

О характеристиках надежности трансформаторов в основных сетях энергосистем

АБДУРАХМАНОВ А.М., ВАСИЛЕНКО Н.Е., ГЛУШКИН С.В., ПЛОТНИКОВ В.В., ШУНТОВ А.В.

Проанализированы характеристики надежности (авто)трансформаторов, установленных на подстанциях единой национальной электрической сети, с позиций частоты и длительности их плановых ремонтов. Показано, что преднамеренные отключения трансформаторного оборудования для проведения планового или внепланового ремонтов, а также технического обслуживания ослабляют схему сети значительно больше, чем аварийно-восстановительные ремонты. Выявлено, что фактические характеристики надежности уступают нормативным показателям, имевшим место в прошлом веке, и поэтому противоречат современным тенденциям оснащения (авто)трансформаторов развитыми средствами контроля и диагностики, а также проведения плановых ремонтов, исходя из оценки текущего состояния оборудования.

К л ю ч е в ы е с л о в а: основная электрическая сеть, (авто)трансформаторы, частота и длительность плановых ремонтов

В последнее десятилетие в практику перспективного проектирования электрических сетей прочно вошел учет практически любого возможного расчетного режима в энергосистеме. Современные программные комплексы по расчету установленных режимов позволяют быстро определить и ранжировать тысячи состояний электрической сети. В частности, при выборе мощности (авто)трансформаторов стал обязательным перебор всех возможных состояний в энергосистеме не только в так называемых режимах $n-1$ (отключение одного элемента сети), но и при одновременном отключении двух элементов (режим $n-2$). Так, для подстанций – это отказ любой воздушной линии (ВЛ) 110 кВ и выше в регионе при плановом отключении (авто)трансформатора в рассматриваемой электроустановке. Число расчетных режимов при этом может исчисляться сотнями.

Учет многообразия состояний электрической сети не является самоцелью. Его итогом является оценка экономических последствий из-за ненадежности, свидетельствующих о необходимости последовательного усиления сети. Соответствующий математический аппарат базируется на известных положениях теории вероятностей [1, 2 и др.]. При этом основными исходными данными являются показатели надежности элементов электрических сетей: параметр потока отказов (точнее – средний параметр потока отказов или частота отказов); среднее время восстановления; средняя частота μ и продолжительность плановых ремонтов $T_{пл}$.

Анализ опубликованных характеристик надежности (авто)трансформаторов в основных сетях

энергосистем показал [3], что параметры аварийности трансформаторного оборудования в целом однородны. Причина кроется в том, что отказы оборудования подвергаются расследованиям с последующей разработкой организационно-технических мероприятий по их недопущению. В свою очередь, информация по показателям надежности плановых ремонтов скудна и противоречива. В качестве примера в табл. 1 приведены соответствующие опубликованные данные.

Таблица 1

| Напряжение, кВ | Средняя частота плановых ремонтов μ , 1/год | | | | Средняя продолжительность плановых ремонтов $T_{пл}$, ч | | |
|----------------|---|-----|-----|-----|--|------|------|
| | | | | | | | |
| 110 | 0,5 | 1,0 | 6,3 | 3,2 | 28,0 | 30,0 | 10,5 |
| 220 | 0,9 | 1,0 | 6,3 | 3,2 | 28,0 | 30,0 | 12,0 |
| 330 | 1,0 | 1,0 | 6,3 | 3,2 | 30,0 | 30,0 | 12,8 |
| 500 | 1,0 | 1,0 | 6,3 | 3,2 | 50,0 | 50,0 | 14,0 |
| 750 | 1,0 | 1,0 | 6,3 | – | 50,0 | 50,0 | – |
| Источник | [4] | [5] | [6] | [7] | [4] | [5] | [6] |

Так, частота плановых ремонтов в [4 и 5] принята 1 1/год. В [5] четко сказано, что это – периодичность лишь текущих ремонтов. Таким образом, во внимание не приняты средние и капитальные ремонты. В [6] значения μ приняты на уровне 6,3 1/год со ссылкой на данные [7]. Однако в [7] рассмотрены плановые коммутации, т.е. суммарное число вводов и выводов оборудования из работы, поэтому $\mu=6,3/2\approx 3,2$ 1/год. При таком разбросе данных получается, что периодичность плановых

ремонт трансформаторного оборудования в 100 раз и более выше частоты его отказов. Иными словами, ослабление схемы сети вследствие плановых ремонтов может оказаться главной причиной снижения надежности энергосистем. Поэтому авторами рассматривалась задача – определить характеристики надежности (авто)трансформаторов в основных сетях энергосистем с позиций фактических частоты и продолжительности плановых ремонтов.

В качестве исходных данных использованы ежемесячные отчеты о фактически проведенных ремонтах (авто)трансформаторов за период 2014–2016 гг. на подстанциях единой национальной электрической сети (т.е. напряжением 220–750 кВ) большинства регионов страны. Объем статистической выборки по оборудованию приведен в табл. 2.

Таблица 2

| Регион | Число (авто)трансформаторов-лет в сетях | | | |
|-----------------|---|--------|--------|--------|
| | 220 кВ | 330 кВ | 500 кВ | 750 кВ |
| Центральный | 615 | 63 | 111 | 32 |
| Северо-западный | 213 | 291 | 6 | 16 |
| Приволжский | 477 | – | 84 | – |
| Уральский | 471 | – | 96 | – |
| Сибирский | 831 | – | 243 | – |
| Южный | 270 | 132 | 42 | – |
| Всего | 2877 | 486 | 582 | 48 |

Классификация преднамеренных (т.е. неаварийных) отключений элементов сети была предложена в [8]. По аналогии далее учтены отключения для проведения планового (группа 1) или внепланового (группа 2) ремонтов или технического обслуживания (авто)трансформаторов, а также отключения, вызванные необходимостью производства плановых или внеплановых ремонтов, технического обслуживания или реконструкции (группа 3) смежного оборудования. Обратим внимание, что термин «внеплановый ремонт» обусловлен тем, что оборудование выводится в ремонт по внеплановой диспетчерской заявке, по сути являясь плановым отключением.

Доля ремонтов, %

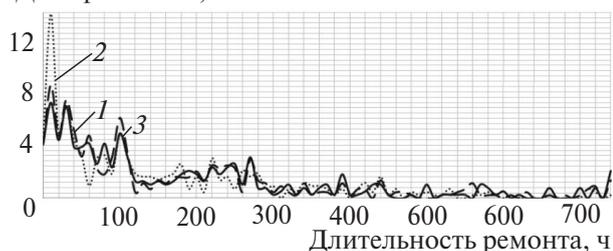


Рис. 1. Продолжительность ремонтов (авто)трансформаторов в северо-западном регионе: 1 – 2014 г.; 2 – 2015 г.; 3 – 2016 г.

В табл. 3 приведены число и длительность преднамеренных отключений (авто)трансформаторов из табл. 2, а на рис. 1 – распределения продолжительности плановых ремонтов в северо-западном регионе страны по годам рассматриваемого периода, т.е. доли общего числа ремонтов заданной длительностью на оси времени с принятым бином 10 ч.

Таблица 3

| Напряже- ние, кВ | Число отключений по группам, шт | | | Суммарная продолжительность отключений по группам, ч | | |
|---------------------|------------------------------------|------|------|--|---------|---------|
| | 1-я | 2-я | 3-я | 1-я | 2-я | 3-я |
| 220 | 3774 | 1542 | 1389 | 693 753 | 209 052 | 124 308 |
| 330 | 843 | 183 | 159 | 168 558 | 19 224 | 12 858 |
| 500 | 897 | 267 | 276 | 195 600 | 35 817 | 30 438 |
| 750 | 81 | 27 | 33 | 27 774 | 3747 | 816 |

Даже визуально на рис. 1 прослеживается сходство распределений по годам. Дополнительно выполнен корреляционный анализ, где переменными являлись доли от общего числа ремонтов в 2014–2016 г. на выборке длительности простоя оборудования. Коэффициент корреляции R (Пирсона) имел значение 0,87 (2014–2015 гг.), 0,86 (2015–2016 гг.) и 0,95 (2014–2016 гг.). Как известно, при $R > 0,7$ связь между переменными считается сильной. Близкие результаты были получены и для других регионов страны. Поэтому на рассматриваемом временном отрезке со сложившейся системой технического обслуживания и ремонта оборудования, выбор конкретного года наблюдения не является определяющим влияющим фактором.

Подобным образом выполнялся корреляционный анализ распределений продолжительности плановых ремонтов (авто)трансформаторов между регионами. Минимальное значение коэффициента $R = 0,79$ при сравнении характеристик северо-западного и южного, а также сибирского и центрального регионов, а максимальное значение $R = 0,95$ – сибирского и уральского регионов.

При оценке надежности обычно предполагают, что плановые ремонты проводятся в «летние» периоды времени. При этом к расчетному периоду вводится понижающий поправочный коэффициент, равный примерно $K = 0,5 \div 0,6$. Статистические данные по срокам проведения плановых ремонтов (авто)трансформаторов были обнаружены авторами лишь в [6], где приведена относительная среднемесячная частота плановых отключений по месяцам года. Она имела два ярко выраженных максимума, приходящихся на март, август и сентябрь. Определенная логика в этом есть. В большинстве регионов страны интенсивная ремонтная компания начинается в марте и заканчивается в ноябре при наступлении периода максимальных нагрузок в энер-

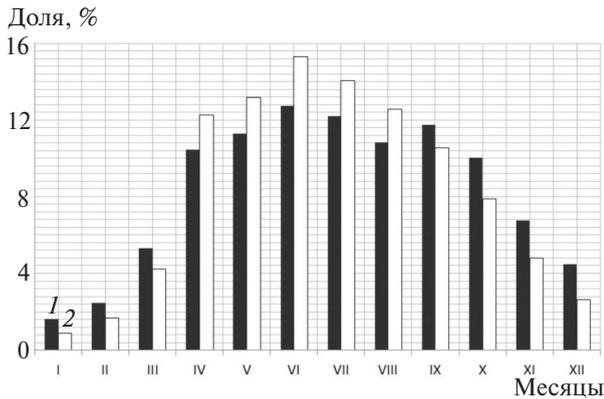


Рис. 2. Распределение числа и длительности ремонтов по месяцам: 1 – доля общего числа ремонтов; 2 – доля общей продолжительности ремонтов

госистеме. Но это не объясняет причины двукратного снижения частоты плановых ремонтов с апреля по июль [6]. В этой связи плановые отключения из табл. 3 были привязаны к месяцам года. Результат приведен на рис. 2.

Данные рис. 2 не подтвердили статистических положений [6] о двух выраженных максимумах (см. ранее). Наоборот, с марта частота и продолжительность плановых ремонтов непрерывно увеличиваются, достигая своего максимума в период с апреля по октябрь. В зимние месяцы число плановых ремонтов меньше, чем в летние периоды, однако ими пренебрегать нельзя. Так, на декабрь приходится немногим более 4% годового числа ремонтов, в то время как в июне – около 13%. Из рис. 2 также следует, что в летние периоды гистограмма общего числа ремонтов ниже гистограммы их общей продолжительности, а в зимнее время – наоборот. Причина очевидна: более трудоемкие и длительные ремонты необходимо проводить в теплое время года.

Наибольшее значение доли общей продолжительности плановых ремонтов на рис. 2 приходится на июнь и составляет около 15%. Следовательно $100/15=6,7$ – это минимально необходимое число месяцев в году, необходимое для проведения плановых ремонтов (авто)трансформаторов по аналогии с числом часов использования максимальной нагрузки в энергосистеме. Откуда $K = 6,7/12=0,56$, что подтверждает принятую инженерную практику,

используемую при оценке надежности схем электрических соединений.

На основании данных табл. 2 и 3 рассчитаны средняя частота и продолжительность плановых ремонтов (авто)трансформаторов (табл. 4).

Для сравнения, согласно [4] параметр потока отказов (авто)трансформатора напряжением 220 кВ составляет 0,014 1/год при среднем времени его восстановления 250 ч. Отсюда среднегодовой простой (авто)трансформатора в аварийно-восстановительном ремонте $0,014 \cdot 250=3,5$ ч, т.е. в 100 раз меньше, чем 357 ч, приведенных в табл. 4.

Как видно из табл. 4, основная часть отключений (80% и более) связаны с проведением работ на собственно (авто)трансформаторах. Ежегодно (авто)трансформатор 220–500 кВ преднамеренно выводится из работы более 2 раз, а автотрансформатор 750 кВ – до трех раз. К последней цифре следует относиться с осторожностью из-за ограниченной статистической выборки. Тем не менее, значения частоты плановых ремонтов (авто)трансформаторов из табл. 4 близки к значениям, полученным в [7] около 50 лет назад. Это противоречит современным тенденциям оснащения трансформаторного оборудования развитыми средствами контроля и диагностики, а также проведения плановых ремонтов, исходя из оценки текущего состояния оборудования. Например, согласно ГОСТ 11677–85 срок службы (авто)трансформатора до первого капитального ремонта был установлен не менее 12 лет. Наконец, значения фактической средней продолжительности и среднегодовой длительности плановых ремонтов (авто)трансформаторов оказались значительно больше опубликованных значений, например в [2].

Необходимо отметить, что полученные статистические данные относятся к периоду времени, в течение которого в основных электрических сетях страны регуляторы под нагрузкой (РПН) (авто)трансформаторов были отключены от автоматики и переведены на ручное управление с переключением отпаек дважды в год. Как известно, РПН являются наиболее повреждаемой частью (авто)трансформатора, также требующей большего ремонтно-эксплуатационного обслуживания. Можно лишь предположить, что если бы РПН находились в работе,

Таблица 4

| Напряжение, кВ | Средняя частота ремонтов по группам, 1/год | | | Средняя частота ремонтов, 1/год | Средняя продолжительность ремонтов по группам, ч | | | Средняя продолжительность ремонтов, ч | Среднегодовая продолжительность ремонтов по группам, ч |
|----------------|--|------|------|---------------------------------|--|-----|-----|---------------------------------------|--|
| | 1-я | 2-я | 3-я | | 1-я | 2-я | 3-я | | |
| 220 | 1,31 | 0,54 | 0,48 | 2,33 | 184 | 136 | 90 | 153 | 357 |
| 330 | 1,73 | 0,38 | 0,33 | 2,44 | 200 | 105 | 81 | 169 | 412 |
| 500 | 1,54 | 0,46 | 0,47 | 2,47 | 218 | 134 | 110 | 182 | 450 |
| 750 | 1,69 | 0,56 | 0,69 | 2,94 | 343 | 139 | 25 | 229 | 673 |

то рассматриваемые характеристики надежности (авто)трансформаторов были бы еще хуже.

Выводы. 1. Полученные на основании обработки представительной статистической выборки характеристики надежности (авто)трансформаторов в основных сетях энергосистем в части средней частоты и продолжительности плановых ремонтов оказались значительно хуже известных и ранее опубликованных значений.

2. Действовавший в прошлом веке нормативный подход к планированию периодичности плановых ремонтов (авто)трансформаторов предусматривал их ежегодный текущий ремонт и капитальный ремонт раз в 8–12 лет. С формальных позиций он может казаться более прогрессивным, чем современный подход, базирующийся на оценке текущего состояния оборудования, так как обеспечивал менее продолжительные периоды ослабления схемы сети при эксплуатации.

3. Среднегодовая длительность планового простоя (авто)трансформаторов может быть на два порядка больше, чем среднегодовая продолжительность их аварийно-восстановительных ремонтов. Следовательно, разработка организационно-технических мероприятий в части плановых ремонтов трансформаторного оборудования, как это практикуется при расследовании аварий, может оказаться весомым резервом по повышению надежности энергосистем.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Надежность** систем энергетики и их оборудования. Справочник в 4-х т. Т.1. Справочник по общим моделям анализа и синтеза надежности систем энергетики/Под ред. Ю.Н. Руденко. — М.: Энергоатомиздат, 1994, 480 с.
2. **Надежность** систем энергетики и их оборудования. Справочник в 4-х т. Т.2. Надежность электроэнергетических систем/Под ред. М.Н. Розанова. — М.: Энергоатомиздат, 2000, 568 с.
3. **Архипов И.Л., Гаджиев М.Г., Василенко Н.Е. и др.** Еще раз о правилах выбора мощности автотрансформаторов в ос-

новных сетях энергосистем. — Электричество, 2017, № 10, с. 25–34.

4. **Справочник** по проектированию электрических сетей/Под ред Д.Л. Файбисовича. — М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005, 320 с.

5. **Указания** по применению показателей надежности элементов энергосистем и работы энергоблоков с паротурбинными установками. — М.: СПО Союзтехэнерго, 1985, 18 с.

6. **Непомнящий В.А.** Надежность оборудования энергосистем. — М.: Изд-во журнала «ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и распределение», 2013, 196 с.

7. **Катсон В.Д., Никитин О.В., Половой И.Ф., Халилов Ф.Х.** Годовое число коммутаций линий и трансформаторов высших классов напряжения. — Электрические станции, 1970, № 10, с. 42–44.

8. **Барг И.Г., Эдельман В.И.** Воздушные линии электропередачи. — М.: Энергоатомиздат, 1985, 248 с.

[09.10.2014]

Авторы: Абдурахманов Абдула Мухтарович окончил электроэнергетический факультет (ЭЭФ) Московского энергетического университета (ныне Национальный исследовательский университет — «НИУ «МЭИ») в 2005 г. В 2008 г. защитил кандидатскую диссертацию «Разработка моделей надежности коммутационного оборудования и рекомендаций по их применению в задачах электроэнергетики» в МЭИ. Директор по инновационным проектам АО «Научно-технический центр Федеральной сетевой компании Единой энергетической системы».

Василенко Никита Евгеньевич — магистрант «НИУ «МЭИ».

Глушкин Сергей Васильевич — магистрант «НИУ «МЭИ».

Плотников Владислав Вячеславович — магистрант «НИУ «МЭИ».

Шунтов Андрей Вячеславович окончил ЭЭФ МЭИ в 1982 г. В 2002 г. защитил докторскую диссертацию «Применение системного подхода к формированию схем выдачи мощности электростанций» в МЭИ (ТУ). Заместитель заведующего кафедрой электроэнергетических систем по научной работе Института электроэнергетики «НИУ «МЭИ».

About Transformers Reliability Characteristics in Main Electrical Grids of Power Systems

ABDURAKHMANOV Abdula M. (*JSC Scientific and Technical Centre of the Federal Grid Company of the Unified Energy System, Moscow, Russia*) — *Head of Project development and innovation projects realization, Cand. Sci. (Eng.)*

VASILENKO Nikita Ye. (*National Research University Moscow Power Engineering Institute («NRU «MPEI», Moscow, Russia*) — *Student of the first year of the master's program*

GLUSHKIN Sergey V. (*«NRU «MPEI», Moscow, Russia*) — *Student of the second year of the master's program*

PLOTNIKOV Vladislav V. («NRU «MPEI», Moscow, Russia) – Student of the second year of the master's program

SHUNTOV Andrey V. («NRU «MPEI», Moscow, Russia) – Deputy Head of the Department of electric power systems, Dr. Sci. (Eng.)

Reliability characteristics of (auto)transformers, installed on Unified National Power Grid substations, were analyzed from a perspective of frequency and duration of scheduled outages. It's shown that scheduled outages of transformer equipment for schedule and off-schedule repair and maintenance weakened the network scheme way more than emergency response and restoration repairs. It's revealed that real reliability characteristics are inferior to performance standards existed in the previous age and thus they are in conflict with the current trend of (auto)transformers instrumentation with comprehensive facilities of control and diagnostics and planned outages works based on current condition of equipment.

Key words: main electrical grid, (auto)transformers, frequency and duration of scheduled outages

REFERENCES

1. **Nadezhnost' sistem energetiki i ikh oborudovaniya: Spravochnik v 4-kh tom. Tom 1-i. Spravochnik po obshchim modelyam analiza i sinteza nadezhnosti sistem energetiki/Pod red. Yu.N. Rudenko** (Reliability of power systems and their equipment: Reference Book in 4 vol. Vol. 1. Reference book on General models of analysis and synthesis of reliability of power systems / Edit. by Yu. N. Rudenko). Moscow, Energoatomizdat, 1994, 480 p.

2. **Nadezhnost' sistem energetiki i ikh oborudovaniya: Spravochnik v 4-kh tom. Tom 2-i. Nadezhnost' elektroyenergeticheskikh system/Pod red. M.N. Rozonova** (Reference Book in 4 vol. Vol. 2. Reliability of electric power systems/ Edit. by M.N. Rozanov). Moscow, Energoatomizdat, 2000, 568 p.

3. **Arkipov I.L., Gadzhiyev M.G., Vasilenko N.Ye. Elektrichestvo – in Russ. (Electricity)**, 2017, No. 10, pp. 25–34.

4. **Spravochnik po proyektirovaniyu elektricheskikh setei/Pod red. D.L. Faibisovicha** (Reference design of electrical networks/Edit. by D. L. Faibisovich). Moscow, Publ. Scientific Centre «ENAS», 2005, 320 p.

5. **Ukazaniya po primeneniyu pokazatelei nadezhnosti elementov energosistem i raboty energoblokov s paroturbinnymi ustanovkami** (Instructions on application of reliability indicators of power systems elements and operation of power units with steam turbine units). Moscow, SPO Soyuztekhenergo, 1985, 18 p.

6. **Nepomnyashchii V.A. Nadezhnost' oborudovaniya energosistem** (Reliability of power systems equipment). Moscow, Publ. of magazine «ELEKTROENERGIYA. Peredacha i raspredeleniye», 2013, 196 p.

7. **Katson V.D., Nikitin O.V., Polovoi I.F., Khalilov F.Kh. Elektricheskiye stantsii – in Russ. (Power Plants)**, 1970, No. 10, pp. 42–44.

8. **Barg I.G., Edel'man V.I. Vozdushnye linii elektroperedachi** (Overhead transmission line). Moscow, Energoatomizdat, 1985, 248 p.

[09.10.2017]