ТЕХНИЧЕСКИЙ КОДЕКС УСТАНОВИВШЕЙСЯ ПРАКТИКИ

ТКП XXX-__ (33240)-ПР

АНАЛИЗ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

АНАЛІЗ ЯКАСЦІ ЭЛЕКТРЫЧНАЙ ЭНЕРГІІ

Настоящий проект технического кодекса
не подлежит применению до его утверждения

Минэнерго
Минск

УДК 621.311.001.57 МКС 17.220.99

Ключевые слова: технический кодекс установившейся практики, анализ качества электрической энергии, источники несоответствий, корректирующие мероприятия

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН научно-исследовательским и проектно-изыскательским республиканским унитарным предприятием «Белэнергосетьпроект» (РУП «Белэнергосетьпроект»)

2 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь от ……. 202_ г. №….

3 ВЗАМЕН ТКП 183.2-2009 (03130)

© Минэнерго, 202__

Настоящий технический кодекс установившейся практики не может быть воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения Министерства энергетики Республики Беларусь

Издан на русском языке

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 1
3 Термины и определения 2
4 Сокращения 5
5 Обозначения 5
6 Общие положения 6
7 Методы анализа качества электрической энергии 8
7.1 Отклонение частоты 8
7.2 Положительное отклонение напряжения 8
7.3 Отрицательное отклонение напряжения 9
7.4 Несинусоидальность напряжения 12
7.5 Несимметрия напряжений по нулевой последовательности 14
7.6. Несимметрия напряжений по обратной последовательности 15
7.7 Кратковременная и длительная дозы фликера 17
7.8 Случайные события 17
8 Специфика организации измерений для анализа качества электрической энергии 18
8.1 Общие положения 18
8.2 Средства измерений 18
8.3 Требования к безопасности 19
8.4 Условия проведения измерений 19
8.5 Выполнение измерений 19
9 Рекомендации по оценке достоверности результатов измерений 21
10 Оформление результатов анализа качества электрической энергии 21
Приложение А (рекомендуемое) **Пример определения фактических вкладов в уровень несинусоидальности в ТКЭ** 23
Приложение Б (рекомендуемое) **Пример определения фактических вкладов в уровень несимметрии в ТКЭ** 28
Приложение В (рекомендуемое) 31
Форма акта анализа качества электрической энергии 31
Библиография 33

ТЕХНИЧЕСКИЙ КОДЕКС УСТАНОВИВШЕЙСЯ ПРАКТИКИ

АНАЛИЗ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

АНАЛІЗ ЯКАСЦІ ЭЛЕКТРЫЧНАЙ ЭНЕРГІІ

Electric power quality analysis

Дата введения _____

1 Область применения

Областью применения настоящего ТКП является анализ качества электрической энергии.

Настоящий технический кодекс установившейся практики (далее – технический кодекс) устанавливает методы анализа ПКЭ, применяемые при выявлении причин их несоответствий требованиям установленных норм показателей качества электрической энергии:

– положительное отклонение напряжения;
– отрицательное отклонение напряжения;
– коэффициент n-ой гармонической составляющей напряжения;
– суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения;
– коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности;
– коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности;
– кратковременная и длительная дозы фликера;
– случайные события.

Измерения ПКЭ и методы анализа их несоответствий могут производиться также для точек контроля качества электрической энергии, не являющихся точками поставки электрической энергии или точками присоединения (энергопринимающего устройства потребителя электрической энергии к электрической сети). При этом могут применяться нормы ГОСТ 32144 для того же номинального напряжения либо установленные в иных документах, например, в задании на проектирование энергообъекта. Для ТКЭ с номинальным напряжением выше 220 кВ рекомендуется применять такие же нормы, как для 220 кВ.

Технический кодекс определяет состав необходимых измерений ПКЭ и режимных показателей, методологию обработки результатов измерений. Также дает рекомендации по организации измерений с учетом специфики данной задачи. При этом технический кодекс не устанавливает методов (методик) требуемых измерений.

Технический кодекс также содержит общие рекомендации по выбору корректирующих мероприятий.

Требования настоящего технического кодекса установлены для персонала пользователей электрической сети, Госэнергогазнадзора, и иных предприятий и организаций, работающих по направлениям, связанным с качеством электроэнергии.

2 Нормативные ссылки

ГОСТ 1516.3-96 Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ

ГОСТ 21128-83 Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии. Номинальные напряжения до 1000 В

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.

ГОСТ 24291-90 Электрическая часть электростанции и электрической сети

ГОСТ 29322-2014 (IEC 60038:2009) Напряжения стандартные

ГОСТ 30804.4.7-2013 Совместимость технических средств электромагнитная. Общее руководство по средствам измерений и измерениям гармоник и интергармоник для систем электроснабжения и подключаемых к ним технических средств

ГОСТ 30804.4.30-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии

ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения

ГОСТ 33073-2014 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Контроль и мониторинг качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения

ГОСТ IEC 61000-3-2-2021 Электромагнитная совместимость (ЭМС). Часть 3-2. Нормы. Нормы эмиссии гармонических составляющих тока (оборудование с входным током не более 16 А на фазу)

ГОСТ IEC 61000-3-3-2015 Электромагнитная совместимость (ЭМС). Часть 3-3. Нормы. Ограничение изменений напряжения, колебаний напряжения и фликера в общественных низковольтных системах электроснабжения для оборудования с номинальным током не более 16 А (в одной фазе), подключаемого к сети электропитания без особых условий

ГОСТ IEC/TR 61000-3-6-2020 Электромагнитная совместимость (ЭМС). Часть 3-6. Нормы. Оценка норм электромагнитной эмиссии для подключения установок, создающих помехи, к системам электроснабжения среднего, высокого и сверхвысокого напряжения

ГОСТ IEC/TR 61000-3-7-2020 Электромагнитная совместимость (ЭМС). Часть 3-7. Нормы. Оценка норм электромагнитной эмиссии для подключения установок, создающих колебания напряжения, к системам электроснабжения среднего, высокого и сверхвысокого напряжения

ГОСТ IEC 61000-3-12-2016 Электромагнитная совместимость (ЭМС). Часть 3-12. Нормы. Нормы гармонических составляющих тока, создаваемых оборудованием, подключаемым к общественным низковольтным системам, с входным током более 16 А, но не более 75 А в одной фазе

ГОСТ IEC/TR 61000-3-14-2019 Электромагнитная совместимость (ЭМС). Часть 3-14. Оценка норм эмиссии для гармоник, интергармоник, колебаний напряжения и несимметрии при подключении установок, создающих помехи, к низковольтным системам электроснабжения

ГОСТ IEC 61000-4-15-2014 Совместимость технических средств электромагнитная. Часть 4. Методики испытаний и измерений. Раздел 15. Фликерметр. Функциональные и конструктивные требования.

ГОСТ IEC 61000-4-30-2017 Электромагнитная совместимость (ЭМС). Часть 4-30. Методы испытаний и измерений. Методы измерений качества электрической энергии.

ТКП 181-2023 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей

ТКП 290-2023 Средства защиты, используемые в электроустановках. Правила применения и испытания.

ТКП 339 Электроустановки на напряжение до 750 кВ. Линии электропередачи воздушные и токопроводы, устройства распределительные и трансформаторные подстанции, установки электросиловые и аккумуляторные, электроустановки жилых и общественных зданий. Правила устройства и защитные меры электробезопасности. Учет электроэнергии. Нормы приемо-сдаточных испытаний.

ГОСТ ISO/IEC 17025-2019. Межгосударственный стандарт. Общие требования к компетентности испытательных и калибровочных лабораторий.

СТБ 2602-2021 «Лаборатории измерительные. Общие требования компетентности».

Примечание − При пользовании настоящим техническим кодексом целесообразно проверить действие ссылочных документов на официальном сайте Национального фонда технических нормативных правовых актов в глобальной компьютерной сети Интернет.

Если ссылочные документы заменены (изменены), то при пользовании настоящим техническим кодексом следует руководствоваться действующими взамен документами. Если ссылочные документы отменены без замены, то положение, в котором дана ссылка на них, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

3.1 автоматизированная система контроля показателей качества электрической энергии; АСКПКЭ: Автоматизированная информационно-измерительная система, включающая измерение, дистанционный сбор, хранение, обработку и передачу в центры сбора показателей качества электрической энергии.

3.2 автоматизированный дистанционный контроль: автоматизированная передача результатов измерений от средств измерений, установленных на энергообъекте(-ах), в пункты или центры сбора с последующей обработкой и анализом с применением программных средств.

3.3 анализ качества электрической энергии: Выявление причин несоответствий показателей качества электрической энергии установленным требованиям.

3.4 вектор тока, вектор напряжения: Величина, определяемая модулем и фазовым углом сдвига, в расчетах описывается, как правило, комплексным числом.

3.5 ветви радиальной линии: Участки радиальной линии, соединяющие ее узлы.

3.6 виновник: Электрическое присоединение (или их группа), передающее искажающие воздействия, которые обусловливают или могут обусловливать одно или более несоответствий в данной точке электрической сети при отсутствии иных искажающих источников.

3.7 внеочередной контроль качества электрической энергии: Контроль, осуществляемый с целью проверки выполнения установленных требований к показателям качества электрической энергии, производимый в незапланированном порядке (например, по поступившим жалобам, с целью проверки эффективности корректирующих мероприятий, после подключения в сеть искажающего источника).

3.8 допустимый вклад; ДВ: Доля (в процентах) нормированного ПКЭ, которая устанавливает максимально допустимое искажающее влияние для каждого электрического присоединения в точке контроля качества электрической энергии.

Примечание — Для группы электрических присоединений, относящихся к одному и тому же пользователю электрической сети, допустимый вклад устанавливается как общий (суммарный). Допустимый вклад по каждому нормируемому ПК соответствует установленным требованиям к данному ПКЭ.

3.9 заказчик: Юридическое или физическое лицо, заключающее с Исполнителем договор на выполнение работ по анализу качества электрической энергии.

3.10 искажающее устройство: Электроприемник или преобразующее устройство, подключение которого к сети приводит или может привести к несоответствиям в части несинусоидальности, несимметрии трехфазной системы, фликера.

3.11 искажающий источник: Электрическое присоединение, передающее искажающие воздействия

и вносящие свой фактический вклад в одно или более несоответствий в данной точке электрической сети.

3.12 исполнитель: Юридическое лицо или индивидуальный предприниматель, которые производят или будут производить работы по анализу качества электроэнергии.

3.13 качество электрической энергии: Соответствие характеристик электрической энергии в данной точке электрической сети совокупности нормированных показателей качества электрической энергии.

3.14 колебания напряжения: Быстро изменяющиеся отклонения напряжения длительностью от полупериода до нескольких секунд.

3.15 контроль качества электрической энергии: Процедуры проверки соответствия значений ПКЭ установленным требованиям (ГОСТ 33073).

3.16 корректирующее мероприятие: Мероприятие для устранения причин существующего несоответствия и предотвращения его повторного возникновения.

3.17 мониторинг качества электрической энергии: Процедуры одиночных, периодических и непрерывных обследований КЭ и наблюдений за ПКЭ в установленных интервалах времени, проводимых в целях оценки существующего уровня КЭ, анализа, прогноза и принятия, при необходимости, соответствующих мер по результатам мониторинга (ГОСТ 33073).

3.18 мощность короткого замыкания: Расчетное значение начальной трехфазной мощности короткого замыкания, выраженное в кВ·А (МВ·А) в точке электрической сети.

Примечание — Оно вычисляется как произведение начального симметричного тока короткого замыкания, номинального напряжения системы и коэффициента √3, при этом непериодической составляющей (постоянным током) пренебрегают.

3.19 надлежащее качество электроэнергии Соответствие показателей качества электрической энергии нормам ГОСТ 32144 и иных регламентирующих документов (ТНПА, договоры электроснабжения, технические условия на присоединение потребителей электрической энергии и др.).

3.20 наименьшая мощность короткого замыкания: Минимальное значение из множества величин мощности короткого замыкания, рассчитанных при разном составе работающего генерирующего и электросетевого оборудования и при разных схемах электрической сети.

3.21 несимметрия напряжений: Состояние трехфазной системы энергоснабжения переменного тока, в которой среднеквадратические значения основных составляющих междуфазных напряжений или углы сдвига фаз между основными составляющими междуфазных напряжений не равны между собой (ГОСТ 32144).

3.22 несоответствие: Отличие одного или нескольких показателей качества электрической энергии от установленных требований.

3.23 номинальное напряжение электрической сети: Стандартизованная величина напряжения, которой обозначают и идентифицируют электрическую сеть и применительно к которой устанавливают ее рабочие характеристики.

3.24 нормы показателей качества электрической энергии: Предельно допустимые значения показателей качества электрической энергии, устанавливаемые ГОСТ 32144, также более жесткие требования могут устанавливаться иными ТНПА и документами.

3.25 нормы 95%: Нормы, установленные ГОСТ 32144 для ПКЭ, усредненных на 10 мин., которые не допускается превышать в течение 95% временного интервала в одну неделю.

Примечание — В ГОСТ 32144 нормы 95% приведены: для коэффициентов несинусоидальности напряжения - в таблицах 1-4, для коэффициентов несимметрии по обратной последовательности данная норма равна 2%.

3.26 нормы 100%: Нормы, установленные ГОСТ 32144 для ПКЭ, усредненных на 10 мин., которые не допускается превышать в течение 100% временного интервала в одну неделю.

Примечание — В ГОСТ 32144 нормы 100% для коэффициентов несинусоидальности напряжения устанавливаются в размере норм, приведенных в таблицах 1-3, увеличенных в 1,5 раза, а также в таблице 5. Для коэффициентов несимметрии по обратной последовательности данная норма равна 4%.

3.27 ответственный исполнитель: Штатный или привлеченный сотрудник Исполнителя, непосредственно исполняющий работы по анализу качества электрической энергии.

3.28 отклонение напряжения: Разница между фактическим напряжением и его номинальным значением, выраженная в процентах.

3.29 периодический контроль качества электрической энергии: Контроль, осуществляемый с целью проверки выполнения установленных требований к качеству электрической энергии, при котором поступление информации о контролируемых показателях и их оценка происходит периодически с интервалами, определяемыми организацией, осуществляющей контроль показателей качества электрической энергии.

3.30 показатель качества электрической энергии (ПКЭ): Величина, характеризующая КЭ по одному или нескольким параметрам (ГОСТ 33073).

3.31 пользователь электрической сети: Сторона, получающая электрическую энергию от электрической сети, передающая электрическую энергию в электрическую сеть или осуществляющая транспорт (передачу) электроэнергии по электрическим сетям.

3.32 потенциальное несоответствие: Несоответствие показателей качества электрической энергии установленным требованиям, возникновение которого возможно через некоторый промежуток времени или

при определенных условиях.

3.33 предупреждающее мероприятие: Мероприятие, предпринятое для устранения возможных причин потенциального несоответствия и предотвращения его возникновения.

3.34 пункт контроля качества электрической энергии: Пункт электрической сети, в котором выполняют измерения ПКЭ при контроле/мониторинге КЭ (ГОСТ 33073).

3.35 разрешенная мощность (потребителя): Наибольшая полная активная мощность электроустановок потребителя, разрешенная для присоединения к сети ЭСО.

3.36 радиальная электрическая сеть: Электрическая сеть напряжением 35 кВ и ниже и часть электрической сети 110 кВ, не относящаяся к системообразующей сети, имеющая радиальную структуру (не содержащая колец).

3.37 радиальная линия: Вся древообразная часть электрической сети одного номинального напряжения от точки питания до тупиков, присоединенных понижающих подстанций и точек нормального размыкания (разрыва).

Примечание — Участки линии могут относиться к разным пользователям электрической сети.

3.38 расчет установившегося электрического режима: Математическая задача, где в качестве исходных данных служат данные о топологии, параметры схемы замещения, генерации и нагрузки в узлах, уровни напряжения в базовых узлах, а результатами расчета являются уровни напряжения в остальных узлах, токи, потоки мощности и потери в ветвях.

3.39 режимные показатели электрической сети: Действующие значения фазных и линейных токов и напряжений, активной, реактивной и других видов электрической мощности и др. – основной частоты и высших гармоник.

3.40 системообразующая электрическая сеть: Электрическая сеть высших классов напряжения, обеспечивающая надежность и устойчивость энергосистемы как единого объекта (ГОСТ 24291).

3.41 технические условия на присоединение электроустановок потребителя к электрической сети: Документ, устанавливающий объем технических мероприятий, выполнение которых обеспечит технический документ, составленный энергоснабжающей организацией (владельцем электрической сети) в соответствии с главой 2 Правил электроснабжения, содержащий исходные данные для выполнения проектных работ и определяющий обязательные к выполнению технические требования к электрической сети и электроустановкам юридического лица или гражданина, в том числе индивидуального предпринимателя, к организации расчетного учета с указанием точек (мест) установки средств расчетного учета (если не требуется создание АСКУЭ) либо технические требования к организации АСКУЭ (если требуется создание АСКУЭ) с ее интеграцией в автоматизированную систему комплексного контроля и учета энергоресурсов (тепловой, электрической энергии, природного или сжиженного углеводородного газа), холодной и горячей воды и (или) УСКИЗ, если требуется создание такой автоматизированной системы комплексного контроля и учета энергоресурсов и (или) УСКИЗ (Правила электроснабжения).

3.42 точка коммерческого контроля качества электрической энергии: Точка контроля качества электрической энергии, принятая по согласованию сторон договора (или иного документа) в качестве точки электрической сети, в которой при наличии претензий какой-либо из сторон договора будет производиться проверка соблюдения договорных условий по качеству электрической энергии.

3.43 точка контроля качества электрической энергии; ТКЭ: Точка поставки электроэнергии, точка общего присоединения или иная точка электрической сети, в которой производится измерение показателей качества электрической энергии и проверка их соответствия установленным нормам.

3.44 точка питания радиальной линии: Шина (система, секция шин) среднего или низшего напряжения понижающей подстанции, электростанции, отдельного распределительного устройства или точка ответвления от входящей в системообразующую сеть линии, к которой подключена данная линия.

3.45 точка электрической сети; ТЭС: Шина (система, секция шин) трансформаторной подстанции, электростанции, отдельного распределительного устройства или точка на трассе линии электропередачи.

3.46 узлы радиальной линии: Точка питания радиальной линии и расположенные на данной линии точки: подключения трансформаторов (автотрансформаторов), электрической нагрузки, ответвлений (отпаек) и разрыва (размыкания).

3.47 установившийся электрический режим: Режим работы электрической сети, при котором параметры режима могут приниматься неизменными.

3.48 установленные требования: Требования к качеству электрической энергии, установленные в технических регламентах, ТНПА, договорах электроснабжения, технических условиях на присоединение электроустановок потребителя к электрической сети, а также в иных документах.

3.49 устройства компенсации реактивной мощности: Синхронные и статические компенсаторы, батареи статических конденсаторов, шунтирующие реакторы, синхронные электродвигатели.

3.50 устройство контроля показателей качества электрической энергии; УКПКЭ (анализатор ПКЭ): средство измерения показателей качества электрической энергии.

3.51 фактический вклад; ФВ: Измеренная или полученная расчетным путем для точки контроля качества электрической энергии доля (в процентах), характеризующая фактическое искажающее влияние электрического присоединения или группы электрических присоединений на определенный нормируемый показатель качества электрической энергии.

3.52 фликер: Ощущение неустойчивости зрительного восприятия, вызванное световым источником, яркость или спектральный состав которого изменяются во времени (ГОСТ 32144).

3.53 электрическое присоединение: Подключаемая к шине (системе, секции шин) линия электропередачи, ввод трансформатора и автотрансформатора, электроприемник или группа электроприемников, средство регулирования, устройство компенсации реактивной мощности, фильтр гармоник и т. д. Если производится анализ качества электрической энергии на секции (системе) шин, то в качестве электрических присоединений рассматриваются замкнутые секционные и междушинные выключатели (разъединители).

4 Сокращения

АРЧМ – автоматическое регулирование частоты и активной мощности;
АМ – активная электрическая мощность;

АСКУЭ – автоматизированная система контроля и учета электроэнергии;
АСКПКЭ – автоматизированная система контроля показателей качества электрической энергии;
АСУТП – автоматизированная система управления технологическими процессами;
ДВ – допустимый вклад;
ИИ – искажающий источник;
КРМ – компенсация реактивной мощности;
КЭ – качество электрической энергии;
ОИК – оперативный информационный комплекс;
ПКЭ – показатели качества электрической энергии;
РМ – реактивная электрическая мощность;
РУЭР – расчет установившегося электрического режима
ТКЭ – точка контроля качества электрической энергии;
ТЭС – точка электрической сети;
УКПКЭ – устройство контроля показателей качества электрической энергии;
УКРМ – устройство компенсации реактивной мощности;
ФВ – фактический вклад;
ЧРЭП – частотный регулятор электропривода.

5 Обозначения

В настоящем техническом кодексе приняты следующие обозначения:
Δf – отклонение частоты, Гц;
U_{nom} – номинальное напряжение сети, В, кВ;
$\delta U_{(-)}$ – отрицательное отклонение напряжения, %;
$\delta U_{(+)}$ – положительное отклонение напряжения, %;
U_1 – значение основной гармонической составляющей напряжения, В, кВ;
$K_{U(n)}$ – коэффициент n-ой гармонической составляющей напряжения, %;
K_U – суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения, %;
K_{2U} – коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности, %;
K_{0U} – коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности, %;
$\Delta t_п$ – длительность провала напряжения, с;
$\Delta t_{пр}$ – длительность прерывания напряжения, с;
n – номер гармонической составляющей (гармоники) напряжения или тока.
d_U – диапазон повышения напряжения в ТКЭ, вызванный поступлением РМ в данную ТЭС %;
Q – РМ, поступающая в ТКЭ, квар;
X – эквивалентное индуктивное сопротивление внешней сети до ТКЭ, Ом;
U – уровень напряжения в ТКЭ, В, кВ;
$S_н$ – суммарная нагрузка в ТКЭ, кВ·А;
$S_{К3min}$ – наименьшая мощность короткого замыкания сети в ТКЭ, кВ·А;
$I_{(1)k}$ – модуль фазного тока основной частоты в k-м электрическом присоединении, подключенном к ТКЭ, А;
$K_{I(n)k}$ – коэффициент n-й гармонической составляющей фазного тока в k-м электрическом присоединении, подключенном к ТКЭ, %;
$\phi_{(n)IkU}$ – фазовый угол сдвига между n-й гармонической составляющей тока и n-й гармонической составляющей напряжения в ТКЭ, °;
$U_{(n)}$ – модуль n-й гармонической составляющей фазного напряжения, В;
$I_{(n)k}$ – модуль n-й гармонической составляющей фазного тока в k-м электрическом присоединении, подключенном к ТКЭ, А;
$P_{(n)k}$ – АМ n-й гармонической составляющей в k-м электрическом присоединении, подключенном к ТКЭ, Вт, кВт;

$\dot{I}_{(n)\Sigma}$ – вектор суммарного тока n-й гармонической составляющей искажающих источников, А;

$I_{(n)\Sigma}$ – модуль вектора суммарного тока искажающих источников n-й гармонической составляющей, А;

$z_{(n)}$ – эквивалентное пассивное сопротивление суммарному току n-й гармонической составляющей искажающих источников, Ом;

$U_{(n)k}^{\text{ФВ}}$ – модуль вектора n-й гармонической составляющей напряжения, создаваемой k-м электрическим присоединением, подключенном к ТКЭ, В;

$\text{ФВ}_{(n)k}$ – фактический вклад, создаваемый k-м электрическим присоединением подключенном к ТКЭ, в несоответствие по n-й гармонической составляющей напряжения, %;

$\text{I}_{(n)\text{гр}}$ – модуль векторной суммы токов n-й гармонической составляющей искажающих источников, входящих в группу, А;

$U_{(\boldsymbol{n})\text{гр}}^{\text{ФВ}}$ – модуль напряжения, создаваемого группой искажающих источников в несоответствие по n-й гармонической составляющей напряжения, В;

$\text{ФВ}_{(n)\text{гр}}$ – фактический вклад, создаваемый в ТКЭ по n-й гармонической составляющей группой электрических присоединений, %;

U1 - напряжение прямой последовательности основной частоты, В;

I_A, I_B, I_C – модули фазных токов, А;

I0 – ток в нулевом проводе А;

z0 – сопротивление сети по нулевой последовательности, Ом;

U2 – модуль напряжения обратной последовательности основной частоты, В;

$I2_k$ – модуль тока обратной последовательности основной частоты в k-м электрическом присоединении, подключенном к ТКЭ, А;

$\dot{\text{U}}2_{\text{A}}$ – вектор напряжения обратной последовательности основной частоты фазы А, В;

a – оператор, равный $\mathbf{a} = \text{e}^{\text{j}\frac{2\Pi}{3}} \approx -0{,}5 + \text{j}\,0.866$;

a^2 – оператор, равный $\mathbf{a^2} = \text{e}^{-\text{j}\frac{2\Pi}{3}} \approx -0{,}5 - \text{j}\,0.866$;

$\dot{\text{I}}2_{k\text{A}}$ – вектор тока обратной последовательности основной частоты фазы А k-го электрического присоединения, А;

$\dot{\text{I}}_{kA}, \dot{\text{I}}_{kB}, \dot{\text{I}}_{kC}$ – векторы фазных токов основной частоты k-го электрического присоединения, А;

$\phi_{2\text{k}U}$ – фазовый угол сдвига между током и напряжением обратной последовательности основной частоты в k-м электрическом присоединении, °;

ϕ_{2U} – фазовый угол сдвига напряжения обратной последовательности основной частоты в ТКЭ, °;

$\phi_{2\text{k}}$ – фазовый угол сдвига тока обратной последовательности основной частоты в k-м электрическом присоединении, подключенном к ТКЭ, °;

$P2_k$ – АМ обратной последовательности основной частоты в k-м электрическом присоединении, подключенном к ТКЭ, Вт, кВт;

$\dot{\text{I}}2_{\Sigma}$ – вектор суммарного тока обратной последовательности основной частоты искажающих источников, А;

$I2_{\Sigma}$ – модуль вектора суммарного тока обратной последовательности искажающих основной частоты источников, А;

$z2$ – эквивалентное пассивное сопротивление суммарному току обратной последовательности основной частоты искажающих источников, Ом;

$U2_k^{\text{ФВ}}$ – модуль вектора напряжения обратной последовательности основной частоты, создаваемого k-м электрическим присоединением, подключенным к ТКЭ, В;

ФВ_{2k} – фактический вклад, создаваемый k-м электрическим присоединением, подключенным к ТКЭ, в несоответствиё по обратной последовательности, %;

$U2_{\text{гр}}^{\text{ФВ}}$ - модуль вектора напряжения обратной последовательности основной частоты, создаваемого группой электрических присоединений, подключенных к ТКЭ, В;

$\text{ФВ}_{\mathbf{2}\text{гр}}$ – фактический вклад, создаваемый группой искажающих источников в несоответствие по обратной последовательности напряжения, %;

α, α1 – показатели влияния искажающих источников на несинусоидальность (несимметрию) напряжений в ТКЭ;

S_{max} – максимальная рабочая полная (кажущаяся) электрическая мощность электрического присоединения, кВ·А;

$S_{\text{кз.min}}$ – минимальная мощность короткого замыкания в ТКЭ, кВ·А;

$P_{\text{уст.иу}}$ – суммарная установленная мощность искажающих устройств, запитанных от данного электрического присоединения, кВт.

6 Общие положения

6.1 Анализ КЭ в ТКЭ следует производить, если в результате измерений ПКЭ были выявлены их несоответствия установленным нормам.

6.2 Протокол по форме ГОСТ 33073 (далее – Протокол) является основополагающим исходным

документом для анализа качества электрической энергии. Анализ производится для несоответствий, указанных в Протоколе, но также может производиться для потенциальных несоответствий.

6.3 Анализ КЭ должен производиться для всех выявленных несоответствий, как одной организацией-исполнителем (далее - исполнитель), так и силами нескольких исполнителей. В качестве исполнителя может выступать организация, на чьем балансе или (и) в эксплуатационной ответственности находится энергообъект с ТКЭ. Анализ, производимый исполнителем, может производиться для всех выявленных несоответствий или для их определенной части, для стороннего исполнителя это указывается в договоре или (и) техническом задании.

6.4 Измерения рекомендуется производить по разработанной и утвержденной программе. Программа должна предусматривать работу энергообъекта с ТКЭ вместе с прилегающей электрической сетью при разных возможных в эксплуатации схемах и в широком диапазоне изменения режимных параметров, влияющих на ПКЭ. Программа разрабатывается и утверждается организацией, ответственной за эксплуатацию объекта(-ов) с ТКЭ, согласуется исполнителем. Также исполнитель при необходимости может привлекаться для участия в разработке программы.

6.5 Для анализа КЭ используются актуальные результаты измерений ПКЭ (с выдачей Протокола), выполненные непосредственно перед проведением анализа. В рамках анализа следует также учитывать несоответствия, не выявленные при текущих измерениях, но отраженные в Протоколе предыдущих измерений (например, по результатам измерений, проводимых контролирующей организацией) на основании которого возникла необходимость работ по анализу.

6.6 Анализ КЭ производят по результатам измерений ПКЭ и режимных показателей электрической сети с целью:

– определения причин несоответствий ПКЭ установленным требованиям;

– выявления источников и установления виновников, влияние которых в определенной ТЭС приводит к ухудшению КЭ и несоответствиям;

– управления режимами работы электрических сетей путём проведения корректирующих и предупреждающих мероприятий, направленных на обеспечение надлежащего КЭ.

6.7 Для анализа КЭ используются следующие источники информации:

– протоколы;

– результаты контроля и мониторинга ПКЭ;

– результаты измерений режимных показателей электрической сети;

– схемы электрических сетей, подстанций, схемы внешнего и внутреннего электроснабжения потребителей;

– результаты расчетов режимов работы электрических сетей и электрооборудования;

– проектная документация;

– паспортная и эксплуатационная документация на электрооборудование;

– договоры электроснабжения и технические условия на присоединение электроустановок потребителя к электрической сети;

– результаты оценки электромагнитной обстановки;

– другие источники информации.

6.8 Анализ КЭ включает в себя следующие этапы:

– выявление из Протокола(ов) несоответствий ПКЭ установленным нормам;

– формирование базы исходных данных;

– оценка доминирующих влияний;

– выявление индивидуальных и групповых источников несоответствий;

– установление виновников несоответствий.

6.9 Для анализа КЭ должны использоваться результаты контроля и мониторинга ПКЭ и результаты иных необходимых измерений (необходимость или целесообразность дополнительных измерений определяется совместно заказчиком и исполнителем), полученные лабораториями, выполняющими необходимые измерения. Для точек коммерческого контроля КЭ, если результаты измерений или (и) анализа качества электроэнергии должны представляться юридическому или физическому лицу, с которым заключен договор на электроснабжение, отпуск в сеть или транспорт (передачу) электроэнергии, в органы государственного управления, контролирующие органы, судебные инстанции, для измерений должны привлекаться испытательные (или измерительные) лаборатории, аккредитованных в области качества электроэнергии на соответствие требованиям ГОСТ 32144 (согласно требованиям ГОСТ ISO/IEC 17025-2019 или СТБ 2602-2021). В остальных случаях исполнение данного требования является рекомендательным.

6.10 По результатам анализа КЭ принимают решения о проведении корректирующих и предупреждающих мероприятий.

6.11 После проведения соответствующих мероприятий должна быть оценена их результативность. Оценку результативности принятых мер выполняют на основе Протоколов внеочередного контроля КЭ, который должен быть проведен непосредственно после выполнения указанных мероприятий. Для оценки

результативности принятых мер в течение определенного периода времени, например, в течение года, следует использовать результаты периодического контроля КЭ.

6.12 При анализе КЭ, планировании и проведении корректирующих и предупреждающих мероприятий следует учитывать, что в электрических сетях энергосистемы в соответствии с ГОСТ 29322 (с учетом примечания а) к таблице 1) установлен следующий ряд номинальных напряжений: 750; 330; 220; 110; 35; 20; 10; 6; 0,4(0,23); 0,38 (0,22) кВ. В низковольтных сетях, согласно ГОСТ 21128, для источников электропитания (например, шин электростанций и шин вторичного напряжения понижающих подстанций) номинальное напряжение – 0,4(0,23) кВ. При этом, если точка электропитания одновременно является точкой поставки или точкой присоединения (энергопринимающего устройства потребителя электрической энергии к электрической сети), рекомендуется принимать номинальное напряжение 0,4(0,23 кВ). На электростанциях и у потребителей применяются также иные номинальные напряжения.

6.13 Анализ КЭ и определение необходимых корректирующих и предупреждающих мероприятий в части несоответствий по установившимся отклонениям напряжения и несимметрии напряжений рекомендуется производить с применением программ РУЭР, используемых диспетчерскими службами для управления электрическими режимами. В программе РУЭР воспроизводятся режимы, соответствующие моментам времени, когда имели место несоответствия. Затем проведением вариантных оптимизационных расчетов с изменениями влияющих факторов моделируются предполагаемые мероприятия и проверяется их эффективность в характерных режимах, включая перспективные.

6.14 Для низковольтных сетей с однофазной или смешанной электрической нагрузкой требуется проведение РУЭР пофазно.

6.15 При выявлении искажающих источников в части несинусоидальности напряжения, несимметрии напряжений в трехфазной сети и доз фликера общим мероприятием является (при наличии таковой технической возможности) попеременное отключение и включение электрических присоединений в ТКЭ. Более точные методы приведены ниже в соответствующих разделах.

6.16 Рекомендуется после проведения разработанных на основе результатов анализа КЭ корректирующих и предупреждающих мероприятий в проблемных ТЭС организовывать автоматизированный дистанционный контроль ПКЭ. Помимо АСКПКЭ, в части положительного и отрицательного отклонений, несимметрии могут быть использованы результаты измерений ОИК, АСКУЭ, АСУТП.

7 Методы анализа качества электрической энергии

7.1 Отклонение частоты

7.1.1 Причинами несоответствий по отклонению частоты Δf могут быть:

– отсутствие достаточного резерва АМ;

– ошибки в планировании диспетчерских графиков спроса и предложения активной мощности, в подборе электростанций для размещения первичного резерва, в том числе – необходимого при аварийных нарушениях баланса АМ, в планировании дополнительных резервов пропускной способности линий для выдачи первичного резерва при внезапных нарушениях баланса АМ;

– несвоевременность предоставления резерва АМ для его использования в режимах первичного, вторичного или третичного регулирования в соответствии с требованиями, заданными структурами оперативного диспетчерского управления.

7.1.2 Исходная информация для анализа и ее источники:

– схема электрической сети;

– ретроспективная телеинформация: телеизмерения режимных показателей в ТЭС и телесигнализация состояния основного коммутационного оборудования и элементов вторичной коммутации на энергообъектах, команд телеуправления и телерегулирования и др.), источники – системы АРЧМ, ОИК, АСУТП, АСКУЭ, АСКПКЭ и отдельные УКПКЭ);

– данные суточных диспетчерских ведомостей о балансах АМ и РМ в ТЭС.

7.1.3 Проведение корректирующих мероприятий по отклонению частоты должно производиться силами диспетчерских структур энергосистемы в соответствии с рядом собственных регламентирующих документов. С учетом этого, а также принимая во внимание, что отклонение частоты в объединенной энергосистеме маловероятно, соответствующие методы анализа и корректирующие и предупреждающие мероприятия в настоящем техническом кодексе не рассматриваются.

7.2 Положительное отклонение напряжения

7.2.1 Системообразующая сеть

7.2.1.1 Наиболее вероятные причины несоответствий:

– ошибки в планировании диспетчерских графиков спроса и предложения РМ;

– незапланированное локальное или общее снижение электрической нагрузки;

– неверно выбранные коэффициенты трансформации трансформатора и автотрансформаторов в сети и на электростанциях;

– завышенный уровень напряжения на шинах генераторов;

– необоснованно большой прием РМ от смежных пользователей сети;

– неверные режимы работы или отсутствие УКРМ;

– отключение оборудования (например, шунтирующих реакторов, нагруженной линии 330 кВ и выше с одной стороны);

7.2.1.2 Источники информации для анализа:

– схема электрической сети;

– ретроспективная телеинформация: телеизмерения режимных показателей в узлах линии и телесигнализация состояния основного коммутационного оборудования, источники – системы ОИК, АСУТП, АСКУЭ, АСКПКЭ и отдельные УКПКЭ;

– прогнозные значения нагрузки и генерации, результаты перспективных РУЭР;

– данные суточных диспетчерских ведомостей о балансах АМ и РМ в ТЭС.

7.2.1.3 Воспроизводятся режимы, соответствующие моментам времени, когда имели место положительные отклонения напряжения. Затем проведением вариантных оптимизационных расчетов с изменениями влияющих факторов (модули напряжения на шинах генераторов, коэффициенты трансформации трансформаторов и автотрансформаторов, генерация и потребление РМ УКРМ) достигают решений, при которых отсутствуют данные несоответствия и при этом не появляются новые и при этом не нарушаются режимные, технологические и иные ограничения. Далее следует определить необходимость или (и) возможность применения найденных решений в перспективных режимах.

7.2.1.4 Разработанные решения следует применять при необходимости при управлении режимами.

7.2.2 Радиальная сеть

7.2.2.1 Наиболее вероятные причины несоответствий:

– неверно выбранный уровень напряжения в точке питания радиальной линии (на которой расположена ТКЭ с несоответствиями или к которой подключен объект с несоответствиями);

– неверно выбранные коэффициенты трансформации трансформаторов и автотрансформаторов;

– неверный режим работы генераторов и УКРМ (в ТКЭ с несоответствиями или (и) в прилегающей сети);

– незапланированное резкое снижение электрической нагрузки;

– необоснованно большой прием РМ от смежных пользователей сети;

– длительные однофазные замыкания на землю.

7.2.2.2 Исходная информация для анализа и ее источники:

– схема электрической сети;

– телеинформация: телеизмерения режимных показателей и телесигнализация состояния основного коммутационного оборудования, источники – системы ОИК, АСУТП, АСКУЭ, АСКПКЭ;

– результаты измерений ПКЭ и режимных показателей, производимых лабораториями, персоналом электрических сетей и др.;

– прогнозные значения электрической нагрузки и генерации, результаты перспективных РУЭР.

7.2.2.3 Если несоответствия имеют место на среднем или (и) низшем напряжении трансформаторной подстанции, то с целью обеспечения электробезопасности следует уменьшить коэффициент(-ы) трансформации.

7.2.2.4 Если ТКЭ с несоответствиями расположена на радиальной линии или на стороне высшего напряжения подключенной к ней трансформаторной подстанции, то с наибольшей вероятностью имеют место аналогичные несоответствия в точке питания данной линии. В первую очередь следует понизить напряжение в точке питания до допустимых уровней (уменьшением коэффициента трансформации или (и) понижением уровня напряжения генератора(-ов) – если это электростанция). При этом понижение напряжения должно устранять несоответствия, но не быть избыточным с появлением отрицательных отклонений в других точках сети. В первом приближении понижение напряжения в узлах линии можно принять равным понижению напряжения в точке питания линии. Более точные результаты дают РУЭР.

7.2.2.5 Если при надлежащих уровнях напряжения в точке питания (изначально или в результате принятых мер) имеются несоответствия по положительному отклонению напряжения, то следует ограничить или исключить поступление РМ в линию от подключенных к узлам данной линии электростанций (понижением напряжения на генераторе(-ах) или (и) уменьшением коэффициента трансформации повышающего трансформатора) и потребителей (соответствующими изменениями режимов работы УКРМ, синхронных электродвигателей и собственных генераторов) и от прочих смежных пользователей сети.

7.2.2.6 Для радиальной линии с сопутствующими несоответствиями по несимметрии напряжений или (и) высоким уровнем несимметрии токов, перед понижением напряжения в точке питания следует произвести необходимые меры по устранению несоответствий в части несимметрии и снижению несимметрии токов. Необходимые меры описаны в соответствующем разделе настоящего технического кодекса.

7.3 Отрицательное отклонение напряжения

7.3.1 Системообразующая сеть.

7.3.1.1 Наиболее вероятные причины несоответствий:

– ошибки в планировании диспетчерских графиков спроса и предложения РМ (например, вследствие незапланированного локального или общего роста электрической нагрузки);

– неверно выбранные коэффициенты трансформации трансформатора и автотрансформаторов в сети и на электростанциях;

– заниженный уровень напряжения на шинах генераторов;

– неверные режимы работы или отсутствие УКРМ;

– превышение подключенными к системообразующей сети (а также к примыкающим частям радиальных электрических сетей) потребителями заявленной максимальной АМ или иных договорных условий, неверные режимы работы их УКРМ;

– недостаточная пропускная способность элементов электрической сети (как правило, это следствие вышеуказанных причин);

– аварийное отключение электросетевого оборудования, например, параллельной загруженной линии электропередачи.

7.3.1.2 Источники информации для анализа:

– схема электрической сети;

– ретроспективная телеинформация: телеизмерения режимных показателей в узлах линии и телесигнализация состояния основного коммутационного оборудования, источники – системы ОИК, АСУТП, АСКУЭ, АСКПКЭ и отдельные УКПКЭ;

– прогнозные значения электрической нагрузки и генерации, результаты перспективных РУЭР;

– данные суточных диспетчерских ведомостей о балансах АМ и РМ в ТЭС.

7.3.1.3 Воспроизводятся расчеты режимов, соответствующих моментам времени, когда имели место отрицательные отклонения напряжения. Затем проведением вариантных оптимизационных расчетов с изменениями влияющих факторов (модули напряжения на шинах генераторов, коэффициенты трансформации трансформаторов и автотрансформаторов, генерация РМ существующими и планируемыми УКРМ) достигаются решения, при которых отсутствуют данные несоответствия и при этом не появляются новые и не нарушаются режимные, технологические и иные ограничения. Далее определяется необходимость применения найденных решений в перспективных режимах. Разработанные решения следует применять при необходимости при управлении режимами.

7.3.2 Радиальная сеть

7.3.2.1 Наиболее вероятные причины несоответствий:

– неверно выбранная электрическая схема;

– неверно выбранный уровень напряжения в точке питания радиальной линии (на которой расположена ТКЭ с несоответствиями или к которой подключен объект с несоответствиями);

– неверно выбранные коэффициенты трансформации трансформаторов и автотрансформаторов;

– неверный режим работы генераторов и УКРМ (в ТКЭ с несоответствиями или (и) в прилегающей сети);

– незапланированное резкое увеличение электрической нагрузки;

– длительные однофазные замыкания на землю.

7.3.2.2 Исходная информация для анализа и ее источники:

– схема электрической сети;

– телеинформация: телеизмерения режимных показателей в узлах радиальной линии и телесигнализация состояния основного коммутационного оборудования, источники – системы ОИК, АСУТП, АСКУЭ, АСКПКЭ;

– результаты измерений ПКЭ и режимных показателей, производимых лабораториями, персоналом электрических сетей и др.;

– данные учета электроэнергии, режимные показатели и др. от счетчиков электроэнергии, не охваченных АСКУЭ;

– прогнозные значения электрической нагрузки и генерации, результаты перспективных РУЭР;

– данные суточных диспетчерских ведомостей.

7.3.2.3 Если несоответствия имеют место на среднем или (и) низшем напряжении трансформаторной подстанции, то следует, в первую очередь, проверить, не превышает ли полная (кажущаяся) электрическая мощность нагрузки номинальную мощность соответствующего трансформатора (автотрансформатора). Если превышает, то следует исследовать возможность разгрузки трансформатора (автотрансформатора) по РМ путем соответствующей установки УКРМ с автоматическим регулированием. Если несоответствия не устраняются, то требуется увеличение трансформаторной мощности.

Если электрическая нагрузка трансформатора (автотрансформатора) соответствует номинальной мощности, то следует увеличить коэффициент трансформации, а после устранения несоответствий в линии (при их наличии) при необходимости его скорректировать.

7.3.2.4 Если несоответствия имеют место в одной или более ТКЭ на радиальной линии или на стороне высшего напряжения подключенных к ней трансформаторных подстанций и при этом линия запитана от трансформаторной подстанции, то в первую очередь, следует проверить, не превышает ли полная (кажущаяся) электрическая мощность нагрузки питающего линию трансформатора его номинальную мощность. И если превышает, то требуется увеличение применение УКРМ или увеличение трансформаторной мощности.

7.3.2.5 Следует проверить, нет ли превышений подключенными к радиальной линии потребителями заявленной максимальной или разрешенной мощности. Для этого, при отсутствии или недостаточности ОИК, могут эффективно использоваться АСКУЭ и не охваченные АСКУЭ счетчики электроэнергии, хранящие профили электрической нагрузки. При выявлении данных фактов следует принять необходимые меры для исключения их в дальнейшем. При этом рекомендуется применение средств ограничения потребляемой электрической мощности.

7.3.2.6 Для радиальных линий с сопутствующими несоответствиями по несимметрии напряжений и высоким уровнем несимметрии токов, следует в первую очередь произвести необходимые меры по устранению несоответствий в части несимметрии напряжений и снижению несимметрии токов. Необходимые меры описаны в соответствующем разделе настоящего технического кодекса.

7.3.2.7 Если указанные выше меры не дали требуемого результата, следует предусмотреть повышение напряжения в точке питания радиальной линии (повышением коэффициента трансформации, повышением уровня напряжения генератора(-ов) – если это электростанция). При этом повышение напряжения не должно приводить к положительным отклонениям напряжения в данном и остальных узлах линии. В первом приближении повышение напряжения в узлах линии можно принять равным повышению напряжения в точке питания. Более точные результаты дают РУЭР.

7.3.2.8 Если указанные выше меры не дали требуемого результата, следует при наличии возможности увеличить поступление РМ в радиальную линию от подключенных к узлам линии электростанций (повышением напряжения на генераторах или (и) увеличением коэффициента трансформации повышающих трансформаторов) и потребителей (соответствующими изменениями режимов работы УКРМ, синхронных электродвигателей и собственных генераторов). При этом следует учитывать регулирующий эффект применения УКРМ по напряжению, который определяется по следующей формуле:

$$d_U = \frac{Q \cdot X}{10 \cdot U \cdot Unom} \quad (7.1)$$

где d_U – диапазон повышения напряжения в ТКЭ, вызванный поступлением, РМ в данную ТЭС, %;

Q – РМ, поступающая в ТКЭ, квар;

X – эквивалентное индуктивное сопротивление внешней сети до ТКЭ, Ом;

U – уровень напряжения в ТКЭ, кВ;

U_{nom} – номинальное напряжение, кВ.

Примечание — эквивалентное индуктивное сопротивление внешней сети X может быть рассчитано для рассматриваемой ТКЭ с применением функций эквивалентирования программы РУЭР. Если рассматриваемая ТКЭ не включена в расчетную схему РУЭР, то X можно определить одним их двух способов:

1) включить данную ТКЭ в модель РУЭР (с необходимым добавлением узлов и ветвей) и затем рассчитать X для данной ТКЭ;

2) рассчитать X для точки, включенной в модель РУЭР и электрически ближайшей к данной ТКЭ, а затем к полученному X добавить эквивалентное индуктивное сопротивление участка электрической сети между указанными точками.

7.3.2.9 При применении конденсаторных установок следует принимать во внимание, что при понижении напряжения снижается и РМ конденсаторов, что может привести к еще большим понижениям напряжения.

7.3.2.10 Для разгрузки радиальной линии может производиться перенос части линии с ее электрической нагрузкой на другую линию путем изменения точек нормального размыкания (разрыва) в сети.

7.3.2.11 При наличии возможности может применяться выравнивание графиков нагрузки потребителей, запитанных от данной ТКЭ (напрямую или опосредованно), при этом рекомендуется производить оценку достигаемого эффекта с учетом влияния электрической нагрузки в данном узле на напряжение, определяемого по критерию:

$$\frac{S_{\text{н}}}{S_{\text{кз}min}} \cdot 100\% < 0.5\% \quad (7.2)$$

где $S_{\text{н}}$ – суммарная полная (кажущаяся) электрическая мощность нагрузки в ТКЭ, кВ·А;

$S_{\text{КЗmin}}$ – наименьшая мощность короткого замыкания сети в ТКЭ, кВ·А.

Если все указанные выше беззатратные и малозатратные мероприятия не приводят к устранению несоответствий по отрицательному отклонению напряжения, значит, линия имеет недостаточную пропускную способность. В этом случае возможны следующие корректирующие мероприятия, требующие существенных затрат:

– установка УКРМ или фильтрокомпенсирующих устройств в узлах, где имеется реактивная электрическая нагрузка, обусловленная асинхронными электродвигателями (при этом следует учитывать регулирующий эффект регулирования по напряжению);

– установка на радиальной линии вольторегулирующих устройств (для низковольтных линий – с

независимым регулированием по фазам);

– реконструкция радиальной линии или ее части с увеличением сечения проводов (кабелей);

– новое сетевое строительство (например, перевод части радиальной линии в другой центр питания (существующий или новый).

При разработке корректирующих мероприятий нужно также учитывать требования ГОСТ 1516.3 (таблица 1) и [3] (таблицы 8.11.2 и 8.11.3).

7.4 Несинусоидальность напряжения

7.4.1 Причиной несоответствий в части несинусоидальности напряжения, выражающихся в превышении установленных требований коэффициентами n-ой гармонической составляющей напряжения и суммарным коэффициентом гармонических составляющих напряжения, является применение в электрических сетях ИИ - преобразующих устройств и электроприемников с нелинейной вольтамперной характеристикой. ИИ эмитируют в электрическую сеть гармоники, тока. Гармоники тока, в свою очередь, обусловливают гармоники напряжения.

7.4.2 Основными ИИ являются следующие виды электрооборудования:

– преобразовательные установки, включающие в себя звенья выпрямления или (и) инвертирования: выпрямители, инверторы, ЧРЭП, устройства плавного пуска, электроподвижной состав переменного и постоянного тока, зарядные станции, солнечные электростанции и т.д.;

– аппараты с электрической дугой или аппараты, использующие электрический разряд (дуговые печи, сварочные установки, люминесцентное освещение и т.д.);

– установки с магнитными цепями, работающими в режиме насыщения (трансформаторы, реакторы, дроссели с сердечником и т.д.);

– устройства с полупроводниковыми силовыми блоками.

7.4.3 В общем случае несинусоидальность напряжения в ТКЭ обусловливается суммой искажающих воздействий, передаваемых по подключенным к данной ТКЭ элементам электрической сети, являющихся ИИ.

7.4.4 Для оценки индивидуальных влияний ИИ на несоответствия в ТКЭ по коэффициентам несинусоидальности n-х гармонических составляющих напряжения $K_{U(n)}$ определяют ФВ для каждого ИИ, а также фактические уровни напряжений гармоник, генерируемых ИИ в ТКЭ.

7.4.5 ФВ могут рассчитываться также для групп электрических присоединений, являющихся ИИ в данной ТКЭ и относящихся к одному и тому же смежному пользователю электрической сети. При этом в общем случае сумма индивидуальных ФВ не равна групповому ФВ.

7.4.6 Индивидуальные ФВ и их результаты сравнения с ДВ должны использоваться для адресного выявления искажающих электроприемников, устройств и их групп, а групповые ФВ - для реализации юридической и финансовой ответственности пользователей электрической сети за искажающие воздействия, приводящие к несоответствиям.

7.4.7 Необходимость расчета ФВ производится по результатам измерений на каждом интервале измерений.

7.4.8 Расчет ФВ по результатам измерений на определенном интервале времени должен производиться при соблюдении хотя бы одного из условий:

а) по n-й гармонике, по данной фазе имеется несоответствие по норме 95%, и измеренный коэффициент несинусоидальности напряжения по n-й гармонике на данном интервале превышает норму 95%;

б) по n-й гармонике, по данной фазе имеется несоответствие по норме 100% ГОСТ 32144, и измеренный коэффициент несинусоидальности напряжения по n-й гармонике на данном интервале превышает норму 100%.

7.4.9 Методика расчета фактических вкладов в несоответствия в ТКЭ приведена ниже, пример расчета - в Приложении А.

7.4.9.1 Для упрощения далее в тексте не уточняется, что положения следует применять для определенной фазы с несоответствиями, и в формулах индекс, указывающий на фазу, отсутствует.

7.4.9.2 Исходные данные для расчета ФВ:

– количество электрических присоединений, подключенных к ТКЭ ($N_{эп}$), шт;

– модули напряжения основной частоты в ТКЭ ($U_{(1)}$), В;

– коэффициенты n-ых гармонических составляющих напряжения в ТКЭ ($K_{U(n)}$), %;

– модули фазных токов основной частоты в каждом k-м электрическом присоединении, подключенном к ТКЭ ($I_{(1)k}$, $k=1\div N_{эп}$), А;

– коэффициенты n-ых гармонических составляющих фазного тока в каждом k-м электрическом присоединении, подключенном к ТКЭ ($K_{I(n)k}$, $n=1\div40$, $k=1\div N_{эп}$), %;

– для каждого подключенного к ТКЭ k-го электрического присоединения – фазовые углы сдвига между n-ми гармоническими составляющими тока и n-ми гармоническими составляющими напряжения в ТКЭ ($\phi_{(n)}I_kU$, $n=1\div40$, $k=1\div N_{эп}$).

7.4.9.3 Модули n-х гармонических составляющих фазных напряжений, В:

$$U_{(n)}=0{,}01\cdot K_{(Un)}\cdot U_{(1)} \quad (7.3)$$

7.4.9.4 Модули n-х гармонических составляющих фазных токов в каждом k-м электрическом присоединении, А:

$$I_{(n)k}=0{,}01\cdot K_{I(n)k}\cdot I_{(1)k} \quad (7.4)$$

7.4.9.5 Из множества подключенных к ТКЭ электрических присоединений отбираются электрические присоединения, являющиеся для n-й гармоники ИИ. При этом k-е электрическое присоединение является ИИ, если соответствующий фазовый угол сдвига между током и напряжением $\phi_{(n)IkU}$ находится в I-м или IV-м квадранте, т.е. $-90°<\phi_{(n)IkU}<90°$. Также можно использовать следующий критерий: k-е электрическое присоединение является ИИ, если АМ n-й гармоники направлена к ТКЭ, т.е. $P_{(n)k}>0$, при этом $P_{(n)k}$, Вт – результат измерений либо определяется по следующей формуле:

$$P_{(n)k}= U_{(n)}\cdot I_{(n)k}\cdot\cos(\phi_{(n)IkU}) \quad (7.5)$$

Примечание — При определении ИИ за положительное направление принимается направление из сети к данной ТКЭ.

7.4.9.6 Вектор суммарного тока ИИ, А:

$$\dot{\boldsymbol{I}}_{(n)\Sigma}=\sum_{k=1}^{N_{\text{ЭП}}}(\,m_{(n)k}\cdot\mathbf{I}_{(n)k})=\sum_{k=1}^{N_{\text{ЭП}}}\left(m_{(n)k}\cdot I_{(n)k}\cdot\cos\left[\varphi_{I(n)k}\right]\right)++j\sum_{k=1}^{N_{\text{ЭП}}}\left(m_{(n)k}\cdot I_{(n)k}\cdot\sin\left[\varphi_{I(n)k}\right]\right)=\mathrm{a}+\mathrm{j}\cdot\mathrm{b} \quad (7.6)$$

где: $m_{(n)k}$=1, если k-е электрическое присоединение является ИИ, иначе $m_{(n)k}$=0.

7.4.9.7 Модуль вектора суммарного тока ИИ, А:

$$I_{(n)\Sigma}=\sqrt{a^2+b^2} \quad (7.7)$$

7.4.9.8 Эквивалентное пассивное сопротивление суммарному току ИИ, Ом:

$$z_{(n)}=\frac{U_{(n)}}{I_{(n)\Sigma}} \quad (7.8)$$

7.4.9.9 Модуль вектора n-й гармонической составляющей напряжения, создаваемой k-м ‘электрическим присоединением, В:

$$U_{(n)k}^{\text{ФВ}}=m_{(n)k}\cdot I_{(n)k}\cdot z_{(n)} \quad (7.9)$$

7.4.9.10 Фактический вклад создаваемой k-м электрическим присоединением в несоответствие по n-й гармонической составляющей напряжения, %:

$$\text{ФВ}_{(n)k}=100\cdot\frac{U_{(n)k}^{\text{ФВ}}}{U_{(1)}} \quad (7.10)$$

Примечание — Как видно из приведенных выше формул, не являющиеся ИИ на n-й гармонической составляющей электрические присоединения не создают соответствующих напряжений, и их фактические вклады всегда равны 0, поэтому рассчитывать их не требуется.

7.4.9.11 Для определения фактического вклада, создаваемого группой ИИ в несоответствие по n-й гармонической составляющей напряжения, вначале определяется модуль векторной суммы токов ИИ, входящих в группу, А:

$$\mathbf{I}_{(n)\text{гр}}=\left|\sum_{k=1}^{N_{\text{ЭП}}}(p_{(n)k}\cdot\dot{\boldsymbol{I}}_{(n)k})\right|=\left|\sum_{k=1}^{N_{\text{ЭП}}}\left(p_{(n)k}\cdot I_{(n)k}\cdot\cos\left[\varphi_{I(n)k}\right]\right)+j\sum_{k=1}^{N_{\text{ЭП}}}\left(p_{(n)k}\cdot I_{(n)k}\cdot\sin\left[\varphi_{I(n)k}\right]\right)\right| \quad (7.11)$$

где: $p_{(n)k}$=1, если k-е электрическое присоединение является ИИ и входит в данную группу, иначе $p_{(n)k}$=0.

7.4.9.12 Модуль напряжения, создаваемого группой ИИ в несоответствие по n-й гармонической составляющей напряжения, В:

$$U_{(n)\text{гр}}^{\text{ФВ}}=\left|\dot{\mathbf{I}}_{(n)\text{гр}}\right|\cdot z_{(n)} \quad (7.12)$$

7.4.9.13 Фактический вклад, создаваемой группой ИИ в несоответствие по n-й гармонической составляющей напряжения, %:

$$\text{ФВ}_{(n)\text{гр}}=100\cdot\frac{U_{(n)\text{гр}}^{\text{ФВ}}}{U_{(1)}} \quad (7.13)$$

7.4.9.14 Точность промежуточных вычислений – не менее 2 знаков после запятой, окончательный результат допускается округлять до одной цифры после запятой.

7.4.9.15 При расчете фазовых углов сдвига гармоник тока и напряжения вне СИ с использованием прикладного программного обеспечения рекомендуется использовать метод перехода синусоиды через ноль, поскольку в общем случае метод, приведенный, например, в [1], не пригоден вследствие того, что функция тангенса на периоде основной частоты имеет 2 корня.

7.4.9.16 При сравнении ФВ и ДВ используются ФВ, усредненные на 10-минутных интервалах.

7.4.9.17 ДВ принимаются одинаковыми для отдельных ИИ и их групп.

7.4.9.18 Если по Протоколу(ам) по n-й гармонике для определенной фазы имелось несоответствие норме 95% и при этом для определенного ИИ более 95% рассчитанных соответствующих фактических вкладов по этой фазе превышает норму 95%, то данный ИИ является виновником несоответствий по норме

95% для данной фазы.

7.4.9.19 Если по Протоколу(ам) по n-й гармонике для определенной фазы имелось несоответствие норме 100% и при этом для определенного ИИ хотя бы на одном 10-минутном интервале соответствующий вклад по этой фазе превышает норму 100%, то данный ИИ является виновником несоответствий по норме 100% для данной фазы.

7.4.9.20 Если в соответствии с п. 7.4.9.19 или (и) п. 7.4.9.20 электрическое присоединение является виновником несоответствия по определенной гармонике и при этом для 20 и более процентов 10-минутных интервалов, на которых ФВ данной фазы превышал соответствующую норму, алгебраическая сумма фазных АМ данной гармоники имеет отрицательный знак, то рекомендуется производить аналогичные измерения и анализ КЭ в соответствующей смежной ТЭС, а результаты данного анализа учитывать при выборе корректирующих мероприятий.

7.4.9.21 При анализе КЭ и выборе технических средств для проведения корректирующих мероприятий могут применяться стандарты, устанавливающие нормы эмиссии токов гармоник для отдельных устройств: ГОСТ IEC 61000-3-3, ГОСТ IEC/TR 61000-3-7, ГОСТ IEC/TR 61000-3-6, ГОСТ IEC 61000-3-12, ГОСТ IEC/TR 61000-3-14. При этом в технических расчетах нормы указанных стандартов могут применяться для групп однотипных электроприемников.

7.4.9.22 Для устранения несоответствий в части несинусоидальности напряжения и защиты оборудования от гармоник могут применяться:

– дроссели - для низковольтных электроприемников и средств регулирования (например, ЧРЭП, конденсаторных установок);

– трансформаторы со схемой соединения обмоток «треугольник» – для фильтрации гармоник, кратных 3;

– пассивные или резонансные фильтры – для устранения несоответствий по конкретным гармоникам. Пассивные фильтры с более сложными схемами и дополнительными элементами позволяют снижать уровень гармоник и интергармоник в определенной полосе частот;

– активные фильтры – для подавления в темпе процесса гармоник тока и напряжения на всем их спектре. Активные фильтры применяются, как правило, в низковольтных электрических сетях. Но возможно применение активных фильтров в сетях напряжением более 1000 В с использованием трансформаторов связи;

– статические тиристорные компенсаторы и генераторы РМ – некоторые их современные модификации имеют функции активного фильтра гармоник на напряжении выше 1000 В;

– комбинации перечисленных выше средств.

7.4.9.23 В случае, когда имеет место несоответствие по суммарному коэффициенту несинусоидальности, а несоответствия по n-м гармоникам не выявлены, то для устранения несоответствий в первую очередь следует рассмотреть возможность применения активного фильтра либо иного устройства с функцией активного фильтра. При отсутствии технической возможности применить указанное устройство, могут быть применены пассивные фильтры или иные средства для фильтрации гармоники с наибольшей амплитудой напряжения.

7.5 Несимметрия напряжений по нулевой последовательности

7.5.1 Наиболее вероятной причиной несоответствий по коэффициентам несимметрии напряжений по нулевой и обратной последовательности (K_{0U} и K_{2U}) в низковольтных электрических сетях является несимметрия электрических нагрузок по фазам. Несимметрия электрических нагрузок по фазам может быть:

– систематическая – обусловлена неравномерностью распределения однофазных потребителей по фазам, нетранспонированностью высоковольтных линий электропередачи;

– случайная – обусловлена разновременностью работы однофазных электроприемников, резко-переменным режимом работы ряда электроприемников (дуговые сталеплавильные печи, однофазные печи электрошлакового переплава, электроподвижной состав переменного тока, однофазные сварочные агрегаты и др.).

7.5.2 Причиной несоответствий может быть неполнофазный режим работы (главным образом, вследствие однофазных замыканий на землю).

7.5.3 Причиной несоответствий по коэффициенту нулевой последовательности может быть значительные сопротивления нулевой последовательности низковольтных линий и трансформаторов 6-20/0,4 кВ.

7.5.4 Для определения причин несоответствий по коэффициенту несимметрии напряжений по нулевой последовательности K_{0U} используются результаты измерений следующих величин, усредненные на интервале наблюдений:

– коэффициент несимметрии по нулевой последовательности K_{0U}, %;

– напряжение прямой последовательности основной частоты U_1, В;

– модули фазных токов I_A, I_B, I_C, А;

– ток в нулевом проводе I0, А.

7.5.5 Способы определения причин несоответствий по коэффициенту несимметрии напряжений по нулевой последовательности приведены ниже.

7.5.5.1 Если по результатам измерений при превышениях значением K_{0U} установленных норм, как правило, выполняется соотношение:

$$I0 > (0{,}05..0{,}07) \cdot (I_A + I_B + I_C) \quad (7.14)$$

то причиной несоответствия может быть неравномерность электрических нагрузок по фазам (в пользу данной гипотезы может служить одновременное несоответствие по обратной последовательности, которое также чаще всего вызывается неравномерностью электрических нагрузок по фазам).

Примечание: Следует учитывать, что эффективность применения данного метода снижается и может приводить к неверным выводам с ростом доли в фазных токах гармонических составляющих, кратных 3 (совпадающих по фазе и проходящих через нулевой провод).

7.5.5.2 Если по результатам измерений при превышениях значением K_{0U} установленных норм соотношение (7.14), как правило, не выполняется, то причиной несоответствия может быть значительное сопротивление четырехпроводной сети по нулевой последовательности. Сопротивление сети по нулевой последовательности, как правило, складывается из сопротивлений нулевой последовательности низковольтной линии и питающего ее трансформатора. В зависимости от величин и соотношений указанных составляющих, принимают решение об увеличении сечения нулевого провода воздушной линии или (и) замене трансформатора на тип с другой схемой соединения обмоток. В первую очередь подлежат замене трансформаторы со схемой соединения обмоток Y/Y0, у которых сопротивление нулевой последовательности в разы выше, чем у аналогов с другими схемами соединения обмоток. В качестве корректирующего мероприятия также возможна установка шунтовых симметрирующих устройств.

7.6. Несимметрия напряжений по обратной последовательности

7.6.1 Для оценки индивидуальных влияний ИИ на несоответствия в ТКЭ по коэффициентам несимметрии по обратной последовательности K_{2U}, обнаруженным в ТКЭ, определяют ФВ для каждого ИИ, а также фактические уровни напряжений обратной последовательности, генерируемых ИИ в ТКЭ.

7.6.2 ФВ могут рассчитываться также для групп электрических присоединений, являющихся ИИ в данной ТКЭ и относящихся к одному и тому же смежному пользователю электрической сети. При этом в общем случае сумма индивидуальных ФВ не равна групповому ФВ.

7.6.3 Индивидуальные ФВ и их результаты сравнения с ДВ должны использоваться для адресного выявления искажающих электроприемников, устройств и их групп, а групповые ФВ – для реализации юридической и финансовой ответственности пользователей электрической сети за искажающие воздействия, приводящие к несоответствиям.

7.6.4 Расчет ФВ производится по результатам измерений на каждом интервале измерений.

7.6.5 Расчет ФВ по результатам измерений на определенном интервале времени должен производиться при соблюдении хотя бы одного из условий:

а) имеется несоответствие по норме 95% и измеренный коэффициент несимметрии обратной последовательности напряжения на данном интервале превышает норму 95%;

б) имеется несоответствие по норме 100%, и измеренный коэффициент несимметрии напряжения по обратной последовательности на данном интервале превышает норму 100%.

7.6.6 Аналитический метод определения ФВ, вносимых ИИ (действием токов обратной последовательности) приведен в нижеследующих пунктах. Пример расчета с восстановлением недостающих необходимых исходных данных – в Приложении Б.

7.6.7 Порядок расчета приведен в последующих пунктах.

7.6.7.1 Исходные данные для расчета ФВ:

- напряжение прямой последовательности основной частоты U_1 в ТКЭ, (В);
- коэффициент обратной последовательности K_{2U} напряжения в ТКЭ, (%);
- количество электрических присоединений, подключенных к ТКЭ ($N_{эп}$), (шт);
- коэффициенты обратной последовательности тока K_{2Ik} в каждом k-м электрическом присоединении, подключенном к ТКЭ, (%);
- фазовые углы сдвига ϕ_{2Ik} токов обратной последовательности в каждом k-м электрическом присоединении, подключенном к ТКЭ, (º);
- токи $I_{1к}$ прямой последовательности основной частоты в каждом k-м электрическом присоединении, подключенном к ТКЭ, (А);
- фазовые углы сдвига ϕ_{2IkU} между током обратной последовательности в ТКЭ и напряжением обратной последовательности в k-м электрическом присоединении, подключенном к ТКЭ, (º).

7.6.7.2 Расчет производится для одной фазы (расчеты по остальным фазам дают те же результаты).

7.6.7.3 Модуль напряжения обратной последовательности, В:

$$U2=0.01 \cdot K_{2U} \cdot U1 \quad (7.15)$$

7.6.7.4 Модули токов обратной последовательности в каждом k-м электрическом присоединении, А:

$$I2_k=0.01 \cdot K_{2Ik} \cdot I1_k \quad (7.16)$$

7.6.7.5 Если СИ не измеряют фазовые углы сдвига ϕ_{2U} напряжения обратной последовательности, то они могут быть определены нижеследующим образом:

7.6.7.6 Вектор напряжения обратной последовательности фазы А k-го электрического присоединения, В:

$$\dot{U}2_{\mathrm{A}} = \frac{1}{3} \cdot \left[\dot{U}_A + \mathrm{a}^2 \cdot \dot{U}_B + \mathrm{a} \cdot \dot{U}_C\right] = x + j\,y \qquad (7.17)$$

где $\dot{U}_A$, $\dot{U}_B$, $\dot{U}_C$ – векторы фазных напряжений в ТКЭ, В;

a – оператор, равный $\mathrm{a} = \mathrm{e}^{\mathrm{j}\frac{2\Pi}{3}} \approx -0{,}5 + \mathrm{j}\,0.866$;

a^2 – оператор, равный $\mathrm{a}^2 = \mathrm{e}^{-\mathrm{j}\frac{2\Pi}{3}} \approx -0{,}5 - \mathrm{j}\,0.866$;

x, y - соответственно действительная и мнимая части комплексного числа, получающегося в результате применения формулы (7.17).

Фазовые углы сдвига фазных напряжений обратной последовательности ϕ_{2U} выбирается из 2 возможных значений: arctg(y/x) и arctg(y/x)+π – в зависимости от того, в каком квадранте находится вектор $\dot{U}_2$. П добавляется, если вектор находится во II или в III-м квадранте.

7.6.7.8 Если СИ не измеряют фазовые углы сдвига ϕ_{2Ik} токов обратной последовательности, то для определенной фазы (например, фазы А) каждого k-го электрического присоединения они могут быть определены нижеследующим образом.

7.6.7.9 Вектор тока обратной последовательности фазы А k-го электрического присоединения, А:

$$\dot{\mathbf{I}}2_{k\mathrm{A}} = \frac{1}{3} \cdot \left[\dot{\mathbf{I}}_{kA} + \mathbf{a}^2 \cdot \dot{\mathbf{I}}_{kB} + \mathbf{a} \cdot \dot{\mathbf{I}}_{kC}\right] = x + j\,y, \qquad (7.18)$$

где I_{kA}, I_{kB}, I_{kC} – векторы фазных токов, А;

x, y - соответственно действительная и мнимая части комплексного числа, получающегося в результате применения формулы (7.19). .

Фазовый угол сдвига тока обратной последовательности ϕ_{2IkA} выбирается из 2 возможных значений: arctg(y/x) и arctg(y/x)+π – в зависимости от того, в каком квадранте находится вектор $\dot{I}_{2kA}$.

7.6.7.10 Далее до окончания раздела 7.5.12. все формулы приводятся для расчета по фазе А. Расчеты по остальным фазам не требуются, поскольку они дадут те же самые результаты, что по фазе А. Индекс, указывающий на фазу, не используется.

7.6.7.11 Если СИ не измеряют фазовые углы сдвига ϕ_{2IkU} между токами обратной последовательности в к-х электрических присоединениях и напряжением обратной последовательности в ТКЭ к-х электрических присоединениях, то для каждого k-го электрического присоединения они могут быть определены следующим образом:

$$\phi_{2IkU} = \phi_{2U} - \phi_{2Ik}, \qquad (7.19)$$

7.6.7.12 Из подключенных к ТКЭ электрических присоединений отбираются электрические присоединения, являющиеся для обратной последовательности ИИ. При этом k-е электрическое присоединение является ИИ, если соответствующий фазовый угол между током и напряжением ϕ_{2IkU} находится в I-м или IV-м квадранте, т.е. $-90° < \phi_{2IkU} < 90°$. Также можно использовать следующий критерий: k-е электрическое присоединение является ИИ, если АМ обратной последовательности направлена к ТКЭ, т.е. $P2_k > 0$, При этом $P2_k$, Вт – результат измерений либо определяется по следующей формуле:

$$P2_k = U2 \cdot I2_k \cdot \cos(\phi_{2IkU}), \qquad (7.20)$$

При определении ИИ за положительное направление принимается направление из сети к данной ТКЭ.

7.6.7.13 Вектор суммарного тока ИИ, А:

$$\dot{\mathbf{I}}2_{\Sigma} = \sum_{k=1}^{N_{\text{ЭП}}} (m_k \cdot \dot{\mathbf{I}}2_k) = \sum_{k=1}^{N_{\text{ЭП}}} \left(m_k \cdot I2_k \cdot \cos[\varphi_{2Ik}]\right) + j \sum_{k=1}^{N_{\text{ЭП}}} (m_k \cdot I2_k \cdot \sin[\varphi_{2Ik}]) = a + jb, \qquad (7.21)$$

где m_k=1, если k-е, электрическое присоединение является ИИ, иначе m_k=0;

a, b – соответственно действительная и мнимая части комплексного числа, получающегося в результате применения формулы (7.22).

7.6.7.14 Модуль вектора суммарного тока обратной последовательности ИИ, А:

$$I2_{\Sigma} = \sqrt{a^2 + b^2}, \qquad (7.22)$$

7.6.7.15 Эквивалентное пассивное сопротивление суммарному току обратной последовательности ИИ, Ом:

$$z2 = \frac{U2}{I2_{\Sigma}}, \qquad (7.23)$$

7.6.7.16 Далее расчет по приведенным формулам производится только для k-х электрических присоединений, являющихся ИИ.

7.6.7.17 Модуль вектора напряжения обратной последовательности, создаваемой k-м ИИ, В:

$$U2_k^{\Phi\mathrm{B}} = I2_k \cdot z2, \qquad (7.24)$$

7.6.7.18 Фактический вклад, создаваемый k-м ИИ в несоответствие по обратной последовательности, %:

$$\text{ФВ}_{2k} = 100 \cdot \frac{U2_k^{\text{ФВ}}}{U1}, \quad (7.25)$$

7.6.7.19 Фактический вклад, создаваемый группой ИИ в несоответствие по обратной последовательности напряжения, %:

$$\text{ФВ}_{2\text{гр}} = 100 \cdot z2 \cdot \frac{|\sum_{k=1}^{N_{\text{эп}}} (p_k \cdot \dot{I}2_k)|}{U1}, \quad (7.26)$$

где p_k=1, если k-е, электрическое присоединение является ИИ и входит в данную группу, иначе p_k=0.

7.6.7.20 Точность промежуточных вычислений – не менее 2 знаков после запятой, окончательный результат допускается округлять до одной цифры после запятой.

7.6.7.21 Рассчитываются ФВ, усредненные на 10-минутных интервалах одним из двух способов:

a) ФВ, рассчитанные на интервалах измерений, затем усредняются за 10 минут;

b) ФВ рассчитывается с использованием в качестве исходных данных усредненных на 10 минутных интервалах соответствующих результатов измерений. Если при этом усреднение производится самим пользователем, то при усреднении следует токи представлять векторами.

7.6.7.22 ДВ по умолчанию принимаются равными соответствующим нормам ГОСТ 32144 (соответственно ДВ для нормы 100% и для нормы 95% различаются в 2 раза). Действием иных регламентирующих документов эти нормы могут ужесточаться по отношению к нормам ГОСТ 32144.

7.6.7.23 При сравнении ФВ и ДВ используются ФВ, усредненные на 10-минутных интервалах.

7.6.7.24 ДВ принимаются одинаковыми для отдельных ИИ и их групп.

7.6.7.25 Если по Протоколу(ам) имелось несоответствие норме 95% и при этом для определенного ИИ более 95% рассчитанных соответствующих фактических вкладов по этой фазе превышает норму 95%, то данный ИИ является виновником несоответствий по норме 95%.

7.6.7.26 Если по Протоколу(ам) имелось несоответствие норме 100% и при этом для определенного ИИ хотя бы на одном 10-минутном интервале соответствующий вклад по этой фазе превышает норму 100%, то данный ИИ является виновником несоответствий по норме 100%.

7.6.7.27 Для устранения несоответствий в части несимметрии напряжения по обратной последовательности могут применяться:

– выравнивание однофазных электрических нагрузок по фазам низковольтных линий, в том числе за счет обеспечения непревышений величин потребляемой АМ мощности соответствующих величин разрешенной мощности.

– трансформаторы со схемами соединения обмоток Δ/Y0 - для трансформаторов мощностью более 400 кВ·А») и Y/Z - для трансформаторов мощностью до 250 кВ·А., отказ от применения схемы Y/Y0;

– правильное транспонирование линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше.

7.6.7.28 Положительный побочный эффект по симметрированию дает применение вольторегулирующих устройств и средств КРМ с независимым регулированием по фазам.

7.7 Кратковременная и длительная дозы фликера

7.7.1 Фликер является формой проявления колебаний напряжения. Основными причинами несоответствий по дозам фликера могут быть:

– электроприемники с резко-переменным характером электрической нагрузки; (например, оборудование майнинговых ферм, приводы реверсивных прокатных станов, дуговые сталеплавильные печи, сварочные аппараты);

– несоответствующие схемы или (и) параметры ее элементов, не учитывающие в необходимой мере негативного влияния источников колебаний напряжения на стабильность напряжения в электрической сети.

7.7.2 В частном случае, когда известны запитанные от ТКЭ электроприемники, как возможные источники фликера выявляются электроприемники с резко-переменной электрической нагрузкой.

7.7.3 Для общего случая в энергосистеме установившаяся практика выявления источников фликера отсутствует. В научно-технической литературе (например, в [2]) предлагается математическими методами анализировать показатели взаимосвязи между колебаниями напряжения (характеризуются d-параметрами – согласно международному ГОСТ Р 51317.4.15 или ГОСТ IEC 61000-4-15) и производными тока или (и) изменением уровней гармоник и интергармоник в подключенных к ТКЭ электрических присоединениях.

7.7.4 Для устранения несоответствий в части фликера могут применяться регулирующие устройства, корректирующие форму графиков фазных напряжений. Также могут применяться режимные мероприятия, обеспечивающие увеличение мощности короткого замыкания в ТКЭ (путем изменений существующей схемы сети или строительства/реконструкции). В ряде случаев положительный эффект достигается путем перевода искажающих источников в части фликера на отдельные секции шин.

7.8 Случайные события

7.8.1 К динамическим явлениям в электрических сетях относят провалы напряжения, временные перенапряжения и импульсные напряжения. Эти явления носят нерегулярный, случайный характер и возникают в результате коммутационных процессов, грозовых атмосферных явлений.

7.8.2 Провалы напряжения возникают, в основном, при замыканиях в линиях вследствие перекрытия изоляции. Эти повреждения или самоликвидируются (применительно к однофазным замыканиям на землю), или устраняются при кратковременном отключении с последующим автоматическим повторным включением (АПВ). Кроме того, причиной возникновения провалов напряжения являются междуфазные замыкания, возникающие в результате атмосферных явлений, а также отключения питающих линий и включения конденсаторов.

Длительность автоматически устраняемого провала напряжения в любой точке присоединения к электрическим сетям определяется выдержками времени релейной защиты, автоматики и отключающих аппаратов, установленных в рассматриваемой радиальной сети.

7.8.3 Временные перенапряжения возникают в следующих случаях:

– при однофазных замыканиях на землю;

– при коммутациях батарей конденсаторов и резонансных фильтров;

– при отключении ненагруженных кабельных линий и трансформаторов;

– при обрыве нулевого проводника в трехфазных электрических сетях напряжением до 1 кВ, работающих с глухозаземленной нейтралью;

– при одновременной коммутации контактов выключателей и другой коммутационной аппаратуры;

– при неполнофазных режимах работы электрической сети вследствие различных причин, приводящих к феррорезонансным явлениям.

7.8.4 Импульсные напряжения возникают в результате грозовых атмосферных явлений, а также в результате работы коммутационных аппаратов.

8 Специфика организации измерений для анализа качества электрической энергии

8.1 Общие положения

8.1.1 Если объектом является конкретная ТКЭ, то измерения производятся в ней и в ее электрических присоединениях. Если объектом является электрическая подстанция или иной комплексный энергообъект, то рекомендуется вначале произвести измерения ПКЭ по ГОСТ 32144 на секциях (системах) шин всех номинальных напряжений. После этого выполнять измерения с последующим анализом результатов для тех ТКЭ и их электрических присоединений, где выявлены несоответствия нормам ГОСТ 32144.

8.1.2 Измерения для анализа КЭ должны производиться силами испытательных (или измерительных) лабораторий. В случаях, указанных в п. 6.9, лаборатория должна быть аккредитована в данной области.

8.2 Средства измерений

8.2.1 СИ должны соответствовать требованиям ГОСТ 22261, ГОСТ 32144, ГОСТ 30804.4.7, в части измерения гармоник тока и напряжения – ГОСТ 30804.4.7, в части измерений доз фликера – ГОСТ IEC 61000-4-15, в части безопасности – ГОСТ IEC 6010-1.

8.2.2 Средства измерений должны пройти метрологическую оценку в соответствии с законодательством в области обеспечения единства измерений. При их применении в сфере законодательной метрологии они должны пройти утверждение типа средств измерений, затем государственную поверку, а в случае применения в испытательных лабораториях — пройти государственную поверку или калибровку.

Применяемые средства измерений должны соответствовать классу А по ГОСТ 30804.4.30 (ГОСТ IEC 61000-4-30). В части измерения несинусоидальности напряжения средства измерений должны соответствовать классу измерений I и II в соответствии с требованиями ГОСТ 30804.4.7 (IEC 61000-4-7:2009).

8.2.3 Анализаторы КЭ должны в совокупности обладать функционалом, обеспечивающим в полном объеме получение в редактируемом формате необходимых результатов измерений, указанных в настоящем техническом кодексе, с дискретностью от 3 до 10 секунд:

– векторы (модули и фазовые углы сдвига) фазных напряжений основной частоты;

– коэффициенты несинусоидальности фазных напряжений (до 40-й гармоники или выше);

– фазовые углы сдвига фазных напряжений для каждой гармоники;

– коэффициенты несимметрии обратной и нулевой последовательности фазных напряжений;

– фазовые углы сдвига обратной последовательности фазных напряжений;

– векторы (модули и фазовые углы сдвига) фазных токи основной частоты;

– коэффициенты несинусоидальности фазных токов (до 40-й гармоники);

– фазовые углы сдвига фазных токов для каждой гармоники;

– коэффициенты несимметрии обратной и нулевой последовательности фазных токов;

– фазовые углы сдвига обратной последовательности фазных токов;

– фазовые углы сдвига между фазными токами и напряжениями основной частоты, гармоник и обратной последовательности.

8.2.4 Рекомендуется, чтобы анализаторы ПКЭ предоставляли возможность считывания и обработки архивов первичных измерений фазных токов и напряжений (512 или 1024 точки на один период основной частоты).

8.2.5 Анализаторы ПКЭ должны быть оснащены комплектом токоизмерительных клещей (на основе трансформаторов тока или катушек Роговского) с номинальными токами, рассчитанными на измерение с надлежащей точностью токов во всем диапазоне их возможных значений. Комплект токоизмерительных клещей должен обеспечивать возможность прямого подключения в низковольтных сетях и к вторичным цепям – на напряжении выше 1000 В.

Используемые токовые клещи должны соответствовать классу точности от 0,2 до 1,0.

Пределы допускаемой относительной основной погрешности измерений среднеквадратического значения силы переменного тока при

$0,05*I_{ном} \leq I < I_{макс}$, % должны быть не хуже:

$\pm(0,1+\delta_T)$

$\delta_T = 0,2$ (КТ 0,2);

$\delta_T = 0,4$ (КТ 0,5);

$\delta_T = 0,9$ (КТ 1,0).

Пределы допускаемой приведенной (к номинальному значению $I_{ном}$) основной погрешности среднеквадратического значения силы переменного тока при $0,001*I_{ном} \leq I < 0,05*$ Iном, % должны быть не хуже:

$\pm(0,005+\gamma_T)$

$\gamma_T = 0,010$ (КТ 0,2);

$\gamma_T = 0,020$ (КТ 0,5);

$\gamma_T = 0,045$ (КТ 1,0).

8.3 Требования к безопасности

8.3.1 При измерениях должны соблюдаться требования безопасности в соответствии с действующим законодательством Республики Беларусь в сфере обеспечения охраны труда, пожарной промышленной и экологической безопасности, в том числе отраслевым правилам, регламентирующим документам, инструкциям, действующим на территории Республики Беларусь и определяющим безопасное ведение работ по выполняемым видам деятельности.

8.3.2 К выполнению измерений на действующих энергообъектах должны быть допущены лица из числа электротехнического персонала, имеющие соответствующую группу по электробезопасности, прошедшие специальную подготовку, проверку знаний, владеющие навыками работы с используемыми средствами измерений и имеющие опыт работы в действующих электроустановках. Все работы по измерениям в электроустановках должны проводиться в соответствии с требованиями ТКП 427-2022 ТКП-181-2023, ТКП 290, ТКП 339 и [3]

8.4 Условия проведения измерений

При измерениях должны обеспечиваться рабочие условия применения используемых средств измерений – в соответствии с ТНПА, методами (методиками) измерений и заводской документацией на средства измерений.

8.5 Выполнение измерений

8.5.1 При выполнении измерений используют метод непосредственной оценки измеряемых величин. Измерения проводят в соответствии с требованиями ГОСТ 33073, ГОСТ 30804.4.7, ГОСТ 30804.4.30, ГОСТ IEC 61000-4-30-2017. Также могут применяться другие методики (методы) измерений, аттестованные в соответствии с законодательством в области обеспечения единства измерений

8.5.2 Средства измерений рекомендуется подключать к цепям учета электроэнергии, без разрыва цепей (с применением измерительных токовых клещей или катушек Роговского). При отсутствии возможности использования цепей учета электроэнергии, применяются цепи измерений. Применение цепей релейной защиты допускается только при отсутствии возможности использования цепей учета и измерений.

Измерения на электрических присоединениях с применением измерительных трансформаторов рекомендуется производить в пределах одного шкафа, где имеются цепи тока и напряжения.

В низковольтных сетях измерения выполняются с непосредственным подключением к силовым цепям.

8.5.3 Для целей анализа КЭ должны измеряться фазные токи и напряжения. При отсутствии на электрическом присоединении нулевой точки в цепях напряжения следует обеспечить ноль, подав его от ближайшей соответствующей точки с применением провода или кабеля.

8.5.4 Определение фазовых углов сдвига между токами и напряжениями должно производиться с применением одного СИ, поскольку обеспечить необходимую точность синхронизации двух СИ не представляется возможным.

8.5.5 Для обеспечения достоверности результатов измерений, в ходе измерений рекомендуется сверять результаты текущих измерений с аналогичными величинами, получаемыми от стационарных

УКПКЭ, средств и систем учета электроэнергии, систем измерений и АСУТП.

8.5.6 Для определения фактических вкладов по несинусоидальности и несимметрии следует производить одновременные измерения на всех электрических присоединениях, подключенных к ТКЭ, если количество электрических присоединений не превышает 4. Продолжительность одновременных измерений – от 5 суток и более, Если количество электрических присоединений в ТКЭ превышает 4 и превышает количество имеющихся анализаторов, то рекомендуется применять метод циклического мониторинга, описанный ниже, при этом число анализаторов должно быть от 4 и более. Интервалы времени измерений - от 1 до 30 секунд.

8.5.7 При недостаточном количестве анализаторов ПКЭ в лаборатории для одновременного измерения на всех электрических присоединениях в ТКЭ, следует из электрических присоединений в ТКЭ отобрать искажающие источники. Для этого вначале следует исключить электрические присоединения, заведомо не являющиеся искажающими источниками. В электрических сетях, например, ИИ в части несинусоидальности напряжения не являются шунтирующие реакторы без систем подмагничивания, конденсаторные установки, электроприемники собственных нужд подстанций.

8.5.8 Если после исключения электрических присоединений, заведомо не являющихся ИИ, не представляется возможным произвести одновременные измерения имеющимся количеством анализаторов КЭ, рекомендуется исключить электрические присоединения, которые даже при наличии искажающего воздействия не могут оказать существенного влияния на несинусоидальность (несимметрию) напряжения в ТКЭ. Для выявления таких объектов следует определить показатель α (%) как отношение максимальной рабочей полной электрической мощности рассматриваемого электрического присоединения к наименьшей мощности короткого замыкания в ТКЭ:

$$\alpha = \frac{100 \cdot S_{max}}{S_{кз.min}}, \quad (8.1)$$

где S_{max} – максимальная рабочая полная электрическая мощность рассматриваемого электрического присоединения, кВ·А.

$S_{кз.min}$ – минимальная мощность короткого замыкания в ТКЭ, кВ·А.

Допустимые значения $\alpha_{доп}$: 0,3 % – для 6 кВ и выше, 0,2 % – для 0,38 кВ.

Если $\alpha \leq \alpha_{доп}$, то рассматриваемое электрическое присоединение считается не оказывающим влияние на несинусоидальность (несимметрию) напряжения в ТКЭ.

Если $\alpha > \alpha_{доп}$, то при известном составе электроприемников и средств регулирования следует определить суммарную установленную мощность искажающих устройств (с нелинейной вольт-амперной характеристикой или с несимметричной электрической нагрузкой соответственно), а затем вычислить значение α_1, %, как отношение суммарной установленной мощности искажающих устройств к наименьшей мощности короткого замыкания в ТКЭ:

$$\alpha 1 = \frac{100 \cdot P_{уст.ИУ} \cdot \cos \phi_{ИИ}}{S_{кз.min}}, \quad (8.2)$$

где $P_{уст.ИУ}$ – суммарная установленная мощность искажающих устройств, запитанных от данного электрического присоединения, кВт;

$\cos \phi_{ИУ}$ - усредненный (по установленным мощностям) коэффициент мощности искажающих устройств.

Если $\alpha 1 \leq \alpha_{доп}$, то данный объект также относят к группе объектов с искажающими электроприемниками, не оказывающими влияние на несинусоидальность (несимметрию) напряжения в ТКЭ.

8.5.9 Если после шагов, указанных выше, не представляется возможным произвести одновременные измерения на остальных электрических присоединениях, то рекомендуется применять метод циклического мониторинга, суть которого заключается в следующем: имеющимися в наличии анализаторами КЭ в течение 1-3 суток производятся циклы последовательных измерений на электрических присоединениях, при этом рекомендуется выдерживать продолжительность измерений на каждом электрическом присоединении порядка 5-10 минут. После этого выявляются искажающие источники, и производятся одновременные измерения только для выявленных искажающих источников в течение 5 и более суток. Если в результате количество искажающих источников превышает количество анализаторов, то снова применяется метод циклического мониторинга для ИИ. – в течение 5 и более суток.

8.5.10 Если в результате шагов, описанных выше, выявленных ИИ оказывается больше количества анализаторов КЭ, то в течение интервала времени не менее 5 суток производятся измерения для искажающих источников по описанному выше методу циклического мониторинга. При этом с целью сокращения затрат времени рекомендуется для гармоник с совпадающим или близким составом ИИ одновременные измерения или циклический мониторинг производить совместно. Далее при обработке результатов измерений для каждого цикла измерения, относящиеся к одному электрическому присоединению, усредняются, и затем измерения одного цикла рассматриваются как одновременные.

8.5.11 Если в течение непрерывных измерений ПКЭ, производимых с 18-30 буднего дня недели до 06-30 следующего буднего дня, в результатах измерений отсутствуют превышения ПКЭ над установленными нормами, то циклический мониторинг в данное время допускается не производить – при обоюдном согласии заказчика и организации - исполнителя работ по анализу КЭ. При этом в Акте анализа качества электрической энергии указываются временные интервалы измерений. Аналогичный подход допускается распространять на выходные дни: при условии, что ПКЭ не превышают установленных норм в

течение суток в выходной день недели:

8.5.12 Для анализа КЭ в части фликера и выявления его ИИ рекомендуется непосредственная обработка архивов первичных измерений фазных токов и напряжений – как правило 512 или 1024 точки на один период основной частоты.

8.5.13 Результаты измерений, полученные во время аварийных режимов, маркируются и при выполнении анализа УЭ не учитываются. Если по результатам измерений ПКЭ в рамках работ по анализу КЭ количество маркированных данных превышает 5%, следует в первую очередь выявить причины случайных событий и принять меры по снижению их количества, а после повторить измерения.

9 Рекомендации по оценке достоверности результатов измерений

9.1 Для результатов измерений должна быть произведена оценка достоверности, после чего признанные недостоверными результаты измерений должны либо не учитываться при анализе КЭ, либо быть замещены достоверными результатами измерений из других источников или обоснованными расчетными величинами.

9.3 Для оценки достоверности могут быть применены следующие критерии:

а) физические величины должны находиться в пределах, обусловленных физическими законами и закономерностями. Например:

– установившиеся уровни фазных и линейных напряжений должны соответствовать своим номинальным значениям;

– токи в элементах электрической сети не должны превышать соответствующие пропускные способности.

– потоки АМ в радиальных сетях должны быть направлены к нагрузке, а при отсутствии УКРМ потоки РМ должны быть сонаправлены с потоками активной мощности;

– УКРМ являются потребителями АМ, расходуемой на потери в них. Шунтирующие реакторы являются потребителями реактивной мощности;

б) низкие уровни токов не обеспечивают надлежащую точность измерений фазовых углов сдвига и зависящих от них электрических мощностей. При этом могут иметь место нереальные направления электрических мощностей, описанные в п. а);

в) результаты измерений не должны существенно отличаться от аналогичных результатов измерений, полученных от средств измерений и информационно-измерительных систем, действующих на энергообъекте.

10 Оформление результатов анализа качества электрической энергии

10.1 Результаты анализа КЭ для каждой ТКЭ, где имеются несоответствия установленным нормам, оформляются исполнителем в виде «Акта анализа качества электрической энергии» (далее – Акт).

10.2 Для ТКЭ, в которых не выявлены несоответствия, исполнитель представляет заказчику анализа КЭ справку об отсутствии несоответствий. Справка составляется в произвольной форме, заверяется подписью руководителя исполнителя и печатью.

10.3 В Акте должны быть приведены следующие данные:

– гриф утверждения техническим руководителем исполнителя;

– наименование ТКЭ, для которой производился анализ КЭ;

– сведения о заказчике анализа КЭ или (для частного лица - фамилия и инициалы);

– сведения об исполнителе, проводившей анализ КЭ (наименование, контакты и др.);

– должности, подписи и расшифровки подписей ответственных исполнителей, проводивших анализ КЭ;

– сведения о проводившей измерении лаборатории: наименование, принадлежность, контакты, факс, сведения об аккредитации и др.;

– должности, подписи и расшифровки подписей лиц, проводивших измерения;

– ТНПА или иные регламентирующие документы, устанавливающие нормы ПКЭ для данной ТКЭ;

– несоответствия, для которых производился анализ КЭ (для несоответствий, в части несинусоидальности и несимметрии рекомендуется уточнять, какая именно норма была превышена: 100% или (и) 95%);

– период проведения измерений для анализа КЭ: дата и время начала и окончания;

– характеристика данной точки электрической сети: номинальное напряжение, описание электрических присоединений и их групп, количество проводов (кабелей) в линиях и др.; рекомендуется приводить рисунок со схемой или фрагментом схемы электрической сети – в теле текста акта или в приложении;

– способ подключения анализаторов ПКЭ;

– сведения об используемых средствах измерений (измерительные трансформаторы тока и напряжения, анализаторы ПКЭ, токоизмерительные клещи): наименование, тип, заводской номер, дата последней поверки или (и) калибровки, основные номинальные параметры, классы точности и др.;

– результаты анализа КЭ.

10.4 В результатах анализа КЭ по каждому несоответствию следует указывать (при необходимости – пофазно):

– вид несоответствия (согласно ГОСТ 32144 или иному регламентирующему документу);

– измеренная величина данного ПКЭ с несоответствием (по Протоколу);

– установленная норма (в соответствующих случаях уточняется, это норма 95% или норма 100%);

– выявленные искажающие источники;

– группы искажающих источников;

– для несоответствий в части несинусоидальности и несимметрии – результаты расчета индивидуальных и групповых ФВ, усредненных на всем интервале измерений, и результаты их сравнения с ДВ;

– $Т_{ФВ95\%}$ - процент времени превышения ФВ нормы 95% (может определяться, как процентная доля 10-минутных интервалов с превышением нормы 95 % к общему числу 10-минутных интервалов);

– предполагаемые причины несоответствий;

– предлагаемые корректирующие и предупреждающие мероприятия.

10.5 Дополнительно к результатам расчета ФВ, указанным выше, рекомендуется указывать:

– минимальные и максимальные ФВ из ФВ, усредненных на 10-минутных интервалах;

– $Т_{ФВ100\%}$ - процент времени превышения ФВ нормы 100% (может определяться, как процентная доля 10-минутных интервалов с превышением нормы 100 % к общему числу 10-минутных интервалов).

10.6 Неотъемлемые приложения к Акту:

– протокол(-ы);

– результаты измерений в электронном виде, в редактируемом или отображаемом формате, например, в формате EXCEL (возможно в другом формате при условии предоставления средств визуализации);

– для несоответствий в части несинусоидальности напряжений и несимметрии напряжений по обратной последовательности – результаты расчета ФВ на 10-минутных интервалах усреднения, могут представляться в электронном виде в редактируемом или отображаемом формате.

Приложение А
(рекомендуемое)

Пример определения фактических вкладов в уровень несинусоидальности в ТКЭ

А.1 Исходные данные.

ТКЭ - это секция шин 10 кВ двухтрансформаторной ПС 110/10 кВ. К данной секции шин присоединены 3 линии 10 кВ со смешанной электрической нагрузкой и трансформатор собственных нужд (ТСН) Общее количество электрических присоединений – 5 (три линейных, один ТСН и один трансформаторный ввод). Секционный выключатель разомнут. В качестве положительного выбрано направление к данной секции шин. Фрагмент электрической схемы представлен на рисунке А.1. ВЛ №1 и ВЛ №2 образуют группу (линии, питающие одного потребителя - Завод).

Несоответствия имеют место по 5-й и 6-й гармоникам по всем фазам.

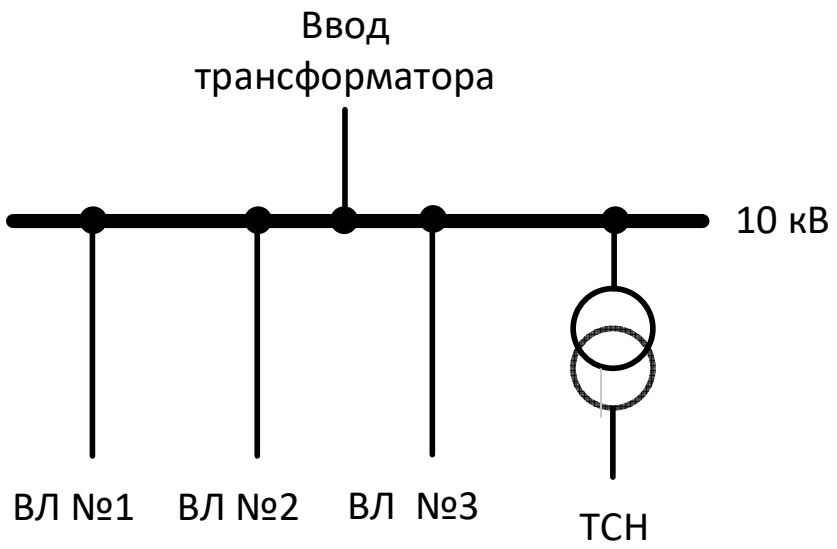


Рисунок А-1 – Фрагмент электрической схемы

Исходные данные по результатам измерений приведены в таблицах А.1 – А.4

Таблица А.1 – Модули напряжения основной частоты в ТКЭ, В

Фаза А	Фаза В	Фаза С
5980,77	6001,25	5998,00

Таблица А.2 – Коэффициенты n-ых гармонических составляющих напряжения в ТКЭ, %

№ гармоники	Фаза А	Фаза В	Фаза С
5	8,23	7,33	4,27
6	0,63	0,53	0,31

Таблица А.3 – Модули фазных токов основной частоты в каждом k-м электрическом присоединении, подключенном к ТКЭ, А

Наименование	Фаза А	Фаза В	Фаза С
ВЛ №1	30,21	30,02	28,11
ВЛ №2	70,54	75,34	73,78
ВЛ №3	56,44	60,07	57,96
Ввод	153,66	162,36	157,19

Таблица А.4 – Коэффициенты несинусоидальности n-ых гармонических составляющих фазного тока, %, и фазовые углы сдвига между n-ми гармоническими составляющими фазных токов и напряжений в каждом электрическом присоединении, подключенном к ТКЭ, °

№ Гармоники	Фаза А		Фаза В		Фаза С	
	Коэффициент несин-ти, %	Фазовый угол сдвига между I и U, °	Коэффициент несин-ти, %	Фазовый угол сдвига между I и U,°	Коэффициент несин-ти, %	Фазовый угол сдвига между I и U,°
1	2	3	4	5	6	7
ВЛ №1						
5	12,01	50,07	11,95	-39,57	4,49	-44,59

Продолжение таблицы А.4

№ Гармоники	Фаза А		Фаза В		Фаза С	
	Коэффициент несин-ти, %	Фазовый угол сдвига между I и U, º	Коэффициент несин-ти, %	Фазовый угол сдвига между I и U,º	Коэффициент несин-ти, %	Фазовый угол сдвига между I и U,º
1	2	3	4	5	6	7
6	2,22	143,54	3,03	126,65	2,15	171,43
ВЛ №2						
5	5,02	63,16	6,13	-67,85	4,13	-125,56
6	1,03	114,34	0,88	-134,34	0,98	-120,8
ВЛ №3						
5	4,45	-92,60	4,36	-141,52	4,56	-105,79
6	0,43	-123,65	0,90	-111,25	1,00	-72,8
Ввод трансформатора						
5	3,34	-137,95	5,28	106,87	5,10	93,83
6	0,85	-41,6	0,75	11,55	0,89	52,00

А.2. ТСН не рассматривается как возможный ИИ и поэтому в расчетах не присутствует.

А.3 Гармоника №5.

А.3.1 Модули гармонических составляющих фазных напряжений:

$$U_{(5)A} = 0{,}01 \cdot K_{U(5)A} \cdot U_{(1)A} = 0{,}01 \cdot 8{,}23 \cdot 5980{,}77 = 492{,}22\ (\text{В}), \quad (\text{А.1})$$

$$U_{(5)B} = 0{,}01 \cdot K_{U(5)B} \cdot U_{(1)B} = 0{,}01 \cdot 7{,}33 \cdot 6001{,}25 = 439{,}89\ (\text{В}), \quad (\text{А.2})$$

$$U_{(5)C} = 0{,}01 \cdot K_{U(5)C} \cdot U_{(1)C} = 0{,}01 \cdot 4{,}27 \cdot 5998{,}00 = 256{,}11\ (\text{В}), \quad (\text{А.3})$$

А.3.2 Квадранты векторов тока электрических присоединений по углам фазового сдвига между напряжением и током 5-й гармоники сводятся в таблицу А.5.

Таблица А.5 – Квадранты векторов тока электрических присоединений по углам фазового сдвига между напряжением и током 5-й гармоники

Электрическое присоединение	Фаза А	Фаза В	Фаза С
ВЛ №1	I	IV	IV
ВЛ №2	I	IV	III
ВЛ №3	III	III	III
Ввод	III	II	II

Вывод: ИИ по 5-й гармонике являются ВЛ №1 по всем фазам и ВЛ №2 по фазам А и В. Дальнейшие расчеты производятся для ИИ.

А.3.3 Модули n-х гармонических составляющих фазных токов:

ВЛ №1

$$I_{(5)1A} = 0{,}01 \cdot K_{I(5)1A} \cdot I_{(1)1A} = 0{,}01 \cdot 12{,}01 \cdot 30{,}23 = 3{,}63\ (A)$$

$$I_{(5)1\text{В}} = 0{,}01 \cdot K_{I(5)1\text{И}} \cdot I_{(1)1\text{В}} = 0{,}01 \cdot 11{,}95 \cdot 30{,}02 = 3{,}59\ (A)$$

$$I_{(5)1\text{С}} = 0{,}01 \cdot K_{I(5)1\text{С}} \cdot I_{(1)1\text{С}} = 0{,}01 \cdot 4{,}49 \cdot 28{,}11 = 4{,}25\ (A)$$

ВЛ №2

$$I_{(5)2A} = 0{,}01 \cdot K_{I(5)2A} \cdot I_{(1)2A} = 0{,}01 \cdot 5{,}02 \cdot 70{,}54 = 3{,}54\ (A)$$

$$I_{(5)2\text{В}} = 0.01 \cdot K_{I(5)2\text{И}} \cdot I_{(1)2\text{В}} = 0{,}01 \cdot 6{,}13 \cdot 75{,}34 = 4{,}62\ (A)$$

А.3.4 Векторы токов ИИ в комплексной форме:

ВЛ №1

$$\dot{\boldsymbol{I}}_{(5)1\text{А}} = I_{(5)1\text{А}} \cdot\ e^{J\,\varphi_{UI(5)1A}} = 3{,}63 \cdot e^{-j20{,}05^\circ} = 3{,}40 - j\ 1{,}24\ (\text{А})$$

$$\dot{\boldsymbol{I}}_{(5)1B} = I_{(5)1B} \cdot\ e^{J\,\varphi_{UI(5)1B}} = 3{,}59 \cdot e^{j125{,}02^\circ} = -2{,}06 + j\ 2{,}94\ (\text{А})$$

$$\dot{\boldsymbol{I}}_{(5)1C} = I_{(5)1C} \cdot\ e^{J\,\varphi_{UI(5)1C}} = 4{,}25 e^{j125{,}07^\circ} = 1{,}18 - j\ 2{,}81\ (\text{А})$$

ВЛ №2

$$\dot{\boldsymbol{I}}_{(5)2\text{А}} = I_{(5)2\text{А}} \cdot\ e^{J\,\varphi_{UI(5)2A}} = 3{,}54 \cdot e^{-j33{,}14} = 2{,}97 - j\ 1{,}94\ (\text{А})$$

$$\dot{\boldsymbol{I}}_{(5)2B} = I_{(5)2B} \cdot\ e^{J\,\varphi_{UI(5)2B}} = 4{,}62 \cdot e^{-j44{,}59^\circ} = -4{,}13 + j\ 2{,}10\ \textit{(A)}$$

А.3.5 Векторы суммарных токов ИИ:

$$\dot{\boldsymbol{I}}_{(5)\Sigma\mathrm{A}} = \sum_{k=1}^{4} (\, m_{(5)kA} \cdot \dot{\boldsymbol{I}}_{(5)kA}) = \dot{\boldsymbol{I}}_{(5)1A} + \dot{\boldsymbol{I}}_{(5)2A} = 3{,}40 - j\ 1{,}24 + 2{,}97 - j\ 1{,}94 = 6{,}37 - j\ 3{,}18\ (\mathrm{A})$$

$$\boldsymbol{I}_{(5)\Sigma B} = \sum_{k=1}^{4} (\, m_{(5)kB} \cdot \boldsymbol{I}_{(5)kB}) = \boldsymbol{I}_{(5)1B} + \boldsymbol{I}_{(5)2B} = -2{,}06 + j\ 2{,}94 - 6{,}19 + j\ 5{,}04 = -6{,}19 + j\ 5{,}04 \quad (\mathrm{A})$$

$$\dot{\boldsymbol{I}}_{(5)\Sigma C} = \sum_{k=1}^{4} (\, m_{(5)kC} \cdot \boldsymbol{I}_{(5)kC}) = \boldsymbol{I}_{(5)1A} = 1{,}18 - j\ 2{,}81\ (\mathrm{A})$$

А.3.6 Модули векторов суммарных токов ИИ:

$$I_{(5)\Sigma\mathrm{A}} = \sqrt{6{,}37^2 + (-3{,}18)^2} = 7{,}12\ (A)$$

$$I_{(5)\Sigma\mathrm{A}} = \sqrt{(-6{,}19)^2 + 5{,}04^2} = 7{,}98\ (A)$$

$$I_{(5)\Sigma\mathrm{A}} = \sqrt{1{,}18^2 + (-2{,}81)^2} = 3{,}05\ (A)$$

А.3.7 Эквивалентные пассивные сопротивления суммарным токам ИИ:

$$z_{(5)\mathrm{A}} = \frac{U_{(5)\mathrm{A}}}{I_{(5)\Sigma\mathrm{A}}} = \frac{492{,}22}{7{,}12} = 69{,}13\ (\mathrm{Ом})$$

$$z_{(5)B} = \frac{U_{(5)B}}{I_{(5)\Sigma B}} = \frac{439{,}89}{77{,}98} = 55{,}12\ (\mathrm{Ом})$$

$$z_{(5)C} = \frac{U_{(5)C}}{I_{(5)\Sigma C}} = \frac{256{,}11}{3{,}05} = 83{,}97\ (\mathrm{Ом})$$

А.3.8 Модули векторов 5-й гармонической составляющей напряжения, создаваемых ИИ:

ВЛ №1

$$U^{\Phi\mathrm{B}}_{(5)i\mathrm{A}} = I_{(5)1\mathrm{A}} \cdot z_{(5)\mathrm{A}} = 3{,}63 \cdot 69{,}13 = 250{,}94\ (\mathrm{B})$$

$$U^{\Phi\mathrm{B}}_{(5)i\mathrm{B}} = I_{(5)1\mathrm{B}} \cdot z_{(5)\mathrm{B}} = 3{,}59 \cdot 55{,}12 = 197{,}88\ (\mathrm{B})$$

$$U^{\Phi\mathrm{B}}_{(5)i\mathrm{C}} = I_{(5)1\mathrm{C}} \cdot z_{(5)\mathrm{C}} = 4{,}25 \cdot 83{,}97 = 356{,}87\ (\mathrm{B})$$

ВЛ №2

$$U^{\Phi\mathrm{B}}_{(5)2\mathrm{A}} = \dot{I}^{\Phi\mathrm{B}}_{(5)2\mathrm{A}} \cdot z_{(5)\mathrm{A}} = 3{,}54 \cdot 69{,}13 = 244{,}72\ (\mathrm{B})$$

$$U^{\Phi\mathrm{B}}_{(5)2\mathrm{B}} = \dot{I}_{(5)2\mathrm{B}} \cdot z_{(5)\mathrm{B}} = 4{,}67 \cdot 55{,}12 = 254{,}65\ (\mathrm{B})$$

А.3.9 Фактические вклады создаваемые ИИ в несоответствия по 5-й гармонической составляющей напряжения:

ВЛ №1

$$\Phi\mathrm{B}_{(5)1\mathrm{A}} = 100 \cdot \frac{U^{\Phi\mathrm{B}}_{(5)1\mathrm{A}}}{U_{(1)A}} = 100 \cdot \frac{250{,}94}{5980{,}72} = 4{,}20\ (\%)$$

$$\Phi\mathrm{B}_{(5)1B} = 100 \cdot \frac{U^{\Phi\mathrm{B}}_{(5)1B}}{U_{(1)B}} = 100 \cdot \frac{192{,}89}{5980{,}79} = 3{,}29(\%)$$

$$\Phi\mathrm{B}_{(5)1C} = 100 \cdot \frac{U^{\Phi\mathrm{B}}_{(5)1C}}{U_{(1)C}} = 100 \cdot \frac{250{,}94}{6001{,}25} = 5{,}95\ (\%)$$

ВЛ №2

$$\text{ВЛ №1}\ \ \Phi\mathrm{B}_{(5)2\mathrm{A}} = 100 \cdot \frac{U^{\Phi\mathrm{B}}_{(5)2\mathrm{A}}}{U_{(1)A}} = 100 \cdot \frac{244{,}72}{5980{,}72} = 4{,}09\ (\%)$$

$$\Phi\mathrm{B}_{(5)3B} = 100 \cdot \frac{U^{\Phi\mathrm{B}}_{(5)2B}}{U_{(1)B}} = 100 \cdot \frac{254{,}65}{5980{,}79} = 4{,}24(\%)$$

$$\Phi\mathrm{B}_{(5)1C} = 0\ (\%)$$

А.3.10 Результаты расчета ФВ по 5-й гармонике сведены в таблицу А.6.

Таблица А.6 – Результаты расчета ФВ по 5-й гармонике, %

ИИ	Фаза А	Фаза В	Фаза С
ВЛ №1	4,2	3,3	6,0
ВЛ №2	4,1	4,2	0

А.3.11 Векторы суммарных токов ИИ, входящих в группу

$$\dot{\mathbf{I}}_{(5)\text{грА}} = \left|\sum_{k=1}^{4}(p_{(5)kA}\cdot\dot{\mathbf{I}}_{(5)kA})\right| = \dot{\mathbf{I}}_{(5)1A} + \dot{\mathbf{I}}_{(5)2A} = 3{,}40 - j\ 1{,}24 + 2{,}97 - j\ 1{,}94 = 6{,}37 - j\ 3{,}18\ (\text{А})$$

$$\dot{\mathbf{I}}_{(5)\text{гр}B} = \left|\sum_{\mathbf{i}=1}^{4}(p_{(5)kB}\cdot\dot{\mathbf{I}}_{(5)kB})\right| = \dot{\mathbf{I}}_{(5)1B} + \dot{\mathbf{I}}_{(5)2B} = -2{,}06 + j\ 2{,}94 - 6{,}19 + j\ 5{,}04 = -6{,}19 + j\ 5{,}04\ \ (\text{А})$$

$$\dot{\mathbf{I}}_{(5)\text{гр}C} = \left|\sum_{k=1}^{4}(p_{(5)C}\cdot\dot{\mathbf{I}}_{(5)kC})\right| =: \dot{\mathbf{I}}_{(5)1C} = 1{,}18 - j\ 2{,}81\ (\text{А})$$

А.3.12. Модули векторов суммарных токов ИИ, входящих в группу:

$$I_{(5)\text{грА}} = \sqrt{6{,}37^2 + (-3{,}18)^2} = 7{,}12\ (A)$$

$$I_{(5)\text{грА}} = \sqrt{(-6{,}19)^2 + 5{,}04^2} = 7{,}98\ (A)$$

$$I_{(5)\text{грА}} = \sqrt{1{,}18^2 + (-2{,}81)^2} = 3{,}05\ (A)$$

А.3.13. Модули векторов 5-й гармонической составляющей напряжения, создаваемых ИИ, входящими в группу:

$$U^{\text{ФВ}}_{(5)\text{грА}} = \dot{I}_{(5)\text{грА}}\cdot z_{(5)\text{А}} = 7{,}12\cdot 69{,}13 = 492{,}21\ (\text{В})$$

$$U^{\text{ФВ}}_{(5)\text{грВ}} = \dot{I}_{(5)\text{гр}B}\cdot z_{(5)\text{В}} = 7{,}98\cdot 55{,}12 = 439{,}86\ (\text{В})$$

$$U^{\text{ФВ}}_{(5)\text{грС}} = \dot{I}_{(5)\text{грС}}\cdot z_{(5)\text{С}} = 3{,}05\cdot 83{,}97 = 439{,}86\ (\text{В})$$

А.3.14 Фактические вклады создаваемые ИИ, входящими в группу, в несоответствия по 5-й гармонической составляющей напряжения:

$$\text{ФВ}_{(5)\text{грА}} = 100\cdot\frac{U^{\text{ФВ}}_{(5)\text{грА}}}{U_{(1)A}} = 100\cdot\frac{492{,}21}{5980{,}72} = 8{,}22\ (\%)$$

$$\text{ФВ}_{(5)\text{гр}B} = 100\cdot\frac{U^{\text{ФВ}}_{(5)\text{гр}B}}{U_{(1)B}} = 100\cdot\frac{439{,}86}{5980{,}79} = 7{,}33\ (\%)$$

$$\text{ФВ}_{(5)\text{гр}C} = 100\cdot\frac{U^{\text{ФВ}}_{(5)\text{гр}C}}{U_{(1)C}} = 100\cdot\frac{256{,}11}{6001{,}25} = 4{,}26\ (\%)$$

Примечание — Полный расчет фактических вкладов группы приводится полностью, согласно приведенной в настоящем техническом кодексе методике, для общего случая. В данном частном случае, поскольку имеется 2 искажающих источника, и оба источника входят в одну и ту же группу, групповые фактические вклады по фазам заведомо равны соответственно фазным коэффициентам несинусоидальности напряжения по 5-й гармонике.

А.4 Гармоника №6

А.4.1. Модули гармонических составляющих фазных напряжений:

$$U_{(6)A} = 0{,}01\cdot k_{U(6)A}\cdot U_{(1)A} = 0{,}01\cdot 0{,}62\cdot 5980{,}77 = 37{,}08\ (\text{В})$$

$$U_{(5)B} = 0{,}01\cdot k_{U(5)B}\cdot U_{(1)B} = 0{,}01\cdot 0{,}53\cdot 6001{,}25 = 31{,}81\ (\text{В})$$

$$U_{(5)C} = 0{,}01\cdot k_{U(5)C}\cdot U_{(1)C} = 0{,}01\cdot 0{,}31\cdot 5998{,}00 = 18{,}59\ (\text{В})$$

А.4.2. Квадранты векторов тока электрических присоединений по углам фазового сдвига между напряжением и током 6-й гармоники сводятся в таблицу А.7.

Таблица А.7 – Квадранты векторов тока электрических присоединений по углам фазового сдвига между напряжением и током 6-й гармоники

Электрическое присоединение	Фаза А	Фаза В	Фаза С
ВЛ №1	II	II	II
ВЛ №2	II	III	III
ВЛ №3	III	III	II
Ввод	IV	I	I

Вывод: ИИ по 6-й гармонике является ввод по всем фазам.

А.4.3. Поскольку по 6-й гармонике имеется только один ИИ, фактические вклады по фазам данного искажающего источника равны соответственно фазным коэффициентам несинусоидальности напряжения по 6-й гармонике:

Ввод:

$$ФВ_{(6)4A} = k_{U(6)A} = 0{,}62\ (\%)$$
$$ФВ_{(6)4B} = k_{U(6)B} = 0{,}53\ (\%)$$
$$ФВ_{(6)4C} = k_{U(6)C} = 0{,}31\ (\%)$$

А.4.4. Фактические вклады, создаваемые группой электрических присоединений, в несоответствия по 6-й гармонической составляющей напряжения равны 0, так как входящие в группу ВЛ №1 и ВЛ № 2 не являются ИИ.

А.4.5 Результаты расчета ФВ по 6-й гармонике сведены в таблицу А.8.

Таблица А.8 – Результаты расчета ФВ по 6-й гармонике, %

ИИ	Фаза А	Фаза В	Фаза С
Ввод	0,6	0,5	0,3

А.5. Результаты расчета сведены в итоговую таблицу А.9.

Таблица А.9. — Итоговая таблица. Результаты расчета ФВ, %

Электрическое присоединение	Гармоника №5			Гармоника №6		
	Фаза А	Фаза В	Фаза С	Фаза А	Фаза В	Фаза С
Электрические присоединения						
ВЛ №1	4,2	3,3	6,0	–	–	–
ВЛ №2	4,1	4,2	–	–	–	–
ВЛ №3	–	–	–	–	–	–
Ввод	–	–	–	0,6	0,5	0,3
Группа электрических присоединений						
	8,2	7,3	4,3	–	–	–

Приложение Б
(рекомендуемое)

Пример определения фактических вкладов в уровень несимметрии в ТКЭ

Б.1. Исходные данные.

ТКЭ – это несекционированная шина 0,38 кВ однотрансформаторной ТП 10/0,38 кВ. К данной шине присоединены 3 линии 0,38 кВ со смешанной электрической нагрузкой. Общее количество электрических присоединений – 4 (три линейных и один ввод трансформатора). В качестве положительного выбрано направление от трансформатора к данной шине. Фрагмент электрической схема представлен на рисунке Б.1

В Протоколе было указано несоответствие по обратной последовательности.

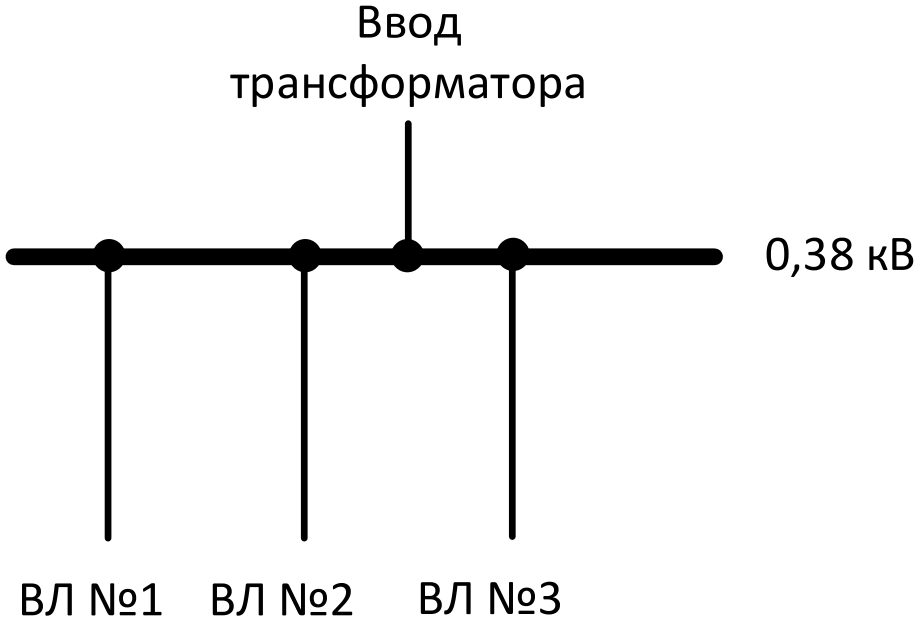


Рисунок Б-1 – Фрагмент электрической схемы

Исходные данные по результатам измерений приведены в таблицах Б.1–Б.2

Таблица Б.1 – Напряжение основной частоты в ТКЭ

Параметры	Фаза А	Фаза В	Фаза С
Модуль, В	231,00	239,13	238,11
Фазовый угол сдвига, °	12,13	-115,25	132,21

Таблица Б.2 – Токи основной частоты в электрических присоединениях

Электрическое присоединение	Параметры	Фаза А	Фаза В	Фаза С
ВЛ №1	Модуль, А	48,12	40,24	38,20
	Фазовый угол сдвига, °	177,59	67,22	-67,16
ВЛ №2	Модуль, А	64,29	52,10	59,42
	Фазовый угол сдвига, °	-177,00	65,00	-61,23
ВЛ №3	Модуль, А	68,11	62,09	58,03
	Фазовый угол сдвига, °	-191,36	67,21	-58,31
Ввод тр-ра	Модуль, А	179,47	154,86	157,80
	Фазовый угол сдвига, °	-3,86	-113,46	117,29

Б.2. Расчет недостающих исходных данных

Б 2.1 Векторы фазных напряжений основной частоты в алгебраической форме:

$$\dot{\boldsymbol{U}}_A = 231{,}00 \cdot e^{j12{,}13^\circ} = 225{,}848 + j48{,}54 \text{ (В)}$$

$$\dot{\boldsymbol{U}}_B = 239{,}13\, e^{-j115{,}25^\circ} = -102{,}01 - j216{,}28 \text{ (В)}$$

$$\dot{\boldsymbol{U}}_C = 238{,}11 \cdot e^{j132{,}21^\circ} = -159{,}97 + j176{,}37 \text{ (В)}$$

Б 2.2 Вектор напряжения прямой последовательности для фазы А:

$\dot{\mathbf{U}}1 = \frac{1}{3} \cdot \left[\dot{\mathbf{U}}_A + \mathbf{a} \cdot \dot{\mathbf{U}}_B + \mathbf{a^2} \cdot \dot{\mathbf{U}}_C\right] == \frac{1}{3}\ [225{,}848 + j48{,}54 + (-0{,}500 + j0{,}866)\ \cdot (-102{,}01 - j216{,}28) + (-0{,}500 - j0{,}866)\ \cdot (-159{,}97 + j176{,}37)] =$232,29+j39,56 (В)

Б 2.3 Модуль вектора фазного напряжения прямой последовательности:

$$U1 = \sqrt{232{,}29^2 + 39{,}56^2} = 235{,}63 \text{ (В)}$$

Б 2.4 Вектор напряжения обратной последовательности для фазы А:

$\dot{\mathbf{U}}2 = \frac{1}{3} \cdot \left[\dot{\mathbf{U}}_A + \mathbf{a^2} \cdot \dot{\mathbf{U}}_B + \mathbf{a} \cdot \dot{\mathbf{U}}_C\right] = \frac{1}{3}\ [225{,}848 + j48{,}54 + (-0{,}500 - j0{,}866)\ \cdot (-102{,}01 - j216{,}28) + (-0{,}500 + j0{,}866)\ \cdot (-159{,}97 + j176{,}37)] =$5,60+j6,10 (В)

Б 2.5 Модуль вектора фазного напряжения обратной последовательности:

$\left|\dot{U}2\right| = \sqrt{5{,}60^2 + 6{,}10^2} = 8{,}28$ (В)

Б 2.6 Угол фазового сдвига вектора фазного напряжения обратной последовательности основной частоты:

$$\phi_{2U} = arctg\left(\frac{Im(\dot{U}2)}{Re(\dot{U}2)}\right) = arctg\left(\frac{6{,}10}{5{,}60}\right) = 47{,}46\ (^\circ).$$

Примечание — Поскольку вектор находится в I-м квадранте, П (180°) не добавляется

Б 2.7 Токи обратной последовательности в электрических присоединениях.

Б 2.8 Векторы полных фазных токов основной частоты в алгебраическом виде:

ВЛ №1

$$\dot{\mathbf{I}}_{A1} = 48{,}12 \cdot e^{j177{,}59^\circ} = -48{,}08 - j2{,}02 \text{ (А)}$$

$$\dot{\boldsymbol{I}}_{B1} = 40{,}24 \cdot e^{j67{,}22^\circ} = 15{,}58 + j37{,}10 \text{ (А)}$$

$$\dot{\boldsymbol{I}}_{C1} = 38{,}20 \cdot e^{-j67{,}16^\circ} = 14{,}83 - j35{,}20 \text{ (А)}$$

ВЛ №2

$$\dot{\mathbf{I}}_{A2} = 64{,}29 \cdot e^{-j177{,}27^\circ} = -64{,}20 - j3{,}36 \text{ (А)}$$

$$\dot{\mathbf{I}}_{B2} = 52{,}10 \cdot e^{j65{,}00^\circ} = 22{,}02 + j47{,}22 \text{ (А)}$$

$$\dot{\mathbf{I}}_{C2} = 59{,}42 \cdot e^{-j61{,}23^\circ} = 28{,}60 - j52{,}09 \text{ (А)}$$

ВЛ №3

$$\dot{\mathbf{I}}_{A3} = 68{,}11 \cdot e^{-j191{,}36^\circ} = -66{,}78 + j13{,}42 \text{ (А)}$$

$$\dot{\boldsymbol{I}}_{B3} = 62{,}09 \cdot e^{j67{,}21^\circ} = 24{,}05 + j57{,}74 \text{ (А)}$$

$$\dot{\boldsymbol{I}}_{C3} = 58{,}03 \cdot e^{-j58{,}31^\circ} = 30{,}48 - j49{,}38 \text{ (А)}$$

Ввод

$$\dot{\boldsymbol{I}}_{A4} = 179{,}47 \cdot e^{j-3{,}86^\circ} = 179{,}06 - j12{,}08 \text{ (А)}$$

$$\dot{\boldsymbol{I}}_{B4} = 154{,}86 \cdot e^{-j113{,}46} = -61{,}65 - j140{,}16 \text{ (А)}$$

$$\dot{\boldsymbol{I}}_{C4} = 155{,}37 \cdot e^{j118{,}40^\circ} = -73{,}91 + j136{,}67 \text{ (А)}$$

Б 2.9 Векторы тока обратной последовательности:

ВЛ №1

$\dot{\mathbf{I}}2_1 = \frac{1}{3} \cdot \left[\dot{\mathbf{I}}_{A1} + a^2 \cdot \dot{\mathbf{I}}_{B1} + \mathrm{a} \cdot \dot{\mathbf{I}}_{C1}\right] = \frac{1}{3}\ [-48{,}08 - j2{,}02 + (-0{,}500 - j0{,}866)\ \cdot (15{,}58 + j37{,}10\ ) + (-0{,}500 + j0{,}866)\ \cdot (15{,}58 + j37{,}10)] =$*-0,27+j0,14 (А)*

ВЛ №2

$\dot{\mathbf{I}}2_2 = \frac{1}{3} \cdot \left[\dot{\mathbf{I}}_{A2} + a^2 \cdot \dot{\mathbf{I}}_{B2} + \mathrm{a} \cdot \dot{\mathbf{I}}_{C2}\right] = \frac{1}{3}\ [-64{,}20 - j3{,}36 + (-0{,}500 - j0{,}866)\ \cdot (22{,}02 + j47{,}22\ ) + (-0{,}500 + j0{,}866)\ \cdot (28{,}60 - j52{,}09)] =$*-1,17+j1,60 (А)*

ВЛ №3

$\dot{\mathbf{I}}2_3 = \frac{1}{3} \cdot \left[\dot{\mathbf{I}}_{A2} + a^2 \cdot \dot{\mathbf{I}}_{B2} + \mathrm{a} \cdot \dot{\mathbf{I}}_{C2}\right] = \frac{1}{3} \left[-66{,}78 + j13{,}42 + (-0{,}500 - j0{,}866) \cdot (24{,}05 + j57{,}74) + (-0{,}500 + j0{,}866) \cdot (30{,}48 - j49{,}38)\right]$ =*-0,57+j5,02 (А)*

Ввод

$\dot{\mathbf{I}}\mathbf{2}_4 = \frac{1}{3} \cdot \left[\dot{\mathbf{I}}_{A4} + a^2 \cdot \dot{\mathbf{I}}_{B4} + \mathrm{a} \cdot \dot{\mathbf{I}}_{C4}\right] = \frac{1}{3} \left[179{,}06 - j12{,}08 + (-0{,}500 - j0{,}866) \cdot (-61{,}65 - j140{,}16) + (-0{,}500 + j0{,}866) \cdot (-73{,}91 + j136{,}67)\right]$ =*1,82-j6,67 (А)*

Б 2.10 Модули вектора тока обратной последовательности:

$$I2_1 = \sqrt{(-0{,}27)^2 + 0{,}14^2} = 0{,}26 \text{ (А)}$$

$$I2_2 = \sqrt{(-1{,}17)^2 + 1{,}60^2} = 1{,}98 \text{ (А)}$$

$$I2_3 = \sqrt{(-0{,}57)^2 + 5{,}02^2} = 5{,}05 \text{ (А)}$$

$$I2_4 = \sqrt{1{,}82^2 + (-6{,}67)^2} = 6{,}91 \text{ (А)}$$

Б 2.11 Фазовые углы сдвига $\phi_{2IkГ}$ между токами обратной последовательности в k-х электрических присоединениях и напряжением обратной последовательности в ТКЭ:

$$\varphi_{2i1U} = \varphi_{2u} - \varphi_{2i1} = 47{,}45 - 147{,}53 = -100{,}08 \text{ (°)}$$

$$\varphi_{2i2U} = \varphi_{2u} - \varphi_{2i2} = 47{,}45 - 126.18 = -78{,}73 \text{ (°)}$$

$$\varphi_{2i3U} = \varphi_{2u} - \varphi_{2i3} = 47{,}45 - 96.48 = -49{,}03 \text{ (°)}$$

$$\varphi_{2i4U} = \varphi_{2u} - \varphi_{2i4} = 47{,}45 - (-74.74) = 122{,}19 \text{ (°)}$$

Б 2.12 Коэффициенты напряжения и токов обратной последовательности определять не требуется, поскольку вектора напряжения и токов обратной последовательности уже определены.

Б.3 Из 4 подключенных к ТКЭ электрических присоединений формируется подмножество электрических присоединений, являющихся для обратной последовательности ИИ. Фазовый угол между током и напряжением ϕ_{2IUk} находится в I-м или IV-м квадранте для ВЛ№2 и ВЛ№3 (соответственно -78,77° и -49,03°). Количество ИИ – два.

Б.5 Модуль вектора суммарного тока обратной последовательности ИИ:

$$I2_\Sigma = \sqrt{(-1{,}74)^2 + 6{,}62^2} = 6{,}84 \text{ (А)}$$

Б.6 Эквивалентное пассивное сопротивление суммарному току обратной последовательности ИИ:

$$z2 = \frac{U2}{I2_\Sigma} = \frac{8{,}28}{6{,}84} = 1{,}21 \text{ (Ом)}$$

Б.7 Модули векторов напряжения обратной последовательности, создаваемые ИИ:

$$U2_2^{\text{ФВ}} = I2_2 \cdot z2 = 1{,}98 \cdot 1{,}21 = 2{,}40 \text{ (В)}$$

$$U2_3^{\text{ФВ}} = I2_3 \cdot z2 = 5{,}05 \cdot 1{,}21 = 6{,}11 \text{ (В)}$$

Б.8 Фактические вклады в создаваемые ИИ несоответствия по обратной последовательности:

$$\text{ФВ}_{22} = 100 \cdot \frac{U2_2^{\text{ФВ}}}{U1} = \frac{2{,}40}{235{,}63} = 1{,}02 \text{ (\%)}$$

$$\text{ФВ}_{22} = 100 \cdot \frac{U2_3^{\text{ФВ}}}{U1} = \frac{6{,}11}{235{,}63} = 2{,}59 \text{ (\%)}$$

Результаты расчета сведены в таблицу Б.3.

Таблица Б.3. — Результаты расчета фактических вкладов по обратной последовательности

Электрическое присоединение	Фактический вклад, %
ВЛ №1	–
ВЛ №2	1,0
ВЛ №3	2,6
Ввод	–

Приложение В (рекомендуемое)

Форма акта анализа качества электрической энергии

АКТ АНАЛИЗА КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

«Утверждаю»

_____

_____
должность

_____ _____
подпись Ф.И.О

«___» _____ _____ г.

1. Наименование точки контроля электроэнергии: _____
2. Сведения о заказчике:
   _____
3. Сведения об исполнителе: _____
_____
4. Ответственные исполнители, производившие анализ КЭ:

_____ _____ _____
должность подпись Ф.И.О.

_____ _____ _____
должность подпись Ф.И.О.

_____ _____ _____
должность подпись Ф.И.О.

5. Сведения о лаборатории: _____
_____
6. Ответственные исполнители лаборатории:

_____ _____ _____
должность подпись Ф.И.О.

_____ _____ _____
должность подпись Ф.И.О.

_____ _____ _____
должность подпись Ф.И.О.

7. ТНПА или иные регламентирующие документы, устанавливающие нормы ПКЭ:
   _____
8. Несоответствия, для которых производился анализ КЭ_____
_____
9. Начало и окончание проведения измерений для анализа КЭ _____
_____
10. Характеристика данной точки электрической сети: _____
_____
11. Способ подключения анализаторов ПКЭ: _____
12. Сведения об используемых средствах измерений: _____
    _____
13. Результаты анализа КЭ.

13.1. Причины несоответствий (кроме несинусоидальности и несимметрии по обратной последовательности)

Вид несоответствия	Норма ПКЭ, %	ПКЭ по Протоколу(ам),[1] %	Установленные причины

[1] Результаты измерений указываются в хронологическом порядке

13.2. Несоответствия ПКЭ в части несинусоидальности напряжения

Номер гармоники _____, норма _____, фаза _____
100% или 95%

Искажающие источники, группы искажающих источников	$K_{U(n)}$ %	ДВ %	ФВ %	ФВmin %	ФВmax %	$T_{ФВ95\%}$ %`	$T_{ФВ100\%}$ %	ФВ-ДВ %	Виновник да/нет

Примечание: Заполняется для каждого несоответствия.

13.3. Несоответствия ПКЭ в части несимметрии по обратной последовательности

Норма _____
100% или 95%

Искажающие источники, группы искажающих источников	K_{2U} %	ДВ %	ФВ %	ФВmin %	ФВmax %	$T_{ФВ95\%}$ %`	$T_{ФВ100\%}$ %	ФВ-ДВ %	Виновник да/нет

Примечание: Заполняется для каждого несоответствия

13.4. Предложения по корректирующим мероприятиям

Вид несоответствия	Корректирующие мероприятия

Библиография

[1] Бессонов Л.А. Теоретические основы электротехники. Электрические цепи. Издание двенадцатое исправленное и дополненное.

[2] Выявление источника фликера в системах электроснабжения. Бирюлин В.И., Куделина Д.В., Ларин О.М. Юго-Западный государственный университет.

[3] СТП 33240.20.501-23 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей.

[4] Правила электроснабжения (утверждены постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 17 октября 2011 г. № 1394).