



ОНЛАЙН ОЦЕНКА ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

А. И. Мотовилов, И. И. Соловьев

Северный (Арктический) Федеральный Университет,

г. Архангельск, Россия

Alex.Motovilov@mail.ru

Резюме: Надежность электроснабжения потребителей и эффективность использование энергетических ресурсов являются приоритетными задачами в процессе оперативно-диспетчерского управления энергосистемой. Ограничения пропускной способности электрической сети увеличивает величину не выпускаемого резерва мощности, что в случае нарушения нормального режима на одном объекте электроэнергетики может привести к системной аварии. Целью работы является разработка алгоритма оценки пропускной способности электрической сети. В этом исследовании установившихся режимов работы энергосистемы предлагается метод онлайн-моделирования параметров электроэнергетического режима и верификация его в реальной схеме для определения пропускной способности электросети. Для решения поставленных в работе задач использовались: теория многофакторного эксперимента, теория систем линейных уравнений, методы математического моделирования, программно-вычислительный комплекс «Космос». Функция регрессии используется для моделирования потока мощности по элементу сети. Проведено сравнение методов, основанных на линеаризованной и полной моделях с измеренными значениями и оценены с помощью коэффициента корреляции. Метод может быть использован в практике диспетчерского управления и научно-исследовательских организациях при решении задач улучшения характеристик режимов, планирования и эксплуатации энергосистемы в режиме реального времени, а также развития электрических сетей и энергосистем. Работоспособность предложенной методики проверена в ходе эксперимента.

Ключевые слова: энергосистема, математическая модель, электроэнергетический режим, оперативно-диспетчерское управление, энергетическая эффективность.

Для цитирования: Мотовилов А.И., Соловьев И.И. Онлайн оценка пропускной способности электрической сети // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2020. Т. 22. № 3. С. 51-59. doi:10.30724/1998-9903-2020-22-3-51-59.

ONLINE ELECTRIC NETWORK CAPACITY ASSESMENT

AI. Motovilov, II. Solovejev

Northern (Arctic) Federal University, Arkhangelsk, Russia

Alex.Motovilov@mail.ru

Abstract: Reliability of power supply to consumers and the efficient use of energy resources are priority tasks in the process of operational dispatch control of the energy system. Limitations of the throughput capacity of the electric network increases the value of the non-released power reserve, which in case of violation of the normal mode at one electric power facility can lead to a system accident. The aim of the work is to develop an algorithm for assessing the throughput of the electric network. In this study of the steady-state operating modes of the power system, a method is proposed for online modeling of the parameters of the electric power regime and its verification in a real scheme for determining the throughput of the electric grid. To solve the tasks posed in the work, we used: the theory of multivariate experiment, the theory of systems of linear equations, methods of mathematical modeling, software and computer systems Cosmos. The regression function is used to simulate the power flow over a network element. The methods based on the linearized and complete models with the measured values are compared and estimated using the correlation coefficient. The method can be used in the practice of supervisory control and research organizations in solving problems of improving the characteristics of the regimes,

planning and operating the power system in real time, as well as the development of electric networks and power systems. The efficiency of the proposed method was verified during the experiment.

Keywords: *power system, mathematical model, electric power mode, operational dispatch control, energy efficiency.*

For citation: Motovilov AI, Solovejev II. Online electric network capacity assessment. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2020; 22 (3):51-59. doi:10.30724/1998-9903-2020-22-3-51-59.

Введение

Электроэнергетический режим определяется значениями мощностей, напряжений, токов, частоты, характеризующих процесс производства, преобразования, передачи и распределения энергии и называемых параметрами режима. Стохастический процесс изменения параметров режима оказывает существенное влияние на пропускную способность электросети. Оперативно-диспетчерское управление электроэнергетическим режимом обеспечивается диспетчерским центром посредством выдачи диспетчерских команд, разрешений, отказов в выдаче разрешений. Это исключительное право Системного оператора – реализуется диспетчерами, труд которых является уникальным по сложности и уровню ответственности. Основные функции дежурного диспетчера состоят в:

- обеспечение баланса производства и потребления электрической энергии
- контроль выполнения диспетчерского графика объектами генерации
- регулирование частоты, перетоков мощности в контролируемых сечениях, напряжения в контрольных пунктах энергосистемы
- обеспечение допустимости технологического режима работы объектов диспетчеризации
- изменение эксплуатационного состояния оборудования согласно разрешенным заявкам
- предотвращение развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистемы
- ведение диспетчерской отчетности в установленном объеме.

Для надежного и экономически эффективного процесса оперативно-диспетчерского управления и планирования перспективного развития энергосистемой, в условиях постоянного развития инфраструктуры и распределенной генерации, модернизации и цифровизации, внедрения интеллектуальных систем управления электросетевым комплексом, необходимо исследование установившихся режимов работы энергосистемы. Несмотря на существующие обширные исследования установившихся режимов работы энергосистемы [1-4], мало известно о взаимовлиянии объектов энергосистемы на перетоки мощности в электрической сети в режиме реального времени [5-7]. Важно отметить, что современные энергосистемы имеют необходимые средства, которые могут позволить повысить точность анализа и управления в режиме реального времени. Технологическая информация представляется субъектами электроэнергетики в диспетчерские центры АО «СО ЕЭС» в объеме согласно требованиям¹² [8]. Измеренные параметры электроэнергетического режима могут быть переданы из разных мест в диспетчерский центр управления для обработки и анализа. Таким образом, мы имеем широкие возможности для онлайн-моделирования текущего режима работы энергосистемы. Методы факторного анализа позволяют в некотором приближении решить проблему научного исследования - компактное описание явления, основанного на обработке больших массивов информации.

Для расчета и анализа установившихся режимов, а также для исследования процессов в энергосистеме составляются математические модели энергообъектов и связей между ними [9]. Метод узловых напряжений является одним из основных методов расчета параметров установившихся режимов работы энергосистемы путем записи в виде системы комплексных нелинейных уравнений в форме баланса мощностей, в которой неизвестными

¹Приказ Минэнерго России от 23.07.2012 № 340 «Об утверждении перечня предоставляемой субъектами электроэнергетики информации, форм и порядка ее предоставления»

²Приказ Минэнерго России от 13.02.2019 № 102 «Об утверждении правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетики».

являются напряжения в узлах и мощности в ветвях электрической сети. В общем случае нелинейные уравнения установившегося режима сложной энергосистемы можно записать в следующем виде

$$W(X, Y, S_n, Y_1) = 0$$

где X, Y векторы зависимых и независимых параметров режима;

S_n – вектор мощности нагрузок в узлах;

Y_1 – матрица собственных и взаимных проводимостей узлов.

Точных или прямых методов решения нелинейных систем алгебраических уравнений не существует. Решение ищется численными итерационными методами. Метод Ньютона и его разновидности в настоящее время являются наиболее распространенными для расчета установившихся режимов работы энергосистемы. В зависимости от начального приближения точность будет зависеть от метода расчета, а существующее решение может быть не найдено (не сойтись), когда напряжение системы находится вне «нормального» диапазона или превышены граничные условия вектора зависимых параметров режима [10-13]. Мы полагаем, что моделирование процессов в элементах энергосистемы на основе анализа телеизмерений в режиме реального времени дополнит метод узловых напряжений, и может повысить надежность энергосистемы.

Практическое применение онлайн модели энергосистемы будет полезно для диспетчеров энергосистем для выявления и ранжирования рисков, выявления узких мест энергосистемы, более экономичной работы энергосистемы, а также может помочь оценить плюсы и минусы управляющих воздействий на режим работы энергосистемы.

Целью данной статьи является описание онлайн подхода определения коэффициентов влияние параметров электроэнергетического режима на пропускную способность электросети по данным телеметрии.

Сначала мы представим объект исследования – электрическую сеть, подключенную к Единой Энергосистеме России (ЕЭС России), и основные этапы определения ее математической модели. Затем мы сравним результаты расчетов потоков мощности методом узловых напряжений и нового подхода, и опишем проблемы в этой области. В конце, представим основные результаты и выводы.

Методы

Активный эксперимент проводился на одном из целлюлозных бумажных комбинатов в Архангельской области. Время проведения с 10:30 до 14:30 (по местному времени) в октябре 2018. Трансформаторы (1Т, 2Т, 3АТ, 4АТ) были включены в работу. Состав генераторов был произвольным и не учитывался. Основным потребителем электроэнергии была промышленная нагрузка, которая питалась от шин 110 кВ, а оставшаяся часть промышленной и бытовой нагрузки получала питание от шин 6 кВ. Фрагмент упрощенной схемы электросети, соединяющей целлюлозно-бумажный комбинат в Архангельской области с ЕЭС России представлен на рис.1.

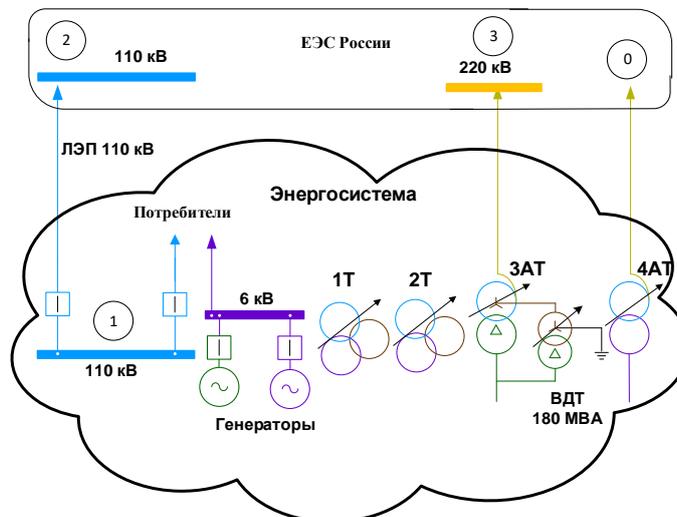


Рис.1. Фрагмент упрощенной схемы электросети

Напряжение на шинах 110 кВ целлюлозно-бумажного комбината в ходе активного эксперимента варьировалось в диапазоне от 106 кВ до 115 кВ. Были использованы следующие средства регулирования напряжения:

- вырабатываемая генераторами реактивная мощность;
- устройства регулирования под нагрузкой на 1Т, 2Т, 4АТ и вольтодобавочный трансформатор (ВДТ) на 3АТ;
- уровень напряжения на шинах 220 кВ в ЕЭС России.

Уровни напряжения контролировался на шинах 110 кВ в узле 1. Кроме того, был контроль нагрузки по линии электропередачи (ЛЭП) 110 кВ, 3АТ и 4АТ. Использовались цифровые измерительные приборы с классом точности не менее 0,5. На рис. 2 показаны изменения напряжения и вырабатываемой активной мощности, наблюдаемые в ходе эксперимента.

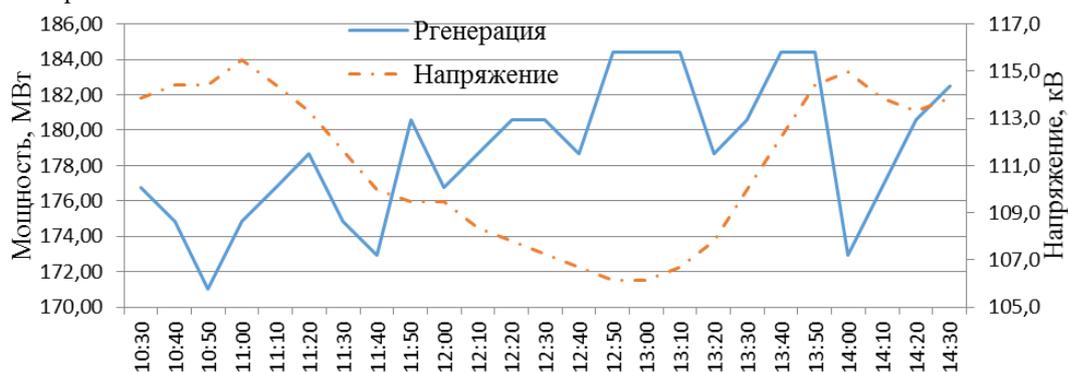


Рис. 2. График изменения напряжения изменяется на шину 110 кВ и активной мощности генерации

В ходе эксперимента было изменено напряжение на шинах 110 кВ:

- с 10:30 до 11:00 напряжения увеличивается до 115 кВ,
- с 11:30 до 13:00 напряжения снижается до 106 кВ,
- с 13:00 до 14:00 напряжения увеличивается до 115 кВ,
- с 14:00 до 14:30 напряжения уменьшается до 114 кВ.

Выработка активной мощности генераторами имела переменный характер нагрузки от 172 МВт до 185 МВт. Следует добавить, что шаг напряжения составлял 1 кВ, а интервал времени между шагами 3 минуты. Можно предположить, что перетоки мощности по элементам соединяющей сети и уровень напряжения на шинах 110 кВ являются взаимозависимыми.

Измерения, полученные с использованием телемеханики непосредственно от объекта исследования, были сохранены в электронном файле в формате *MSExcel*, содержащем массив точек в именованных единицах, пригодных для дальнейшей математической обработки, чтобы определить зависимость потоков активной мощности от напряжения и генерации.

Установившийся режим работы энергосистемы был описан системой нелинейных комплексных уравнений. Они были записаны в форме баланса мощностей в узлах энергосистемы с использованием комплексных значений модулей мощности (S) и напряжения (U) внутренней и взаимной проводимости узлов (Y). Для расчета установившихся режимов работы 3АТ, 4АТ и ЛЭП 110 кВ использовался программно-вычислительный комплекс «Космос».

$$\begin{cases} U_1(Y_{11}U_1 + Y_{12}U_2 + Y_{13}U_3 + Y_{10}U_0) = S_1 \\ U_2(Y_{21}U_1 + Y_{22}U_2 + Y_{23}U_3 + Y_{20}U_0) = S_2 \\ U_3(Y_{31}U_1 + Y_{32}U_2 + Y_{33}U_3 + Y_{30}U_0) = S_3 \end{cases}$$

где индекс 0 – (балансирующий узел) соответствует узлу 220 кВ в ЕЭС России, 1 – шины 110 кВ электрической сети предприятия, 2 – подстанция 110 кВ в ЕЭС России, 3 – подстанция 220 кВ ЕЭС России.

Полученных данных в ходе активного эксперимента достаточно для замены реальной электрической сети эквивалентными параметрами двухполюсной сети. Эти данные мы использовали для анализа синусоидального режима по входу цепи, соответственно при синусоидальном воздействии той же частоты. Мы провели факторный анализ для

определения коэффициентов полинома регрессионной функции. Она описывает математическую модель установившегося режима работы сетевого элемента [14-16]. Принятая полиномиальная модель второго порядка:

$$P(Pg, U) = a_0 + b_1 \cdot U + b_2 \cdot Pg + b_3 \cdot U^2 + b_4 \cdot Pg^2 + b_5 \cdot U \cdot Pg$$

где $a_0, b_1, b_2, b_3, b_4, b_5$ – искомые коэффициенты полинома; Pg – активная мощность генераторов; U – напряжение на шинах 110 кВ электрической сети предприятия.

Матрица экспериментальных данных была создана для каждого исследуемого сетевого элемента. Каждый из столбцов соответствовал набору экспериментальных значений одного фактора.

В общем случае матрицы с n нормированными факторами имеют вид:

$$\begin{pmatrix} \tilde{x}_0 & \tilde{x}_1 & \dots & \tilde{x}_n & P \\ +1 & -1 & \dots & -1 & P_1 \\ +1 & -1 & \dots & +1 & P_2 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ +1 & +1 & \dots & +1 & P_{2^n} \end{pmatrix}$$

где \tilde{x}_i – нормированный фактор.

Каждый фактор \tilde{x}_i имеет область определения, которая была установлена до проведения эксперимента.

Основными этапами определения модели (рис. 3) были:

1) замена исследуемого объекта пассивным двухполюсным устройством, которое соответствующим образом реагировало на заданное входное действие

2) определение его параметров по входным и выходным сигналам, измеренных на своих входных клеммах.

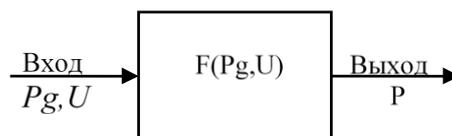


Рис. 3. Математическая модель объекта.

Результаты

В табл. 1 сведены результаты определения коэффициентов полинома математической модели каждого из исследуемых сетевых элементов, которые указывают на степень влияния активной мощности генерации и уровня напряжения на шинах 110 кВ предприятия на переток активной мощности по исследуемым элементам.

Таблица 1

Полиномиальные коэффициенты						
Элемент	$a_0 =$	$b_1 =$	$b_2 =$	$b_3 =$	$b_4 =$	$b_5 =$
3АТ	38,95	-0,36	0072	-0001	0,0002	0
4АТ	23,43	-0,23	0	-0001	0	0001
ЛЭП 110 кВ	-82,68	0,50	-0006	0002	0	0,0003

Коэффициенты b_1, b_3 показывают, что потоки мощности на 3АТ, 4АТ имеют обратную зависимость от напряжения, а для ЛЭП 110 кВ зависимость была прямой. Значение генерации имеет большее влияние на переток через 3АТ, что показывают коэффициенты b_2, b_4 . При совместном изменении генерации и напряжения большее изменение потока мощности происходит через 4АТ. Таким образом, значения коэффициентов принятой регрессивной функции подтверждают правильность расчетов перетоков мощности через 3АТ, 4АТ и ЛЭП 110 кВ, а также зависимость перетока мощности от уровня напряжения на шинах 110 кВ предприятия.

На рис. 4 показаны результаты определения перетоков активной мощности на 3АТ, 4АТ и ЛЭП 110 кВ, полученные с помощью программного-вычислительный комплекс Космос, полиномиальной функций данных телеметрии.

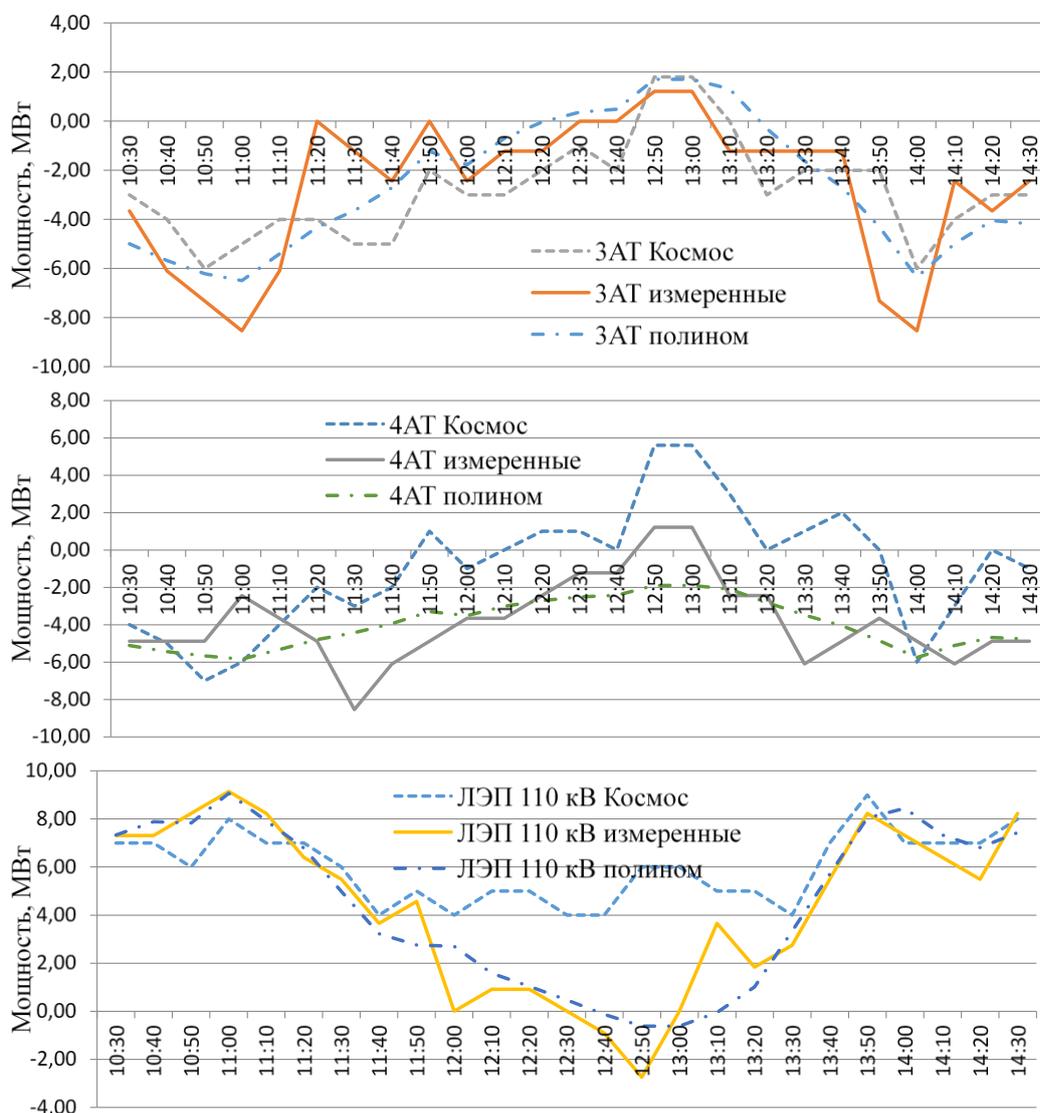


Рис. 4. Графики потока мощности по 3АТ, 4АТ и ЛЭП 110 кВ, измеренные, рассчитанные с помощью программно-вычислительного комплекса Космос и полиномиальной модели.

Графики представляют зависимости активной мощности во времени, с учетом влияния изменения генерации и напряжения на шинах 110 кВ предприятия. Графики отличаются друг от друга, в зависимости от используемого метода определения, но имеют достаточную степень близости.

В табл. 2 приведен анализ изменений потоков активной мощности по ЛЭП 110 кВ, 3АТ и 4АТ во времени.

Мы использовали два математических знака (знак «+» - близко совпадают; знак «-» - не совпадают), чтобы продемонстрировать соответствие между вычислениями в программно-вычислительном комплексе Космос и данными телеметрии, а также между функцией регрессии и данными телеметрии.

Таблица 2

Анализ изменений в потоках активной мощности ВЛ 110 кВ, 3АТ и 4АТ.

Время	10:30 - 10:45	10:45 - 10:55	10:55 - 11:15	11:15 - 11:35	11:35 - 12:45	12:45 - 13:40	13:40 - 14:00	14:00 - 14:30
Элемент								
3АТ	++	-+	--	--	-+	++	--	++
4АТ	-+	+-	--	--	--	-+	-+	-+
ЛЭП 110 кВ	++	-+	++	++	-+	-+	++	++

Основные причины отличия расчетных данных и измеренных могут быть:

- ошибка измерительных систем при измерении и передаче параметров текущего режима работы энергосистемы;

- изменчивость нагрузок;
- ошибки при составлении модели элементов расчетной схемы (сопротивления, проводимости, коэффициентов трансформации, статических характеристик нагрузки нагрузок).
- действие систем автоматики по регулированию параметров электрического режима.

Следует также отметить, что трансформатора ЗАТ работает совместно с ВДТ в нейтрали, который не имеет математического описание в программно-вычислительном комплексе Космос.

По результатам анализа видно, что при уменьшении напряжения на шинах 110 кВ, переток по ЛЭП 110 кВ уменьшается, а на ЗАТ и 4АТ возрастает, это подтверждает взаимозависимость между потоком мощности и уровнем напряжения на шинах 110 кВ. Достоверность полученных результатов были оценены с использованием коэффициента (индекса) множественной (совокупной) корреляции R , который рассчитывается по формуле.

$$R = \frac{\sum_{i=1}^n (P_i - \bar{P})(P_{calc_i} - \overline{P_{calc}})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (P_i - \bar{P})^2 \cdot \sum_{i=1}^n (P_{calc_i} - \overline{P_{calc}})^2}}$$

где P_{calc_i} – расчетное значение активной мощности; $\overline{P_{calc}}$ – среднее значение расчетной активной мощности; P_i – измеренная активная мощность; \bar{P} – среднее значение измеренной активной мощности.

Таблица 3

Коэффициенты корреляция

Элемент	Коэффициенты корреляции между регрессивной функцией и измерениями	Коэффициенты корреляции между результатами расчета в программно-вычислительном комплексе Космос и измерениями
ЗАТ	0,82	0,67
4АТ	0,63	0,57
ВЛ 110 кВ	0,93	0,75

В зависимости от тесноты связи R может принимать значения от 0 до 1. Результаты его расчета сведены в табл. 3, которые показывают оценку соответствия расчетных значений перетоков мощности по ЗАТ, 4АТ, ЛЭП 110 кВ с данными измерений. Коэффициент корреляции между по полиномиальной функцией и измерениями ближе к 1, что может служить основанием для признания рассчитанных с помощью её значений активной мощности как более точных.

Выводы

Построение и проверка модели энергосистемы, которая адекватно имитирует ее работу, требует больших трудозатрат при применении традиционных методов. Использование метода активного эксперимента позволяет проверить адекватность математической модели, используемой для расчета установившихся режимов работы энергосистемы. Была проведена математическая обработка экспериментальных данных, что позволило определить математические модели трансформаторов и линии электропередачи. Сравнительный анализ традиционного и предлагаемого подхода к расчету установившихся режимов работы энергосистемы показал близость результатов расчетов, но предлагаемый подход можно оценить, как более точный. Основная причина этого заключается в неточности измерений. Однако, поскольку полученные математические модели предполагают приближение, для большей точности необходимая коррекция модели может быть выполнена следующим образом:

- 1) экспериментальной проверкой характеристик всех элементов сети;
- 2) коррекцией характеристик отдельных элементов в исходной модели;
- 3) сравнением полученных зависимостей с экспериментальными данными. При этом определение математической модели энергосистемы на основе анализа телеизмерений имеет хорошие перспективы для реализации этого подхода в режиме онлайн. Поскольку мы исследовали применимость онлайн-модели в диапазоне напряжений от 106 до 115 кВ, для ее расширения потребуются дальнейшие исследования. Онлайн-модель может улучшить точность и достоверность расчетов для обеспечения улучшения управляемости энергосистемы. Оперативный контроль, планирование резервов, изучение свойств

энергосистемы могут стать более точными с помощью онлайн-математической модели, что также повысит качество управляемости энергосистемы.

Литература

1. Воропай Н.И., Курбацкий В.Г., Томин Н.В., и др. Комплекс интеллектуальных средств для предотвращения крупных аварий в электроэнергетических системах. Новосибирск: Изд-во Наука, 2016. 332 с.
2. Гончарюк Н.В. О трёх китах в электросетевых задачах. «ШТИИИЦА» Кишинев, 1990.
3. Гутьеррес Ф. и др. Анализ уязвимости электрических сетей с использованием модифицированных мер централизованности. Дискретная динамика в природе и обществе, 2013.
4. Акдениз Э., Багрияник М. Алгоритм поддержки принятия решений, основанный на знаниях, для уменьшения воздействия уязвимости системы электропередачи. Международный журнал электроэнергетики и энергетических систем, 2016. №78. С. 436-444.
5. Гайсин Б.М., Якимов Б.Р. Управление каскадными аварийными процессами в неоднородных электроэнергетических системах и сетях // 9 Всероссийская молодёжная научная конференция «Мавлютовские чтения». Уфа, УГАТУ, 2015. С. 528-531.
6. Шахмаев И.З., Гайсин Б.М., Якимов Б.Р. Влияние неоднородности параметров электротехнических систем на возникновение и развитие каскадных аварийных процессов // Всероссийская научно-практическая конференция посвященная 110-летию А.М. Бамдаса. Уфа 2015 г. С. 47-51
7. Шахмаев И.З., Гайсин Б.М. Способ принятия управленческих решений при проектировании и развитии энергосистем // 10 Открытая молодежная научно-практическая конференция «Диспетчеризация и управление в электроэнергетике». Казань 2015 г.
8. Системный оператор единой энергетической системы: Доступно по: [сайт]. URL: <http://so-ups.ru/>. Ссылка активна на: 10 Марта 2020.
9. Shahmaev I.Z., Gaisin B.M., Shiryayev O.V. A new method of taking management decisions at designing and developing electric power systems // 2016 2nd International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM) P. 1-3 .
10. Мао А., Дж. Ю и З. Го. Оценка структурной уязвимости электрических сетей. 2006 г. Общее собрание IEEE. 2006.
11. Гамм А.З. Оценивание состояние в электроэнергетике // М.: Наука. 1983. 302.
12. Гамм А.З., Колосок И.Н. Обнаружение грубых ошибок телеизмерений в электроэнергетических системах. Новосибирск: Наука, 2000.152
13. Мотовилов С.И. Качество оценки состояния электроэнергетической системы и его численное измерение. Электрические станции. 2019. № 2 (1051). С. 20-24.
14. Гайсин Б.М. Способ принятия эффективных решений для повышения живучести при проектировании и развитии энергосистем Вестник УГАТУ. Электротехника. Т. 21. №3 (77). Уфа: УГАТУ, 2017. С.47-53.
15. Апанасов В.В. «Курс лекций по теории линейных электрических цепей». Архангельск: издательство АГТУ, 2006. С.312 .
16. Грановский В.А., Сирая Т.Н. Методы обработки экспериментальных данных при измерениях. Л.: Энергоатомиздат. 1990. С. 288.

Авторы публикации

Мотовилов Алексей Иванович – аспирант, Северный (Арктический) Федеральный Университет.

Соловьев Иван Иванович – канд. техн. наук, доцент кафедры электроэнергетики и электротехники, Северный (Арктический) Федеральный Университет.

References

1. Voropay NI, Kurbatsky VG, Tomin NV, et al. *A set of intelligent tools to prevent major accidents in power systems*. Novosibirsk: Publishing House of Science, 2016. 332 p.
2. Goncharyuk NV. *About three pillars in electric grid tasks*. “STIICA” Chisinau, 1990.
3. Gutierrez F, et al. Analysis of the vulnerability of electric networks using modified centralization measures. *Discrete dynamics in nature and society*. 2013.
4. Akdeniz E, Bagriyanik M. A knowledge-based decision support algorithm to reduce the impact of transmission system vulnerabilities. *International Journal of Electric Power and Energy Systems*. 2016;78:436-444.

5. Gaysin BM, Yakimov BR. *Management of cascading emergency processes in heterogeneous electric power systems and networks*. 9 All-Russian Youth Scientific Conference "Mavlyutov Readings". Ufa, USATU, 2015 pp. 528-531.
6. Shakhmaev IZ, Gaysin BM, Yakimov BR. *The influence of heterogeneity of parameters of electrical systems on the emergence and development of cascade accident processes*. All-Russian Scientific and Practical Conference dedicated to the 110th anniversary of A.M. Bamdasa. Ufa 2015. pp. 47-51.
7. Shakhmaev IZ, Gaysin BM. *The method of making managerial decisions in the design and development of energy systems*. X Open Youth Scientific and Practical Conference "Dispatching and Management in the Electric Power Industry". Kazan 2015.
8. The system operator of the unified energy system: [site]. Available at: URL: <http://so-ups.ru/> Accessed to: 03 oct 2020.
9. Shakhmaev IZ, Gaysin BM, Shiryaev OV. *A new method of taking management decisions at designing and developing electric power systems*. 2016 2nd International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM) pp. 1-3.
10. Mao A, Yu J and Guo Z. *Assessment of the structural vulnerability of electrical networks*. 2006. IEEE General Meeting. 2006.
11. Gamm AZ. *Assessment of the state in the electric power industry*. M.: Science. 1983. p. 302.
12. Gamm AZ, Kolosok IN. *Detection of gross errors of television measurements in electric power systems*. Novosibirsk: Science, 2000. P.152
13. Motovilov SI. Quality assessment of the state of the electric power system and its numerical measurement. *Power stations*. 2019;2(1051):20-24.
14. Slavutsky LA. *Fundamentals of data logging and experiment planning*. Textbook: Publishing House of ChSU, Cheboksary, 2006. P. 200.
15. Apanasov VV. *The course of lectures on the theory of linear electric circuits*. Arkhangelsk: ASTU Publishing House, 2006. P.312.
16. Granovsky VA, Siraya TN. *Methods for processing experimental data during measurements*. L.: Energoatomizdat. 1990. P. 288.

Authors of the publication

Aleksei I. Motovilov – Northern (Arctic) Federal University, Arkhangelsk, Russia. E-mail: Alex.Motovilov@mail.ru.

Ivan I. Solovejev – Northern (Arctic) Federal University, Arkhangelsk, Russia. E-mail: Alex.Motovilov@mail.ru.

Поступила в редакцию

21 марта 2020г.