

ПРОГНОЗНЫЕ МОДЕЛИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ СЕЛЬСКОГО ПОДСТАНЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ (НА ПРИМЕРЕ ПОДСТАНЦИИ «МАРАТА» ОАО «ИЭСК» ЮЭС Г. ИРКУТСК)

И.В. Наумов, В.Н. Ерин

В данной статье рассматривается расчетная модель оценки функционального состояния сельского подстанционного оборудования в электрических сетях напряжением 35 кВ. Рассмотрен пример расчета с помощью программы «Прогноз-3» разработанной на кафедре электроснабжения и электротехники Иркутского государственного технического университета.

Ключевые слова: прогноз, надежность, вариационный ряд, электроснабжение.

Под надежностью понимается способность элемента или оборудования выполнять заданные функции в пределах, определенных его номинальными параметрами.

При оценке функционального состояния систем электроснабжения нет разработанных методик, которые могли бы учитывать прогнозное электропотребление, прогноз тарифа и время восстановления поврежденного оборудования.

Разработка новых методик по оценке функционального состояния электроустановок в системах электроснабжения является одной из актуальных задач при исследовании режимов работы этих систем.

Оценка функционального состояния электрооборудования систем электроснабжения на перспективу возможна при создании определенного инструментария, способного реализовать разработанные алгоритмы программных моделей. Таким инструментарием является разработанная на кафедре электроснабжения и электротехники ИргТУ программа «Прогноз-3».

В данной программе методика расчета разделяется на четыре этапа:

1. Прогноз электропотребления с перспективой на год. Расчет производится по методу наименьших квадратов [1, 2] и методу вероятностного прогнозирования [3]. По данным расчета прогноза выбираются более точные модели при сравнении коэффициента детерминированности (для метода наименьших квадратов) и коэффициента вариации (для метода вероятностного прогнозирования).

2. Прогноз изменения тарифа для различных категорий потребителей. Данный расчет производится по методу наименьших

квадратов [1, 2], так как для данного типа исходных данных коэффициент детерминированности близок к единице.

3. Расчет времени восстановления схемы электроснабжения. Осуществляется по методике расчета частичного отказа [3] для систем электроснабжения.

4. Расчет экономического показателя недоотпуска электроэнергии потребителю можно определить по следующим формулам:

- удельная прогнозируемая стоимость электроэнергии:

$$c = P_{\text{потр}} \cdot P_{\text{тариф}}, \quad (1)$$

где $P_{\text{потр}}$ – прогнозное потребление электроэнергии, кВт·ч

$P_{\text{потр}} = U_{\text{ВН}} \cdot T_{\text{кв}} \cdot (I_{\text{кв}, T-1} + I_{\text{кв}, T-2})$; $P_{\text{тариф}}$ – прогнозное значение тарифа на электроэнергию, руб/кВт·ч.

- прогнозируемый экономический показатель ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителю будет определяться по формуле:

$$Y = c \cdot \bar{t}_{\text{В,м,с}}, \quad (2)$$

где $\bar{t}_{\text{В,м,с}}$ – среднее время восстановления системы электроснабжения.

Рассмотрим оценку ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителю на примере подстанции «Марата» ОАО «ИЭСК» ЮЭС г. Иркутска с помощью программного средства «Прогноз-3».

1. Расчет прогноза изменения нагрузки на 2011 год по потребляемой нагрузке периодом с 1998 года по 2010 год (рис. 1) [7] осуществляется в следующем порядке:

- расчет с помощью метода вероятностного прогнозирования [3].

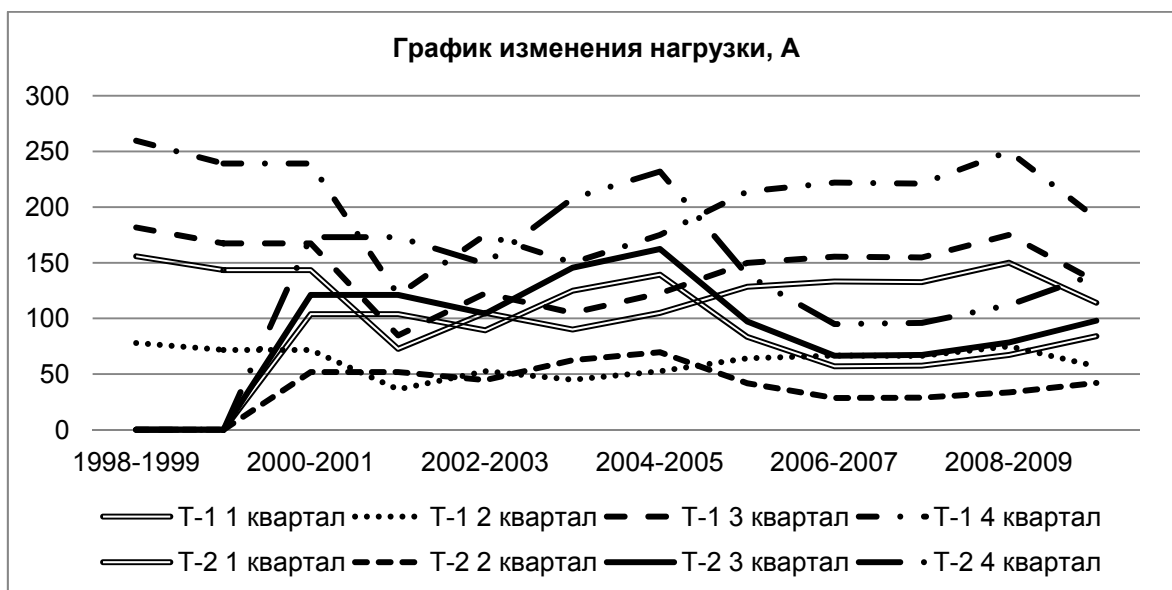


Рисунок 1 – График изменения нагрузки на подстанции «Марата» за период 1998-2010 гг.

Для определения закона распределения может использоваться коэффициент вариации, определяемый по выражению [1]:

$$V = \frac{\sigma_X}{\bar{x}}, \quad (3)$$

где σ_X - среднеквадратическое отклонение; \bar{x} - эмпирическая средняя.

Среднеквадратическое отклонение определяется по формуле:

$$\sigma_X = \sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \cdot \frac{m_i}{N-1}}, \quad (4)$$

где x_i - возможные значения случайной величины X ; m_i - количество появлений значений x_i при N наблюдениях; $N = \sum_{i=1}^n m_i$ - число наблюдений (испытаний).

Оптимальный тренд прогноза можно получить при относительно большом числе исходных величин (для линейного тренда $n > 40$). При этом, для более детального статистического ряда, можно использовать вместо годовых кварталные показатели, что способствует повышению точности прогноза.

Согласованность построенной линии тренда с экспериментальными данными может быть оценена следующими характеристиками: коэффициентом автокорреляции первого порядка (линейная зависимость), корреляционным отношением и коэффициентом детерминированности.

Коэффициент автокорреляции первого порядка представляет собой линейную связь между зависимыми случайными величинами и определяется по формуле [3]:

$$\rho = \frac{\sum_{i=2}^n (x_i - \bar{x}_1)(x_{i-1} - \bar{x}_2)}{\sqrt{\sum_{i=2}^n (x_i - \bar{x}_1)^2} \sqrt{\sum_{i=2}^n (x_{i-1} - \bar{x}_2)^2}}, \quad (5)$$

$$\text{где } \bar{x}_1 = \frac{\sum_{i=2}^n x_i}{n-1}, \quad \bar{x}_2 = \frac{\sum_{i=2}^n x_{i-1}}{n-1}; \quad x_i - \text{ряд } x_2,$$

x_3, \dots, x_n ; x_{i-1} - ряд x_1, x_2, \dots, x_{n-1} ; n - общее число наблюдений (длина ряда).

Средняя квадратичная погрешность коэффициента автокорреляции:

$$\sigma_\rho = \frac{1 - \rho^2}{\sqrt{n-1-1}}, \quad (6)$$

где n - общее число наблюдений (длина ряда $n = 48$). Если $\frac{\rho}{\sigma_\rho} \geq 2$, то ρ значим и

его необходимо учитывать, в противном случае если $\frac{\rho}{\sigma_\rho} < 2$ пренебрегаем ρ и расчет ведем без учёта ρ [3].

Вероятность изменения электропотребления с упреждением на год представляется следующим выражением [3]:

ПРОГНОЗНЫЕ МОДЕЛИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ СЕЛЬСКОГО ПОДСТАНЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ (НА ПРИМЕРЕ ПОДСТАНЦИИ «МАРАТА» ОАО «ИЭСК» ЮЭС Г. ИРКУТСК)

$$P = F(x) = \int_0^{a_{0,95}} f(x) dx, \quad (7)$$

где: P – вероятностная характеристика уровня электропотребления; $F(x)$ – функция распределения электропотребления; $f(x)$ – функция плотности распределения вероятности; $a_{0,95}$ – квантиль плотности распределения с доверительной вероятностью 0,95 (прогноз на квартал следующего года, с максимальным электропотреблением).

Из выражения (7) определяется верхняя граница интеграла, соответствующая вероятности 0,95.

Так как электропотребление в различные кварталы года может существенно отличаться, то прогнозная модель может иметь значительную погрешность для любого квартала года. Вследствие этого необходимо принимать прогнозируемые значения для квартала с максимальным электропотреблением. Для других кварталов прогноз можно рассчитать по выражению [3]:

$$П = \alpha_{0,95} \cdot \frac{r_{набл} \%}{r_{max} \%} \quad (8)$$

где $П$ – корректируемое значение прогноза за квартал; $r_{набл}, \%$ – электропотребление для рассчитываемого квартала, выраженное в процентах от общего годового; $r_{max}, \%$ – максимальное электропотребление в квартале в течение года, выраженное в процентах от общего годового, для рассматриваемого типа электрооборудования.

Прогноз электропотребления по методу вероятностного прогнозирования на подстанции «Марата» представлен в таблице 1.

Исходя из расчетных данных нагрузки и гистограмм (рис. 2) принимаем закон распределения для трансформатора Т-1 – Вейбулла, Т-2 – экспоненциальное.

Основные данные и функция распределения будет иметь вид:

- для трансформатора Т-1
- средняя величина $\bar{x}_{T-1} = 133,03$;
- среднеквадратичное отклонение $\sigma_{x T-1} = 59,17$;
- математическое ожидание $M_{x T-1} = 133,03$;
- коэффициент вариации $V_{T-1} = 0,44$

$$P = \int_0^{a_{0,95}} 14766 \cdot 236 \cdot x^{14766-1} \cdot e^{-2,36x^{14766}} dx = 0,95,$$

$$a_{0,95} = 1,0016.$$

- для трансформатора Т-2
- средняя величина $\bar{x}_{T-1} = 82,17$;
- среднеквадратичное отклонение $\sigma_{x T-1} = 58,1$;
- математическое ожидание $M_{x T-1} = 82,17$;
- коэффициент вариации $V_{T-1} = 0,71$

$$P = \int_0^{a_{0,95}} 0,012 \cdot e^{-0,012 \cdot x} dx = 0,95$$

$$0,012x = t, \quad dx = \frac{dt}{0,012},$$

$$\int_0^{a_{0,95}} e^{-t} dt = 0,95; \quad -e^{-t} = 0,95;$$

$$-e^{-0,012x} \Big|_0^{a_{0,95}} = 0,95; \quad 1 - e^{-0,012a_{0,95}} = 0,95;$$

$$e^{-0,012 \cdot a_{0,95}} = 0,05; \quad -0,012 \cdot a_{0,95} = \ln 0,05$$

$$-0,012 \cdot a_{0,95} = -2,9957; \quad a_{0,95} = \frac{-2,9957}{-0,012} = 246,16.$$

- расчет с помощью метода наименьших квадратов представим в таблице 2. Как видно из представленных методик наиболее точным является метод наименьших квадратов (таблицы 1, 2).

2. Расчет прогноза тарифа [6]. Прогнозируемая цена на электроэнергию по методу наименьших квадратов на 2011 год составит:

- для городских потребителей – 66,7 коп/кВтч;
- для сельских потребителей – 49,4 коп/кВтч;
- для иных потребителей, включая ЭСО (организация электроснабжения) – 104,75 коп/кВтч.

3. В данном случае ошибка прогноза составит не более 1%, что удовлетворяет дальнейшему расчету. Расчет среднего времени восстановления для подстанции «Марата» по данным уровня отказов оборудования (табл. 3), и однолинейной схеме (рис. 3).

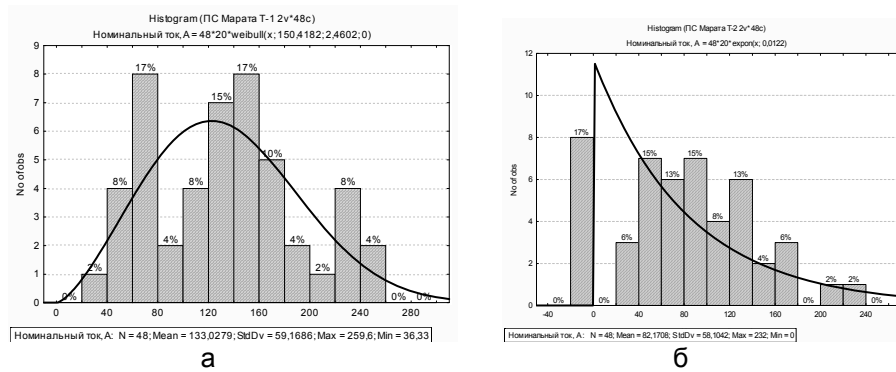


Рисунок 2 – Гистограммы изменения нагрузки на ПС «Марата» за период 1998-2010 гг. для: а) трансформатора Т-1; б) трансформатора Т-2

Таблица 1 – Прогноз электропотребления ПС «Марата»

Силовой трансформатор	R _{набл} , %	Расчетное прогнозируемое электропотребление, А	Текущее электропотребление, А	Погрешность, %
Т-1				
2011 год				
1 квартал	23,08	0,601	109,2	-99,5
2 квартал	11,54	0,3	54,5	-99,5
3 квартал	26,92	0,701	127,3	-99,5
4 квартал	38,46	1,0016	181,8	-99,5
Итого:	100			-398
Т-2				
2011 год				
1 квартал	23,08	147,72	94,2	56,8
2 квартал	11,54	73,86	47,1	56,8
3 квартал	26,92	172,3	109,9	56,8
4 квартал	38,46	246,16	157	56,8
Итого:	100			227,2

Таблица 2 – Прогноз изменения нагрузки для подстанции «Марата»

Тр-р	Уравнение	R ²	прогноз	погрешность
Т-1 1кв	$y = 132,32 \cdot x^{-0,058}$	0,002	114,56	5,02%
Т-1 2кв	$y = 66,158 \cdot x^{-0,058}$	0,002	57,28	5,01%
Т-1 3кв	$y = 154,37 \cdot x^{-0,058}$	0,002	133,65	5,02%
Т-1 4кв	$y = 220,53 \cdot x^{-0,058}$	0,002	190,93	5,02%
Т-2 1кв	$y = 3,3839 \cdot x + 53,855$	0,08	94,46	0,28%
Т-2 2кв	$y = 1,692 \cdot x + 26,927$	0,08	47,23	0,28%
Т-2 3кв	$y = 3,947 \cdot x + 62,83$	0,08	110,2	0,27%
Т-2 4кв	$y = 3,947 \cdot x + 62,83$	0,08	157,4	0,28%

средняя частота отказов

$$\lambda_{\mu,c} = \lambda_1 \cdot q_4 \cdot p_2 \cdot p_3 \cdot p_5 + \lambda_4 \cdot q_1 \cdot p_2 \cdot p_3 \cdot p_5 = 2,73 \cdot 10^{-3}$$

средняя вероятность частичного отказа

$$q_{\mu,c} = q_1 \cdot q_4 \cdot p_2 \cdot p_3 \cdot p_5 = 1,34 \cdot 10^{-3}$$

среднее время восстановления

$$\bar{t}_{B,\mu,c} = \frac{q_{\mu,c}}{\lambda_{\mu,c}} = \frac{1,34 \cdot 10^{-3}}{2,43 \cdot 10^{-3}} = 0,49 \text{ ч/год}$$

ПРОГНОЗНЫЕ МОДЕЛИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ СЕЛЬСКОГО ПОДСТАНЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ (НА ПРИМЕРЕ ПОДСТАНЦИИ «МАРАТА» ОАО «ИЭСК» ЮЭС Г. ИРКУТСК)

Программа «Прогноз-3» позволяет производить расчет ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителю с помощью меню «расчет надежности системы». В окне расчета необходимо выбрать напряжение подстанции (в нашем случае 35 кВ). Окно состоит из следующих расчетных данных (рис. 4):

- расчетное время восстановления составило 0,49 часа, что совпадает с расчетом;
 - прогноз удельной мощности и ущерба от недоотпуска электрической энергии потребителю приведены ниже.

Таблица 3 – Уровень отказов оборудование ПС «Марата». [5]

Наименование оборудование	Тип, марка, кол-во, длина	ω , 1/год	$T_{в}$, ч	μ_T , 1/год	$T_{р.т}$, ч
КЛ-35 кВ от ПС «Кировская» 1	N2XSE2Y 3x240/50, L=1,175 км	0,038	6,0	4,0	13,0
КЛ-35 кВ от ПС «Кировская» 2	N2XSE2Y 3x240/50, L=0,814 км	0,026	6,0	4,0	13,0
Разъединитель	РДЗ-1-35/1000	0,01	6	0,166	6
Секционный разъединитель СР-1(2)-35	РДЗ-2-35/1000	0,01	6	0,166	6
Высоковольтный выключатель	ВМЭУ-35Б-25/1250	0,01	30	0,14	12
Силовой трансформатор Т-1	ТД-16000/35/6	0,012	70	0,75	26
Силовой трансформатор Т-2	ТДНС-16000/35/6	0,012	70	0,75	26

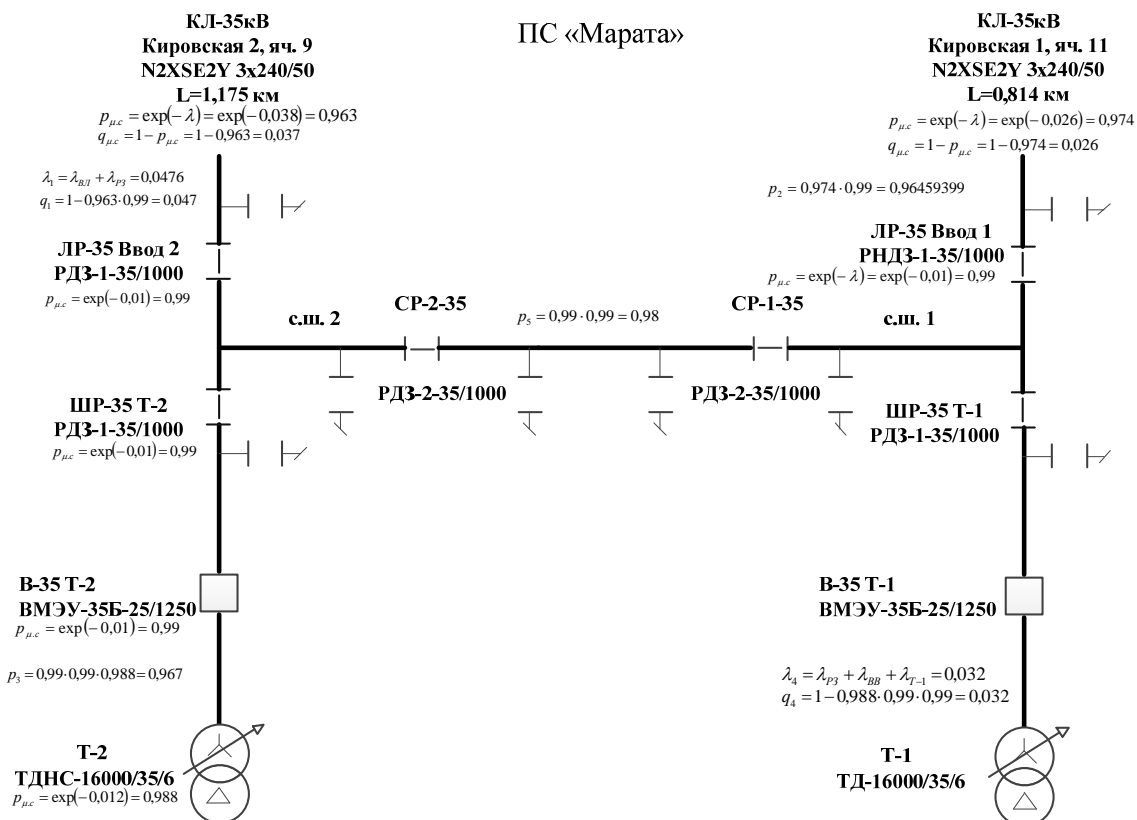


Рисунок 3 – Однолинейная схема подстанции «Марата»

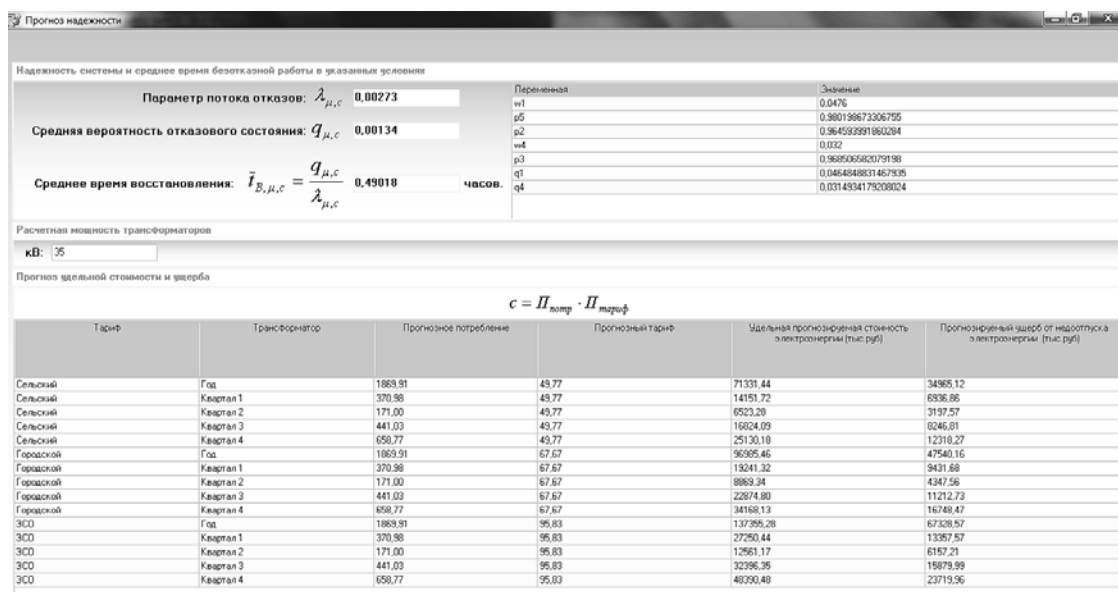


Рисунок 4 – Окно расчета прогноза ущерба от недоотпуска электрической энергии потребителю.

Расчетные данные прогнозируемой экономической оценки стоимости электроэнергии выполнены с помощью программы «Прогноз-3» составили:

- для сельских потребителей – 17808,56 тыс. руб;
- для городских потребителей – 13189,55 тыс. руб;
- для энергоснабжающих организаций – 27967,72 тыс. руб.

Расчетные данные прогнозируемой экономической оценки ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителю с помощью программы «Прогноз – 3» составили:

- для сельских потребителей – 8729,37 тыс. руб./год;
- для городских потребителей – 6465,23 тыс. руб./год;
- для энергоснабжающих организаций – 13709,17 тыс. руб./год.

Вывод:

1. Программа «Прогноз-3» позволяет производить оценку функционального состояния сельского подстанционного оборудования на перспективу. При этом возможно оценить необходимость в элементной базе для текущих и капитальных ремонтов подстанционного оборудования.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бережная Е.В., Бережной В.И. Математические методы моделирования экономических систем: учеб. пособие. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Финансы и статистика, 2006. – С. 432.
2. Кононова А.Н., Шулешко А.Н. Эффективность цикла деминга в условиях применения трендового прогнозирования [Текст] / А.Н. Кононова, А.Н. Шулешко // Вестник ИргТУ. – Иркутск: Вестник ИргТУ 2011. – №3 (50) – С. 153-158.
3. Микрюков Д.Н. Модель прогноза отказов электрооборудования / Д.Н. Микрюков // Сборник научных трудов профессорско-преподавательского состава Рязанской ГСХА – Рязань, 2006. с. 314.
4. Фокин Ю.А., Туфанов В.Л. Оценка надежности системы электроснабжения. – М.: Энергоиздат, 1981. – С. 224.
5. РД 34.20.574 Указания по применению показателей надежности элементов энергосистем и работы энергоблоков с паротурбинными установками. 1984.
6. <http://www.sbyt.irkutskenergo.ru>
7. Журнал электропотребления по подстанциям ОАО ИЭСК филиала «ЮЭС».

Наумов Игорь Владимирович. каф. «Электроснабжения и электротехники», д.т.н., проф., ФГОУ ВПО НИ Иркутский государственный технический университет, E-mail: professornaumov@list.ru

Ерин Вадим Николаевич, аспирант, каф. «Электроснабжения и электротехники», ФГОУ ВПО НИ Иркутский государственный технический университет, E-mail: erinov@mail.ru