

2. Pirozhkov D.N. Obosnovanie konstruktivno-tekhnologicheskikh parametrov shnekovogo smesitelia nepreryvnogo deistviia dlia sukhikh sypuchikh ingredientov kombikormov: diss. ... kand. tekhn. nauk. – Barnaul: 1999. – 161 s.

3. Ishutko A.S., Kuzmin D.E., Sabiev U.K. Mnogokomponentnye vibrodazatory // Novaia nauka: Strategii i vektory razvitiia. – 2017. – T. 3. No. 4. – S. 157-160.

4. Vaicis, I., Spade, K., Janushevskis, A., Boiko, A. (2020). Experimental analysis of bulk material flow through hopper. Doi: 10.22616/ERDev.2020.19.TF429.

5. Soleimani, B., Ahmadi, E. (2015). Evaluation and analysis of vibration during fruit transport as a

function of road conditions, suspension system and travel speeds. *Engineering in Agriculture, Environment and Food*. 8: 26-32. DOI: 10.1016/J.EAEF.2014.08.002.

6. Fedorenko I.Ia. Kriterii podobiiia gidrodinamicheskikh modelei vibrokipiashchego sloia sypuchego materiala / I.Ia. Fedorenko, D.N. Pirozhkov // Vestnik Altaiskogo gosudarstvennogo agrarnogo universiteta. – 2005. – No. 1. – S. 105-108.

7. Fedorenko I.Ia., Pirozhkov D.N. Dvizhenie chastitsy sypuchego materiala pod vozeistviem vibratsii // Tr. XXXII Uralskogo seminar "Mekhanika i protsessy upravleniia". – Ekaterinburg, 2002. – S. 212-214.



УДК 620:519.2

DOI: 10.53083/1996-4277-2021-203-09-87-98

Я.М. Иваньо, И.В. Наумов, М.Н. Полковская

Ya.M. Ivanyo, I.V. Naumov, M.N. Polkovskaya

МОДЕЛИРОВАНИЕ ОТКАЗОВ ЭЛЕМЕНТОВ ГОРОДСКОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ (10 КВ) НА ПРИМЕРЕ ПРАВОБЕРЕЖНОГО ОКРУГА ГОРОДА ИРКУТСКА

FAILURE SIMULATION OF ELEMENTS OF THE CITY ELECTRIC NETWORK (10 KV) BY THE EXAMPLE OF THE PRAVOBEREZHZNIY DISTRICT OF THE IRKUTSK CITY

Ключевые слова: отказы, моделирование аварийных отключений, вероятностная оценка, прогноз.

Приведены математические модели для вероятностной оценки и прогнозирования аварийных отключений в электрических сетях на примере Правобережного округа г. Иркутска за 2008-2017 гг. На первом этапе определена автокорреляционная функция ряда параметра для оценки его случайности. Согласно рассчитанным статистическим параметрам и критериям согласия ряд отказов оборудования может быть описан трехпараметрическим гамма-распределением. Предложена методика двухуровневого выделения экстремальных (максимальных и минимальных) значений исследуемого параметра, согласно которой получен значимый полиномиальный тренд для прогнозирования наибольшего числа аварий. Оценка наличия трендов по месячным данным показала, что для прогнозирования отказов на электрических сетях могут быть использованы полиномиальные и степенные тренды. При этом значимые тренды выявлены только для января, февраля, мая и декабря. На следующем шаге построены тренд-сезонные модели, для расчета составляющих которых использован метод наименьших квадратов. Согласно полученным индексам сезонности наибольший рост аварийных отключений имеет место в апреле и июле, а снижение – в феврале и марте. На основе

корреляционно-регрессионного анализа построены факторные модели отказов элементов электрической сети и суммы средних суточных температур по месяцам и времени. Получены линейные и нелинейные модели с учетом и без учета трендов. Для оценки точности прогнозов полученных моделей проведено сравнение результатов ретроспективного прогноза на 2017 г. с фактическими значениями. Согласно полученным результатам для прогнозирования отказов на электрических сетях в феврале, июне, июле и сентябре наилучший результат показывает тренд-сезонная модель, мае – полиномиальный тренд, ноябре – факторная с учетом времени, марте мае и октябре – нелинейное регрессионное уравнение, а в декабре – степенной тренд. Для января, апреля и августа качественные прогнозные модели отсутствуют. В связи с этим значения аварийных отключений в эти месяцы могут быть оценены по вероятностной модели.

Keywords: failures, emergency shutdown simulation, probabilistic estimation, forecast.

The paper presents mathematical models for probabilistic evaluation and forecasting of emergency shutdowns in electric networks by the example of the Pravoberezhnyi District of the Irkutsk City from 2008 through 2017. At the first stage, the autocorrelation function of the parameter

series is determined to estimate its randomness. According to the calculated statistical parameters and the consent criteria, a number of equipment failures may be described by a three-parameter gamma distribution. A method of two-level identification of extreme (maximum and minimum) values of the parameter under study is proposed; according to this method, a significant polynomial trend is obtained for predicting the largest number of failures. The evaluation of the presence of trends based on monthly data showed that polynomial and power trends may be used to predict failures on electric networks. At the same time, significant trends were identified only for January, February, May and December. At the next stage, trend-seasonal models are constructed; the least squares method is used to calculate their components. According to the obtained seasonality indices, the greatest increase in emergency shutdowns takes place in April and July, and a decrease - in February and March. On the basis of the correlation-

regression model, factor models of failures of electrical network elements and the accumulated average daily temperatures for months and time are constructed. Linear and nonlinear models with and without trends are obtained. To evaluate the accuracy of the forecasts of the obtained models, the results of the retrospective forecast for 2017 were compared with the actual values. According to the results obtained for predicting failures on electric networks in February, June, July and September, the best result is shown by a trend-seasonal model, in May - a polynomial trend, in November - a factorial one taking into account time, in March, May and October - a nonlinear regression equation, and in December - a power trend. There are no qualitative forecast models for the months of January, April, and August. In this regard, the values of emergency shutdowns on these months may be estimated using a probabilistic model.

Иваньо Ярослав Михайлович, д.т.н., профессор, ФГБОУ ВО Иркутский ГАУ имени А.А. Ежовского, п. Молодежный, Иркутская область, Российская Федерация, e-mail: iymex@rambler.ru.

Наумов Игорь Владимирович, д.т.н., профессор, Иркутский национальный исследовательский технический университет, г. Иркутск, Российская Федерация, e-mail: professorsnaumov@list.ru.

Полковская Марина Николаевна, к.т.н., доцент, ФГБОУ ВО Иркутский ГАУ имени А.А. Ежовского, п. Молодежный, Иркутская область, Российская Федерация, e-mail: polk_mn@mail.ru.

Ivanyo Yaroslav Mikhaylovich, Dr. Tech. Sci., Prof., Irkutsk State Agricultural University named after A.A. Yezhevskiy, Irkutsk Region, Russian Federation, e-mail: iymex@rambler.ru.

Naumov Igor Vladimirovich, Dr. Tech. Sci., Prof., Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russian Federation, e-mail: professorsnaumov@list.ru.

Polkovskaya Marina Nikolayevna, Cand. Tech. Sci., Assoc. Prof., Irkutsk State Agricultural University named after A.A. Yezhevskiy, Irkutsk Region, Russian Federation, e-mail: polk_mn@mail.ru.

Введение

Безаварийное обеспечение электрической энергией потребителей является одним из важнейших составляющих жизнедеятельности человека. Непрерывное электроснабжение обусловлено способностью элементов электрических сетей длительно сохранять свою работоспособность в пределах установленного срока эксплуатации. Поэтому исследование всевозможных аспектов, связанных с повышением «живучести» этих элементов в изменяющихся условиях эксплуатации, является актуальной задачей. Вместе с тем работа энергосистемы невозможна без отключений, как плановых, так и аварийных [1-3]. Плановые отключения связаны с техническим обслуживанием элементов сетей и их модернизацией. Причины аварийных отключений условно можно разделить на эксплуатационные, природно-климатические, связанные с влиянием внешних факторов, и др. [1, 4-6].

Для оценки воздействия на элементы энергосистемы различных параметров можно использовать методы теории вероятностей и математической статистики. Некоторые работы

посвящены оценке возможности прогнозирования аварийных отключений на основе авторегрессионных, трендовых и тренд-сезонных моделей [7-13]. Другие авторы рассматривают отказы элементов энергосистемы как случайные величины, подчиняющиеся вероятностным законам распределения [2, 8, 13-15].

Иркутской области свойственны суровая зима, жаркое лето, а также резкие перепады температур в межсезонье. Очевидно, что метеорологические факторы и экстремальные явления могут являться причиной аварийных ситуаций. Поэтому необходимо исследование связей между результативным признаком и факторами, влияющими на него.

Целью статьи является оценка отказов элементов электрических сетей, а также выявление причин их возникновения на основе анализа данных наблюдений.

Для достижения указанной цели сформулированы следующие **задачи**:

— проанализировать значения отказов элементов электрической сети и их причины по данным временных рядов с интервалом в 1 месяц;

- оценить статистические закономерности временных рядов отказов элементов электрической сети;
- выделить тренды и сезонные компоненты в рядах исследуемого параметра;
- построить факторные модели отказов элементов электрической сети.

Материалы и методы

В работе использована ежесуточная информация об аварийных отключениях в электрических сетях Правобережного округа города Иркутска за 2010-2017 гг. При построении регрессионных моделей в качестве фактора взяты данные о сумме средних суточных температур по месяцам (пункт наблюдения аэропорт Иркутск) за аналогичный период [16].

Для построения моделей оценки и прогнозирования отказов элементов электрической сети использованы методы теории вероятностей и математической статистики [17-19]. Кроме того, для интерполяции данных с целью построения моделей использовались специализированные библиотеки графического редактора среды Matlab.

1. *Анализ рядов плановых и аварийных отключений и их причин.* На основе исходных данных проанализировано число плановых и аварийных отключений по годам. Согласно рисунку 1 наибольшее число аварийных отключений имело место в 2008 г. Затем значения исследуемого параметра начали снижаться, а с 2013 г. вновь увеличиваться. Число экстремальных

плановых отключений запаздывает относительно аварийных отключений. Их наибольшее значение наблюдалось в 2010 г., а наименьшее – в 2014 г.

Анализ месячных значений отказов оборудования показал, что в 2008-2009 гг. наибольшее число аварий приходилось на зимние месяцы (рис. 2). Основная причина аварийных отключений в зимние месяцы – сгорание предохранителей (814 отключений в декабре-феврале 2008 г., 504 – в 2009 г.), что указывает на перегрузку сетей в этот период.

Основными причинами аварийных отключений являются поломки и отказы оборудования (82%). На втором месте аварии, связанные с влиянием внешних факторов (9%). Природно-климатические и прочие причины, соответственно, занимают 3-е (5%) и 4-е (4%) места.

Отметим, что число поломок и отказов оборудования зависит от своевременности обслуживания, соблюдения сроков эксплуатации, компетентности персонала и др. Поскольку большое число аварийных отключений происходит в зимние (холодные) и летние (жаркие) месяцы, имеет место влияние на исследуемый параметр климатических факторов, ввиду которых повышается нагрузка на сети. Обращает на себя внимание тот факт, что число годовых аварий в текущем году уменьшается, если в предыдущем году увеличилось количество плановых отключений, то есть при должном содержании сетей их аварийность снижается.



Рис. 1. Число плановых и аварийных отключений в Правобережном округе г. Иркутска за 2008-2017 гг.

2. *Вероятностная оценка аварийных отключений.* Для оценки надежности систем электроснабжения зачастую используются законы распределения вероятностей, среди которых

выделим нормальное, гамма, Вейбулла, Пирсона III типа, трехпараметрическое степенное и др. Согласно первому коэффициенту автокорреляции ряда месячных аварийных отключений по

Правобережному округу г. Иркутска за 2008-2017 гг. выявлена слабая значимая внутрирядная связь ($R_1=0,39$). Полученный первый коэффициент автокорреляции влияет на коэффици-

ент вариации и асимметрии рассматриваемой последовательности [18], что необходимо учитывать при оценке статистических параметров, полученных методом моментов.

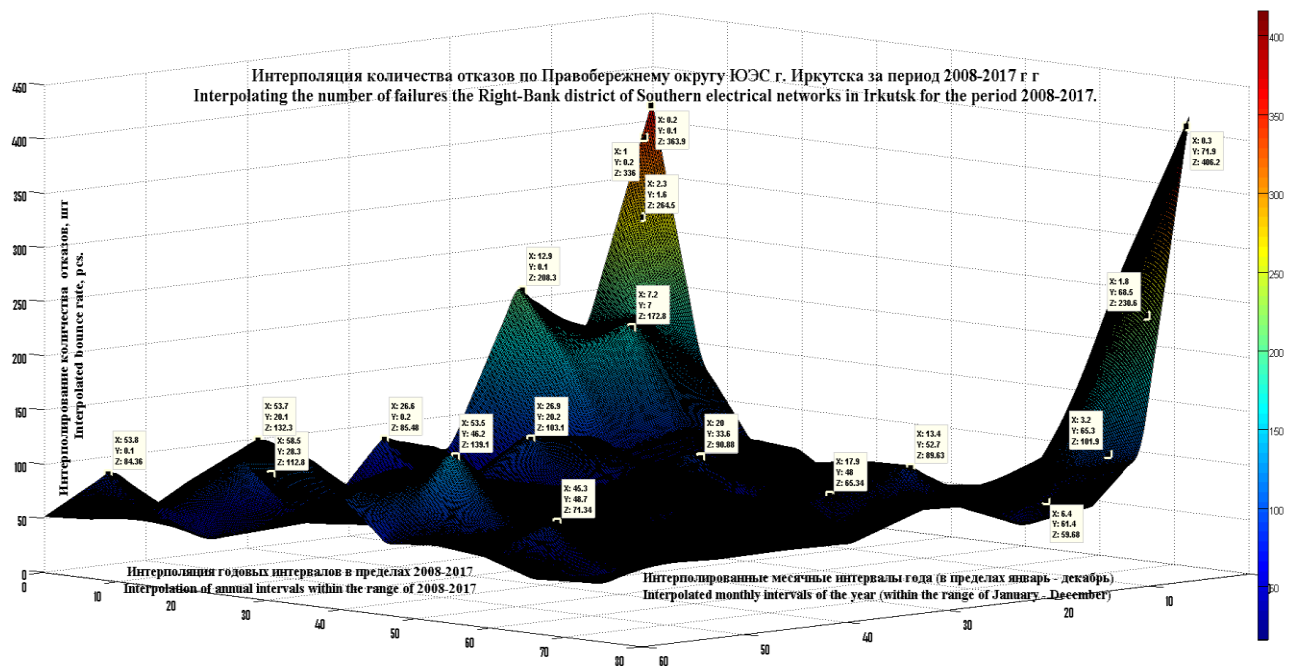


Рис. 2. Изменение интерполированного количества отказов в Правобережном округе южных электрических сетей г. Иркутска

Для описания вероятности возникновения аварийных отказов использовано трехпараметрическое степенное гамма-распределение [18]:

$$f(x) = \frac{a^\alpha}{a^{\alpha/\beta} \Gamma(\alpha)b} e^{-\alpha(x/a)^{1/b}} x^{(\alpha/b)-1}, \quad (1)$$

где α , a и b – параметры, связанные с коэффициентами вариации и асимметрии;

$\Gamma(\alpha)$ – гамма-функция.

Для трехпараметрического степенного гамма-распределения, описывающего число аварийных отключений на электрических сетях за весь рассматриваемый период, определены статистические параметры: коэффициент автокорреляции $R_1=0,39$, среднее многолетнее значение аварий за месяц $\bar{x}=75$, коэффициент вариации с учетом первого коэффициента автокорреляции $c_v=0,73$, показатель соотношения коэффициентов асимметрии и вариации – $c_s/c_v=5,2$. На рисунке 3 показана реализация этого закона распределения вероятностей.

Эмпирическое и аналитическое распределения вероятностей (рис. 3) приведены для безразмерных модульных коэффициентов аварийных отключений как соотношение числа аварий (x_i) и среднего многолетнего значения (\bar{x}):

$$k_i = \frac{x_i}{\bar{x}}. \quad (2)$$

Полученная функция распределения позволяет оценить вероятность значения числа аварий, что имеет важное значение при оценке риска их наступления. В частности, для вероятностей 0,05; 0,5 и 0,95 количество аварийных отключений соответствует значениям $x_{0,05}=27$, $x_{0,5}=61$, $x_{0,95}=170$.

Оценка коэффициентов автокорреляции по месячным значениям исследуемого параметра за 2008-2017 гг. показала, что в большинстве случаев имеет место слабая значимая внутрирядная связь ($R_1>0,3$). По данным за август, сентябрь и октябрь число отказов на электрических сетях характеризуется как случайная величина и может быть описано с помощью закона распределения вероятностей. При построении вероятностных моделей для остальных месяцев необходимо учитывать смещение статистических параметров, связанное с высоким значением коэффициента автокорреляции. Поскольку для февраля и декабря внутрирядная связь сильная значимая ($R_1>0,7$), возможно построение авторегрессионных моделей.

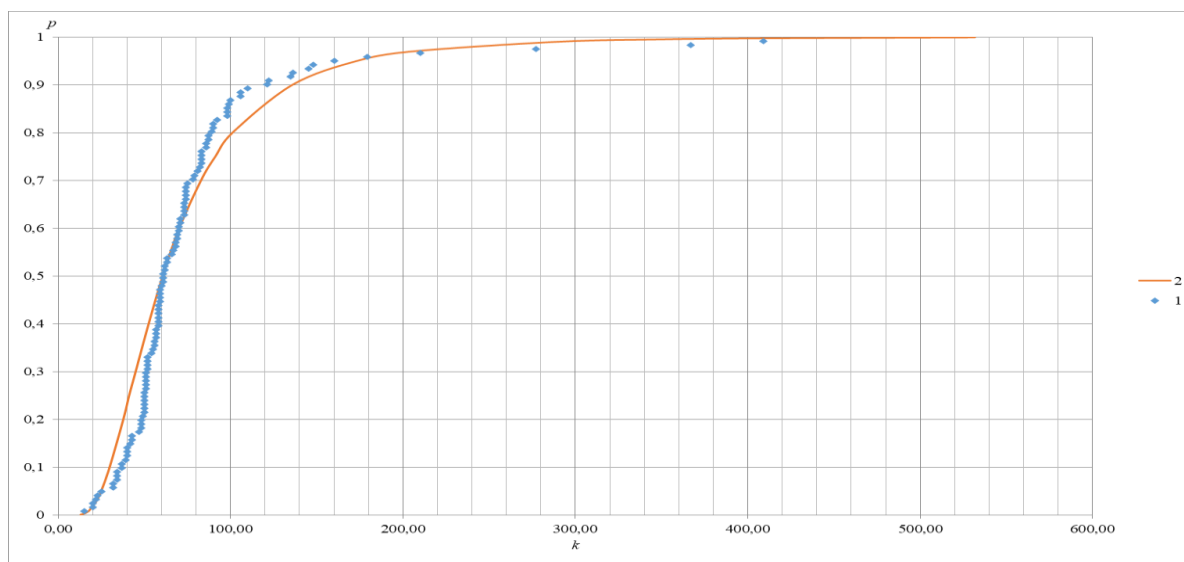


Рис. 3. Эмпирический закон распределения вероятностей (1) и трехпараметрическое степенное гамма-распределение (2) числа аварийных отключений в Правобережном округе г. Иркутска за 2008-2017 гг.

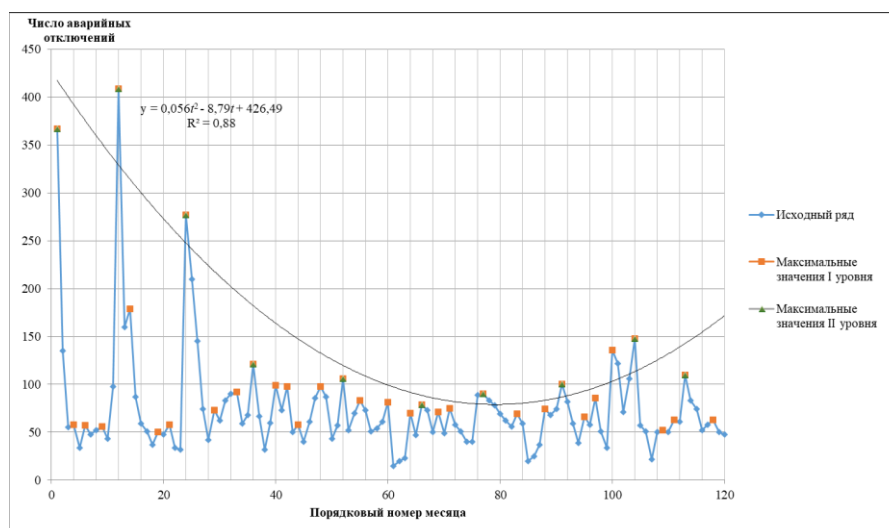


Рис. 4. Выступающие значения аварийных отключений I и II уровней

Недостатком использования вероятностных моделей является невозможность прогнозирования. Другими словами, законы распределения вероятностей служат лишь для оценки величины с некоторой вероятностью. Как правило, интерес представляют высокие значения величины (вероятность превышения $p=0,95$), низкие ($p=0,05$) и усредненные ($p=0,5$). Поэтому необходима разработка моделей, позволяющих получать точечные и интервальные прогнозы (как правило, на краткосрочную перспективу).

3. *Тренд и сезонная компонента в рядах исследуемого параметра.* Построение прогностических моделей является важной задачей при исследовании тех или иных параметров. Как отмечено ранее, в 2008-2009 гг. происходило

наибольшее число отключений, связанных с отказом оборудования, а в последующие годы количество аварийных отключений имеет незначительные отклонения по годам. В работе предложено оценивать с помощью тренда не только динамику всего временного ряда, но и выделенной последовательности высокого числа аварий, полученной на основании определения пиков ряда (выделенные кружками точки на рисунке 4). По аналогии выделена последовательность низкого числа аварий.

Последовательность пиковых точек описывается полиномом второй степени:

$$y = 0,056t^2 - 8,79t + 426,49.$$

Коэффициент детерминации зависимости составляет 0,88. Недостатком полученного

тренда является завышенные значения аварий на стадии подъема функции. Для последовательности впадин значимого тренда не выявлено. Средняя нижняя оценка числа аварийных отключений составила 50.

Поскольку Иркутская область относится к зоне с резко континентальным климатом, в которой имеют место значительные перепады температур в течение года, оценка наличия трендов в рядах аварийных отключений проводилась по месяцам (табл. 1).

Отметим, что полученные тренды имеют линейный и нелинейный (полиномиальный, степенной) вид. При этом для некоторых месяцев значимых трендов не выявлено. Обращает на себя внимание тот факт, что практически для всех месяцев имеет место тенденция увеличения отказов оборудования. Проверка качества полученных моделей показала, что они удовлетворяют критериям точности и адекватности и могут быть использованы для прогнозирования.

Кроме трендов оценено наличие сезонной составляющей в рядах аварийных отключений. Для выделения из ряда аварийных отключений тренда и сезонной компоненты использован метод наименьших квадратов [17]. Количество

аварийных отключений со временем уменьшается, хотя и незначительно:

$$y = -0,0557 t + 74,327. \quad (3)$$

Индексы сезонности показывают, что наибольший рост аварийных отключений имеет место в апреле и июле (рис. 5). В феврале и марте число отказов оборудования самое низкое. Затем вновь происходит скачок показателя в сторону роста. В мае и июне индекс сезонности находится практически на одном уровне, а в июле число аварий возрастает практически до уровня апреля. В последующие месяцы наблюдается снижение аварийности, вплоть до октября. В ноябре и декабре происходит увеличение аварий, а в январе – вновь снижение.

Следует отметить, что значительное увеличение аварий в апреле, скорее всего, вызвано неблагоприятными климатическими условиями, а в июле и декабре – нагрузкой на сети в связи со значительным повышением/понижением температуры воздуха.

Из рисунка 6 следует, что тренд-сезонная модель в некоторые периоды имеет значительные отклонения от фактических значений. В связи с этим можно предположить, что количество аварий зависит не только от сезонности, но и от других факторов.

Таблица 1

Тренды аварийных отключений по месяцам в Правобережном округе г. Иркутска за 2010-2017 гг.

| Месяц | Уравнение тренда | Коэффициент детерминации (R^2) |
|---------|---------------------------------|------------------------------------|
| Январь | $y = 7,95t^2 - 85,57t + 255,79$ | 0,72 |
| Февраль | $y = 5,62t^2 - 57,76t + 167,39$ | 0,68 |
| Март | $y = 2,71t^2 - 27,41t + 102,61$ | 0,76 |
| Май | $y = 2,57t^2 - 16,01t + 85,98$ | 0,66 |
| Декабрь | $y = 126,05 t^{0,47}$ | 0,96 |
| | $y = 1,96t^2 - 27,38t + 144,88$ | 0,97 |

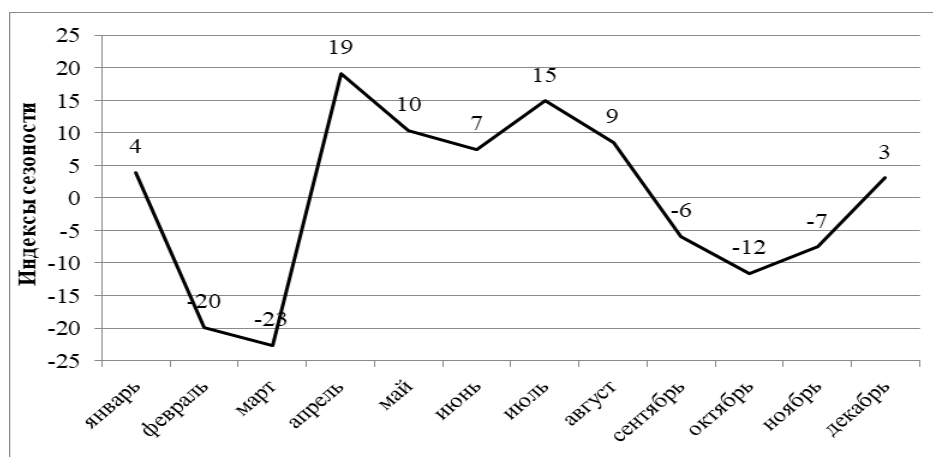


Рис. 5. Индексы сезонности аварийных отключений в Правобережном округе г. Иркутска за 2010-2017 гг.

Заметим, что в тренд-сезонной модели использована аддитивная зависимость, при которой уравнение тренда является линейным. Вместе с тем тенденцию аварийных отключений в такие месяцы, как январь, февраль, март, май и ноябрь более точно (согласно критериям точности и адекватности) описывает полином.

4. *Регрессионные уравнения.* Природно-климатические условия оказывают значительное влияние на аварийность, поэтому при изучении динамики отказов на электрических сетях необходимо учитывать климатические особенности каждого года за исследуемый период. На первом этапе с помощью коэффициентов корреляции (R) оценена теснота связи месячных значений аварийных отключений по эксплуатационным причинам (y) с климатическим фактором (x), в качестве которого использована сумма средних суточных температур по месяцам за 2010-2017 гг.

Оценка тесноты связи между исследуемым параметром и климатическим фактором показала, что наибольшее влияние сумма средних су-

точных температур по месяцам оказывает на отказ оборудования в июле ($R=0,73$), октябре ($R=-0,72$), и декабре ($R=-0,76$). Согласно коэффициентам при неизвестных в уравнениях в октябре и декабре имеет место обратная связь результативного признака и фактора (табл. 2). Другими словами, понижение температуры воздуха влечет за собой увеличение числа аварийных отключений.

Поскольку в рядах аварийных отключений в июле и декабре имеет место значимый линейный тренд, в качестве дополнительного параметра в факторную модель можно включить время. Хотя в этом случае точность факторных моделей с учетом времени повышается, значительного улучшения статистической значимости регрессионных выражений не наблюдается.

Здесь, аналогично уравнению, приведенному в таблице 2, зависимость для декабря является обратной. Согласно коэффициенту линейного выражения аварии увеличиваются при низких температурах.

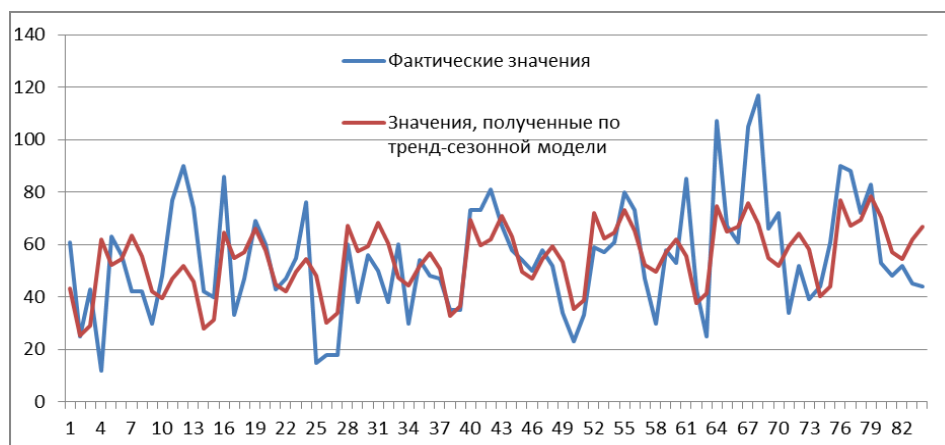


Рис. 6. Аварийные отключения по месяцам, рассчитанные на основе тренд-сезонной модели, и фактические (по данным Правобережного района г. Иркутска за 2010-2017 гг.)

Таблица 2

Факторные модели аварийных отключений на электрических сетях по месяцам

| Месяц | Уравнение | R^2 |
|---------|-----------------------|-------|
| Июль | $y = -180,65 + 0,45x$ | 0,71 |
| Октябрь | $y = 68,81 - 0,16x$ | 0,57 |
| Декабрь | $y = 16,04 - 0,13x$ | 0,53 |

Следует отметить, что регрессионные уравнения могут использоваться для моделирования количества аварийных отключений лишь для некоторой вероятности, ввиду того, что сумма средних суточных температур является случайной величиной [20], либо может быть рассчитан

нормативный прогноз по нормативным или усредненным данным.

5. *Нелинейные регрессионные модели прогнозирования аварийных отключений на электрических сетях с учетом влияния суммы средних месячных температур и времени.* В

общем виде регрессионную модель, одним из факторов которой является полиномиальный тренд, можно представить следующим образом

$$y = a_0 + a_1x_1 + a_2x_2 + \dots + a_nx_n + a_{n+1}t + a_{n+2}t^2 + a_{n+3}t^3 + \dots + \varepsilon,$$

где x_n – факторы;

λ – степень полинома;

ε – остаточный член.

В работе реализована упрощенная нелинейная регрессионная модель с одним фактором и трендом, описанным полиномом второй степени.

Отличительной особенностью нелинейных моделей, полученных по месяцам, является значительное увеличение их количества по сравнению с линейными моделями. При этом коэффициент детерминации уравнений, приведенных в таблице 3, значительно выше, чем у моделей из таблицы 2. Соответственно, значение критерия Фишера, оценивающего значимость уравнения, также высокое.

Сравнение качества факторных моделей, полученных по месячным значениям, показало, что в большинстве случаев нелинейные модели наиболее точны. Поскольку сумма средних месячных температур по Иркутску является случайной, для расчета ее значений необходимо определить статистические параметры и подобрать закона распределения вероятностей. Полученные значения подставляются в регрессионное уравнение, по которому с определенной вероятностью рассчитывается число отказов элементов электрических сетей. Следует отметить, что по уравнениям регрессии можно решать обратные задачи – получать значение фактора на основе значения аварийных отключений на электрических сетях и параметра времени.

6. *Оценка качества полученных моделей.*
На основании исследования ряда остаточной

компоненты осуществлена проверка качества приведенных выше моделей. Проверка значимости моделей проводилась с использованием критерия Фишера. Значимость коэффициентов уравнений регрессии оценивалась с помощью критерия Стьюдента (t -статистики).

Проверка адекватности модели проводилась по четырем условиям: 1) оценка случайности колебаний значений остатка ряда; 2) соответствие остатка ряда нормальному закону распределения; 3) соответствие среднего значения ряда остатка нулю; 4) оценка отсутствия автокорреляции в последовательности остаточной компоненты.

Поскольку информация о количестве аварийных отключений с 2018 г. отсутствует, для подбора модели, наиболее точно описывающей фактические значения исследуемого параметра, использован ретроспективный прогноз (табл. 4).

Согласно таблице 4 прогнозные значения, полученные по моделям для: января, августа и сентября, имеют большое отклонение от фактических. Поэтому количество аварийных отключений в эти месяцы может быть оценено с помощью вероятностной модели. Наиболее точный прогноз числа отказов на электрических сетях в феврале, апреле, мае, июне и июле, согласно ретроспективному прогнозу, дает тренд-сезонная модель.

Значения, рассчитанные по линейному тренду, наиболее близки к фактическим в декабре, по факторной модели с учетом времени – в октябре, а по нелинейному регрессионному уравнению – в марте и ноябре. Отметим, что для прогнозирования аварийных отключений нельзя использовать определенный вид модели, поскольку исследуемый показатель подвержен воздействию многих факторов.

Таблица 3

Нелинейные факторные модели аварийных отключений на электрических сетях с учетом времени по месяцам

| Месяц | Уравнение | R^2 |
|---------|--|-------|
| Январь | $y = 219,00 - 0,04x - 78,47t + 7,33t^2$ | 0,71 |
| Февраль | $y = -8,11 - 0,33x - 51,57t + 5,93t^2$ | 0,92 |
| Март | $y = 119,22 + 0,055x - 29,52t + 2,81t^2$ | 0,76 |
| Июль | $y = -93,06 + 0,30x - 3,81t - 0,84t^2$ | 0,86 |
| Октябрь | $y = 90,87 + 0,18x - 11,76t + 1,24t^2$ | 0,74 |
| Ноябрь | $y = 73,22 + 0,021x + 4,08t - 0,89t^2$ | 0,59 |
| Декабрь | $y = 137,55 - 0,012x - 27,41t + 2,16t^2$ | 0,96 |

Результаты ретроспективного прогноза аварийных отключений на электрических сетях на 2017 г. основе различных моделей

| Модель | Месяцы | | | | | | | | | | | |
|---------------------------------------|--------|---------|------|--------|-----|------|------|--------|----------|---------|--------|---------|
| | Январь | Февраль | Март | Апрель | Май | Июнь | Июль | Август | Сентябрь | Октябрь | Ноябрь | Декабрь |
| Тренд-сезонная | 74 | 50 | 47 | 89 | 80 | 77 | 84 | 78 | 63 | 58 | 62 | 72 |
| Полиномиальный тренд | 80 | 65 | 57 | - | 122 | - | - | - | - | - | - | 51 |
| Степенной тренд | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 48 |
| Однофакторная | - | - | - | - | - | - | 90 | - | - | 59 | - | 68 |
| Факторная с учетом времени | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 57 | 50 | 49 |
| Нелинейная факторная с учетом времени | 81 | 68 | 59 | - | - | - | 108 | - | - | 65 | 44 | 61 |
| Фактические значения | 52 | 50 | 63 | 61 | 110 | 83 | 74 | 52 | 58 | 63 | 50 | 48 |

Выводы

В работе проведен анализ рядов плановых и аварийных отключений на электрических сетях в Правобережном округе г. Иркутска за 2008-2017 гг. Среди причин аварийных отключений особо выделяются отказ и поломка оборудования (82%).

Для моделирования аварийных отключений могут быть использованы законы распределения вероятностей, в частности, трехпараметрическое гамма-распределение. Причем последовательность аварий по месяцам представляет собой слабо связную выборку со значимым первым коэффициентом автокорреляции.

Оценка наличия трендов показала, что для прогнозирования отказов на электрических сетях могут быть использованы линейные и нелинейные (полиномиальные) тренды. При этом для некоторых месяцев (апрель, июнь, август, сентябрь, октябрь) значимых трендов не выявлено.

С помощью модели «Кассандра» построены тренд-сезонные модели. Согласно индексам сезонности наибольший рост аварийных отключений имеет место в апреле и июле, а снижение – в феврале и марте.

На основе корреляционного анализа оценена теснота связи отказов элементов электрической сети, суммы средних суточных температур по месяцам и времени. Получены линейные и нелинейные модели с учетом и без учета трендов.

Проведено сравнение результатов ретроспективного прогноза на 2017 г. с фактическими данными. Согласно полученным результатам для прогнозирования отказов на электрических

сетях в феврале, июне, июле и сентябре наилучший результат получен для тренд-сезонной модели. Для мая значимым является полиномиальный тренд, для ноября – факторная модель с учетом времени, для марта, мая и октября – нелинейные регрессионные уравнения, а для декабря – степенной тренд. Для января, апреля и августа качественные прогнозные модели отсутствуют. По этой причине значения аварийных отключений в эти месяцы могут быть оценены с помощью вероятностной модели.

Библиографический список

1. Васильева, Т. Н. Анализ причин отказов электрического оборудования распределенных сетей 0,38...10 кВ / Т. Н. Васильева, Е. И. Лопатина. – Текст: непосредственный // Вестник Рязанского государственного агротехнологического университета им. П.А. Костычева. – 2011. – № 3 (11). – С. 64-66.
2. Карамов, Д. Н. Математическое моделирование отказов элементов электрической сети (10 кВ) автономных энергетических систем с возобновляемой распределенной генерацией / Д. Н. Карамов, И. В. Наумов, С. М. Пержабинский. – Текст: непосредственный // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Вып. 329, № 7. – С. 116-130.
3. Белов, С. И. Прогнозирование аварийных отключений в электрических сетях 35-220 кВ / С. И. Белов, П. С. Петров. – Текст: непосредственный // Вестник Федерального государственного образовательного учреждения выс-

шего профессионального образования «Московский государственный агроинженерный университет имени В.П. Горячкина». – 2017. – Вып. 4 (80) – С. 77-82.

4. Kazim, M., Khawaja, A.H., Zabit, U., et al. (2020). Fault Detection and Localization for Overhead 11-kV Distribution Lines With Magnetic Measurements. *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*. V. 69, No. 5, part 1. – P. 2028-2038. – doi: 10.1109/TIM.2019.2920184.

5. Reed, D. Electric utility distribution analysis for extreme winds. (2008). *J. Wind Eng. Ind. Aerodyn.* 96: 123-140.

6. Sultan, V., Hilton, B. (2020). A Spatial Analytics Framework to Investigate Electric Power Failure Events and Their Causes. *ISPRS International Journal of Geo-Information*. V. 9 (1), No. 54. doi: 10.3390/ijgi9010054.

7. Chatterjee, S., Roy, B. (2019). Prediction of Line Contingency Catastrophic Failures Using Synchrophasor. *Journal of Control Automation and Electrical Systems*. 30 (6): 1107-1115. doi: 10.1007/s40313-019-00501.

8. Багметов, А. А. Законы распределения отказов при оценке надежности электрических сетей Кубани / А. А. Багметов, В. Г. Сазыкин, А. Г. Кудряков. – Текст: непосредственный // Приоритетные направления исследований в рамках естественных и технических наук в XXI веке: сборник научных трудов по материалам Международной научно-практической конференции 27 февраля 2018 г. / под общей редакцией Е. П. Ткачевой. – Белгород: ООО Агентство перспективных научных исследований (АПНИ), 2018. – С. 146-150.

9. Шаулева, Н. М. Влияние природно-климатических факторов на эксплуатационную надежность распределительных сетей угольных разрезов. – Текст: непосредственный / Н. М. Шаулева, А. Г. Захарова, Д. К. Стариченко. – Текст: непосредственный // Вестник Кузбасского государственного технического университета. – 2020. – № 1. – С. 114-116.

10. Grakowski L., Chojnacki A.L., Gebczyk K., Banasik K. Statistical Analysis and Modeling of the Reliability of Overhead Low Voltage Lines. *Przegląd elektrotechniczny*. vol. 95, no. 12, 2019. p. 261-264. doi: 10.15199/48.2019.12.59.

11. Campbell, R. J. Weather-Related Power Outages and Electric System Resiliency. Congressional Research Service Report; Congressional

Research Service. – Washington; DC; USA, 2012. – P. 1-15.

12. Рыбаков, Л. М. Прогнозирование отказов и планирование резерва запасных элементов, аппаратов и оборудования распределенных электрических сетей 10 кВ. – Текст: непосредственный / Л. М. Рыбаков, З. Г. Иванова. – Текст: непосредственный // Вестник Чувашского университета. – 2015. – № 1. – С. 104-110.

13. Методика оценки повреждаемости проводов ВЛ в распределительных электрических сетях 10 кВ / И. В. Наумов, Я. М. Иванько, А. В. Ланин, А. В. Мищенко. – Текст: непосредственный // Ползуновский вестник. – 2014. – № 4-1. – С. 234-237.

14. Волков, Н. Г. Надежность электроснабжения: учебное пособие / Н. Г. Волков, А. А. Сивков, А. С. Сайгаш / Томский политехнический университет. – 2-е изд., доп. – Томск: Изд-во Томского политехнического ун-та, 2011. – 160 с. – Текст: непосредственный.

15. Ланин, А. В. Статистический анализ аварийных отключений в электрических сетях 10 кВ / А. В. Ланин, М. Н. Полковская, А. А. Якупов. – Текст: электронный // Актуальные вопросы аграрной науки: электронный научно-практический журнал. – 2019. – Вып. 30, март. – С. 5-12. – URL: http://agronauka.igsha.ru/vypuski_zhurnala/v30.php.

16. Ферстер, Э. Методы корреляционного и регрессионного анализа / Э. Ферстер, Б. Ренц. – Москва: Финансы и статистика, 1983. – 304 с. – Текст: непосредственный.

17. Зоркальцев, В. И. Многолетние вариации температур и их влияния на экономику и энергетику / В. И. Зоркальцев. – Новосибирск: Изд-во «Гео», 2017. – 179 с. – Текст: непосредственный.

18. Рождественский, А. В. Оценка точности кривых распределения гидрологических характеристик / А. В. Рождественский. – Ленинград: Гидрометеиздат, 1977. – 270 с. – Текст: непосредственный.

19. Четыркин, Е.М. Статистические методы прогнозирования / Е. М. Четыркин. – Москва: Статистика, 1977. – 160 с. – Текст: непосредственный.

20. Бузин А. Э. Регрессионные модели изменчивости биопродуктивности культур с учетом вероятностных и интервальных значений климатических параметров / А. Э. Бузин, Т. С. Бузина, М. Н. Полковская. – Текст: электронный // Актуальные вопросы аграрной науки. – 2017. – № 22.

– С. 67-74. – URL: http://agronauka.igsha.ru/vypuski_zhurnala/v22.php.

References

1. Vasileva, T.N. Analiz prichin otkazov elektricheskogo oborudovaniia raspredelennykh setei 0,38...10 kV / T.N. Vasileva, E.I. Lopatina. – Tekst: neposredstvennyi // Vestnik Riazanskogo gosudarstvennogo agrotekhnologicheskogo universiteta im. P.A. Kostycheva. – 2011. – No. 3 (11). – S. 64-66.
2. Karamov, D.N. Matematicheskoe modelirovanie otkazov elementov elektricheskoi seti (10 kV) avtonomnykh energeticheskikh sistem s vozobnovliaemoi raspredelennoi generatsiei / D.N. Karamov, I.V. Naumov, S.M. Perzhabinskii. – Tekst: neposredstvennyi // Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov. – 2018. – Vyp. 329. – No. 7. – S. 116-130.
3. Belov, S.I. Prognozirovanie avariinykh otkliuchenii v elektricheskikh setiakh 35- 220 KV / S.I. Belov, P.S. Petrov. – Tekst: neposredstvennyi // Vestnik federalnogo gosudarstvennogo obrazovatel'nogo uchrezhdeniia vysshego professional'nogo obrazovaniia «Moskovskii gosudarstvennyi agroinzhenernyi universitet imeni V.P. Goriachkina». – 2017. – Vyp. 4 (80) – S. 77-82.
4. Kazim, M., Khawaja, A.H., Zabit, U., et al. (2020). Fault Detection and Localization for Overhead 11-kV Distribution Lines With Magnetic Measurements. *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*. V. 69, No. 5, part 1. – P. 2028-2038. – doi: 10.1109/TIM.2019.2920184.
5. Reed, D. Electric utility distribution analysis for extreme winds. (2008). *J. Wind Eng. Ind. Aerodyn.* 96: 123-140.
6. Sultan, V., Hilton, B. (2020). A Spatial Analytics Framework to Investigate Electric Power Failure Events and Their Causes. *ISPRS International Journal of Geo-Information*. V. 9 (1), No. 54. doi: 10.3390/ijgi9010054.
7. Chatterjee, S., Roy, B. (2019). Prediction of Line Contingency Catastrophic Failures Using Synchrophasor. *Journal of Control Automation and Electrical Systems*. 30 (6): 1107-1115. doi: 10.1007/s40313-019-00501.
8. Bagmetov, A.A. Zakony raspredeleniia otkazov pri otsenke nadezhnosti elektricheskikh setei Kubani / A.A. Bagmetov, V.G. Sazykin, A.G. Kudriakov. – Tekst: neposredstvennyi // Prioritetnye napravleniia issledovaniia v ramkakh estestvennykh i tekhnicheskikh nauk v XXI veke: sbornik nauchnykh trudov po materialam Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii 27 fevralia 2018 g. / pod obshch. red. E.P. Tkachevoi. – Belgorod: OOO Agentstvo perspektivnykh nauchnykh issledovaniia (APNI), 2018. – S. 146-150.
9. Shauleva, N.M. Vliianie prirodno-klimaticheskikh faktorov na ekspluatatsionnuiu nadezhnost raspredelitelnykh setei ugolnykh razrezov. – Tekst: neposredstvennyi / N.M. Shauleva, A.G. Zakharova, D.K. Starichenko // Vestnik Kuzbasskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta. – 2020. – No. 1. – S. 114-116.
10. Grakowski L., Chojnacki A.L., Gebczyk K., Banasik K. Statistical Analysis and Modeling of the Reliability of Overhead Low Voltage Lines. *Przeglad elektrotechniczny*. vol. 95, no. 12, 2019. p. 261-264. doi: 10.15199/48.2019.12.59.
11. Campbell, R. J. Weather-Related Power Outages and Electric System Resiliency. Congressional Research Service Report; Congressional Research Service. – Washington; DC; USA, 2012. – P. 1-15.
12. Rybakov, L.M. Prognozirovanie otkazov i planirovanie rezerva zapasnykh elementov, apparatov i oborudovaniia raspredelennykh elektricheskikh setei 10 kV. – Tekst: neposredstvennyi / L.M. Rybakov, Z.G. Ivanova // Vestnik Chuvashskogo universiteta. – 2015. – No. 1. – S. 104-110.
13. Naumov, I.V. Metodika otsenki povrezhdaemosti provodov VL v raspredelitelnykh elektricheskikh setiakh 10 kV / I.V. Naumov, I.A. Ivano, A.V. Lanin, A.V. Mishchenko. – Tekst: neposredstvennyi // Polzunovskii vestnik. – 2014. – No. 4-1. – S. 234-237.
14. Volkov, N.G. Nadezhnost elektrosnabzheniia: uchebnoe posobie / N.G. Volkov, A.A. Sivkov, A.S. Saigash. – Tekst: neposredstvennyi // Tomskii politekhnicheskii universitet. – 2-e izd., dop. – Tomsk: Izd-vo Tomskogo politekhnicheskogo universiteta, 2011. – 160 s.
15. Lanin, A.V. Statisticheskii analiz avariinykh otkliuchenii v elektricheskikh setiakh 10 kV / A.V. Lanin, M.N. Polkovskaia, A.A. Iakupov. – Tekst: elektronnyi // Aktualnye voprosy agrarnoi nauki: elektron. nauch.-prakt. zhurn. – 2019. – Vyp. 30, mart. – S. 5-12. – URL: http://agronauka.igsha.ru/vypuski_zhurnala/v30.php.
16. Ferster, E. Metody korreliatsionnogo i regressionnogo analiza / E. Ferster, B. Rents. – Moskva: Finansy i statistika, 1983. – 304 s.
17. Zorkaltsev, V.I. Mnogoletnie variatsii temperatur i ikh vliianiia na ekonomiku i energetiku /

V.I. Zorkalietsev. – Novosibirsk: Izd-vo "Geo", 2017. – 179 s.

18. Rozhdestvenskii, A.V. Otsenka tochnosti krivyykh raspredeleniia gidrologicheskikh kharakteristik / A.V. Rozhdestvenskii. – Leningrad: Gidrometeoizdat, 1977. – 270 s.

19. Chetyrkin, E.M. Statisticheskie metody prognozirovaniia / E.M. Chetyrkin. – Moskva: Statistika, 1977. – 160 s.

20. Buzin A.E. Regressionnye modeli izmenchivosti bioproduktivnosti kultur s uchetom veroiatnostnykh i intervalnykh znachenii klimaticheskikh parametrov [Elektronnyi resurs] / A.E. Buzin, T.S. Buzina, M.N. Polkovskaia. – Tekst: elektronnyi // Aktualnye voprosy agrarnoi nauki. – 2017. – No. 22. – S. 67-74. – URL: http://agronauka.igsha.ru/vypuski_zhurnala/v22.php.



УДК 620.97

DOI: 10.53083/1996-4277-2021-203-09-98-108

О.А. Герасимова, С.В. Соловьев,
Е.А. Тихонов, Т.Н. Карасева
O.A. Gerasimova, S.V. Solovyev,
Ye.A. Tikhonov, T.N. Karaseva

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ В ПАСТБИЩНОМ ЖИВОТНОВОДСТВЕ

PROSPECTS FOR THE USE OF RENEWABLE ENERGY SOURCES IN GRASSLAND ANIMAL FARMING

Ключевые слова: животноводство, нетрадиционные источники энергии, энергия солнца, энергия ветра, биоэнергетика, энергия малых рек, пастбищный комплекс.

Формирование перспективной технологии содержания КРС в условиях пастбища при отсутствии стационарного электроснабжения является актуальной задачей. Животноводческие объекты являются неотъемлемой частью в обеспечении населения бесценными продуктами питания. В то же время это сопряжено с необходимостью значительных затрат на обеспечение материально-техническими ресурсами. В первую очередь это относится к затратам на электроэнергию, поскольку все наиболее важные средства механизации функционируют благодаря поставкам электроэнергии. В процессе содержания животных, особенно в условиях пастбищ, негативное влияние на производственные процессы оказывает неустойчивое состояние топливно-энергетического комплекса, заключающееся в нарушениях и перебоях в снабжении хозяйств электрической и тепловой энергией. Поэтому направление развития пастбищного животноводства – это перевод всех технологий обеспечения энергетической безопасности на нетрадиционные и возобновляемые источники. Планируется одновременно использовать энергию солнца, ветра, биоэнергию и энергию малых рек, то есть источников, для которых в основном характерны пастбища. Максимальная энергетическая нагрузка возлагается на биоэнергетику. Известно, что биоустановка имеет уникальную возможность в рамках животноводческого предприятия обеспечить его определенным необходимым комплексом энергетических средств, а

также качественными удобрениями. В пастбищном животноводстве безусловным положительным свойством ветра является его возобновляемость и экологичность, в частности, наша страна обладает самым высоким ветроэнергетическим потенциалом в мире. Определены и обоснованы нетрадиционные источники энергии для условий пастбищного животноводства. Источники рассчитаны на энергообеспечение всего комплекса технологического оборудования при его максимальной загруженности.

Keywords: animal farming, nonconventional power sources, solar power, wind power, biopower, minor river power, pasture animal production unit.

The formation of a promising technology of cattle management under pasture conditions in the absence of stationary power supply is an urgent task. Livestock facilities are an integral part in providing the population with essential food products. At the same time, it is associated with the need for significant expenditures on providing material and technical resources. This applies primarily to electricity costs, since all the most important means of mechanization are electric driven. In the process of keeping animals, especially under pasture conditions, the unstable state of the fuel and energy complex which consists in supply failures of electric and thermal energy to farms, has a negative impact on production processes. Therefore, the direction of development of grassland animal farming is the transfer of all energy supply technologies to non-traditional and renewable sources. It is planned to simultaneously use the power of the sun, wind, biopower and power of small rivers, that is, sources that are mainly typical of pastures. The