

*Теплов Г.А.,*

*бакалавр*

*Институт Электроэнергетики*

*ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ»*

*Россия, г. Москва*

*Стрюков А.Н.,*

*бакалавр*

*Институт Электроэнергетики*

*ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ»*

*Россия, г. Москва,*

*Хамдард Р.М.,*

*бакалавр*

*Институт Электроэнергетики*

*ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ»*

*Россия, г. Москва*

*Коньков Н.А.,*

*магистр*

*Институт Электроэнергетики*

*ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ»*

*Россия, г. Москва*

## **УЧЕТ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ПРИ ПРОГНОЗИРОВАНИИ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМЫ**

*Аннотация:* Статья рассматривает вопрос о вкладе собственных нужд в расчетную модель показателей SAIDI и SAIFI.

*Ключевые слова:* надежность, собственные нужды, интенсивность отказов, SAIDI, SAIFI.

**Annotation:** the article is dedicated to the issue of impact of balance of plant needs on the calculation model of SAIDI and SAIFI.

**Key words:** reliability, balance of plant needs, failure rate, SAIDI, SAIFI.

Согласно [1] энергосетевым компаниям предписано рассчитывать показатели надежности оказываемых услуг: SAIFI, индекс средней частоты прерываний системы, и SAIDI, индекс средней продолжительности прерываний системы. Данные показатели взяты из зарубежной практики, и согласно [2] вычисляются следующим образом:

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n N_i}{N_T};$$

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n r_i N_i}{N_T};$$

где  $N_i$  – количество потребителей в отношении которых произошло  $i$ -ое прекращение передачи энергии;  $N_T$  – максимальное количество потребителей за расчетный период  $T$ ;  $r_i$  – продолжительность прекращения передачи энергии.

Коэффициенты рассчитываются по фактическим данным собранным в процессе эксплуатации, однако также рассчитываются и предварительные коэффициенты. Например, в [3, с.13-19] показатели рассчитываются следующим образом:

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n N_i \cdot 0,01 \cdot \omega_0 \cdot (1 - k_{\text{НУ}}) \cdot L_i}{N_T}; \quad (1)$$

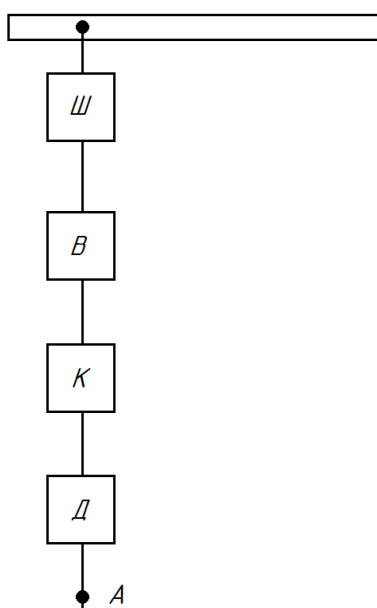
$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n N_i \cdot T \cdot \omega_i \cdot k_{\text{ВВ}}}{N_T}; \quad (2)$$

где  $N_i$  – количество потребителей  $i$ -го участка фидера, шт.;  $\omega_0$  – удельная частота повреждений на 100 км линии, откл./год;  $k_{\text{НУ}}$  – коэффициент, учитывающий наличие многократных АПВ на устранение неустойчивых повреждений в сети;  $L_i$  – суммарная длина участков фидера, при повреждении на которых происходит отключение потребителей  $i$ -го участка, км;  $T$  – среднее время восстановления одного устойчивого повреждения, ч;  $k_{\text{ВВ}}$  – коэффициент, учитывающий влияние

сокращения зоны поиска поврежденного участка за счет секционирования на общее время восстановления электроснабжения.

При расчете показателей основным критерием является удельная частота повреждение воздушных линий, при этом в модель не закладывается частота повреждений других аппаратов, например, выключателей. Выбор такой модели обусловлен тем, что большинство аварий приходится именно на воздушные линии. В [4] на примере однострансформаторных подстанций напряжением 110 кВ показано, что доминирующее влияние на интенсивность отказа подстанций оказывает повреждаемость воздушных линий. Однако, для систем с кабельными линиями или систем с непродолжительными воздушными, такое утверждение может оказаться неверным. Точность показателей надежности увеличится при введении в расчетную модель других аппаратов, например, выключателей или разъединителей. При этом возникает задача по моделированию соответствующего оборудования. Еще одним аргументом в пользу усложнения модели является недостаточная точность показателей надежности линий электропередач. В [5, с.117] показано, что в зависимости от региона и показателя его грозовой деятельности, средняя частота отказов, рассчитанная по статистическим данным, может в разы отличаться в меньшую сторону от справочного показателя. Этот факт говорит о том, что влияние аппаратов может оказаться достаточно значимым.

Для того, чтобы более точно определить модель учитываемого оборудования необходимо учесть работу вспомогательного оборудования. Так для выключателя 10 кВ отходящей от подстанции линии стоит учесть надежность работы привода. Поскольку привод питается от собственных нужд подстанции, то необходимо учесть и коммутационные аппараты соответствующего присоединения. Для этого предлагается ввести в расчет элемент, последовательно соединенный с выключателем, показатель надежности которого будет равен показателю надежности точки А, стоящей после привода (согласно рисунку 1).



**Рисунок 1. Модель надежности привода выключателя**

Для расчета воспользуемся следующими формулами:

$$\left\{ \begin{array}{l} P(t) = e^{-\lambda t}; \\ \lambda = \frac{-\ln(1 - Q)}{t} = \frac{-\ln(P)}{t}; \\ Q = 1 - P; \\ T = \frac{1}{\lambda} \end{array} \right.$$

$$P_{\text{посл.}} = \prod_{i=1}^n P_i;$$

$$Q_{\text{пар.}} = \prod_{i=1}^m Q_i;$$

$$S = 1 - e^{-\frac{t}{T_B}};$$

$$\begin{cases} S = 1 - G; \\ \mu = \frac{-\ln(G)}{t}; \\ T_B = \frac{1}{\mu} \end{cases};$$

$$G_{\text{посл.}} = \prod_{i=1}^n G_i;$$

$$G_{\text{пар.}} = 1 - \prod_{i=1}^m S_i = 1 - \prod_{i=1}^m (1 - G_i),$$

где  $Q$  – вероятность появления отказа системы за время  $t$ ;  $P$  – вероятность безотказной работы за время  $t$ ;  $\lambda$  – интенсивность отказа системы;  $T$  – средняя наработка на отказ;  $S$  – вероятность восстановления элемента за время  $t$ ;  $G$  – вероятность невосстановления элемента за время  $t$ ;  $\mu$  – интенсивность восстановления системы;  $T_B$  – среднее время восстановления.

После расчета интенсивности отказа в точке А, приравняем ее к среднему значению параметра потока отказов  $\omega$ . Такое равенство возможно, если принять поток стационарным пуассоновским, а расчетное время взять равным одному году. Подставив полученные значения в (1) и (2), получим скорректированные с учетом надежности собственных нужд показатели SAIFI и SAIDI. Данная модель требует проверки: сравнение с текущими способами расчета показателей надежности, поэтому в данной работе была выбрана наиболее простая математическая модель.

### **Использованные источники:**

1. Приказ Министерства энергетики РФ "Об утверждении Методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций" от 29 ноября 2016 г. N 1256.
2. IEEE Std 1366-2012. «IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices».
3. Андрианова, Л.П. Оценка уровня надежности в сельской распределительной сети с интеллектуальными реклоузерами по индикативным показателям SAIFI и SAIDI [Текст] / Л.П. Андрианова, В.Ю. Кабашов, Д.С. Хайрисламов // Тенденции развития науки и образования. Декабрь 2018. № 45. Часть 8. Самара: Л-Журнал, 2018. С. 13–19.
4. Савина Н.В. Надежность систем электроэнергетики: учебное пособие. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2011.
5. Чернышева А.Д., Ванин А.С., Антаненков А.А., Мирошина Е.С., Аверьянов Д.А. Определение показателей надежности оборудования для исследования надежности моделируемой распределительной сети. // Передовые инновационные разработки. Перспективы и опыт использования, проблемы внедрения в производство: сборник научных статей по итогам десятой международной научной конференции. – Часть 1. – Казань: ООО «Конверт», – 2019. –117 с.