

УДК 620.9

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ОТКАЗОВ ЭЛЕМЕНТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ (10 кВ) АВТОНОМНЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ С ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ

Карамов Дмитрий Николаевич^{1,2},
dmitriy.karamov@mail.ru

Наумов Игорь Владимирович^{2,3},
professornaumov@list.ru

Пержабинский Сергей Михайлович¹,
smper@isem.irk.ru

¹ Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук, Россия, 664033, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 130.

² Иркутский национальный исследовательский технический университет, Россия, 664074, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 83.

³ Иркутский государственный аграрный университет им. А.А. Ежевского, Россия, 664038, Иркутский район, пос. Молодёжный, Молодежный переулок, 1/1.

Актуальность работы обусловлена совершенствованием существующих подходов моделирования отказов элементов электрической сети автономных энергетических систем с возобновляемой распределенной генерацией.

Цель работы: продемонстрировать возможность использования хронологического метода расчета системы при моделировании отказов элементов электрической сети автономных энергетических систем с возобновляемой распределенной генерацией; показать значимость применения многолетних метеорологических рядов при решении задачи определения аварийных отказов воздушных линий 10 кВ, осуществляющих передачу электрической энергии потребителю; выявить закономерности между временными интервалами, с учетом значений актинометрических и ветроэнергетических показателей, при которых происходит генерация, и количеством отказов рассматриваемых элементов электрической сети.

Методы. Представленный подход поэтапно выстроен на главенствующих положениях теории системных и мультидисциплинарных исследований с использованием апробированных математических моделей, позволяющих обрабатывать и моделировать как актинометрические (прямую, рассеянную и суммарную солнечную радиацию), так и ветроэнергетические показатели с фиксированным дискретным шагом и привязкой к реальной местности. В работе используются общеизвестные модели статистической обработки информации и генерирования случайных чисел при определении возможных аварийных отказов элементов электрической сети. Применяется высокоуровневый язык программирования Matlab.

Результаты. Проведен анализ отказов воздушных линий электропередачи в регионах РФ и Норвегии. Исследованы закономерности этих отказов, а также приведены их основные причины и процентные соотношения. Представлены наиболее распространенные подходы к моделированию возможных отказов ВЛ – 10 кВ. Описаны основные логические условия предлагаемого авторами подхода. Получены численные результаты моделирования возможных отказов воздушных линий 10 кВ в рамках автономных энергетических систем с возобновляемой распределенной генерацией. Результаты получены на основании расчета виртуальной автономной энергетической системы, условно расположенной в населенном пункте Узуры Ольхонского района Иркутской области.

Ключевые слова:

Возобновляемые источники энергии, распределенная генерация, автономные энергетические системы, прогнозирование, солнечная радиация, ветроэнергетический потенциал, хронологический метод.

Введение

Современный этап развития мировой энергетики сопровождается значительным ростом мощности возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и аккумулирующих устройств, как в централизованных, так и автономных энергетических системах [1]. Естественно, такой рост является следствием сложившейся в последнее время мировой энергетической политики в области экологически чистого производства энергии [2–4].

Стоит подчеркнуть, что в различных регионах мира применение ВИЭ и элементов аккумулирования энергии позволяет решить ряд значимых задач социально-экономического характера [5–8].

К примеру, большое внимание уделяется применению ВИЭ при электрификации сельских территорий, развивающихся стран, где отсутствует централизованное электроснабжение или же оно осуществляется не регулярно [9–14].

Необходимо отметить, что реализация многих проектов, использующих ВИЭ и аккумулирующие устройства в рамках автономных энергетических комплексов, требует рационального размещения объектов генерации с учетом показателей, характеризующих актинометрический и ветроэнергетический потенциал рассматриваемой территории. В доказательство данному положению отметим, что большинство генерирующих объектов, исполь-

зующих ВИЭ, расположены в определенных локациях, имеющих более приемлемые уровни актинометрических, ветроэнергетических и других показателей, по сравнению с непосредственным расположением у потребителя. Данная концепция развития энергетики известна как *малая распределенная генерация*, получившая распространение как в научно-исследовательских работах прикладного характера, так и на практике, в рамках различных программ развития и электрификации удаленных и труднодоступных сельских территорий различных регионов мира.

При этом ряд мировых исследовательских коллективов, энергетических департаментов и агентств выделяют определенный перечень задач, требующих особого внимания при использовании ВИЭ в автономных энергетических системах с *распределенной генерацией*. Основной из этих задач является определение показателей надежности как отдельных элементов электрической сети среднего уровня напряжения, так и объектов *распределенной генерации* автономных энергетических комплексов, где в качестве основного генерирующего оборудования используются ВИЭ [15–18].

Стоит отметить, что по своей специфике небольшие автономные энергетические системы с *распределенной генерацией* имеют схожие классификационные показатели с традиционными сельскими электрическими сетями, например, такие, как большая протяженность и разветвленность воздушных линий 6–10 кВ в России и 11–22 кВ за рубежом. Кроме того, рассматриваемые электрические сети относятся к сетям с низким уровнем наблюдаемости, что в достаточной мере снижает быстродействие локализации поврежденных участков при устойчивых аварийных отключениях [19, 20].

Воздушные линии электропередачи 10 кВ, расположенные в сельской местности, подвержены влиянию множества внешних факторов (природно-климатические, антропогенные и т. д.), снижающих надёжность воздушных линий (ВЛ) и приводящих к их отказам и, как следствие, к соответствующему недоотпуску электрической энергии потребителям [21–23]. Основными причинами возникновения отказов в линиях электропередачи данного уровня напряжений является повреждение их конструктивных составляющих, таких как высоковольтные изоляторы, разрядники и другой линейной арматуры, а также возможное перекрытие изоляции [22, 23].

В связи с тем, что ВЛ электропередачи являются одним из основных элементов электрических сетей автономных энергетических систем с ВИЭ, превентивная оценка их повреждаемости на основе моделирования, прогнозирования и анализа позволяет существенно повысить эффективность электроснабжения еще на стадии проектирования, а также запланировать необходимые организационно-технические мероприятия, как для улучшения условий эксплуатации, так и для создания необходимого складского резерва.

Показатели аварийности воздушных линий

Анализ показателей аварийности электрических сетей позволяет выявить ряд особенностей и закономерностей, связанных с условиями их эксплуатации [24]. Большую практическую и научную значимость имеют ежегодные статистические отчеты энергетических компаний, осуществляющих эксплуатацию электрических сетей с разным уровнем напряжения [21]. При этом следует отметить, что такие ежегодные отчеты, как правило, отображают информацию о электрических сетях с уровнем напряжения свыше 110 кВ, в то время как подобная информация по электрическим сетям с более низких напряжений не всегда доступна.

В качестве примера рассмотрим основные показатели аварийности в электрических сетях Норвегии, используя информацию ежегодных отчетов, включающих как количественную оценку перерывов электроснабжения вследствие отказов, так и качественное обоснование событий, произошедших в рассматриваемых сетях [25]. При этом следует отметить, что, если в России диапазон среднего напряжения сети составляет 6, 10 кВ, то в странах ЕС и Скандинавии – 11, 22 кВ.

В настоящее время общая протяженность ВЛ в электрических сетях Норвегии с уровнем напряжения до 22 кВ составляет 59 тыс. километров. При этом обработка ежегодных отчетов показывает, что суммарное количество отказов в электрических сетях данного уровня напряжения в течении последних десяти лет находится в диапазоне от 8793 до 13456 в год [25]. Суммарное количество отказов относительно каждого года и месяца в период с 2007 по 2016 гг. представлено на рис. 1.

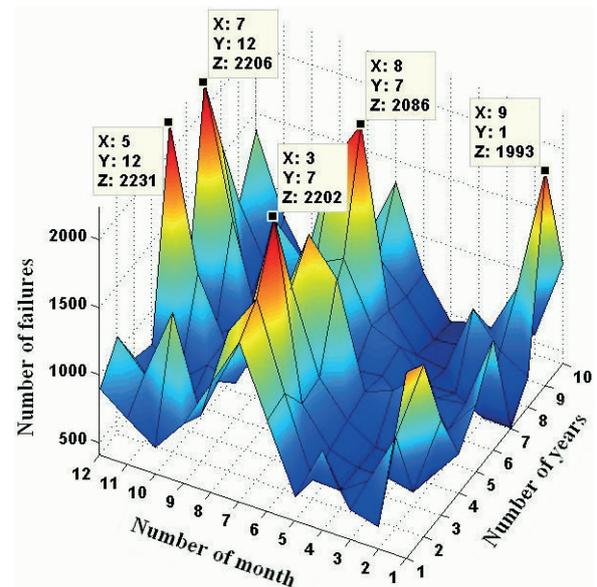


Рис. 1. Количество отказов относительно каждого месяца и года рассматриваемого периода (2007–2016) в электрических сетях Норвегии

Fig. 1. Number of overhead power line failures relative to each month and year of the period under review (2007–2016) in electric networks of Norway

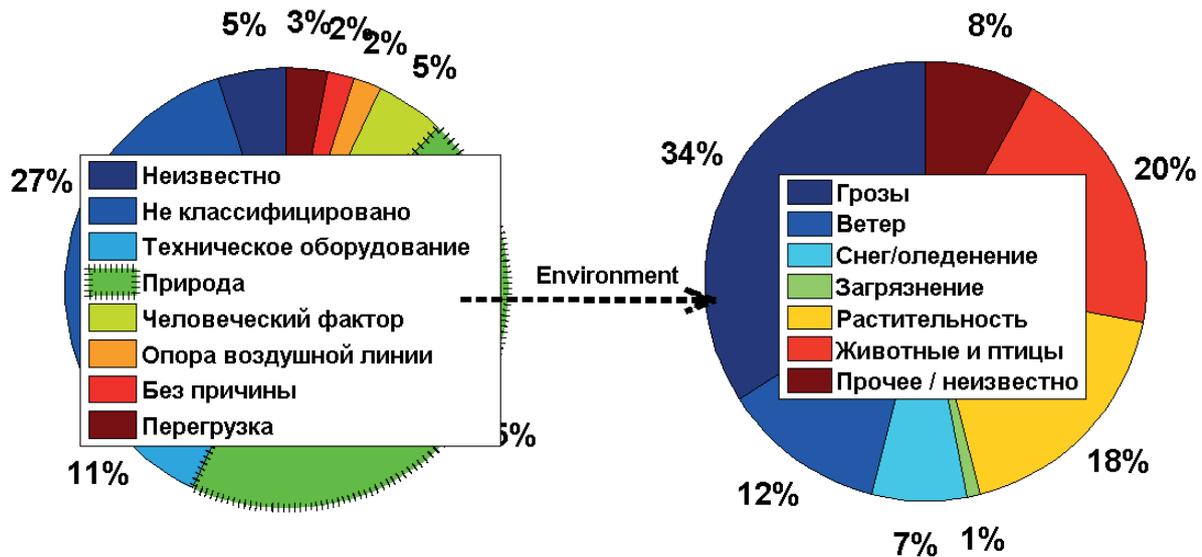


Рис. 2. Диаграмма отказов ВЛ в электрических сетях Норвегии до 22 кВ

Fig. 2. Diagram of overhead line failures in distribution networks of Norway up to 22 kV

Как видно из рис. 1, наибольшее количество отказов наблюдается в зимний и летний период. Основная часть аварийных отключений в электрических сетях Норвегии связана природно-климатическими изменениями в эти периоды, например, такими, как *грозовая деятельность, ветровая нагрузка, снегопады, гололёдно-изморозевые отложения, загрязнение, повреждения, вызванные различной растительностью, птицы/животные и прочее* [26].

Характер возникновения аварийных отключений в процентном соотношении представлен на рис. 2.

Следует отметить, что около трети из общего числа отказов невозможно классифицировать. При этом, как отмечается отдельными исследовательскими коллективами, половина из не классифицированных отказов также связана с различного рода комбинациями *природно-климатического воздействия* [23, 27].

Анализ статистики повреждаемости электрических сетей аналогичного уровня напряжений в различных регионах Сибирского Федерального округа РФ показывает, что от 35 до 44 % из общего числа аварийных отказов ВЛ 10 кВ приходится на срыв проводов в результате действия ветровой нагрузки, а также их обрыв в следствии воздействия разного рода не предусмотренных дополнительных механических нагрузок. Следует отметить, что срыв проводов ВЛ под действием *ветровой нагрузки* обусловлен различной амплитудой колебания фазных проводников вследствие изменяющейся по разным причинам стрелы провеса провода. К дополнительным механическим нагрузкам можно отнести *гололёдно-изморозевые отложения*, которые приводят к существенному уве-

личению массы провода и соответствующему обрыву проводов ВЛ. *Грозовая активность* приводит к перекрытию изоляции и коротким замыканиям, что вызывает отключение участков ВЛ действием релейной защиты. Кроме того, аварийные отказы ВЛ 10 кВ происходят и по причине разрушения изоляторов вследствие разного рода статических и динамических нагрузок. Такие отказы составляют от 24 до 35 % всех событий отказов в рассматриваемых электрических сетях.

Отдельно стоит выделить отказы, которые были не классифицированы вследствие самоустранения или не имеющие сопутствующих факторов, указывающих на причину возникновения. В данном случае данные по этим отказам существенно разнятся в зависимости от рассматриваемого региона и составляют от 7 до 46 % [22, 28, 29].

В качестве наглядного примера рассмотрим основные причины возникновения отказов ВЛ 10 кВ Восточных электрических сетей Иркутской электросетевой компании (ВЭС ИЭСК), общая протяженность которых в настоящее время составляет около 9 тыс. км [30].

На рис. 3 представлено количество отказов ВЛ 10 кВ по причине механического повреждения и сопутствующего выхода из строя изоляторов, а также разрушения опоры. Визуализированные данные были получены на основании соответствующей обработки и анализа диспетчерских журналов, отражающих аварийные ситуации в течение последних 10 лет [31].

На рис. 4 показано количество отказов ВЛ 10 кВ по причине разного рода повреждений проводов, в т. ч. обрыва вследствие механических нагрузок, а также суммарное количество отказов ВЛ 10 кВ ВЭС ИЭСК на протяжении 10 лет [31].

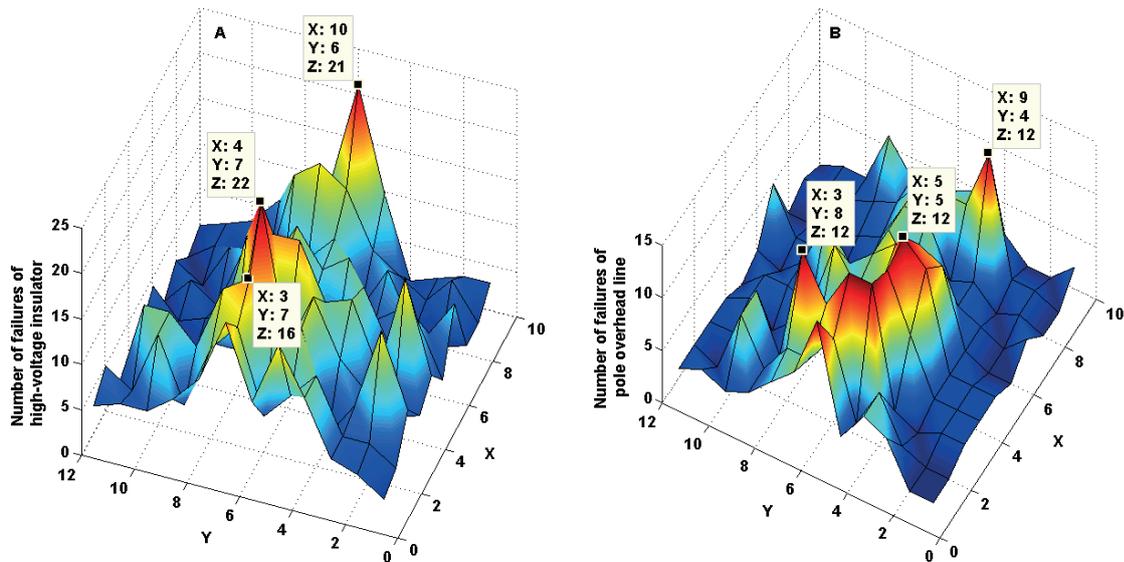


Рис. 3. А – Количество отказов изоляторов, В – повреждение опор ВЛ – 10 кВ на протяжении 10 лет. X – номер года, Y – номер месяца

Fig. 3. A – Number of failures of high-voltage insulator; B – number of failures of pole overhead line for 10 years. X – number of year, Y – number of month

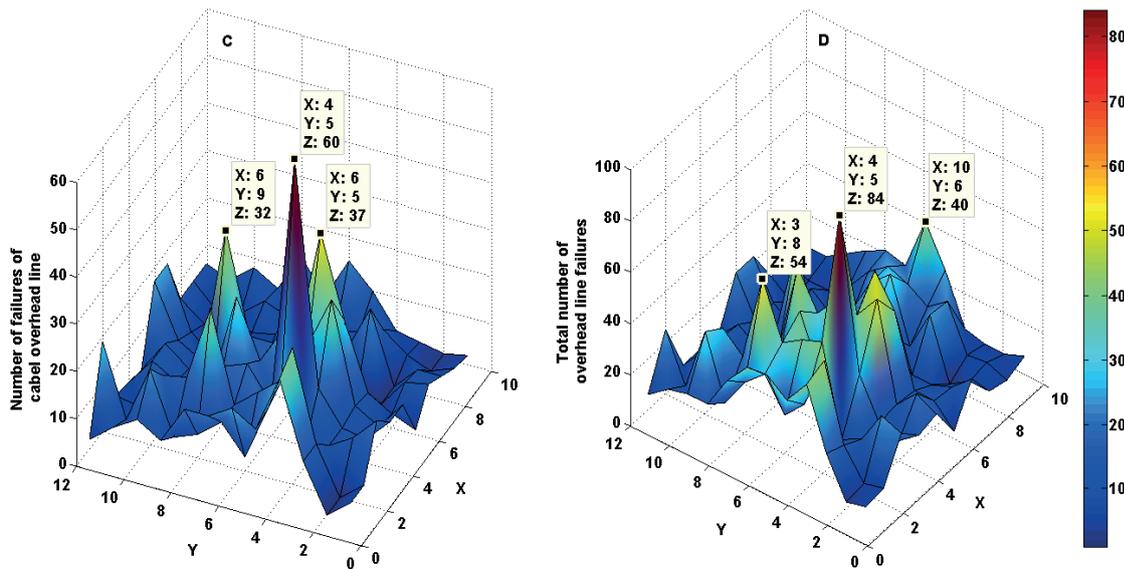


Рис. 4. С – количество отказов высоковольтных проводов, D – суммарное количество отказов ВЛ – 10 кВ на протяжении 10 лет. X – номер года, Y – номер месяца

Fig. 4. C – Number of failures of cable and D – total number of failures of overhead line for 10 years. X – number of year, Y – number of month

Как видно из рис. 1–4, характер возникновения событий отказов в электрических сетях России и Норвегии имеет схожий характер. Кроме того, приведённый анализ процентного соотношения различных повреждающих факторов, приводящих к отказу ВЛ, имеет непосредственную связь с территориальными особенностями региона, его природно-климатическими показателями, а также с техническим оснащением ВЛ средствами управления [32–34]. Вместе с этим следует отме-

тить, что в расчете на 100 км протяженности ВЛ (по результатам обработки ежегодных статистических отчётов энергетических компаний) в среднем за год в электрических сетях в различных регионах РФ количество отказов составляет от 15 до 75, в то время как в Норвегии данный показатель равен от 10 до 12 [21, 31, 35]. По мнению авторов статьи, это связано с существенным различием в оснащении рассматриваемых электрических сетей средствами управления.

Наиболее распространённые подходы прогнозирования отказов в электрических сетях напряжением 6–10 кВ

В данном разделе статьи будут представлены наиболее распространённые подходы к прогнозированию возможных отказов ВЛ 6–10 кВ.

Одним из первых и наиболее распространённых способов определения потенциально возможных отказов в электрических сетях 6–10 кВ является подход, основанный на использовании разного рода распределений с наложением определенных правил, условий и зависимостей, отвечающих как за достоверность получаемых результатов, так и за адекватность применяемого инструментария.

1. В [36] отмечается, что число отказов в рассматриваемый месяц может отклоняться от теоретически определенного значения (среднего) как в меньшую, так и большую сторону. При этом справедливо отмечено, что число отказов находится в относительной близости к математическому ожиданию, в качестве которого принимается среднее количество отказов в месяц за рассматриваемый расчетный период, и имеет характер нормального закона распределения. Подтвердить данное утверждение можно с помощью правила *трех сигм* основной смысл которого состоит в том, что вероятность отклонения случайной величины от своего математического ожидания на большую величину, чем утроенное среднее квадратичное отклонение, практически равна нулю. Данное правило справедливо только для случайных величин, распределенных по нормальному закону. При этом основные параметры распределения, такие как математическое ожидание $M_{k,t}$ и среднее квадратичное отклонение $\sigma_{k,t}$ для k -го элемента относительно месяца t и i -го года расчетного периода определяется следующим образом.

$$M_{k,t} = \frac{\sum_{i=1}^n y_{k,t,i}}{n},$$
$$\sigma_{k,t} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (y_{k,t,i} - M_{k,t})^2}{n-1}},$$

где $y_{k,t,i}$ – суммарное количество отказов k -го элемента относительно месяца t и i -го года расчетного периода; n – количество лет расчетного периода.

Отсюда следует, что математическое ожидание количества отказов за месяц не будет превышено с вероятностью 50 %, что является недостаточным значением. Таким образом, как отмечается в [37], следует использовать прогнозирование количества отказов с доверительной вероятностью 95 %. Следовательно, ограничение площади фигуры с последующим использованием функции Лапласа позволяет определить количество отказов, которое не будет превышено с вероятностью 95 %. Более детально предлагаемый подход описан в [36, 37].

2. В работах [29–31] применяется подход, где на основании матрицы отказов относительно месяца t и i -го года расчетного периода производится разбиение на необходимое количество интервалов с последующим расчетом наблюдаемых частот и выбором наиболее подходящего закона распределения. При этом закон распределения подбирается с помощью программы *Statistica 6.0* с последующей проверкой выбранного закона на адекватность по критерию *Хи-квадрат*, суть которого заключается в сравнении ожидаемых частот появления потенциально возможных событий с фактическими наблюдаемыми частотами. На основании работ [29–31] были получены результаты, в которых экспоненциальное распределение является наиболее пригодным при прогнозировании возможных отказов ВЛ 6–10 кВ. При этом данный закон распределения описывается функцией плотности распределения вероятности, которая имеет следующий вид.

$$f(x) = \lambda e^{-\lambda x},$$

где λ – параметр потока отказов рассматриваемого элемента.

Далее, как и в [36, 37], используется квантиль доверительной вероятности 95 %, а вероятность возникновения отказа рассматриваемого элемента описана следующим образом

$$P = F(x) = \int_0^{a_{0,95}} f(x) dx,$$

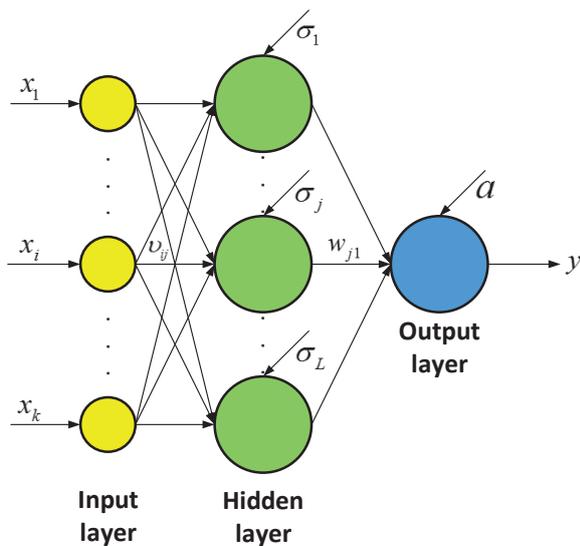
где $F(x)$ – функция распределения отказов; $f(x)$ – функция плотности распределения отказа.

Следовательно, решая уравнение относительно неизвестной $a_{0,95}$, становится возможным определить количество отказов относительно месяца t и i -го года расчетного периода.

3. Одним из наиболее интересных и перспективных способов прогнозирования возможных отказов элементов электрической сети является использование подходов, основанных на методах нейросетевого моделирования. В данном случае большое внимание уделяется многолетним рядам, описывающим состояние элементов электрической сети, как в моменты нормальной работы системы, так и в случаях отказов с учетом времени его устранения, уровнем нагрузки в момент аварии, количеством потребителей и других эксплуатационных параметров [38].

На рис. 5 показана структура искусственной нейронной сети с обратным распространением ошибки [38].

Использование искусственной нейронной сети в качестве инструмента, позволяющего прогнозировать возможные отказы элементов системы электроснабжения, демонстрирует достаточно точные результаты. Данный вывод базируется на результатах, полученных в [38], где ошибка между прогнозируемыми и реальными наблюдаемыми значениями не превышает 7 %.



- x_1, x_i, x_k – входные сигналы/input signals;
- v_{ij} – вес от нейрона i до нейрона j / the weight from the neuron i to the neuron j ;
- w_{j1} – вес от нейрона j в скрытом слое к нейрону в выходном слое/the weight from the neuron j in the hidden layer to the neuron in output layer;
- $\sigma_i, \sigma_j, \sigma_L, \alpha$ – пороговые значения нейронов в скрытом и выходном слоях/the thresholds of neuron j in the hidden layer and the neuron in the output layer

Рис. 5. Структура искусственной нейронной сети с обратным распространением ошибки

Fig. 5. Structure of back propagation artificial neural network

Также отметим, что помимо непосредственного использования искусственной нейронной сети много внимания в настоящее время уделяется разного рода гибридным подходам, в которых предполагается использование современных техник анализа временных рядов, методов машинного обучения и нейросетевого моделирования. Одним из таких гибридных подходов является преобразование Гильберта–Хуанга, использование которого на стадии анализа и предобработки исходных данных и последующего обучения искусственной нейронной сети. Такой подход показал значительную эффективность в задачах прогнозирования в энергетике [39, 40].

Стоит отметить, что представленные в рамках данного раздела статьи подходы к прогнозированию возможных отказов элементов электрической сети 6–10 кВ имеют как ряд непосредственных преимуществ, связанных с простотой использования, быстродействием расчета основных показателей, универсальностью, так и определенное количество недостатков, отраженных в точности получаемых результатов, ограниченности первоначальных данных, большой времязатратности и т. д. Естественно, что данные подходы имеют право на существование, так как в зависимости от исходных данных, связанных не только с количественной оценкой, но и с качественными показате-

лями первоначальной информации, выстраивается возможный сценарий использования тех или иных подходов для решения подобного рода задач.

Особенности прогнозирования отказов элементов электрической сети 6–10 кВ в автономных энергетических системах с возобновляемой распределенной генерацией

Как уже было отмечено, в рамках концепции *малой распределенной генерации* подразумевается локализация генерирующих элементов, использующих ВИЭ на определенных территориях, имеющих более приемлемые природно-климатические показатели, такие как суммарная солнечная радиация, скорость ветра на высоте размещения лопастей ветроэнергетической установки (ВЭУ) и т. д. При этом отмечается, что в зависимости от степени удаления элементов генерации от автономной системы электроснабжения, а также значений установленной мощности ВИЭ зависит уровень напряжения элементов электрической сети, производящих преобразование и передачу электрической энергии потребителю [41]. Зарубежный опыт показывает, что при суммарной установленной мощности ветропарка до 2 МВт наиболее оптимальным уровнем напряжения является 11 кВ, с 2 до 6 МВт – 11–22 кВ от ВЭУ, объединенных в отдельные группы, и т. д. вплоть до 10 МВт [42].

Важной отличительной чертой, существенно усложняющей прогнозирование возможных отказов элементов электрической сети среднего уровня напряжения в автономных системах электроснабжения с *распределенной генерацией*, использующей ВИЭ, является наличие стохастической осциллирующей составляющей производства электрической энергии. Таким образом, необходимо учитывать временные интервалы, в пределах которых энергия от источников не поставляется потребителю из-за низких значений природно-климатических составляющих, выступающих в роли первичных двигателей для элементов генерации, а также в ночное время, когда фотоэлектрические преобразователи (ФЭП) не работают.

Подобная постановка задачи требует детализированной первоначальной природно-климатической информации, имеющей ярко выраженный циклический характер. При этом необходимо учитывать фактические значения прямой, рассеянной и суммарной солнечной радиации, а также скорость ветра исходя из года, месяца, дня и часа расчетного периода.

Поэтому, исходя из представленных положений, предлагается использовать *хронологический метод* расчета автономной энергетической системы с *распределенной генерацией* на ВИЭ, который, по мнению многих исследователей коллективов, является одним из эффективных способов решения задач, в которых большую роль играет хронологическая составляющая [43–48].

Содержательное описание предлагаемого подхода

При определении фактических значений актинометрических и ветроэнергетических показателей относительно каждого временного интервала расчетного периода используются многолетние метеорологические ряды с международными кодами *FM 12 Synor* или *METAR*. Главным свойством предлагаемого подхода является полное сочетание хронологического метода расчета системы с многолетними метеорологическими рядами, которые в своей природе учитывают последовательность смены метеопараметров. Более того, так как все метеорологические параметры зафиксированы одновременно, это неявным образом учитывает корреляцию между ними.

На первом этапе определяются природно-климатические показатели в зависимости от рассматриваемой территории. Рассчитываются значения прямой $\dot{I}_b(t)$, рассеянной $\dot{I}_d(t)$ и соответственно суммарной $\dot{I}_t(t)$ солнечной радиации относительно каждого временного интервала с учетом фактической облачности и других природно-климатических показателей на рассматриваемой территории. Аналогичным образом определяются значения скорости ветра $v_{wind}(t)$, давления $p_{air}(t)$, температуры воздуха $T_{air}(t)$ относительно каждого временного интервала расчетного периода.

Использование многолетних метеорологических рядов, находящихся в открытом доступе с международными кодами *FM 12 Synor* и *METAR* для определения не только актинометрических и ветроэнергетических показателей, но и в целом в воспроизведении природно-климатической обстановки на рассматриваемой территории с последующей интеграцией в задачи системного характера, является отдельным самостоятельным исследованием [49, 50].

После того как определены временные интервалы, в которых

$$\dot{I}_b(t), \dot{I}_d(t), \dot{I}_t(t) > 0, v_{wind}(t) \geq v_{wind}^{\min},$$

рассчитываются фактические значения генерации ВЭУ исходя из ветроэнергетических показателей на рассматриваемой территории и технических характеристик используемого оборудования относительно каждого временного интервала (t)

$$P_{WT}(t) = \left\{ \begin{array}{l} \zeta_{WT} \left\{ P_{WT}^{ins}, \eta_{WT}, n_{WT}, v_{wind}^{\min}, v_{wind}^{\max} \right\} \\ \xi_{n-WT} \left\{ v_{wind}(t), \rho_{air}(t), p_{air}(t), T_{air}(t) \right\} \end{array} \right\},$$

где ζ_{WT} и ξ_{n-WT} – логические числовые операторы, описывающие генерацию ВЭУ в зависимости от технических характеристик используемого оборудования и природно-климатических показателей: P_{WT}^{ins} – установленная мощность одной ВЭУ; η_{WT} – КПД; n_{WT} – количество ВЭУ; v_{wind}^{\min} – скорость ветра, при которой происходит страгивание лопастей; v_{wind}^{\max} – максимальная скорость работы и других природно-климатических показателей, включая плотность воздуха $\rho_{air}(t)$.

Аналогичным образом рассчитывается генерация ФЭП

$$P_{PV}(t) = \left\{ \begin{array}{l} \zeta_{PV} \left\{ P_{PV}^{ins}, \eta_{PV}, n_{PV}, S_{PV}^{ins} \right\} \\ \xi_{n-PV} \left\{ T_{air}(t), T_{PV}(t), \dot{I}_b(t), \dot{I}_d(t), \dot{I}_t(t) \right\} \end{array} \right\},$$

где P_{PV}^{ins} – установленная мощность одного ФЭП; η_{PV} – КПД; n_{PV} – количество ФЭП; S_{PV}^{ins} – установленная площадь ФЭП, а также упомянутые ранее природно-климатические показатели, включая изменение рабочей температуры ($T_{PV}(t)$) ФЭП.

После того, как определены временные интервалы, в которых $P_{WT}(t) \geq v_{wind}^{\min}$, $P_{PV}(t) > 0$, происходит моделирование потенциально возможных отказов ВЛ 6–10 кВ:

$$F_{OL}(t) = \left\{ \begin{array}{l} 0; P_{WT}(t) < v_{wind}^{\min} \wedge P_{PV}(t) = 0 \\ R_n(t); P_{WT}(t) \geq v_{wind}^{\min} \wedge P_{WT}(t) > 0 \end{array} \right\},$$

где $F_{OL}(t)$ – вектор, характеризующий возможный отказ ВЛ; $R_n(t)$ является датчиком, генерирующим случайные числа относительно каждого временного интервала (t), в котором выполняется условие $\dot{I}_b(t), \dot{I}_d(t), \dot{I}_t(t) > 0, v_{wind}(t) \geq v_{wind}^{\min}$.

При этом если $R_n(t) \leq Q_f$, где Q_{f-OL} – вероятность отказа ВЛ, то $F_{OL}(t) = 1$, что свидетельствует об отказе ВЛ с последующим простоем на время выполнения ремонтных мероприятий t_r .

Представленный алгоритм выполняется на протяжении всего количества лет метеорологических наблюдений с определением числовых значений возможных отказов ВЛ 6–10 кВ, относительно i -го месяца и k -го года расчетного периода с последующим осреднением полученных результатов в зависимости от выполняемого номера расчета из серии. При этом для более корректной оценки возможных отказов рассматриваемых элементов серию расчетов следует выполнять не менее 100 тысяч итераций.

Объект исследования

В качестве наглядного примера рассмотрим виртуальную автономную систему электроснабжения с распределенной генерацией, использующей ВИЭ, условно расположенной в населенном пункте (н.п.) Узуры Ольхонского района Иркутской области. Анализ природно-климатических показателей производится на программно-вычислительном комплексе «Локального анализа параметров окружающей среды и солнечной радиации», основные моменты работы которого детально описаны авторами в [49, 50]. В представленном н.п. расположена метеорологическая станция, фиксирующая и передающая погодную сводку с международным кодом *FM 12 Synor*. К настоящему времени период метеорологических наблюдений составляет 12 лет.

На рис. 6 показана прямая, рассеянная и суммарная солнечная радиация в н.п. Узуры на протяжении 12 лет расчетного периода.

Пересчет скорости ветра на высоту размещения лопастей ВЭУ выполняется по общеизвестному выражению, которое имеет следующий вид.

$$v_{wind}(t) = v_{wind}^{10}(t) \left(\frac{H_1}{H_0} \right)^k,$$

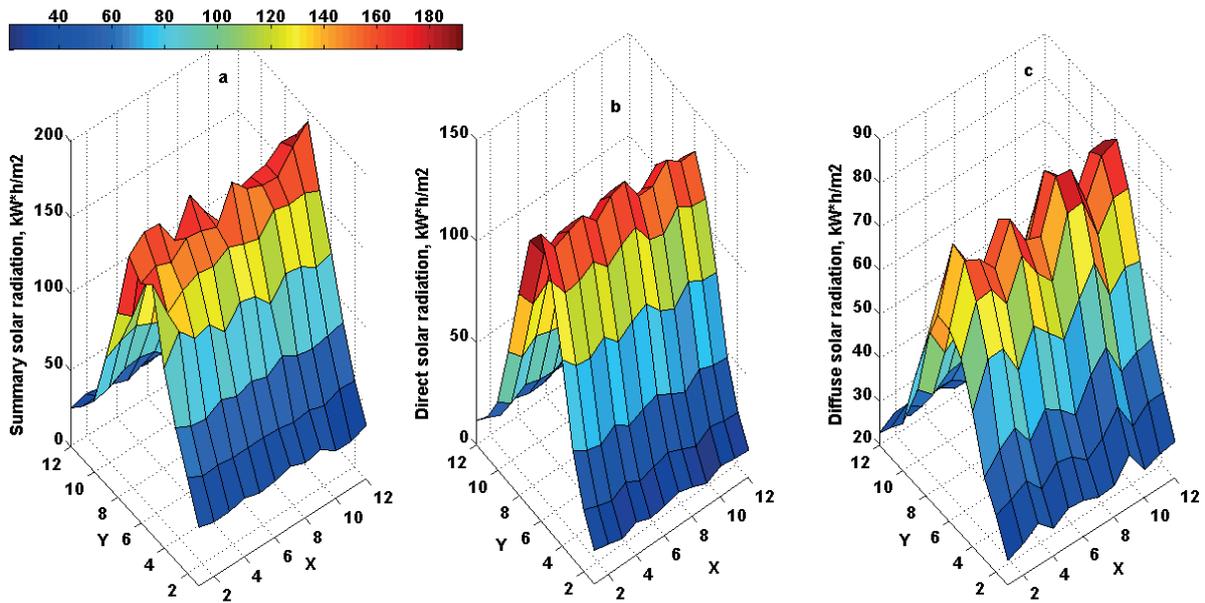


Рис. 6. а) суммарная; б) прямая; в) рассеянная солнечная радиация, поступающая на горизонтальную поверхность в н.п. Узуры на протяжении 12 лет расчетного периода. X – номер года, Y – номер месяца

Fig. 6. a) summary; b) direct; c) diffuse solar radiation, arriving on horizontal surface in the settlement of Uzury for 12 years of the calculation period. X – number of year, Y – number of month

где v_{wind}^{10} – скорость ветра на высоте измерения (10 м); H_1 – высота размещения лопастей ВЭУ; H_0 – высота измерения скорости ветра; k – эмпирический показатель шероховатости подстилающей поверхности (в работе принимался равным 0,37).

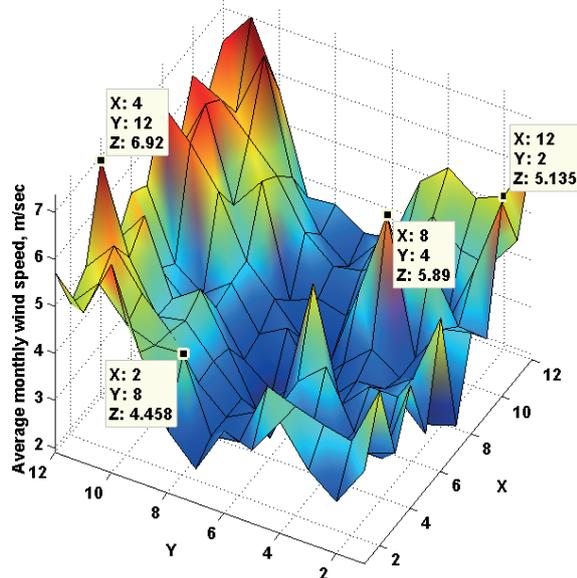


Рис. 7. Среднемесячная скорость ветра на высоте 50 м по месяцам расчетного периода в н.п. Узуры. X – номер года, Y – номер месяца

Fig. 7. Average monthly wind speed at a height of 50 meters in months of the calculation period in Uzury. X – number of year, Y – number of month

На рис. 7 показана характеристика среднемесячных значений скорости ветра на высоте 50 м в

н.п. Узуры на протяжении 12 лет расчетного периода.

Актинометрические и ветроэнергетические показатели были получены путем обработки первоначальной природно-климатической информации с формированием итогового многолетнего массива размерностью 20×105120 (12 лет расчетного периода с шагом один час) для последующего использования при прогнозировании возможных отказов ВЛ 10 кВ.

В качестве первоначальных не изменяющихся данных задается состав генерирующего оборудования, который представлен ВЭУ и ФЭП, расположенными на некотором удалении от потребителя. Связь между элементами генерации и потребителем осуществляется через электрическую сеть напряжением 10 кВ.

В таблице представлены основные технические характеристики ВЭУ и ФЭП, используемых в работе.

Таблица. Технические характеристики рассматриваемых ФЭП и ВЭУ

Table. Technical characteristics of photovoltaic panel (PV) and wind turbines (WT)

ФЭП/PV	P_{PV}^{ins} , кВт/kW	U_{mpp} , В/V	η_{PV} , о.е./р.у.
ТСМ – 250 А	0,250	31	0,19
ВЭУ/WT	P_{WT}^{ins} , кВт/ kW	v_{wind}^{min} , м/с/m/s	η_{WT} , о.е./р.у.
CWEL C 30/250	250	4	0,40

* P_{PV}^{ins} , P_{WT}^{ins} – установленная мощность ФЭП и ВЭУ/installation power of PV and WT; U_{mpp} – напряжение в точке максимальной отбора мощности/voltage of maximum power point tracking; v_{wind}^{min} – стартовая скорость ВЭУ/start wind speed of wind turbines; η_{PV} , η_{WT} – КПД/efficiency.

Определение генерации $P_{pt}(t)$, $P_{wt}(t)$ ФЭП и ВЭУ осуществляется с применением общеизвестных математических моделей, описанных авторами статьи в [47].

При моделировании возможных отказов ВЛ 10 кВ учитывалась статистика рассматриваемого района и других регионов РФ. Следовательно, было принято, что количество отказов на 100 км будет иметь значение 50, а среднее время устранения неисправности равно трем часам [22, 51]. Исходя из рельефных особенностей рассматриваемого в примере района, было принято, что солнечная электростанция суммарной установленной мощностью 1,5 МВт расположена на расстоянии 7 км от потребителя, в то время как четыре ветроэнергетические установки мощностью 0,250 МВт каждая (итого 1 МВт) отдалены от потребителя на 12 км.

Расчет возможных отказов ВЛ 10 кВ для рассматриваемой условной автономной энергетической системы с *распределенной генерацией*, использующей ВИЭ, выполнялся на протяжении 100 тысяч итераций с воспроизведением на каждой итерации как природно-климатической обстановки, отвечающей за возможную выработку электрической энергии ВИЭ, так и самих элементов генерации с соблюдением ряда эксплуатационно-технических ограничений относительно каждого временного интервала (t) на всю длину наблюдаемого метеорологического ряда.

Таким образом, расчетная итоговая матрица, по данным которой формируется количество отказов ВЛ 10 кВ, имеет следующий вид.

$$M = \begin{bmatrix} t & n_1 & n_2 & \dots & n_n \\ t_0 & \chi_{1-0} & \chi_{2-0} & \dots & \chi_{n-0} \\ t_1 & \chi_{1-1} & \chi_{2-1} & \dots & \chi_{n-1} \\ t_2 & \chi_{1-2} & \chi_{2-2} & \dots & \chi_{n-2} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ t_n & \chi_{1-105120} & \chi_{2-105120} & \dots & \chi_{n-105120} \end{bmatrix},$$

где n_1, n_2, n_n – номера итерации, при этом n_n – 100 тысячная итерация; $\chi_{1-105120}, \chi_{n-105120}$ – состояния относительно рассматриваемой итерации n_1, n_2, n_n и временного интервала (t), при котором выполняются описанные ранее логические условия.

Таким образом, итоговая размерность расчетной матрицы для рассматриваемой автономной энергетической системы составляет 105120×100000 . Время, потраченное на решение задачи при данных условиях, составляет 36 часов. При исследовании использовался компьютер со следующими характеристиками: Intel® Core™ i5–4690, 4x3.50 GHz, 8 Gb RAM.

Обсуждение полученных результатов

Определение потенциально возможного количества отказов ВЛ 10 кВ для условной автономной энергетической системы с *распределенной генерацией*, использующей ВИЭ, для метеоусловий насе-

ленного пункта *Узуры* показало следующие результаты:

1. Среднегодовое количество отказов, полученное на основании 100 тысяч итераций расчета ВЛ 10 кВ, соединяющей потребителя и ФЭП, составляет 3,42, а для ВЭУ данный показатель имеет значение 1,70.
2. Полученные результаты демонстрируют сокращение среднегодового количества отказов на 57 и 52 % по сравнению со статистическими данными отказов, полученных для линий аналогичной длины, находящихся в централизованных системах электроснабжения, численные значения которых составляют 3,26 и 6 отказов в год.
3. Имеются некоторые расчеты из суммарной серии, в которых не наблюдаются отказы ВЛ, при этом единичные расчеты из серии показывают до 6 отказов в год, что является достаточно высоким значением.
4. Средние полученные результаты относительно i -го месяца и k -го года расчетного периода распределены достаточно равномерно и составляют 0,038–0,044 для ВЛ-ФЭП и 0,009–0,015 для ВЛ-ВЭУ – рис. 8.

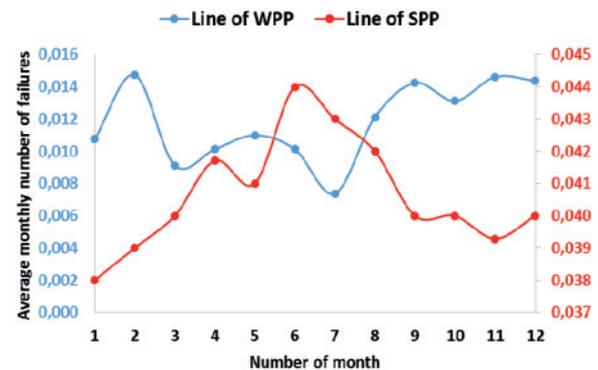


Рис. 8. Среднемесячное количество отказов ВЛ-ВЭУ и ВЛ-ФЭП для н.п. Узуры. WPP – wind power plant, SPP – solar power plant

Fig. 8. Average monthly number of failures of overhead power line 10 kV in Uzury. WPP – wind power plant, SPP – solar power plant

5. Полученные результаты демонстрируют состоятельность предложенного в рамках данной статьи подхода, основанного на определении временных интервалов (t), в которых выполняются описанные ранее логические условия. Число часов, при которых $v_{win}(t) \geq v_{wind}^{min}$ на высоте 50 м относительно 12 лет расчетного периода (105120 часов), составляет 31918 (31 %) часов. Число часов, при которых суммарная солнечная радиация $\dot{I}(t) > 0$ Вт, составляет 54464 (52 %) часов. Характер полученных численных значений отказов ВЛ 10 кВ (рис. 8) в целом совпадает с природно-климатическими показателями на рассматриваемой территории (рис. 6, 7), При этом количество отказов

ВЛ-ФЭП имеет достаточно предсказуемый характер, отражающий поведение Солнца на рассматриваемой территории.

Заключение

В статье представлен подробный обзор наиболее распространенных способов определения и прогнозирования возможных аварийных отказов элементов электрической сети. Выделены их основные преимущества, связанные с простотой и легкостью использования и недостатки, отраженные в относительной сложности, а зачастую невозможности применения в задачах прогнозирования отказов элементов электрической сети автономных систем электроснабжения с *распределенной генерацией*, использующей ВИЭ.

Описаны основные моменты и особенности при решении задачи прогнозирования отказов элементов электрической сети, на концах которой расположены генерирующие источники, описывающиеся стохастическими осциллирующими функциями.

Предложен один из подходов, позволяющих моделировать возможные аварийные отказы элементов электрической сети рассматриваемых энергетических систем. Представленная постановка подразумевает использование общих положений *хронологического метода* расчета энергетической системы с определением основных эксплуатационных параметров отдельных элементов электрической сети, с установленным дискретным шагом относительно i -го месяца и k -го года расчетного периода, с учетом актинометрических показателей, включающих прямую, рассеянную и суммарную солнечную радиацию и ветроэнергетических показателей, необходимых для определения потенциально возможной выработки энергии. Предложен алгоритм решения подобного рода задачи с описанием логических систем.

В качестве наглядного примера была рассмотрена *виртуальная* энергетическая система, условно расположенная по географическим координатам н.п. *Узуры* Ольхонского района Иркутской области. Для определения необходимых природно-климатических показателей использовался программно-вычислительный комплекс «*Локального анализа параметров окружающей среды и солнечной радиации*», где на основании многолетнего метеорологического массива с международным кодом *FM 12 Synop* были определены все необходимые в рамках исследования показатели.

Согласно постановке задачи данного исследования, было принято, что ФЭП и ВЭУ удалены от *виртуальной* энергетической системы на 7 и 12 км в локации с более приемлемыми уровнями актинометрических и ветроэнергетических показателей.

Результаты, полученные на основании серии расчетов из *100 тысяч итераций*, показывают, что среднегодовое количество аварийных отказов

ВЛ 10 кВ, соединяющих ВИЭ с потребителем, на 57 и 52 % меньше по сравнению со статистическими данными отказов, полученных для линий аналогичной длины, находящихся с централизованных системах электроснабжения. Такие результаты показывают, что определение временных интервалов (t), в которых выполняется условие $\dot{I}_b(t), \dot{I}_d(t), \dot{I}_i(t) > 0, v_{wind}(t) \geq v_{wind}^{min}$, имеет непосредственное влияние на моменты, в которые происходит отказ рассматриваемого оборудования. Анализ среднегодового количества отказов ВЛ 10 кВ относительно ФЭП и ВЭУ показывает, что ВЛ 10 кВ от потребителя до ВЭУ в среднем на 50 % меньше выходит из строя по сравнению с аналогичной линией до ФЭП. Численная трактовка данных результатов показывает, что на протяжении 12-летнего расчетного периода (105120 часов) ВЭУ работают 31 % времени, в то время как ФЭП – 52 %, что и объясняет картину полученных результатов.

Предложенный подход можно использовать на стадии предпроектной оценки строительства автономных систем с *распределенной генерацией*, использующих ВИЭ. При этом следует отметить, что подобный подход является достаточно сложным и трудозатратным, поэтому, в случае отсутствия детализированной природно-климатической информации, использование данного подхода, основанного на *хронологическом моделировании системы*, невозможно.

В то же время стоит отметить, что в представленной статье отражены только основополагающие базисные моменты, исследуемые в рамках конкретной задачи с использованием *хронологического метода* расчета системы. Вместе с этим преимущества используемого подхода очевидны, так как наличие определенного временного интервала (t), в котором имеются все необходимые данные, позволяет учитывать как технические мероприятия с определением фактических значений простоя и недоотпуска электрической энергии, так и соответствующие последствия экономического характера

Дальнейшие исследования

Дальнейшие исследования будут направлены на определение разного рода корреляционных связей между показателями отказов элементов электрической сети и совершенствованием представленного в рамках данной статьи подхода. Полученные результаты будут использоваться при решении задачи *балансовой надежности* автономной энергетической системы с *распределенной генерацией*, использующей ВИЭ, где данная система будет представлена как концентрированный узел.

Исследование поддержано проектом III.17.4.1 программой фундаментальных исследований Сибирского отделения Российской академии наук / The research is supported by project III.17.4.1 of Fundamental Research Program of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. International Renewable Energy Agency (IRENA). Renewable energy statistics 2016. URL: http://www.irena.org/Document_Downloads/Publications/IRENA_RE_Statistics_2016.pdf (дата обращения: 25.10.2017).
2. Climate change 2013. The physical science basis. Working Group I. Contribution to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. URL: http://www.climatechange2013.org/images/report/WG1AR5_ALL_FINAL.pdf (дата обращения: 25.10.2017).
3. Kyoto protocol to the United Nations framework convention on climate change. URL: <https://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpeng.pdf> (дата обращения: 25.10.2017).
4. The Paris Agreement. A new framework for global climate action. URL: [http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2016/573910/EPRS_BRI\(2016\)573910_EN.pdf](http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2016/573910/EPRS_BRI(2016)573910_EN.pdf) (дата обращения: 25.10.2017).
5. Thapar S., Sharma S., Verma A. Economic and environmental effectiveness of renewable energy policy instruments: Best practices from India // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2016. – V. 66. – P. 487–498.
6. Mishra P., Behera B. Socio-economic and environmental implications of solar electrification: Experience of rural Odisha // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2016. – V. 56. – P. 953–964.
7. Dugoua E., Liu R., Urpelainen J. Geographic and socio-economic barriers to rural electrification: New evidence from Indian villages // *Energy Policy*. – 2017. – V. 106. – P. 278–287.
8. Adil A.M., Ko Y. Socio-technical evolution of Decentralized Energy Systems: A critical review and implications for urban planning and policy // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2016. – V. 57. – P. 1025–1037.
9. Govinda R.T., Kalim U.S. Filling the gaps: Policy supports and interventions for scaling up renewable energy development in Small Island Developing States // *Energy Policy*. – 2016. – V. 98. – P. 653–662.
10. Prospects, progress, policies, and effects of rural electrification in Bangladesh / S. Mollik, M.M. Rashid, M. Hasanuzzaman, M.E. Karim, M. Hosenuzzaman // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2016. – V. 65. – P. 553–567.
11. Renewable energy development in rural areas of Iran / N. Afsharzade, A. Papzan, M. Ashjaee, S. Delangizan, S.V. Passel, H. Azadi // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2016. – V. 65. – P. 743–755.
12. Akpan U., Essien M., Isihak S. The impact of rural electrification on rural micro-enterprises in Niger Delta, Nigeria // *Energy for Sustainable Development*. – 2013. – V. 17. – P. 504–509.
13. Gevelt T.V. Rural electrification and development in South Korea // *Energy for Sustainable Development*. – 2014. – V. 23. – P. 179–187.
14. Enabling private sector investment in microgrid-based rural electrification in developing countries: a review / N.J. Williams, P. Jaramillo, J. Taneja, T.S. Ustun // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2015. – V. 52. – P. 1268–1281.
15. Borges C.L.T. An overview of reliability models and methods for distribution systems with renewable energy distributed generation // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2012. – V. 16. – P. 4008–4015.
16. Optimum electricity purchase scheduling for aggregator storage in a reliability framework for rural distribution networks / A. Narimani, G. Nourbakhsh, G.F. Ledwich, G.R. Walker // *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. – 2018. – V. 94. – P. 363–373.
17. Adefarati T., Bansal R.C. Reliability assessment of distribution system with the integration of renewable distributed generation // *Applied Energy*. – 2017. – V. 185. – P. 158–171.
18. International Renewable Energy Agency (IRENA). Boosting solar PV markets: the role of quality infrastructure URL: http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Quality_Infrastructure_for_Solar_PV_2017.pdf (дата обращения: 25.10.2017).
19. Разгильдеев Г.И., Храмцов Р.А. Показатели надежности систем электроснабжения сельского хозяйства // *Вестник Кузбасского государственного технического университета*. – 2005. – Т. 47. – № 3. – С. 32–34.
20. Разгильдеев Г.И., Ногин Е.В. Показатели надежности электрооборудования распределительных сетей 10-6-0,4 кВ // *Вестник Кузбасского государственного технического университета*. – 2010. – № 6. – С. 85–89.
21. Разгильдеев Г.И., Ногин Е.В. Характеристика распределительных сетей системы электроснабжения Кемеровской области // *Вестник Кузбасского государственного технического университета*. – 2009. – № 5. – С. 65–69.
22. Сукьясова Е.Ю., Сукьясов С.В., Корнаков К.А. Анализ отключений и повреждений в электрических сетях 0,4–10 кВ // *Актуальные вопросы аграрной науки*. – 2016. – № 21. – С. 51–54.
23. Шаулева Н.М., Захарова А.Г., Стариченко Д.К. Влияние погодноклиматических факторов на эксплуатационную надежность распределительных сетей угольных разрезов // *Вестник Кузбасского государственного технического университета*. – 2010. – № 1. – С. 114–116.
24. A fault analysis of 11 kV distribution system (a case study of ado Ekiti electrical power distribution district) / K. Olusuyi, A.S. Oluwole, T. Adefarati, A.K. Babarinde // *Applied Energy*. – 2017. – V. 185. – P. 158–171.
25. StatNet. Årsstatistikk 2007–2016. Driftsforstyrrelser, feil og planlagte utkoplinger i 1–22 kV-nettet. URL: <http://www.statnett.no/Kraftsystemet/Nedlastingssenter/Feilstatistikk> (дата обращения: 25.10.2017).
26. Kjolle G.H. What do fault statistics tell us regarding causes resulting in power outages? Workshop DNV–NTNU 2011–09–27. Risk and vulnerabilities in power systems in light of climate change. URL: https://www.sintef.no/globalassets/project/vulnerability-and-security/publications/presentations/workshop-20110927_fault-statistics.pdf (дата обращения: 25.10.2017).
27. Кудряков А.Г., Сазыкин В.Г., Кравченко И.И. Способ повышения надежности воздушных линий электропередачи // *Успехи современной науки*. – 2016. – № 10. – С. 73–75.
28. Разгильдеев Г.И., Ногин Е.В. Потоки отказов воздушных линий электропередачи при грозах // *Вестник Кузбасского государственного технического университета*. – 2011. – № 1. – С. 69–71.
29. Наумов И.В., Ланин А.В. Анализ уровня надежности сельских распределительных электрических сетей напряжением 10 кВ (на примере филиала Восточных электрических сетей ОАО «ИЭСР») // *Вестник иркутской государственной сельскохозяйственной академии*. – 2010. – № 40. – С. 115–120.
30. Наумов И.В., Ланин А.В., Ерин В.Н. Математическая модель прогнозирования уровня надежности электроснабжения в электрических сетях 10 кВ // *Вестник Алтайского государственного аграрного университета*. – 2011. – № 8. – С. 88–91.
31. Прогнозирование уровня надежности сельских распределительных сетей напряжением 10 кВ / И.В. Наумов, Я.М. Иванов, А.В. Ланин, А.В. Мищенко // *Ползуновский вестник*. – 2014. – № 4. – С. 151–156.
32. Kjolle G.H., Aabø Y., Hjartsjø V.T. Fault statistics as a basis for designing cost-effective protection and control solutions // *Proc. 2002 CIGRE Session*. – 2002. – P. 1–6. URL: https://www.sintef.no/globalassets/project/vern_kontroll-ogautomatisering/cigre_2002.pdf (дата обращения: 25.10.2017).
33. Darveniza M., Saha T.K. The Reliability and Power Quality Performance of Overhead Lines-with Reference to the Electrical Properties of Wood and Covered Conductors // *The 7th International*

- Energy Transmission and Distribution Conference and Exhibition. – Melbourne, 2003. – P. 1–8.
34. Protection System Faults – a Comparative Review of Fault Statistics / G.H. Kjølle, O. Gjerde, B.T. Hjartsjø, H. Engen, L. Haarla, L. Koivisto, P. Lindblad // Probabilistic Methods Applied to Power Systems, 2006. PMAPS 2006. – Stockholm, 2006. – P. 1–7. URL: https://www.sintef.no/globalassets/project/kile/publikasjoner/pmaps_2006_kjolle.pdf (дата обращения: 25.10.2017).
35. Kjølle G.H., Heggset J., Sagen K. FASIT – a tool for collection calculation and reporting of reliability data // 20th International Conference on Electricity Distribution. – Prague, 2005. – P. 8–11.
36. Волков С.В., Рыбаков Л.М. Прогнозирование отказов элементов и аппаратов в распределительной сети 10 кВ // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2004. – № 1. – С. 84–89.
37. Рыбаков Л.М., Иванова З.Г. Прогнозирование отказов и планирование резерва запасных элементов, аппаратов и оборудования распределительных электрических сетей 10 кВ // Вестник Чувашского университета. – 2015. – № 1. – С. 104–110.
38. Xie K., Zhang H., Singh C. Reliability forecasting models for electrical distribution systems considering component failures and planned outages // International Journal of Electrical Power & Energy Systems. – 2016. – V. 79. – P. 228–234.
39. О нейросетевом подходе к прогнозированию нестационарных временных рядов на основе преобразования Гильберта–Хуанга / В.Г. Курбацкий, Д.Н. Сидоров, В.А. Спириев, Н.В. Томин // Автоматика и телемеханика. – 2011. – № 7. – С. 58–68.
40. Прогнозирование нестационарных временных рядов на основе преобразования Гильберта–Хуанга и машинного обучения / В.Г. Курбацкий, Д.Н. Сидоров, В.А. Спириев, Н.В. Томин // Автоматика и телемеханика. – 2014. – № 5. – С. 143–158.
41. Николаев В.Г., Ганага С.В., Кудряшов Ю.И. Национальный кадастр ветроэнергетических ресурсов России и методические основы их определения. – М.: Изд-во «Атмограф», 2008. – 584 с.
42. Kothari D.P., Singal K.C., Ranjan R. Renewable energy sources and emerging technologies (second edition). – New Dehli, PHI Learning Private Limited Publ., 2011. – 456 p.
43. Current status of research on optimum sizing of stand-alone hybrid solar–wind power generation systems / W. Zhou, C. Lou, Z. Li, L. Lu, H. Yang // Applied Energy. – 2010. – V. 87. – P. 380–389.
44. Tina G., Gagliano S., Raiti S. Hybrid solar/wind power system probabilistic modelling for long-term performance assessment // Solar Energy. – 2006. – V. 80. – P. 578–588.
45. Marchenko O.V., Solomin S.V. Efficiency of wind energy utilization for electricity and heat supply in northern regions of Russia // Renewable Energy. – 2004. – V. 29. – P. 1793–1809.
46. A review of optimum sizing of hybrid PV–Wind renewable energy systems in Oman / A.S.A. Busaidi, H.A. Kazem, A.H. Al-Badi, M.F. Khan // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2016. – V. 53. – P. 185–193.
47. Карамов Д.Н. Математическое моделирование автономной системы электроснабжения, использующей возобновляемые источники энергии // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2015. – Т. 104. – № 9. – С. 133–140.
48. Оптимизация состава энергогенерирующего оборудования энергетического комплекса нефтегазодобывающего предприятия / А.М. Клер, Э.А. Тюрина, Ю.М. Потанина, А.Ю. Маринченко, С.П. Константинов // Известия Российской Академии Наук. Энергетика. – 2010. – № 3. – С. 92–99.
49. Карамов Д.Н. Математическое моделирование солнечной радиации с использованием многолетних метеорологических рядов находящихся в открытом доступе // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2017. – Т. 328. – № 6. – С. 28–38.
50. Карамов Д.Н. Формирование исходных метеорологических массивов с использованием многолетних рядов FM 12 Synop и METAR в системных энергетических исследованиях // Известия томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 1. – С. 69–88.
51. Перспективы повышения электроэнергетического комплекса Кубани. Электрогериятрия – совершенствование эксплуатации изношенного электрооборудования / В.Г. Сазыкин, А.Г. Кудряков, С.А. Нетребко, В.В. Пронь. – Краснодар: Изд-во Кубанского государственного аграрного университета, 2012. – 448 с.

Поступила 30.12.2017 г.

Информация об авторах

Карамов Д.Н., кандидат технических наук, научный сотрудник лаборатории исследования энергетических установок № 71 отдела теплосиловых систем № 70 Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук; доцент Иркутского национального исследовательского технического университета.

Наумов И.В., доктор технических наук, профессор кафедры электроснабжения и электротехники института энергетики Иркутского национального исследовательского технического университета; профессор Иркутского государственного аграрного университета им. А.А. Ежевского.

Пержабинский С.М., кандидат физико-математических наук, старший научный сотрудник лаборатории методов математического моделирования и оптимизации в энергетике № 93 отдела прикладной математики № 90 Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук.

UDC 620.9

MATHEMATICAL MODELLING OF FAILURES OF ELECTRICAL GRID (10 kV) OF AUTONOMOUS ENERGY SYSTEMS WITH RENEWABLE DISTRIBUTED GENERATION

Dmitriy N. Karamov^{1,2},
dmitriy.karamov@mail.ru

Igor V. Naumov^{2,3},
professornaumov@list.ru

Sergey M. Perzhabinsky¹,
smper@isem.irk.ru

¹ Melentiev Energy Systems Institute of Siberian Branch of the Russian Academy of Science, 130, Lermontov street, Irkutsk, 664033, Russia

² Irkutsk National Research Technical University, 83, Lermontov street, Irkutsk, 664074, Russia.

³ Irkutsk State Agrarian University named after A.A. Ezhevsky, 1/1, Molodezhnaya street, Irkutsk district Molodezhny settlement, 664038, Russia.

Relevance of the work is caused by the improvement of the existing approaches to modeling possible component failures of autonomous power systems with distributed generation using renewable energy sources.

The main aim of the study is to demonstrate the possibility of using the chronological method of calculating the system in modeling possible failures of the elements of the electric grid of autonomous energy systems with distributed generation using renewable energy sources; to show the significance of applying multi-year meteorological series in solving the problem of determining possible emergency failures of 10 kV overhead power lines transmitting electric power to a consumer; to identify possible patterns between the time intervals considering actinometric and wind energy indicators values at which the generation occurs and the number of failures of the elements of the electric network in question.

The methods. The approach introduced was implemented step-by-step on the main provisions of the theory of system and multi-disciplinary studies using the approved mathematical models that allow processing, modeling both actinometric (direct, diffuse, summary solar radiation) and wind energy indicators with a fixed discrete step and binding to the real terrain. The authors use the well-known models of statistical processing of information and generation of random numbers in determining possible emergency failures of electrical network elements. A high-level Matlab programming language is used.

The results. The authors carried out the analysis of overhead power line failures in the regions of Russia and Norway. The patterns of these failures are introduced, and the main causes and their percentages are given. The most common approaches to modeling of possible failures of 10 kV overhead lines are presented. The paper describes the main logical conditions of the approach proposed by the authors. The authors obtained the numerical results of modeling of possible failures of 10 kV overhead power lines in the framework of autonomous energy systems with distributed generation using renewable energy sources. The results were obtained on the basis of calculation of a virtual autonomous energy system conventionally located in the settlement of Uzury in the Olkhon district of the Irkutsk region.

Key words:

Renewable energy sources, distributed generation, autonomous energy systems, forecasting, solar radiation, wind energy potential, chronological method.

The research is supported by the project III.17.4.1 of Fundamental Research Program of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences.

REFERENCES

1. International Renewable Energy Agency (IRENA). *Renewable energy statistics 2016*. Available at: http://www.irena.org/Document_Downloads/Publications/IRENA_RE_Statistics_2016.pdf (accessed 25 October 2017).
2. *Climate change 2013. The physical science basis. Working Group I. Contribution to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Available at: http://www.climatechange2013.org/images/report/WG1AR5_ALL_FINAL.pdf (accessed 25 October 2017).
3. *Kyoto protocol to the United Nations framework convention on climate change*. Available at: <https://unfccc.int/resource/docs/convkp/krpeng.pdf> (дата обращения: 25.10.2017).
4. *The Paris Agreement. A new framework for global climate action*. Available at: [http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2016/573910/EPRS_BRI\(2016\)573910_EN.pdf](http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2016/573910/EPRS_BRI(2016)573910_EN.pdf) (accessed 25 October 2017).
5. Thapar S., Sharma S., Verma A. Economic and environmental effectiveness of renewable energy policy instruments: Best practices from India. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2016, vol. 66, pp. 487–498.
6. Mishra P., Behera B. Socio-economic and environmental implications of solar electrification: Experience of rural Odisha. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2016, vol. 56, pp. 953–964.
7. Dugoua E., Liu R., Urpelainen J. Geographic and socio-economic barriers to rural electrification: New evidence from Indian villages. *Energy Policy*, 2017, vol. 106, pp. 278–287.
8. Adil A.M., Ko Y. Socio-technical evolution of Decentralized Energy Systems: A critical review and implications for urban planning

- and policy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2016, vol. 57, pp. 1025–1037.
9. Govinda R.T., Kalim U. S. Filling the gaps: Policy supports and interventions for scaling up renewable energy development in Small Island Developing States. *Energy Policy*, 2016, vol. 98, pp. 653–662.
 10. Mollik S., Rashid M.M., Hasanuzzaman M., Karim M.E., Hosenuzzaman M. Prospects, progress, policies, and effects of rural electrification in Bangladesh. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2016, vol. 65, pp. 553–567.
 11. Afsharzade N., Papzan A., Ashjaee M., Delangizan S., Passel S.V., Azadi H. Renewable energy development in rural areas of Iran. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2016, vol. 65, pp. 743–755.
 12. Akpan U., Essien M, Isihak S. The impact of rural electrification on rural micro-enterprises in Niger Delta, Nigeria. *Energy for Sustainable Development*, 2013, vol. 17, pp. 504–509.
 13. Gevelt T.V. Rural electrification and development in South Korea. *Energy for Sustainable Development*, 2014, vol. 23, pp. 179–187.
 14. Nathaniel J. W., Jaramillo P., Taneja J., Ustun T.S. Enabling private sector investment in microgrid-based rural electrification in developing countries: a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2015, vol. 52, pp. 1268–1281.
 15. Borges C.L.T. An overview of reliability models and methods for distribution systems with renewable energy distributed generation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2012, vol. 16, pp. 4008–4015.
 16. Narimani A., Nourbakhsh G., Ledwich G.F., Walker G.R. Optimum electricity purchase scheduling for aggregator storage in a reliability framework for rural distribution networks. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2018, vol. 94, pp. 363–373.
 17. Adefarati T., Bansal R.C. Reliability assessment of distribution system with the integration of renewable distributed generation. *Applied Energy*, 2017, vol. 185, pp. 158–171.
 18. *International Renewable Energy Agency (IRENA). Boosting solar PV markets: The role of quality infrastructure*. Available at: http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Quality_Infrastructure_for_Solar_PV_2017.pdf (accessed 25 October 2017).
 19. Razgildeev G.I., Khrantsov R.A. Indicators of reliability of power supply systems for agriculture. *Vestnik of Kuzbass State Technical University*, 2005, no. 3, pp. 32–34. In Rus.
 20. Razgildeev G.I., Nogin E.V. Indicators of reliability of electrical equipment of 10-6-0,4 kV distribution grids. *Vestnik of Kuzbass State Technical University*, 2010, no. 6, pp. 85–89. In Rus.
 21. Razgildeev G.I., Nogin E.V. Characteristics of distribution grids of power supply system of Kemerovo region. *Vestnik of Kuzbass State Technical University*, 2009, no. 5, pp. 65–69. In Rus.
 22. Sukyasova E.Yu., Sukyasov S.V., Kornakov K.A. Analysis of trips and injuries in 0,4–10 kV electric networks. *Actual Issues of Agrarian Science*, 2016, no. 21, pp. 51–54. In Rus.
 23. Shauleva N.M., Zakharova A.G., Starinchenko D.K. Influence of weather factors on operational reliability of distribution networks of coal mines. *Vestnik of Kuzbass State Technical University*, 2010, no. 1, pp. 114–116. In Rus.
 24. Olusuyi K., Oluwole A.S., Adefarati T., Babarinde A.K. A fault analysis of 11kV distribution system (a case study of ado Ekiti electrical power distribution district). *Applied Energy*, 2017, vol. 185, pp. 158–171.
 25. *StatNet. Årsstatistikk 2007–2016 Driftsforstyrrelser, feil og planlagte utkoplinger i 1–22 kV-nettet* [The annual statistics provide an overview of errors, interruptions and outcomes during operating disruptions in the Norwegian 1–22 kV (for 2006) and the 33–420 kV network]. Available at: <http://www.statnett.no/Kraftsystemet/Nedlastingscenter/Feilstatistikk> (accessed 25 October 2017).
 26. Kjølle G.H. What do fault statistics tell us regarding causes resulting in power outages? *Workshop DNV–NTNU 2011–09–27. Risk and vulnerabilities in power systems in light of climate change*. Available at: https://www.sintef.no/globalassets/project/vulnerability-and-security/publications/presentations/workshop-20110927_fault-statistics.pdf (accessed 25 October 2017).
 27. Kudryakov A.G., Sazykin V.G., Kravchenko I.I. Method for increasing the reliability of overhead power lines. *Modern Science Success*, 2016, no. 10, pp. 73–75. In Rus.
 28. Razgildeev G.I., Nogin E.V. Failures of overhead transmission lines during thunderstorms. *Vestnik of Kuzbass State Technical University*, 2011, no. 1, pp. 69–71. In Rus.
 29. Naumov I.V., Lanin A.V. The analysis of reliability level of rural 10 kV electricity distribution networks (on the example of the eastern branch of electricity networks of the public cooperation on «IESK»). *Bulletin of the Irkutsk State Agricultural Academy*, 2010, no. 40, pp. 115–120. In Rus.
 30. Naumov I.V., Lanin A.V., Erin V.N. Mathematical model for forecasting the level of reliability of power supply in 10 kV electric grids. *Bulletin of Altai State Agricultural University*, 2011, no. 8, pp. 88–91. In Rus.
 31. Naumov I.V., Ivano Ya.M., Lanin A.V., Mishenko A.V. Forecasting the level of reliability of 10 kV rural distribution grids. *Polzunovskiy vestnik*, 2014, no. 4, pp. 151–156. In Rus.
 32. Kjølle G.H., Aabø Y., Hjartsjø B.T. Fault statistics as a basis for designing cost-effective protection and control solutions. *Proc. 2002 CIGRE Session*, 2002, pp. 1–6. Available at: https://www.sintef.no/globalassets/project/vern_kontroll-ogautomatisering/cigre_2002.pdf (accessed 25 October 2017).
 33. Darveniza M., Saha T.K. The Reliability and Power Quality Performance of Overhead Lines-with Reference to the Electrical Properties of Wood and Covered Conductors. *The 7th International Energy Transmission and Distribution Conference and Exhibition*. Melbourne, 2003. pp. 1–8.
 34. Kjølle G.H., Gjerde O., Hjartsjø B.T., Engen H., Haarla L., Koivisto L., Lindblad P. Protection System Faults—a Comparative Review of Fault Statistics. *Probabilistic Methods Applied to Power Systems, 2006, PMAPS 2006*. Stockholm, 2006. pp. 1–7. Available at: https://www.sintef.no/globalassets/project/kile/publikasjoner/pmaps_2006_kjolle.pdf (accessed 25 October 2017).
 35. Kjølle G.H., Heggset J., Sagen K. FASIT – a tool for collection calculation and reporting of reliability data. *20th International Conference on Electricity Distribution*. Prague, 2005. pp. 8–11.
 36. Volkov S.V., Rybakov L.M. Quantity of failures (refusals) of members and vehicles of a 10 kV distributive network (grid). *Proceedings of higher educational establishments. Energy problems*, 2004, no. 1, pp. 84–89. In Rus.
 37. Rybakov L.M., Ivanova Z.G. Failure and planning reserves of spare parts, apparatus and equipment for 10 kV electric distribution grids. *Bulletin of the Chuvash University*, 2015, no. 1, pp. 104–110. In Rus.
 38. Xie K., Zhang H., Singh C. Reliability forecasting models for electrical distribution systems considering component failures and planned outages. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2016, vol. 79, pp. 228–234.
 39. Kurbatskii V.G., Sidorov D.N., Spiryaev V.A., Tomin N.V. On the neural network approach for forecasting of nonstationary time series on the basis of the Hilbert–Huang transform. *Automation and remote control*, 2011, no. 7, pp. 58–68.
 40. Kurbatskii V.G., Sidorov D.N., Spiryaev V.A., Tomin N.V. Forecasting nonstationary time series based on Hilbert-Huang transform and machine learning. *Automation and remote control*, 2014, no. 5, pp. 143–158. In Rus.
 41. Nikolaev V.G., Ganaga S.V., Kudryashov Yu.I. *Natsionalny kadastr vetroenegeticheskikh resursov Rossii i metodicheskie osnovy*

- ikh opredeleniya* [National cadaster of Russia wind energy resources and methodology for their determination]. Moscow, Atmosphere Publ., 2008. 584 p.
42. Kothari D.P., Singal K.C., Ranjan R. *Renewable energy sources and emerging technologies (second ed.)*. New Delhi, PHI Learning Private Limited Publ., 2011. 456 p.
 43. Zhou W., Lou C., Li Z., Lu L., Yang H. Current status of research on optimum sizing of stand-alone hybrid solar–wind power generation systems. *Applied Energy*, 2010, vol. 87, pp. 380–389.
 44. Tina G., Gagliano S., Raiti S. Hybrid solar/wind power system probabilistic modelling for long-term performance assessment. *Solar Energy*, 2006, vol. 80, pp. 578–588.
 45. Marchenko O.V., Solomin S.V. Efficiency of wind energy utilization for electricity and heat supply in northern regions of Russia. *Renewable Energy*, 2004, vol. 29, pp. 1793–1809.
 46. Busaidi A.S.A., Kazem H.A., Al-Badi A.H., Khan M.F. A review of optimum sizing of hybrid PV–Wind renewable energy systems in Oman. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2016, vol. 53, pp. 185–193.
 47. Karamov D.N. Mathematical modelling of an autonomous power supply system using renewable energy sources. *Bulletin of Irkutsk State Technical University*, 2015, vol. 104, no. 9, pp. 133–140. In Rus.
 48. Kler A.M., Tyurina E.A., Potanina Yu.M., Marinchenko A.Yu., Konstantinov S.P. Optimization of power generation equipment mix of the energy complex at oil and gas production. *Proceedings of the Russian Academy of Sciences. Power Engineering*, 2010, no. 3, pp. 92–99. In Rus.
 49. Karamov D.N. Mathematical modeling of solar radiation based on open access long-term meteorological observation data. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2017, vol. 328, no. 6. 28–37. In Rus.
 50. Karamov D.N. Formation of initial meteorological arrays with the use of long-term series FM 12 Synop and METAR in systems energy studies. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2018, vol. 329, no. 1, pp. 69–88. In Rus.
 51. Sazykin V.G., Kudryakov A.G., Netrebko S.A., Pron V.V. *Perspektivy povysheniya elektroenergeticheskogo kompleksa Kubani. Elektrogeriatriya – Sovershenstvovanie ekspluatatsii iznoshennogo elektrooborudovaniya* [Perspectives of improving efficiency of Kuban electric complex. Electrogeriatrics – Improvement of operation of worn out equipment]. Krasnodar, Kuban State Agrarian University Publ., 2012. 448 p.

Received: 30 December 2017.

Information about the authors

Dmitriy N. Karamov, Cand. Sc., researcher, Melentiev Energy Systems Institute of Siberian Branch of the Russian Academy of Science; associate professor, Irkutsk National Research Technical University.

Igor V. Naumov, Dr. Sc., professor, Irkutsk National Research Technical University; professor, Irkutsk State Agrarian University named after A.A. Ezhevsky.

Sergey M. Perzhabinsky, Cand. Sc., senior researcher, Melentiev Energy Systems Institute of Siberian Branch of the Russian Academy of Science.