



СТРУКТУРА ВРЕМЕНИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ИСТОЧНИКА ИСКАЖЕНИЙ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И ПРОГРАММНО- АППАРАТНЫЙ КОМПЛЕКС ДЛЯ ЕГО СОКРАЩЕНИЯ

Бородин М.В.², Виноградов А.В.¹, Букреев А.В.¹, Панфилов А.А.^{2,3}

¹Федеральный научный агроинженерный центр ВИМ, г. Москва, Россия

²Орловский государственный аграрный университет имени Н.В. Парахина,
г. Орел, Россия

³Филиал ПАО «Россети Центр»-«Орелэнерго», г. Орел, Россия
shkolamoln@gmail.com, panfilov.aa@mrsk-1.ru, energy@orelsaul.ru

Резюме: ЦЕЛЬ. Исследование структуры времени определения источника искажения качества электроэнергии и способа его сокращения за счёт применения мобильного программно-аппаратного измерительного комплекса. МЕТОДЫ. Выполнен анализ количества обращений по поводу некачественной электроэнергии, структуры и значений времени, затрачиваемого на определение источников искажения показателей качества электроэнергии (ПКЭ) за нормативные значения с учётом всех его составляющих. РЕЗУЛЬТАТЫ. Определено, что количество обращений, поступающих в электросетевую компанию по поводу некачественной электроэнергии остается достаточно большим. При этом выявление источника искажений, необходимое для разработки мероприятий по устранению искажений занимает продолжительное время. Исходя из проанализированных данных, оно может составлять до 21-го дня. Количество случаев, когда источник искажения ПКЭ не выявлялся более двух дней составило 117 случаев из 419 проанализированных. Предложены решения по сокращению указанного времени. ВЫВОДЫ. Представленные в статье решения позволяют сократить время, затрачиваемое на определение источника искажения ПКЭ за счёт применения мобильного программно-аппаратного измерительного комплекса (ПАИК). Предложен вариант структуры ПАИК, в которую входят датчики и центральный блок ПАИК. Предлагаемый ПАИК может использоваться при отсутствии внешних каналов связи за счёт применения передачи данных от датчиков комплекса на центральный блок с помощью технологий Long Range (LORA), или Wireless Fidelity (Wi-Fi). Кроме этого, ПАИК предусматривает синхронизацию всех датчиков по времени.

Ключевые слова: время; мониторинг; электрические сети; показатели качества электроэнергии; измерения.

Для цитирования: Бородин М.В., Виноградов А.В., Букреев А.В., Панфилов А.А. Структура времени определения источника искажений показателей качества электрической энергии и программно-аппаратный комплекс для его сокращения // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2021. Т. 23. № 6. С. 29-41. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-6-29-41.

TIME STRUCTURE OF THE DISTORTION SOURCE IDENTIFICATION OF THE ELECTRIC POWER QUALITY INDICATORS AND HARDWARE AND SOFTWARE SYSTEM FOR ITS REDUCTION

Borodin MV², Vinogradov AV¹, Bukreev AV¹, Panfilov AA.^{2,3}

¹Federal Scientific Agroengineering Center VIM, Moscow, Russia

²Orel State Agrarian University named after N.V. Parakhin, Orel, Russia

³Branch of PJSC «Rosseti Center»-«Orelenrgo», Orel, Russia
shkolamoln@gmail.com, panfilov.aa@mrsk-1.ru, energy@orelsaul.ru

Abstract: THE PURPOSE. Investigation of the time structure for the distortion source identification of the electric power quality and a method for its reduction using of a mobile software and hardware instrumentation system. METHODS. The analysis of the number of

complaints regarding low-quality electric power, the structure and values of the time spent on the identification of the distortion sources of the electric power quality indicators (PQI) for the standard values, taking into account all its components, was carried out. RESULTS. It is determined that the number of complaints received by the power grid company regarding low-quality electric power remains high. At the same time, it takes a long time to identify the distortion source before putting in place the necessary remedial measures. According to the analyzed data, it can take up to 21 days. The number of cases when the distortion source of the PQI couldn't be detected within two days was 117 cases of 419 analyzed. The solutions to reduce this time are proposed. CONCLUSIONS. The solutions presented in the article make it possible to reduce the time spent on the source distortion identification of the PQI due to the use of a mobile hardware and software instrumentation system (HSIS). A variant of the HSIS structure is proposed, which includes sensors and the HSIS central unit. The proposed HSIS can be used in the absence of external communication channels through the use of data transmitted from the sensors of the system to the central unit using Long Range (LORA) or Wireless Fidelity (Wi-Fi) technologies. In addition, the HSIS provides time synchronization of all the sensors.

Key words: *time; monitoring; electric power networks; power quality indicators; measurements.*

For citation: Borodin MV, Vinogradov AV, Bukreev AV, Panfilov AA. Time structure of the distortion source identification of the electric power quality indicators and hardware and software system for its reduction. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2021;23(6):29-41. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-6-29-41.

Введение и литературный обзор

Качество электроэнергии (КЭ) характеризуется рядом показателей, регламентируемых¹ и является одним из параметров качества электроснабжения потребителей. Потребители и электросетевые компании заинтересованы в поддержании КЭ в пределах требований нормативных документов, в частности¹. Однако далеко не всегда удаётся обеспечивать все ПКЭ на необходимом уровне. Эта проблема актуальна как для промышленных, коммунальных городских, так и для сельских электрических сетей [1, 2]. Особенности сельских электрических сетей, такие как завышенная протяжённость линий электропередачи 10 и 0,4 кВ, применение заниженных сечений проводов, значительная распределённость нагрузок по территории [2, 3] приводит к тому, что для них проблема некачественной электроэнергии особенно остра. И, если в городских и промышленных сетях искажаются чаще такие ПКЭ, как коэффициент гармонических составляющих напряжения и несимметрия напряжений [4-6], то в сельских это, в первую очередь, медленные изменения напряжения (отклонение напряжения), коэффициенты несимметрии по нулевой и обратной последовательности.

Для поддержания КЭ на необходимом уровне как электросетевые организации, так и потребители используют, в обоснованных случаях, различные способы, такие как применение фильтрокомпенсирующих устройств, стабилизаторов напряжения и линейных регуляторов и т.п. [7-9]. Для обоснования применения того, или иного способа и технического средства требуется проведение предварительного обследования сети с целью выявления источника искажений.

В сельских электрических сетях отсутствуют системы мониторинга качества электрической энергии, хотя разрабатываются их отечественные и зарубежные варианты [10]. В них предлагается установка средств контроля отклонений и отключений напряжения на вводах потребителей [11, 12] установка датчиков контроля качества электроэнергии в контрольных точках электрической сети [10, 13]. В связи с отсутствием таких систем, выявление несоответствий ПКЭ осуществляется, в сельских сетях, в основном в ходе анализа обращений потребителей по поводу некачественной электроэнергии. Так, в работах [6, 14] указывается, что количество обращений по поводу несоответствия ПКЭ установленным нормативным требованиям остается на высоком уровне и в среднем в год составляет 659 штук на примере электросетевой организации – филиала публичного акционерного общества «Межрегиональная распределительная сетевая компания Центра-«Орелэнерго» (далее филиал ПАО «МРСК Центра»-«Орелэнерго»). При этом в [6, 14]

¹ ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200104301> (дата обращения 10.11.2021г)

указано, что чаще всего потребители обращаются по вопросу несоответствия ПКЭ «отклонение напряжения». При обращении потребителей в энергоснабжающую организацию она должна принять меры по устранению несоответствий ПКЭ. Перед тем, как выбрать конкретные мероприятия, направленные на повышение качества электроэнергии, специалистами компании проводится работа по определению уровня искажений ПКЭ, поиску источника искажений. Для этого специалисты электросетевой компании проводят измерение ПКЭ в сети, к которой подключены потребители, жалующиеся на несоответствие ПКЭ. Эта работа требует определённого времени и затрат, связанных с выездом сотрудников электросетевой компании «на место», проведение ими необходимых, и часто достаточно продолжительных измерений ПКЭ, обработку результатов измерений. Сокращение этого времени является актуальной задачей, так как позволяет снизить время несоответствия качества электроэнергии требованиям нормативных документов.

В [11] представлена структура времени несоответствия КЭ требованиям нормативных документов (или договорным обязательствам). Это время, $t_{\text{несоот.КЭ}}$, ч, может быть определено по формуле [11]:

$$t_{\text{несоот.КЭ}} = t_{\text{пол.инф.КЭ}} + t_{\text{расп.инф.КЭ}} + t_{\text{рег.КЭ}}, \quad (1)$$

где $t_{\text{пол.инф.КЭ}}$ - время получения информации о выходе ПКЭ за установленный уровень, ч; $t_{\text{расп.инф.КЭ}}$ - время на распознавание информации о выходе ПКЭ за установленный уровень, ч; $t_{\text{рег.КЭ}}$ - время на регулирование КЭ, ч [11].

Под временем получения информации, $t_{\text{пол.инф.КЭ}}$, ч, подразумевается временной интервал с момента выхода ПКЭ за установленный уровень до момента времени получения информации о нем диспетчерской службой электроснабжающей организации, эксплуатирующей электрическую сеть [11].

Время на распознавание информации $t_{\text{расп.инф.КЭ}}$, ч, предлагается определять следующим образом [11]:

$$t_{\text{расп.инф.КЭ}} = t_{\text{инф.сообщ.КЭ}} + t_{\text{прин.решен.КЭ}}, \quad (2)$$

где $t_{\text{инф.сообщ.КЭ}}$ – интервал времени, необходимый для чтения (распознавания) полученной информации о выходе ПКЭ за установленный уровень, ч [11]; $t_{\text{прин.решен.КЭ}}$ – интервал времени, затрачиваемый диспетчером на принятие решения, ч [11].

Время на регулирование $t_{\text{рег.КЭ}}$, ч, – это интервал времени, необходимый для проведения регулирования КЭ, который определяется:

$$t_{\text{рег.КЭ}} = t_{\text{нар.КЭ}} + t_{\text{дв.КЭ}} + t_{\text{доп.КЭ}} + t_{\text{вып.рег.КЭ}} + t_{\text{пров.КЭ}} + t_{\text{ок.раб.КЭ}}, \quad (3)$$

где $t_{\text{нар.КЭ}}$ – интервал времени, необходимый для подготовки ремонтной бригады к выезду, включая время на подготовку наряда, или распоряжения, подготовку оборудования, приспособлений, погрузку на транспорт, ч; $t_{\text{дв.КЭ}}$ – интервал времени, необходимый на то, чтобы ремонтная бригада добралась до места повреждения, ч [11]; $t_{\text{доп.КЭ}}$ – интервал времени, необходимый для допуска ремонтной бригады к выполнению работ, ч [11]; $t_{\text{вып.рег.КЭ}}$ – интервал времени, необходимый для выполнения непосредственно регулирования КЭ, ч [11]; $t_{\text{пров.КЭ}}$ – интервал времени, необходимый для проверки выполненной регулировки КЭ, ч [11]; $t_{\text{ок.раб.КЭ}}$ – интервал времени, необходимый для окончания работ, сворачивания рабочего места, выхода бригады с рабочего места и для документального оформления окончания работ, ч [11].

Если на этапе проверки КЭ после регулирования не удалось добиться необходимого результата, то регулирование проводится повторно до тех пор, пока КЭ не будет соответствовать требованиям. В этом случае время на регулирование каждый раз будет дополнительно увеличиваться за счет времени для выполнения непосредственно регулирования КЭ и времени проверки этой регулировки [11].

Фактическое суммарное время несоответствия КЭ требованиям нормативных документов (или договорным обязательствам) за год $T_{\text{факт.несоот.КЭ.год}}$, ч, определяется [11]:

$$T_{\text{факт.несоот.КЭ.год}} = \sum_1^{n_{\text{КЭ}}} t_{\text{несоот.КЭ.}i}, \quad (4)$$

где $t_{\text{несоот.КЭ.}i}$ – время несоответствия i -го выхода показателя КЭ за рассматриваемый период, ч [11]; $n_{\text{КЭ}}$ – количество выходов ПКЭ за установленный уровень за год [11].

Материалы и методы

В приведённой выше структуре времени несоответствия КЭ не в полной мере учтены составляющие времени на распознавание информации, $t_{\text{расп.инф.КЭ}}$, а также в [11] недостаточно раскрыты факторы, влияющие на него. Кроме этого недостаточно показаны

факторы, влияющие на время получения информации, $t_{\text{пол.инф.КЭ}}$. Не приведены подробные структуры $t_{\text{пол.инф.КЭ}}$ и $t_{\text{расп.инф.КЭ}}$, представляющие ценность для разработки мероприятий по сокращению времени несоответствия КЭ. Очевидно, что $t_{\text{пол.инф.КЭ}}$ зависит от способа выявления факта несоответствия КЭ, то есть от оснащённости электрической сети средствами мониторинга КЭ.

Составляющая времени распознавания информации, $t_{\text{инф.сообщ.КЭ}}$ в [11] представлена не вполне точно. Дело в том, что распознавание информации о несоответствии КЭ должно осуществляться в сети, в которой оно произошло, по результатам проведения измерений.

Эту составляющую правильно было бы определять следующим образом:

$$t_{\text{инф.сообщ.КЭ}} = t_{\text{пр.сообщ.КЭ}} + t_{\text{нар.изм.КЭ}} + t_{\text{дв.изм.КЭ}} + t_{\text{доп.изм.КЭ}} + t_{\text{вып.изм.КЭ}} + t_{\text{обр.изм.КЭ}} + t_{\text{ок.изм.КЭ}} + t_{\text{инф.дисп.КЭ}}, \quad (5)$$

где $t_{\text{пр.сообщ.КЭ}}$ – интервал времени, необходимый для прочтения информации о несоответствии КЭ, ч; $t_{\text{нар.изм.КЭ}}$ – интервал времени, необходимый для подготовки ремонтной бригады к выезду для проведения измерения КЭ, включая время на подготовку наряда, или распоряжения, подготовку оборудования, приспособлений, погрузку на транспорт и т.п, ч; $t_{\text{дв.изм.КЭ}}$ – интервал времени, необходимый на то, чтобы бригада добралась до места, где необходимо выполнить измерения КЭ, ч; $t_{\text{доп.изм.КЭ}}$ – интервал времени, необходимый для допуска бригады к выполнению работ по измерению КЭ, ч; $t_{\text{вып.изм.КЭ}}$ – интервал времени, необходимый для выполнения измерений КЭ, ч; $t_{\text{обр.изм.КЭ}}$ – интервал времени, необходимый для обработки результатов измерений КЭ, ч; $t_{\text{ок.изм.КЭ}}$ – интервал времени, необходимый для окончания работ по измерениям КЭ, то есть сворачивания рабочего места, документального оформления окончания работ, ч; $t_{\text{инф.дисп.КЭ}}$ – интервал времени, необходимый для передачи результатов обработки информации по измерениям диспетчеру, ч.

Такая структура времени $t_{\text{инф.сообщ.КЭ}}$ учитывает необходимые действия по определению источника искажения КЭ. На основе анализа составляющих времени $t_{\text{инф.сообщ.КЭ}}$ в структуре времени распознавания информации о несоответствии КЭ должны разрабатываться мероприятия, способы и технические средства сокращения времени несоответствия ПКЭ.

В открытых источниках [1-19] отсутствуют данные о значениях времени, затрачиваемого на определение причины несоответствия КЭ нормативным значениям и его составляющих, а также данные об основных факторах, влияющих на вышеуказанное время.

При определении источника искажения ПКЭ специалисты электросетевой компании используют анализаторы КЭ. Данные устройства позволяют производить мониторинг ПКЭ в конкретной точке сети. При необходимости выполнить измерения в нескольких точках устанавливаются несколько анализаторов качества, или один последовательно устанавливается в разных точках. При этом данные, полученные с помощью анализаторов КЭ не синхронизированы по времени измерения, это время может отличаться в несколько секунд, минут или суток. Этот факт, в свою очередь, приводит к увеличению времени на анализ результатов измерений КЭ и снижает достоверность выявления причин искажения. Время определения источника искажений КЭ также зависит от конфигурации электрической сети, чем она сложнее, тем больше времени требуется на выполнение всех операций по определению источника искажений. Влияют на это время и уровень компетентности работников, выполняющих измерения, обработку полученных данных, расстояние от базы нахождения работников до места, в котором необходимо проводить измерения, другие факторы.

Современные приборы учета, интегрированные в автоматизированную информационно-измерительную систему коммерческого учета электроэнергии (АИИСКУЭ), позволяют производить измерения ПКЭ при оснащении их счётчиками электроэнергии с соответствующим функционалом [15-19]. Однако каналы передачи информации о качестве электроэнергии в данных системах не предусмотрены, соответствующими счётчиками и системами оснащены в настоящее время далеко не все потребители. Снятие же данных о КЭ со счётчика требует доступа к нему сотрудника электросетевой организации, что, при размещении счётчика на частной территории, требует дополнительного времени на согласование доступа с владельцем данной частной территории. Так же не всегда счётчиками, измеряющими ПКЭ, производятся измерения всех ПКЭ, которые указаны в ГОСТ. Кроме того, основной целью использования АИИСКУЭ в электросетевой компании является получение данных о потреблении электроэнергии потребителями, но не о КЭ.

Актуальным вопросом является разработка способов и устройств, программно-аппаратных комплексов (ПАИК), позволяющих производить синхронизированные по времени измерения ПКЭ в разных точках сети. Среди требований к функциональным возможностям ПАИК можно выделить следующие основные: проведение измерений ПКЭ и других параметров режимов работы электрической сети одновременно в нескольких точках (количество которых определяется отдельно в разных случаях); измерение и архивирование потребляемого тока в точках установки датчиков комплекса; измерение и архивирование потребляемой мощности в точках установки датчиков комплекса; измерение и архивирование потребляемой электроэнергии в точках установки датчиков комплекса; измерение и архивирование значений напряжений трехфазной сети в точках установки датчиков комплекса; фиксация моментов включения и отключения нагрузки на участке сети в точках установки датчиков комплекса; дистанционное получение данных о параметрах режимов работы сети с датчиков комплекса через *Wi-Fi*, или другой канал, соединение; синхронизация по времени измерения между датчиками, входящими в комплекс и привязка всех датчиков к астрономическому времени; возможность переноса полученных данных в электронные таблицы *Microsoft Excel (Excel)* и специальный программный продукт для их обработки.

Так же датчики ПАИК должны быть достаточно универсальными, то есть они должны иметь возможность подключаться к разным сечениям шин, проводов, типам проводов, и не оказывать значительного воздействия на изоляцию и проводник. При этом необходимо обосновать максимальное количество датчиков, которым необходимо комплектовать ПАИК и структуры основных данных, которые необходимо передавать с датчиков комплекса, в свою очередь реализация этой задачи позволит снизить себестоимость устройств, позволяющих производить мониторинг ПКЭ.

Результаты и обсуждение

Как отмечалось выше, на время распознавания информации об искажении КЭ, $t_{расп.инф.КЭ}$, и его составляющие, в том числе определение источника искажений КЭ, $t_{инф.сообщ.КЭ}$, влияет большое количество факторов.

Основные из них приведены в таблице 1.

Таблица 1

Основные факторы, влияющие на время распознавания информации об искажении КЭ

| № | Временные интервалы | Основные факторы влияющие на временной интервал |
|---|---|---|
| 1 | $t_{пол.инф.КЭ}$ – интервал времени, необходимый для получения информации о выходе ПКЭ за установленный уровень, ч | 1. Форма получения информации о факте несоответствия КЭ: - заявление потребителя, переданное почтой; - заявление потребителя в личном кабинете на сайте; - звонок потребителя в электросетевую компанию; - заявление потребителя, приехавшего для его подачи в электросетевую компанию; - сообщение от системы мониторинга КЭ. |
| 2 | $t_{пр.сообщ.КЭ}$ – интервал времени, необходимый для прочтения информации о несоответствии КЭ, ч; | 1. Длина сообщения. 2. Форма сообщения. 3. Время поступления сообщения. |
| 3 | $t_{нар.изм.КЭ}$ – интервал времени, необходимый для подготовки ремонтной бригады к выезду для проведения измерения КЭ, включая время на подготовку наряда, или распоряжения, подготовку оборудования, приспособлений, погрузку на транспорт и т.п., ч; | 1. Форма передачи сообщения о выезде. 2. Местонахождения членов бригады на момент получения сообщения о выезде. 3. Комплектность необходимых приборов. 4. Комплектность и формы необходимых для заполнения документов. 5. Количество членов бригады. |
| 4 | $t_{дв.изм.КЭ}$ – интервал времени, необходимый на то, чтобы бригада добралась до места, где необходимо выполнить измерения КЭ, ч; | 1. Тип транспорта. 2. Расстояние до места. 3. Состояние дороги. 4. Погодные условия. 5. Компетентность и состояние водителя. 6. Количество точек измерения. 7. Расстояние между точками измерения. |

| | | |
|---|--|--|
| 5 | $t_{\text{доп.изм.КЭ}}$ – интервал времени, необходимый для допуска бригады к выполнению работ по измерению КЭ, ч; | <ol style="list-style-type: none"> 1. Форма и порядок допуска. 2. Скорость выполнения действий по допуску (компетентность допускающих). 3. Количество точек измерения, в которых необходимо осуществить допуск. 4. Количество членов бригады. |
| 6 | $t_{\text{вып.изм.КЭ}}$ – интервал времени, необходимый для выполнения измерений КЭ, ч; | <ol style="list-style-type: none"> 1. Требования к продолжительности измерений. 2. Количество точек измерения. 3. Компетентность членов бригады. 4. Количество членов бригады. 5. Расстояние между точками измерения. 6. Технология сбора измеренных данных. 7. Порядок выполнения измерений. 8. Конструкция и состояние электрооборудования электрической сети, в которой проводятся измерения. 9. Количество необходимых повторов измерений. 10. Комплектность приборами. 11. Тип приборов. |
| 7 | $t_{\text{обр.изм.КЭ}}$ – интервал времени, необходимый для обработки результатов измерений КЭ, ч; | <ol style="list-style-type: none"> 1. Технология сбора данных. 2. Технология обработки данных. 3. Форма представления результатов обработки данных. 4. Количество повторов измерений для получения необходимых результатов. 5. Компетентность сотрудников, осуществляющих обработку. 6. Количество точек измерения. 7. Объем обрабатываемых данных. |
| 8 | $t_{\text{ок.изм.КЭ}}$ – интервал времени, необходимый для окончания работ по измерениям КЭ, то есть сворачивания рабочего места, документального оформления окончания работ, ч; | <ol style="list-style-type: none"> 1. Форма и порядок окончания работ. 2. Скорость выполнения действий по окончанию работ (компетентность допускающих). 3. Количество точек измерения, в которых необходимо окончить работы. 4. Количество членов бригады. |
| 9 | $t_{\text{инф.дисп.КЭ}}$ – интервал времени, необходимый для передачи результатов обработки информации по измерениям диспетчеру, ч. | <ol style="list-style-type: none"> 1. Форма передачи информации. 2. Применяемые средства передачи информации. |

В настоящее время отсутствуют практические исследования, направленные на определение статистических данных по значениям всех приведённых выше составляющих времени в зависимости от влияющих факторов. Это не позволяет в полной мере моделировать время определения источников искажения ПКЭ.

Проведен ряд исследований [6,14], направленных на анализ количества обращений о нарушениях КЭ, в которых рассмотрено количество обращений в разные годы и их причины. Однако в этих публикациях не рассмотрен вопрос затрат времени выявления и устранения источников искажения ПКЭ. В настоящем исследовании определено количество обращений потребителей по поводу несоответствия ПКЭ нормативным значениям за девять месяцев 2021-го года в филиале ПАО «Россети Центр»-«Орелэнерго» и значений времени, затраченного на определение источников искажения ПКЭ в сельских электрических сетях 0,4 кВ. Полученные результаты представлены на рисунке 1 и таблице 2.

Количество жалоб, шт

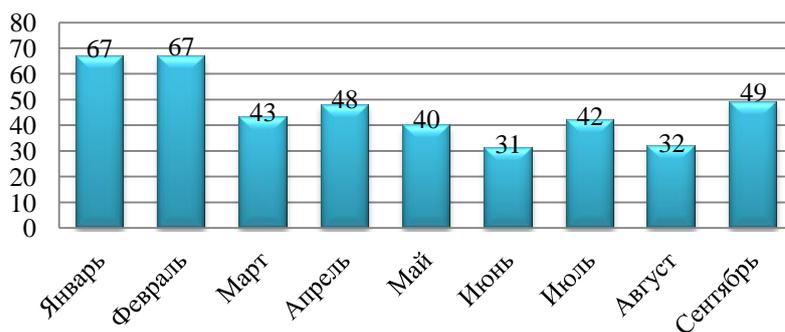


Рис. 1 Количество обращений потребителей в филиал ПАО «Россети Центр»-«Орелэнерго» за девять месяцев 2021 года в по поводу искажения ПКЭ

Fig. 1 The number of consumer appeals to the branch of PJSC Rosseti Center-Orelenenergo for nine months of 2021 regarding the distortion of the PCE

Полученные данные показывают, что чаще всего потребители обращались с заявлениями по поводу некачественной электроэнергии в зимний период времени. Это обусловлено, прежде всего, увеличением потребления электроэнергии потребителями и, соответственно, повышенной нагрузкой сетей, которая приводит к повышению потерь напряжения в ней. Увеличение количества обращений потребителей в июле по отношению к маю и к июню обусловлено отпускным сезоном, который проводится на дачах, в сельских домах. В это время активно производится ремонт и строительство домов. Электропотребление растёт за счёт применения электроинструментов в процессе строительства, ремонта, применения средств для полива растений на огородах. За анализируемый период количество обращений составило 419 шт. Стоит отметить, что количество обращений остается на высоком уровне и электросетевой организации необходимо проводить работу по его сокращению. Для этого необходимо применять проверенные временем способы и новые решения, позволяющие уменьшить количество искажений ПКЭ.

Анализ времени, затраченного на определение источника искажений ПКЭ, производился на основании данных, полученных из System Analysis and Program Development (SAP) филиала ПАО «Россети Центр»-«Орелэнерго». Значения исследуемого времени представлены в таблице 2. Значения для удобства анализа разбиты на интервалы, равные суткам (24 ч).

Таблица 2

Время, затраченное на определение источника искажений ПКЭ

| Интервал времени устранения искажения ПКЭ, ч | Количество заявлений, шт. | | | | | | | | |
|--|---------------------------|---------|------|--------|-----|------|------|--------|----------|
| | Январь | Февраль | Март | Апрель | Май | Июнь | Июль | Август | Сентябрь |
| 0-24 | 13 | 20 | 4 | 4 | 2 | 6 | 5 | 5 | 3 |
| 25-48 | 40 | 35 | 22 | 30 | 20 | 14 | 27 | 18 | 33 |
| 49-72 | 3 | 5 | 10 | 7 | 1 | 5 | 2 | 4 | 4 |
| 73-96 | 2 | 3 | 2 | 3 | 2 | 2 | 3 | 2 | 2 |
| 97-120 | 2 | 1 | 1 | 1 | 2 | 2 | 1 | 3 | 1 |
| 121-144 | 3 | 2 | 1 | 0 | 2 | 1 | 1 | 0 | 3 |
| 145-168 | 0 | 0 | 1 | 2 | 11 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 169-192 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0 | 0 |
| 193-216 | 1 | 1 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 217-240 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 |
| более 241 | 1 | 0 | 1 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 1 |

По результатам анализа представленных в таблице 1 данных можно сделать вывод, что чаще всего источник искажений ПКЭ определялся в течении одних или двух суток.

Непосредственно измерения производились в течение суток в этих случаях. При этом чаще всего источником искажения была несимметрия в сети, или нарушения в работе внутренних сетей отдельных потребителей. Большая часть жалоб была устранена выполнением мероприятий по симметрированию нагрузок.

Самое продолжительное время определения источника искажения ПКЭ составляет 21 сутки, а количество случаев, когда причина выхода ПКЭ за регламентированные нормы не выявлялась более двух дней составило 117. Это значительное время, которое необходимо сокращать.

Одним из способов сокращения времени определения источника искажений ПКЭ является, как отмечалось выше, применение ПАИК, позволяющих проводить синхронизированные измерения. Примером такого комплекса может быть комплекс на базе устройств ТЭМП-3-W[20]. ПАИК имеет следующую структуру. В него входят центральный блок ЦБ ТЭМП-3-W и датчики ТЭМП-3-W1 - ТЭМП-3-Wn. ЦБ комплекса собирает данные от датчиков по *Wi-Fi* – каналу, или с помощью технологии *LORA* и обрабатывает их. Все датчики синхронизированы по времени измерений и привязаны к астрономическому времени.

На рисунке 2 показана структурная схема применения ПАИК на базе ТЭМП-3-W для определения источника искажения ПКЭ в сельской электрической сети. На рисунке: ВКА1 - коммутационный аппарат отходящей линии, установленный на трансформаторной подстанции (ТП) 10/0,4 кВ; ТЭМП-3-W1 - ТЭМП-3-W5 – датчики ПАИК; ЦБ ТЭМП-3-W – центральный блок ПАИК; ВКА2 – вводной коммутационный аппарат потребителя.

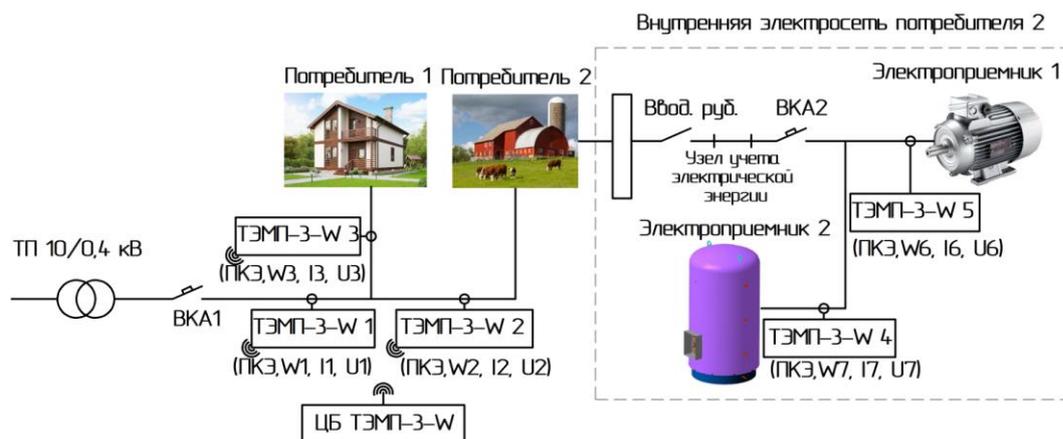


Рис. 2 Структурная схема применения ПАИК на базе ТЭМП-3-W для определения источника искажения ПКЭ в сельской электрической сети

Fig. 2 Block diagram of the use of PAIC based on TEMP-3-W to determine the source of PCE distortion in the rural electrical network

При определении источника искажения ПКЭ датчики ПАИК устанавливаются в разных точках сети. Место установки выбирается на основании того, искажение какого ПКЭ указано в обращении потребителя, конфигурации сети, в том числе количества отходящих линий от ТП, местоположения потребителя, обратившегося по поводу КЭ. Учитывается возможность проведения измерений в электрической сети потребителя, количество потребителей в сети. Установка датчиков ПАИК в разных точках сети и возможность синхронизации их по времени позволяет, в большинстве случаев, локализовать источник искажения ПКЭ, так как анализ результатов измерения внескольких точках сети даёт возможность сравнивать их между собой, определять уровень искажения ПКЭ в каждой точке одновременно, делать соответствующие выводы, указывающие на источник искажения. Измерения ПКЭ, а также потребления электроэнергии (W), тока (I) и напряжения (U) в точках установки датчиков ТЭМП-3-W1 - ТЭМП-3-W5 позволяет анализировать не только значения в них ПКЭ, но и определять потери напряжения, потери электроэнергии и мощности на участках сети, составлять баланс мощности и токов. Это даёт дополнительную возможность выявлять источники искажений ПКЭ вплоть до отдельного электроприёмника.

ПАИК также позволяет получать графики нагрузки по участкам сети, пиковые, среднеквадратичные значения токов и напряжений, мощностей по участкам, выявлять отклонения и потери напряжения по участкам. Это даёт возможность выявить участки с недостаточной пропускной способностью, отклонениями показателей качества

электроэнергии от нормированных значений, выявить оборудование, вносящее несимметрию в сеть, определить другие источники искажений.

На рисунке 3 показан внешний вид устройства ТЭМП-3-W с одним датчиком.

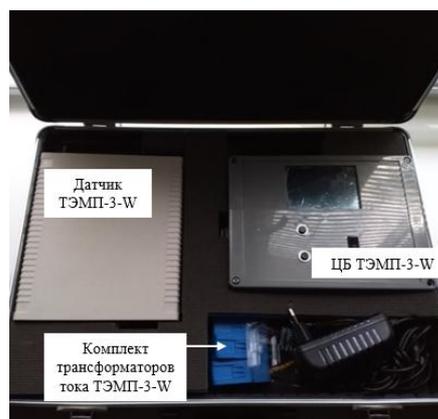


Рис. 3 Внешний вид устройства ТЭМП-3-W

Fig. 3 Appearance of the TEMP-3-W device

Датчики и ЦБ ТЭМП-3-W оснащены также внешними съёмными накопителями, что позволяет архивировать на них результаты измерений. Это даёт возможность не терять данные при перебоях связи и при необходимости обрабатывать их ретроспективно.

Применение ПАИК позволяет сократить время на определение источника искажений в первую очередь за счёт того, что сбор данных от датчиков осуществляется дистанционно, их обработка может производиться фактически одновременно по всем точкам измерения. При этом не требуется снятие датчиков с точек измерения. Поэтому при необходимости повторных измерений не требуется вновь устанавливать датчики. Кроме того, если при обследовании используется один прибор, устанавливаемый в разные точки сети, это требует каждый раз его установки, снятия и соответствующих процедур допуска, окончания работ. Применение же ПАИК с несколькими датчиками позволяет один раз произвести их установки и один раз снятие, что также позволяет экономить время на определение источника искажений ПКЭ.

На основании результатов определения источника разрабатываются мероприятия по устранению искажений ПКЭ. Одним из таких мероприятий повышения качества электроэнергии в электрических сетях является выбор рациональной уставки переключателя без возбуждения (ПБВ) на ТП 10/0,4 кВ. Применение ПАИК позволяет выполнить это мероприятие. Методика применения комплекса в этом случае следующая:

В центральный блок ЦБ ТЭМП-3-W поступают данные с датчиков ТЭМП-3-W о напряжении в контрольных точках сети. Замеры производятся, согласно ГОСТ в течение суток или в течение семи суток (что предпочтительнее). Результаты замеров анализируются, в результате чего определяется средневзвешенное, с учётом времени, значение коэффициента регулирования.

Далее рассчитываются интервалы времени $tn\%$, %, то есть доли времени в процентах от времени проведения измерения, в течение которых наблюдалось одинаковое соответствующее значение коэффициента регулирования:

$$tn\% = \frac{tn}{\sum_1^n ti} \cdot 100\% , \quad (6)$$

где tn – интервалы времени, в часах, в течение которых наблюдалось одинаковое соответствующее значение коэффициента регулирования. Данные коэффициенты могут иметь как положительное, так и отрицательное значения, ч;

$\sum_1^n ti$ – общее время измерений, ч.

Вычисляются коэффициенты регулирования $K_{pertn\%+}$, $K_{pertn\%-}$, %, полученные и зафиксированные в течение соответствующих интервалов времени по выражениям:

$$K_{\text{pertn}\%+} = K_{\Pi} \cdot \left(\left(\frac{\sum_{i=1}^n A_n}{\sum_{i=1}^n \left(\frac{U_d}{100} + 1 \right)} - 1 \right) \cdot 100 \right), \quad (7)$$

$$K_{\text{pertn}\%-} = K_{\Pi} \cdot \left(\left(\frac{\sum_{i=1}^n A_n}{\sum_{i=1}^n \left(\frac{U_d}{100} + 1 \right)} + 1 \right) \cdot 100 \right), \quad (8)$$

где $K_{\text{pertn}\%+}$ – коэффициент, указывающий величину, необходимую для изменения уровня отклонения установившегося напряжения на трансформаторной подстанции при его положительном отклонении от нормативного значения, %;

$K_{\text{pertn}\%-}$ – коэффициент, указывающий величину, необходимую для изменения уровня отклонения установившегося напряжения на трансформаторной подстанции при его отрицательном отклонении от нормативного значения, %;

K_{Π} – коэффициент пропорциональности в зависимости от типа используемого управляющего устройства, безразм.;

ΔU_d – уровень отклонения установившегося значения напряжения на границе разграничения баланса между потребителем и энергоснабжающей организацией, %;

A_n – точка склонения баланса потребителя и энергоснабжающей организации, шт.

Определяется, с учётом времени, значение коэффициента регулирования $K_{\text{ср.взв}}$, %, с помощью выражения:

$$K_{\text{ср.взв}} = \frac{K_{\text{pert1}\%} \cdot t1\% + K_{\text{pert2}\%} \cdot t2\% + \dots + K_{\text{pertn}\%} \cdot tn\%}{t1\% + t2\% + \dots + tn\%}, \quad (9)$$

где $K_{\text{pert1}\%}$, $K_{\text{pertn}\%}$ – коэффициенты регулирования, полученные и зафиксированные в течение соответствующих интервалов времени $t1 \dots tn$, %;

$t1\% \dots tn\%$ – интервалы времени, то есть доли времени в процентах от времени проведения измерения, в течение которых наблюдалось одинаковое соответствующее значение коэффициента регулирования, %.

Предположим, в процессе измерений (время измерений 24 часа) и обработки полученных данных зафиксированы следующие результаты по рекомендуемым коэффициентам регулирования и соответствующим интервалам времени: $t1 = 15\text{ч}$, $K_{\text{pert1}\%} = +2\%$; $t2 = 5\text{ч}$, $K_{\text{pert2}\%} = +3\%$; $t3 = 4\text{ч}$, $K_{\text{pert3}\%} = 0\%$. Тогда $t1\% = (15/24) \cdot 100 = 62,5\%$, $t2\% = 20,8\%$, $t3\% = 16,7\%$. В этом случае средневзвешенный коэффициент регулирования составит:

$$K_{\text{ср.взв}} = \frac{+2\% \cdot 62,5\% + (+3\%) \cdot 20,8\% + 0\% \cdot 16,7\%}{100\%} = +1,87$$

Таким образом делается вывод о том, что неавтоматический регулятор напряжения (ПБВ) на ТП должен находиться в положении, ближайшем у +1,87 (вероятно, необходимо установить в положение +2% при ступенях ПБВ +0,5, +1, +1,5, +2, +2,5%) для обеспечения наиболее рационального уровня напряжения на вводах всех потребителей.

Выявление других искажений ПКЭ с помощью ПАИК позволяет разрабатывать соответствующие мероприятия по повышению КЭ.

Выводы

Разработка мероприятий по устранению искажений качества электроэнергии в электрических сетях требует предварительного обследования данных сетей с целью определения источника искажений. Это обследование может занимать значительное время, как показало исследование на примере филиала ПАО «Россети»-«Орёлэнерго» - до 21 суток, хотя в большинстве случаев источник определяется в течение двух суток. Количество случаев, когда источник искажений ПКЭ не выявлялся более двух суток составило 117 случаев из 419 проанализированных.

Сократить время на выявление источника искажений позволяет применение мобильного программно-аппаратного измерительного комплекса, позволяющего производить синхронизированные по времени измерения в нескольких точках обследуемой электрической сети. ПАИК позволяет получать графики нагрузки по участкам сети, пиковые, среднеквадратичные значения токов и напряжений, мощностей по участкам,

выявлять отклонения и потери напряжения по участкам. Это даёт возможность выявить участки с недостаточной пропускной способностью, отклонениями показателей качества электроэнергии от нормированных значений, выявить оборудование, вносящее несимметрию в сеть, определить другие источники искажений. ПАИК может использоваться в том числе при отсутствии внешних каналов связи за счёт применения передачи данных от датчиков комплекса на центральный сервер сбора данных с помощью технологий *LORA*, или *Wi-Fi*.

Применение ПАИК позволяет сократить время на определение источника искажений в том числе за счёт дистанционного сбора данных от датчиков, возможности обработки данных со всех датчиков фактически одновременно с их получением.

Литература

1. Наумов А.А. Обеспечение требуемого качества электрической энергии // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2020. Т. 22. № 1. С. 85-92.
2. Амерханов Р.А., Савенко А.В. Мониторинг показателей качества электрической энергии для сельскохозяйственных объектов // Энергосбережение и водоподготовка. 2018. № 5 (115). С. 32-36.
3. Беликов Р.П. Организационно-технические и технические мероприятия повышения качества электроэнергии // В сборнике: Физика и современные технологии в АПК. Материалы X Международной молодежной конференции молодых ученых, студентов и школьников. 2019. С. 38-41.
4. Лошкарев В.И., Шкрыль А.М., Машанов Е.В. Качество электрической энергии в Чебоксарских городских электрических сетях // В сборнике: Региональная энергетика и электротехника: проблемы и решения. Сборник научных трудов. А.Ю. Александров (гл. редактор). Чебоксары, 2015. С. 178-185.
5. Грачева Е.И., Наумов О.В., Федотов Е.А. Влияние нагрузочной способности силовых трансформаторов на их эксплуатационные характеристики // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2017. Т. 19. № 7-8. С. 71-77.
6. Borodin M., Psarev A., Kudinova T., Mukhametzhano R. Improving power quality by calculating voltage losses // In the collection: E3S Web of Conferences. 2019. С. 1041.
7. Нелюбов В.М., Жилиев Н.Ю. Повышение качества электроэнергии с помощью фильтросимметрирующих устройств // В сборнике: Университетский комплекс как региональный центр образования, науки и культуры. Материалы Всероссийской научно-методической конференции (с международным участием). 2020. С. 2793-2796.
8. Горелов Ю.И., Кузнецова А.Д., Лыпырева П.С., Шашаева В.А. Повышение качества электроэнергии в электрических сетях с резкопеременными нелинейными нагрузками // Известия Тульского государственного университета. Технические науки. 2018. № 12. С. 209-214.
9. Komada P., Trunova I., Miroshnyk O., Savchenko O., Shchur T. The incentive scheme for maintaining or improving power supply quality // Przegląd Elektrotechniczny. 2019. Т. 95. № 5. С. 79-82.
10. Aleksandar Stanimirović, Miloš Bogdanović, Milena Frtunić, Milena Frtunić. Low-voltage electricity network monitoring system: Design and production experience. International Journal of Distributed Sensor Networks, 2020. V. 16(1).
11. Большев В.Е., Виноградов А.В. Разработка технических средств мониторинга отключений и отклонения напряжения на вводах сельских потребителей : монография // Саратов: Вузовское образование, 2021. 205 с.
12. Vadim Bolshev, Alexander Vinogradov, Michał Jasiński, Tomasz Sikorski, Zbigniew Leonowicz, and Radomir Gono. Monitoring the Number and Duration of Power Outages and Voltage Deviations at Both Sides of Switching Devices. In Journal IEEE Access. August, 2020.
13. Зеленкова Л.И. Сквозной мониторинг качества электроэнергии // Электрика. 2009. № 4. С. 30-33.
14. Бородин М.В., Беликов Р.П., Махиянова Н.В. Повышение качества электроэнергии посредством расчета потерь напряжения // Вестник аграрной науки Дона. 2019. № 3 (47). С. 35-40.
15. Корнилов Г.П., Боков А.И., Романов Д.В., Мигранов М.Ф., и др. Мониторинг качества электроэнергии Вестник // Магнитогорского государственного технического университета им. Г.И. Носова. 2005. № 4 (12). С. 44-48.
16. Vinogradov A., Bolshev V., Vinogradova A., et al. Analysis of the Power Supply Restoration Time after Failures in Power Transmission Lines // Energies 2020, 13, 2736.

17. Виноградов А.В., Виноградова А.В., Большев В.Е. Устройства и система мониторинга надежности электроснабжения и отклонения напряжения в электрических сетях 0,38 КВ // Вестник НГИЭИ. 2017. № 11 (78). С. 69-81.

18. Кобозев В.А., Лыгин И.В. Мониторинг качества электроэнергии на базе multifunctional счетчиков // Сельский механизатор. 2017. № 1. С. 44-45.

19. Popescu M., Bitoleanu A., Linca M. Improving power quality by a four-wire shunt active power filter: a case study // Energies. 2021. Т. 14. № 7.17.

20. Виноградов А.В., Букреев А.В., Виноградова А.В. Таймер – электросчётчик мобильный портативный трёхфазный с радиоканалом передачи данных. Патент № 2739717 Российская Федерация, МПК G01R 11/42, G01R 11/46. // Заявитель и патентообладатель ФГБНУ ФНАЦ ВИМ. – Заявка 2020124569, заявлено 23.07.2020; опублик. 28.12.2020, Бюл. № 1.

Авторы публикации

Бородин Максим Владимирович – канд. тех. наук, доцент, заведующий кафедры «Электроснабжение», Орловский государственный аграрный университет имени Н.В. Парахина.

Виноградов Александр Владимирович – д-р техн. наук, доцент, заведующий лабораторией электроснабжения и теплообеспечения, Федеральный научный агроинженерный центр «ВИМ»

Букреев Алексей Валерьевич – младший научный сотрудник, Федеральный научный агроинженерный центр «ВИМ»

Панфилов Александр Александрович – начальник отдела эксплуатации АСДУ службы эксплуатации СДТУиИТ Филиала ПАО «Россети Центр» - «Орёлэнерго», аспирант Орловского государственного аграрного университета имени Н.В. Парахина.

References

1. Naumov AA. Obespechenie trebuемого kachestva elektricheskoy energii. *Izvestiya vysshih uchebnykh zavedenij. Problemy energetiki*. 2020;22(1):85-92.

2. Amerhanov RA, Savenko AV. Monitoring pokazatelej kachestva elektricheskoy energii dlya sel'skohozyajstvennykh obektov. *Energoberezhenie i vodopodgotovka*. 2018;5(115):32-36.

3. Belikov R.P. *Organizacionno-tekhnicheskie i tekhnicheskie meropriyatiya povysheniya kachestva elektroenergii*. V sbornike: Fizika i sovremennye tekhnologii v APK. Materialy N Mezhdunarodnoj molodezhnoj konferencii molodykh uchenykh, studentov i shkol'nikov. 2019. pp. 38-41.

4. Loshkarev VI, SHkryl' AM, Mashanov EV. *Kachestvo elektricheskoy energii v SHeboksarskih gorodskih elektricheskikh setyah*. V sbornike: Regional'naya energetika i elektrotekhnika: problemy i resheniya. sbornik nauchnykh trudov. A.YU. Aleksandrov (gl. redaktor). SHeboksary, 2015. pp. 178-185.

5. Gracheva EI, Naumov OV, Fedotov EA. Vliyanie nagruzochnoj sposobnosti silovykh transformatorov na ih ekspluatacionnye harakteristiki. *Izvestiya vysshih uchebnykh zavedenij. Problemy energetiki*. 2017;19(7-8):71-77.

6. Borodin M, Psarev A, Kudinova T, Mukhametzhanov R. *Improving power quality by calculating voltage losses*. In the collection: E3S Web of Conferences. 2019. pp. 1041.

7. Nelyubov VM, ZHilyaev NYU. *Povyshenie kachestva elektroenergii s pomoshch'yu fil'trosimmetriruyushchih ustrojstv*. V sbornike: Universitetskij kompleks kak regional'nyj centr obrazovaniya, nauki i kul'tury. Materialy Vserossijskoj nauchno-metodicheskoy konferencii (s mezhdunarodnym uchastiem). 2020. pp. 2793-2796.

8. Gorelov YUI, Kuznecova AD., Lypyreva PS, et al. Povyshenie kachestva elektroenergii v elektricheskikh setyah s rezkoperemennymi nelinejnymi nagruzkami. *Izvestiya Tul'skogo gosudarstvennogo universiteta. Tekhnicheskie nauki*. 2018;12:209-214.

9. Komada P, Trunova I, Miroshnyk O, et al. The incentive scheme for maintaining or improving power supply quality. *Przeglad Elektrotechniczny*. 2019;95(5):79-82.

10. Aleksandar Stanimirović, Miloš Bogdanović, Milena Frtunić, Milena Frtunić. Low-voltage electricity network monitoring system: Design and production experience. *International Journal of Distributed Sensor Networks*, 2020;16(1). doi: 10.1177/1550147720903629.

11. Bol'shev VE, Vinogradov AV. *Razrabotka tekhnicheskikh sredstv monitoringa otklyuchenij i otkloneniya napryazheniya na vvodah sel'skih potrebitelej* : monografiya. Saratov: Vuzovskoe obrazovanie, 2021. 205 pp.
12. Vadim Bolshev, Alexander Vinogradov, Michał Jasiński, et al. Monitoring the Number and Duration of Power Outages and Voltage Deviations at Both Sides of Switching Devices. *In Journal IEEE Access*. August, 2020. doi: 10.1109/ACCESS.2020.3011836.
13. Zelenkova LI. Skvoznoj monitoring kachestva elektroenergii. *Elektrika*. 2009;4:30-33.
14. Borodin MV, Belikov RP, Mahiyanova NV. Povyshenie kachestva elektroenergii posredstvom rascheta poter' napryazheniya. *Vestnik agrarnoj nauki Dona*. 2019;3(47):35-40.
15. Kornilov GP, Bokov AI, Romanov DV, et al. Monitoring kachestva elektroenergii *Vestnik Magnitogorskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta im. G.I. Nosova*. 2005;4(12):44-48.
16. Vinogradov A, Bolshev V, Vinogradova A, et al. Analysis of the Power Supply Restoration Time after Failures in Power Transmission Lines. *Energies*. 2020;13:2736.
17. Vinogradov AV, Vinogradova AV, Bol'shev VE. Ustrojstva i sistema monitoringa nadezhnosti elektrosnabzheniya i otkloneniya napryazheniya v elektricheskikh setyah 0,38 KV. *Vestnik NGIEI*. 2017;11 (78):69-81.
18. Kobozev VA, Lygin IV. Monitoring kachestva elektroenergii na baze mnogofunktional'nyh schetchikov. *Sel'skij mekhanizator*. 2017;1:44-45.
19. Popescu M, Bitoleanu A, Linca M, Suru CV. Improving power quality by a four-wire shunt active power filter: a case study. *Energies*. 2021;14:7.17.
20. Vinogradov AV, Bukreev AV, Vinogradova AV. Patent № 2739717 Rossijskaya Federaciya, MPK G01R 11/42, G01R 11/46. *Tajmer – elektroschyotchik mobil'nyj portativnyj tryohfaznyj s radiokanalom peredachi dannyh*. Zayavitel' i patentoobladatel' FGBNU FNAC VIM. – Zayavka 2020124569, zayavleno 23.07.2020; opubl. 28.12.2020, Byul. № 1

Authors of the publication

Maxim V. Borodin – Orel State Agrarian University namend after N.V. Parakhina

Alexander V. Vinogradov – Federal Scientific Agroengineering Center VIM.

Alexey V. Bukreev – Federal Scientific Agroengineering Center VIM.

Alexander A. Panfilov – the branch of PJSC Rosseti Center-Orelenegero.

Получено 24.11.2021 г.

Отредактировано 29.11.2021 г.

Принято 06.12.2021 г.