DOI: 10.24892/RIJIE/20250401

Разработка динамической модели солнечной фотоэлектрической электростанции для анализа эффективности релейной защиты*

Онисова О.А., Наволочный А.А., Иванов В.А.
ФГБОУ ВО “Чувашский
государственный университет
им. И.Н. Ульянова”
г. Чебоксары, Российская Федерация
o.a.onisova@ya.ru, a.a.nav@ya.ru, vanov.vasili.alek@mail.ru

Аннотация. **Статья посвящена динамическому моделированию фотоэлектрической электростанции, направленному на анализ эффективности функционирования релейной защиты. Кратко рассматривается топология и принцип работы фотоэлектрической станции. Формулируются требования к динамической модели и допущения, принимаемые при моделировании, основные из них следующие: модель должна обеспечивать точное представление инвертора и связанной с ним системы управления, в то время как фотоэлектрические модули и другое оборудование постоянного тока могут быть представлены с меньшей детализацией; модель должна быть пригодна для выполнения анализа электромагнитных переходных процессов, в том числе должен быть учтен высокочастотный процесс переключения полупроводниковых устройств; модель должна адекватно отражать поведение источника инверторного включения при несимметричных повреждениях. В качестве примера в статье рассмотрен вариант конфигурации системы для проведения исследований, разработана динамическая модель фотоэлектрической электростанции, проиллюстрировано применение созданной модели для анализа характеристик дифференциальной защиты линии. Показано, что предлагаемый подход к разработке модели может эффективно использоваться для оценки функционирования релейной защиты в переходных режимах за счет того, что создаваемая модель позволяет получать как изменяющиеся во времени действующие значения электрических величин, так и их мгновенные значения, необходимые для анализа алгоритмов ряда защит и для выполнения испытаний устройств релейной защиты “в замкнутом цикле”.**

Ключевые слова**: фотоэлектрическая установка, источник инверторного включения, динамическое моделирование, эффективность функционирования релейной защиты.**

Введение

В последние годы технологии, связанные с использованием солнечной энергии, строительством и эксплуатацией солнечных фотоэлектрических электростанций, стремительно развиваются. Доля фотоэлектрических электростанций (ФЭС) в России в настоящее время невелика и не превышает 1% от общей вырабатываемой мощности, однако прогнозируется, что в ближайшие годы число ФЭС значительно возрастет [1].

Интеграция возобновляемых источников энергии (в том числе фотоэлектрических электростанций) в энергосистему оказывает влияние на работу прилежащих электрических сетей и функционирование релейной защиты. Моделирование энергосистем с возобновляемыми источниками энергии является одним из ключевых методов изучения такого влияния.

Большинство известных моделей фотоэлектрических электростанций и других возобновляемых источников энергии [2, 3] предназначены для анализа устойчивости энергосистем и ориентированы на расчет относительно медленных переходных процессов в энергосистеме с использованием действующих значений величин. Наиболее распространенные модели разработаны Западным координационным советом по электроэнергетике (WECC) и Научно-исследовательским институтом электроэнергетики (EPRI). Эти обобщенные модели имеют модульную структуру, состоят из стандартизованных блоков и не привязаны к оборудованию какого-либо производителя [4, 5]. Данные модели имеют ряд ограничений [6] и не подходят для всестороннего исследования поведения релейной защиты. Для анализа функционирования защиты в условиях переходных процессов требуется более подробная и сложная модель, учитывающая “быстрые” электромагнитные переходные процессы. Известен [7-10] ряд исследований по разработке динамических моделей фотоэлектрических электростанций для изучения электромагнитных переходных процессов. Эти исследования охватывают многие аспекты, связанные с моделированием “быстрых” переходных процессов и несимметричных режимов, однако они не ориентированы непосредственно на анализ функционирования релейной защиты.

Основная цель работы – разработка обобщенного подхода к моделированию фотоэлектрических установок, включающего требования к моделированию, возможные допущения и структуру модели, с акцентом на задачу анализа эффективности функционирования релейной защиты.

Топология и функционирование ФЭС

Обобщенная топология ФЭС, подключенной к электрической сети, показана на рис. 1; при этом следует отметить, что реальная топология крупной фотоэлектрической электростанции может быть существенно более сложной.

Основным элементом каждой фотоэлектрической станции является фотоэлектрический модуль (ФЭМ), функцио-

* Статья публикуется по рекомендации программного комитета Международной научно-технической конференции "Электротехнические комплексы и системы", https://uralcon.su-ieee.ru

нирование которого основано на фотоэлектрическом эффекте [11]. Несколько модулей соединяются между собой последовательно и параллельно для получения требуемого напряжения и выходной мощности, образуя батарею ФЭМ (фотоэлектрическая батарея – ФЭБ). Фотоэлектрическая батарея подключена к DC-DC-преобразователю, который обеспечивает согласование напряжения ФЭБ с напряжением внешних устройств постоянного тока и оптимизирует выходную мощность ФЭБ с учетом напряжения в точке максимального отбора мощности. Емкость в звене постоянного тока сглаживает импульсы, возникающие при высокочастотной коммутации силовых полупроводниковых ключей, и обеспечивает стабильность напряжения на шинах постоянного тока. Трехфазный преобразователь постоянного тока в переменный (инвертор) обеспечивает преобразование напряжения на шинах постоянного тока в трехфазное переменное напряжение с заданными амплитудой и фазой. На ФЭС, подключенных к сети энергосистемы, обычно используются инверторы, “ведомые сетью”. Этот тип инверторов синхронизируется с фазой и частотой напряжения существующей внешней сети. Для управления переключением силовых ключей инвертора обычно используют широтно-импульсную модуляцию (ШИМ). Система управления инвертором может реализовывать различные алгоритмы управления, регулируя выходную мощность инвертора и/или поддерживая заданные значения напряжения и частоты. Фильтр между инвертором и сетью подавляет гармоники тока, которые “вносятся” в сеть при коммутации силовыми ключами. Инвертор с фильтром подключен к коллекторной сети среднего напряжения через повышающий трансформатор Т2. Через станционный трансформатор Т1 коллекторная сеть подключается к внешней сети. Коллекторная сеть обычно включает ряд фидеров среднего напряжения, соединяющих большое количество инверторов. Однако моделирование коллекторной сети с высокой степенью детализации в большинстве случаев нецелесообразно [12, 13]; допустимо ее эквивалентное представление в виде одного блока, показанное на рис. 1. В этом представлении ФЭБ, DC-DC-преобразователь, звено постоянного тока, инвертор и фильтр образуют эквивалентный источник инверторного включения (ИИВ).

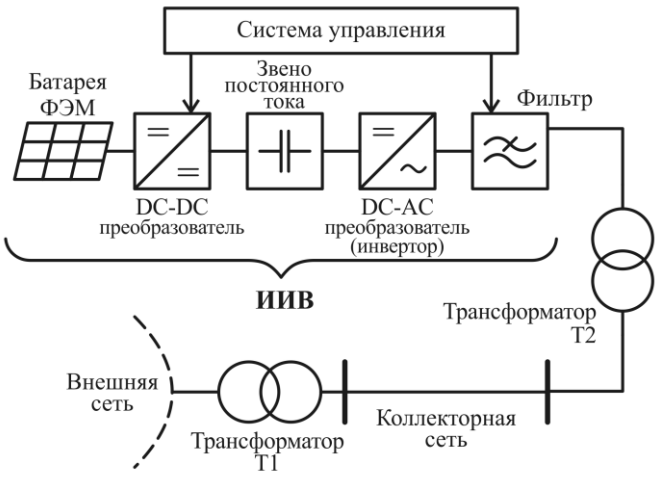

Рис. 1. Обобщенная топология фотоэлектрической станции

Обобщенные требования к динамическому моделированию ФЭС

Возмущения, представляющие интерес для анализа работы релейной защиты, обычно относительно кратковременны (длительность до 200 мс). Учитывая это, можно ввести допущение, что интенсивность солнечного излучения в процессе моделирования не будет изменяться; также в большинстве случаев можно пренебречь медленным регулированием режимов работы ИИВ на уровне электростанции. Прежде всего, в разрабатываемой модели требуется точное представление инвертора и связанной с ним системы управления, в то время как ФЭБ, DC-DC-преобразователь и звено постоянного тока могут быть представлены с минимальным уровнем детализации (например, в виде источника постоянного напряжения, подключенного к звену постоянного тока). Следует отметить, что применительно к реальной фотоэлектрической электростанции перечисленные выше упрощения могут привести к некоторым количественным различиям в результатах моделирования.

С учетом предлагаемого уровня детализации обобщенную структурную схему динамической модели ИИВ можно представить так, как показано на рис. 2. Динамическая модель ИИВ, применимая для анализа эффективности функционирования релейной защиты, должна отвечать следующим общим требованиям:

- модель должна быть применима для проведения анализа “быстрых” электромагнитных переходных процессов с шагом моделирования, позволяющим учитывать высокочастотное (приблизительно килогерцовый диапазон) переключение ключей и “быстрое” управление инвертором (необходимый шаг моделирования – в пределах единиц микросекунд);

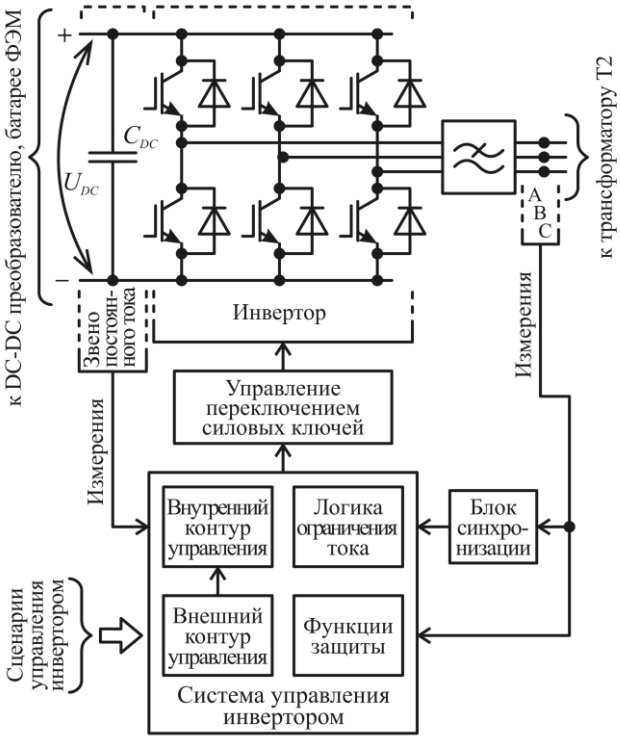

Рис. 2. Обобщенная структурная схема динамической модели ИИВ

- модель должна корректно отражать поведение ИИВ при несимметричных возмущениях; по этой причине модель, учитывающая только параметры прямой последовательности, не применима, необходимо трехфазное представление элементов моделируемой энергосистемы;

- в модели с достаточной точностью должен быть представлен инвертор. Обычно моделируется трехфазный полномостовой инвертор с шестью ключами (по два на каждую фазу, см. рис. 2). Помимо непосредственно инвертора модель должна включать его выходной фильтр;

- модель также должна включать блок синхронизации (фазовой автоподстройки частоты – ФАПЧ), который рассчитывает фазу и частоту напряжения внешней сети для синхронизации системы управления инвертора, “ведомого” сетью. Целесообразно моделировать блок ФАПЧ достаточно детально, чтобы адекватно отразить его реакцию на значительные снижения напряжения и несимметричные режимы;

- в модели с достаточной точностью должна быть представлена система управления инвертором, включающая как внешний, так и внутренний контуры управления. Внешний контур управления отвечает за сценарии управления инвертором и осуществляет регулирование таких основных параметров, как мощность, напряжение и частота (в соответствии с заданными значениями или внешними командами от системы управления станционного уровня). Алгоритм и вариант конфигурации внешнего контура управления определяет его статические и динамические характеристики при возмущениях, влияя на функционирование релейной защиты. Внешний контур управления обеспечивает опорные значения для внутреннего контура управления, отвечающего за управление выходными сигналами инвертора. Внутренний контур работает с более высокой скоростью, чем внешний и определяет быструю начальную реакцию инвертора на возмущения, поэтому его детальное представление в динамической модели имеет существенное значение;

- модель должна включать функции защиты по частоте и напряжению системы управления инвертором, которые определяют, отключится ли ИИВ при том или ином возмущении (и время отключения). Также при моделировании системы управления должна быть отражена логика ограничения тока инвертора, поскольку ее алгоритм напрямую влияет на максимальные активную и реактивную составляющие тока инвертора при нормальной работе и в условиях возмущений.

Исследуемая схема с динамической моделью ИИВ

Конфигурация исследуемой системы представлена на рис. 3. Система включает в себя эквивалентный ИИВ, эквивалентный повышающий трансформатор (Т2), эквивалентную коллекторную сеть, эквивалентный повышающий трансформатор станции (Т1), линию электропередачи (Л) и эквивалентный источник энергосистемы (ЭС). Основные характеристики системы приведены в табл. 1.

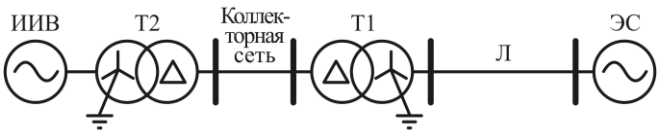

Рис. 3. Конфигурация исследуемой системы

Таблица 1

Основные характеристики исследуемой системы

Параметр	Значение
Линейная э.д.с. источника ЭС, кВ	110
Сопротивление источника ЭС (реактивное), Ом	12,7
Длина линии Л, км	80
Номинальная мощность трансформатора Т1, МВА	126
Номиальные линейные напряжения обмоток трансформатора Т1 (первичное/вторичное), кВ	110/10,5
Эквивалентное сопротивление коллекторной сети (активное/ реактивное), Ом	0,011/0,009
Номинальная мощность трансформатора Т2, МВА	120
Номинальные линейные напряжения обмоток трансформатора Т2 (первичное/вторичное), кВ	10,5/0,69
Номинальная мощность ИИВ, МВА	100

Предлагаемая конфигурация ориентирована на ситуацию с примерно одинаковыми значениями составляющих тока короткого замыкания от ИИВ и источника энергосистемы (“слабая” энергосистема, длинная линия электропередачи, ИИВ большой мощности). Рассмотрение такого случая, во-первых, позволяет более наглядно проиллюстрировать работу динамической модели и влияние ИИВ на режимы работы прилежащей электрической сети. Во-вторых, предыдущие исследования, основанные на использовании статической модели ИИВ, показали, что именно в рассматриваемом случае ИИВ оказывает наибольшее влияние на работу некоторых типов релейной защиты [14].

Динамическая модель ИИВ разработана в соответствии с приведенными выше требованиями и структурной схемой. Для подавления гармоник тока, “вносимых” работой инвертора, используется LCL-фильтр. Этот тип фильтра является более предпочтительным, чем традиционные L- или LC-фильтры благодаря более эффективному подавлению гармоник и меньшим габаритам [15].

Система управления инвертором работает во вращающейся двухфазной системе координат “*dq*”. Частота вращения взаимно-перпендикулярных осей “*d*” и “*q*” совпадает с частотой сети; вращающаяся система координат ориентирована вдоль вектора напряжения сети.

Для синхронизации частоты вращения *dq*-координат с частотой (ω) и фазой напряжения (θ) сети необходим блок ФАПЧ. В рассматриваемом примере используется ФАПЧ с двойной синхронной системой координат (ФАПЧ ДССК). ФАПЧ ДССК обеспечивает более точную работу инвертора в условиях несимметричных режимов [16]. Принцип работы ФАПЧ ДССК заключается в разделении составляющих прямой и обратной последовательности. Структурная схема ФАПЧ ДССК представлена на рис. 4. Для устранения взаимного влияния составляющих прямой и обратной последовательности, вызванного несимметричным режимом, используется компенсация перекрестных связей. Математические выражения для выполнения компенсации имеют вид:

$$\begin{bmatrix} U_d^{+*} \\ U_q^{+*} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} U_d^{+} \\ U_q^{+} \end{bmatrix} - \left[T^{+}\right] \begin{bmatrix} U_{d\ filtered}^{-*} \\ U_{q\ filtered}^{-*} \end{bmatrix}, \quad \begin{bmatrix} U_d^{-*} \\ U_q^{-*} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} U_d^{-} \\ U_q^{-} \end{bmatrix} - \left[T^{-}\right] \begin{bmatrix} U_{d\ filtered}^{+*} \\ U_{q\ filtered}^{+*} \end{bmatrix}, \quad (1)$$

где U_d^+, U_q^+ – d,q-составляющие напряжения прямой последовательности; U_d^-, U_q^- – d,q-составляющие напряжения обратной последовательности; T^+, T^- – матрицы компенсации перекрестных связей для составляющих прямой и обратной последовательностей, соответственно:

$$\left[T^+\right]=\begin{bmatrix}\cos 2\theta & \sin 2\theta\\ -\sin 2\theta & \cos 2\theta\end{bmatrix},$$
$$\left[T^-\right]=\begin{bmatrix}\cos(-2\theta) & \sin(-2\theta)\\ -\sin(-2\theta) & \cos(-2\theta)\end{bmatrix}. \quad (2)$$

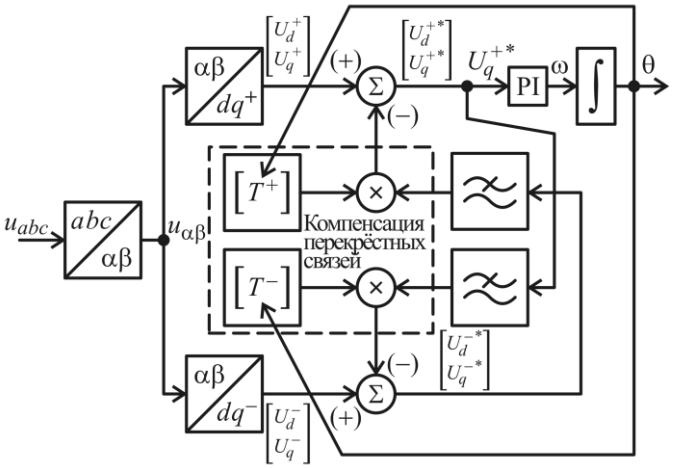

Рис. 4. Структурная схема ФАПЧ ДССК

Внешний контур управления инвертором (рис. 5) в данном примере предназначен для реализации различных сценариев управления инвертором, представляющих наибольший интерес для анализа функционирования релейной защиты: выдаваемая активная мощность – максимальна; активная и реактивная мощности регулируются в соответствии с заданными значениями; поддерживается заданное значение напряжения в точке подключения ИИВ; дополнительно накладывается составляющая тока обратной последовательности при возникновении несимметрии. Реализация сценариев осуществляется путем настройки соответствующих уставок и положения переключателей (flag).

Внутренний контур управления, используемый в модели (рис. 6), имеет стандартную структуру, аналогичную используемой во многих системах силовой электроники. Он включает в себя контур управления током с пропорционально-интегральным (ПИ) регулированием [7]. Для обеспечения независимости управления активной и реактивной составляющими тока используется компенсация перекрестных связей. Внутренний контур управления формирует опорные напряжения (,), которые затем преобразуются в трехфазное напряжение ( ), используемое для управления процессом переключения электронных ключей инвертора с применением широтно-импульсной модуляции (ШИМ).

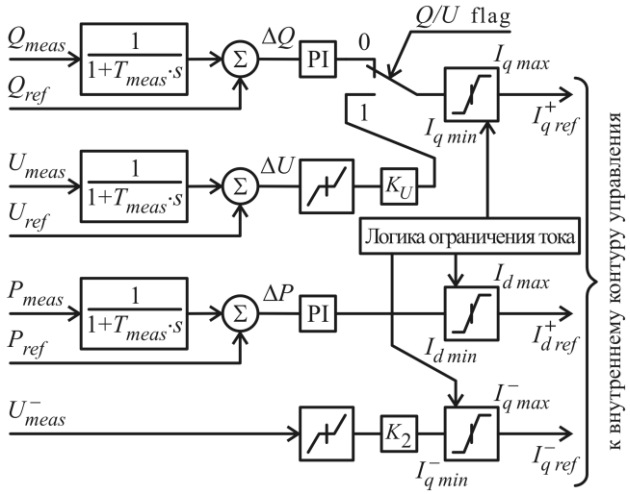

Рис. 5. Структурная схема внешнего контура управления:

P_{meas}, Q_{meas}, U_{meas}, U_{meas}^- – измеряемые значения активной мощности, реактивной мощности, напряжения и напряжения обратной последовательности соответственно; P_{ref}, Q_{ref}, U_{ref} – заданные значения активной мощности, реактивной мощности и напряжения соответственно; K_U –коэффициент усиления для регулирования реактивной составляющей тока прямой последовательности по отклонению напряжению; K_2 – коэффициент усиления для регулирования реактивной составляющей тока обратной последовательности по напряжению обратной последовательности; Q/U flag – переключатель для выбора способа регулирования реактивной составляющей тока прямой последовательности (0 – значение реактивной мощности регулируется в соответствии с заданным; 1 – поддерживается заданное значение напряжения в точке подключения ИИВ); $I_{d\,ref}^+$, $I_{q\,ref}^+$ – заданные значения составляющих тока прямой последовательности; $I_{q\,ref}^-$ – заданное значение реактивной составляющей тока обратной последовательности

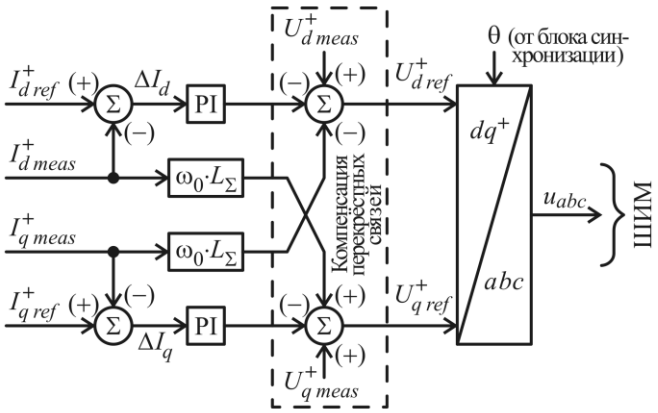

Рис. 6. Структурная схема внутреннего контура (прямая последовательность):

$I_{d\,meas}^+$, $I_{q\,meas}^+$ – измеряемые значения составляющих тока прямой последовательности; $U_{d\,meas}^+$, $U_{q\,meas}^+$ – измеряемые значения составляющих напряжения прямой последовательности

Пример моделирования и анализа функционирования релейной защиты

В качестве примера исследуется влияние фотоэлектрической электростанции на дифференциальную защиту линии электропередачи. Анализируется стандартный алгоритм дифференциальной защиты с процентным торможением; критерий срабатывания защиты:

$$\begin{cases} I_{DIFF} \geq I_{DIFF\ \min}, \\ I_{DIFF} \geq K_{REST} \cdot I_{REST}, \end{cases} \quad (3)$$

где I_{DIFF} – дифференциальный ток; $I_{DIFF\ \min}$ – минимальное значение уставки срабатывания по дифференциальному току; K_{REST} – коэффициент торможения; I_{REST} – тормозной ток.

В (3) используются следующие значения:

$$I_{DIFF\ \min} = 0{,}3 \text{ о.е.}, \ K_{REST} = 0{,}5 \text{ о.е.}$$

I_{DIFF} представляет собой модуль векторной суммы токов по концам линии, I_{REST} – модуль векторной разности токов по концам линии.

Мгновенные значения тока, полученные в процессе моделирования, преобразуются в действующие значения первой гармоники с помощью преобразования Фурье, которые затем используются при расчетах измерений защиты согласно (3).

Система управления инвертором настроена на выдачу им максимального значения активной мощности: $P_{ref} = 0{,}75$ о.е., $Q_{ref} = 0$, $K_U = 0$, $K_2 = 0$, $Q/U\ flag = 0$ (см. рис. 5). Логика ограничения тока допускает максимальное значение тока до 1,3 о.е. с приоритетом выдачи активной составляющей тока.

Моделируется внутреннее двухфазное короткое замыкание на линии электропередачи Л вблизи шин со стороны ИИВ. Согласно ранее проведенным исследованиям [14], указанное выше сочетание типа короткого замыкания и сценария управления инвертором соответствует наиболее неблагоприятным условиям работы дифференциальной защиты.

Мгновенные фазные токи на обоих концах линии приведены на рис. 7. Следует отметить, что токи от ИИВ при несимметричном замыкании после завершения переходного процесса представляют собой практически симметричную трехфазную систему, поскольку инжекция тока обратной последовательности от инвертора отсутствует ($K_2 = 0$). Векторы токов на обоих концах линии представлены на рис. 8. Рассмотрены несколько моментов времени после возникновения замыкания: 0,02; 0,06 и 0,2 с.

Начальные значения тока (измеренные через 0,02 с) в основном зависят от работы внутреннего контура управления и характеристик фильтра инвертора. В данном примере фазовый сдвиг токов поврежденных фаз на выводах линии составляет 50° для фазы “А” и 95° для фазы “В”. В сетях с традиционными источниками вектора токов при внутренних КЗ практически совпадают по фазе. Из-за появившегося фазового сдвига дифференциальный ток (показан пунктирными линиями) уменьшается, а тормозной ток – увеличивается.

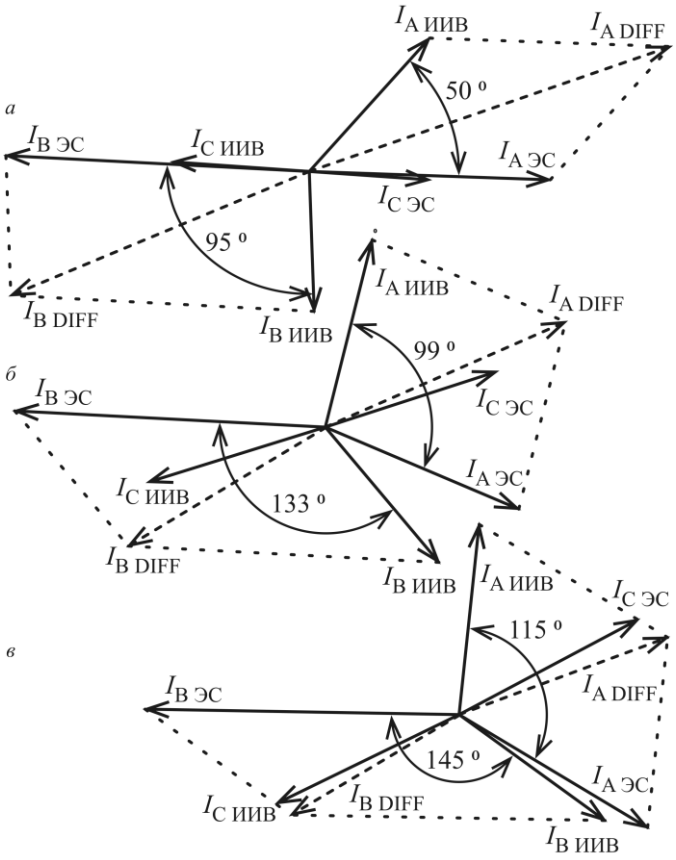

Рис. 8. Векторная диаграмма токов при двухфазном КЗ: измерения через 0,02 с (*а*), через 0,06 с (*б*), через 0,2 с (*в*)

Далее, в переходном и установившемся режимах, проявляется реакция внешнего контура управления, стремящегося обеспечить выдачу максимального значения активной мощности от ИИВ: вектора токов ИИВ поворачиваются против часовой стрелки (см. рис. 8), а разность фаз токов в поврежденных фазах увеличивается еще больше, в момент времени 0,2 с она составляет 115° для фазы “А” и 145° для фазы “В”. Это существенно снижает чувствительность защиты (коэффициент чувствительности для фазы “А” составляет 1,28; дифференциальный элемент в фазе “В” не срабатывает).

Приведенный выше пример иллюстрирует практическую значимость (возможность оценки эффективности функционирования защиты при переходных процессах) предлагаемого подхода к разработке динамической модели ИИВ: создаваемая модель позволяет получать как действующие значения электрических величин, изменяющиеся во времени, так и мгновенные значения величин, необходимые для анализа алгоритмов ряда защит и для выполнения испытаний устройств релейной защиты “в замкнутом цикле”. При этом могут быть реализованы различные сценарии управления инвертором.

Заключение

В статье предложен подход к созданию динамической модели ФЭС, предназначенной для анализа эффективности функционирования релейной защиты. Сформированы базовая структурная схема и общие требования к такой

модели. Разобран пример разработки модели ФЭС, с применением созданной модели проиллюстрировано исследование влияния ФЭС на дифференциальную защиту линии электропередачи. Отмечено, что предложенная модель применима для выполнения исследований защит в условиях электромагнитных переходных процессов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Solar PV capacity in Russia and major projects, 2023. – URL: https://www.power-technology.com/data-insights/solar-pv-in-russia (дата обращения 14.07.2025).

2. Brief Summary of all 2nd Generation Generic Renewable Energy System Dynamic Models, Modeling and Validation Subcommittee, Renewable Energy Modeling Working Group, WECC, February 2021. – URL: https://www.wecc.org/sites/default/files/documents/meeting/2024/Summary%20of%202nd%20Generation%20Generic%20RES%20Models%20%20Rev5.pdf (дата обращения 14.07.2025).

3. Chao P. A comprehensive review on dynamic equivalent modeling of large photovoltaic power plants / P. Chao, W. Li, X. Liang, Y. Shuai, F. Sun, Y. Ge // Solar Energy. – 2020. – vol. 210. – P. 87-100. DOI: 10.1016/j.solener.2020.06.051.

4. WECC PV Power Plant Dynamic Modeling Guide, WECC Modeling and Validation Work Group, prepared by WECC Renewable Energy Modeling Task Force, April 2014. – URL: https://www.wecc.org/sites/default/files/documents/program/2024/WECC%20Solar%20Plant%20Dynamic%20Modeling%20Guidelines.pdf (дата обращения 14.07.2025).

5. Model User Guide for Generic Renewable Energy System Models, EPRI, Palo Alto, CA: 2023. – URL: https://restservice.epri.com/publicdownload/000000003002027129/0/Product (дата обращения 14.07.2025).

6. Value and Limitations of the Positive Sequence Generic Models of Renewable Energy Systems, WECC Modeling and Validation Work Group, prepared by WECC Renewable Energy Modeling Task Force, December 2015. – URL: https://www.wecc.org/sites/default/files/documents/program/2024/White%20Paper%20Generic%20Model%20Limitations.pdf (дата обращения 14.07.2025).

7. Muljadi E. User Guide for PV Dynamic Model Simulation Written on PSCAD Platform / E. Muljadi, M. Singh, V. Gevorgian // National Renewable Energy Laboratory, Technical Report NREL/TP-5D00-62053, November 2014. – URL: https://docs.nrel.gov/docs/fy15osti/62053.pdf (дата обращения 14.07.2025).

8. Noureddine A.A. Comprehensive modeling and simulation of grid-tied PV system / A.A. Noureddine, A.A. Yacine, K. Aissa, M. Brahim // 5th International Conference on Electrical Engineering-Boumerdes (ICEEB). – Boumerdes, Algeria, 2017. – P. 1–6. DOI: 10.1109/ICEE-B.2017.8191994.

9. Modelling of inverter-based generation for power system dynamic studies, joint working group C4/C6.35/CIRED, technical brochure TB727, May-August 2018. – URL: https://www.e-cigre.org/publications/detail/727-modelling-of-inverter-based-generation-for-power-system-dynamic-studies.html (дата обращения 02.03.2020).

10. Nóbrega Tahim A.P. Coupled model for three-phase three-wire grid connected inverters through LCL filters / A. P. Nóbrega Tahim, F. F. Costa, D. J. Pagano // 2017 IEEE 8th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG), 2017. DOI: 10.1109/PEDG.2017.7972552.

11. Masters G.M. Renewable and Efficient Electric Power Systems. – 2nd Edition / G.M. Masters. – Hoboken, NJ: Wiley, 2013. – 616 p.

12. WECC Guide for Representation of Photovoltaic Systems in Large-Scale Load Flow Simulations, WECC Modeling and Validation Work Group, prepared by WECC Renewable Energy Modeling Task Force, August 2010. – URL: https://www.wecc.org/sites/default/files/documents/meeting/2024/WECCPVPlantPowerFlowModelingGuide.pdf (дата обращения 14.07.2025).

13. Muljadi E. Equivalencing the collector system of a large wind power plant / E. Muljadi, C. P. Butterfield, A. Ellis, J. Mechenbier, J. Hochheimer, R. Young, N. Miller, R. Delmerico, R. Zavadil, J. C. Smith // Proc. IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meeting, May 2006. – URL: https://docs.nrel.gov/docs/fy06osti/38940.pdf (дата обращения 14.07.2025).

14. Navolochny A. Research on Impact of Solar Power Plants on 110 kV Line Current Differential Protection Operation / A. Navolochny, O. Onisova, A. Salmin // E3S Web of Conferences, 2024. – vol. 584. – 01029. DOI: 10.1051/e3sconf/202458401029.

15. Jayalath S. Generalized LCL-Filter Design Algorithm for Grid-Connected Voltage-Source Inverter / S. Jayalath, M. Hanif // IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2017. – vol. 64. – no. 3. – P. 1905-1915. DOI: 10.1109/TIE.2016.2619660.

16. Rodriguez P. Decoupled Double Synchronous Reference Frame PLL for Power Converters Control / Rodriguez, J. Pou, J. Bergas, J. I. Candela, R. P. Burgos, D. Boroyevich // IEEE Transactions on Power Electronics, 2007. – vol. 22. – no. 2. – P. 584-592. DOI: 10.1109/TPEL.2006.890000.

DOI: 10.24892/RIJIE/20250401

Photovoltaic Power Plant Dynamic Modeling for Relay Protection Performance Analysis

Onisova O.A., Navolochny A.A., Ivanov V.A.
Faculty of Energy and Electrical Engineering,
Chuvash State University named after I.N. Ulianov
Cheboksary, Russian Federation
o.a.onisova@ya.ru, a.a.nav@ya.ru, vanov.vasili.alek@mail.ru

Abstract. **The paper studies a photovoltaic power plant dynamic modeling for relay protection performance analysis. The photovoltaic power plant topology and operation are briefly discussed with a focus on its characteristics important for modeling. The requirements to a dynamic model and modeling assumptions are then derived. The main ones are the following: the model shall provide an explicit representation of the inverter and its associated control, at the same time, PV array and other DC-level equipment can be modeled with minimal detail; the model shall be valid to perform fast electromagnetic transient analysis considering high-frequency switching of electronic devices; the model shall represent an adequate IBR response to unbalance disturbances. The paper also presents an example of a photovoltaic power plant simulation and illustrates the use of simulation data for protection performance analysis. The configuration of the study system with the photovoltaic power plant dynamic model is suggested. According to the modeling requirements and assumptions given in the paper the photovoltaic power plant dynamic model is developed. The use of the dynamic model for the line differential protection performance analysis is illustrated. It is shown that the proposed model facilitates the effective estimation of protection performance under transient conditions by providing RMS values varying in time or, if necessary, by providing information for the signal waveforms analysis (instantaneous values, harmonics) used in some protection algorithms and for the protective relay hardware in loop testing.**

Keywords**: photovoltaic power plant, inverter-based resource, dynamic modeling, protection performance.**

Библиографическое описание статьи

Онисова О.А. Разработка динамической модели солнечной фотоэлектрической электростанции для анализа эффективности релейной защиты / О.А. Онисова, А.А. Наволочный, В.А. Иванов // Машиностроение: сетевой электронный научный журнал. – 2025. – Т.12, №2. – С. 3-9. DOI: 10.24892/RIJIE/20250401

Reference to article

Onisova O.A., Navolochny A.A., Ivanov V.A. Photovoltaic power plant dynamic modeling for relay protection performance analysis, *Russian Internet Journal of Industrial Engineering*, 2025, vol.12, no.2, pp. 3-9. DOI: 10.24892/RIJIE/20250401
