику» в такой сети проблематично.

6. При быстром отключении генератора малой мощности в распределительной сети происходит отсечение значительных токов подпитки, что может привести к снижению чувствительности защит и увеличить время срабатывания токовых защит с инверсно-зависимыми характеристиками.

ЛИТЕРАТУРА

1. Материалы периодического открытого семинара «Проблемы подключения и эксплуатации малой генерации» [Электронный ресурс] / НП РНК СИГРЭ. [Офиц. сайт]. URL: http://cigre.ru/activity/conference/seminar_c6/materials (дата обращения: 17.11.2014);

2. *Илюшин П.В., Кучеров Ю.Н.* Подходы к оценке возможности обеспечения надежного электроснабжения потребителей за счет строительства объектов распределенной генерации / Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность, 2014, № 4, с. 2–7;

3. *S.A. Eroshenko, S.A. Dmitriev and A.I. Khalyasmaa.* Technical feasibility of distributed generation network connection / Advanced Materials Research, 2014, Vol. 860–863, pp. 2131–2136;

4. Иванов-Смоленский А.В. Электрические машины. В двух томах. Том 2 / А.В. Иванов-Смоленский — М.: Издательский дом МЭИ, 2006. — 520 с.;

5. IEC 60898-1:2003. Electrical accessories – Circuit-breakers for overcurrent protection for household and similar installations – Part 1: Circuit-breakers for a.c. operation (MOD);

6. IEC 62271-100:2001. High-voltage switchgear and controlgear – Part 100: High voltage alternating-current circuit-breakers;

7. IEC 60947-2:2006. Low-voltage switchgear and controlgear – Part 2: Circuit-breakers (MOD);

8. IEEE C37.01-1997. IEEE Standard for AC High-Voltage Generator Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis;

9. Вакуумный выключатель BB/TEL. Руководство по эксплуатации / Вакуумные выключатели серии BB/TEL, Таврида Электрик, 2014.

10. IEC 60898-2:2003. Curcuit-breakers for overcurrent protection for household and similar installations – Part 2: Circuit-breakers for a.c. and d.c. operation (IDT);

11. Permanent Magnet Generator (PMG) User's Manual / ABB Generators Ltd., 2012.

12. Generator Systems: Application and Installation Guide / Caterpillar., 2008.