

Reduction of Active Power Loss at 110/220 kV Node Substations Using Fuzzy Controller

Krysanov V.N., Burkovsky V.L., Danilov A.D.

Voronezh State Technical University
Voronezh, Russian Federation

Abstract. One of the most important informational components of control systems is the data of the static load characteristics of each transformer of the substation. Currently, the evaluation of real static characteristics of the load is determined generally by the following methods: computational, analytical, passive and active experiments. These methods exhibit significant disadvantages regarding accuracy and cost rating and encounter plenty of parameters that are difficult to formalize (including climatic factors). The purpose of this work is to reduce electric power losses at 110/220 kV substations by implementation of a new control system for power transformers. This goal has been achieved by using a fuzzy controller in the structure of the control system for power transformers of 110/220 kV tie substations. The presented solution is multi-functional and can be extended to a wide class of power facilities. The results of the simulation of the transformer voltage regulation process, performed in the MatLAB application environment, showed that the implementation of a new fuzzy controller structure had improved the efficiency of the substation power control system in forecasting and management (compared to classical solutions based on regression and probabilistic models). Herewith, the most accurate accounting of consumer load, the maximum use of equipment at the substation for voltage regulation at the points of release and a significant reduction of active power losses at the tie substations 110/220 kV (up to 12,12%) compared to already known solutions were observed.

Keywords: electrical substations 110/220 kV, loss of electrical power, voltage control, control system, static load characteristics, mathematical modeling, neuro-fuzzy networks.

DOI: 10.5281/zenodo.2650421

Reducerea pierderilor de putere activă la stațiile nodale 110/220 kV utilizând un controler fuzzy

Krysanov V.N., Burkovsky V.L., Danilov A.D.

Voronezh Universitatea Tehnică de Stat
Voronej, Federația Rusă.

Rezumat. Una dintre cele mai importante componente de informație ale sistemului de control al transformatorului de putere sunt datele privind caracteristicile de sarcină statică ale fiecărui transformator al stației. În prezent, determinarea caracteristicilor statice reale ale sarcinilor, de regulă se face de regulă cu utilizarea următoarelor metode: experimente computațional-analitice, pasive și active. Aceste metode posedă dezavantaje semnificative în ceea ce privește precizia, costul și luarea în considerare a parametrilor dificil de formalizat (inclusiv factorii climatici). Scopul acestei lucrări este de a reduce pierderile de energie electrică la stațiile de 110/220 kV cu ajutorul unui nou sistem de control al transformatoarelor de putere. Acest obiectiv se realizează prin utilizarea unui controler fuzzy în structura sistemului de comandă a transformatoarelor de putere ale stațiilor de nod 110/220 kV. O soluție nouă a fost propusă pentru organizarea funcțională a sistemului de control al echipamentelor de la stația de transformatoare, și anume, combinarea algoritmilor clasici (Mamdani) într-o structură a unui regulator fuzzy pentru a forma nucleu de aproximare a rețele neuronale artificiale și ajustări eficiente bazate pe utilizarea parametrilor principali ai sistemului de alimentare cu energie electrică (în cazul examinat - a stației transformatoarelor de forță). Această soluție este universală și poate fi extinsă la o gamă largă de instalații de putere. Regulatorul fuzzy dezvoltat diferă în mod favorabil de structurile similare utilizate în sistemele de control, ținând mai mult seama de cei mai importanți factorii care determină caracterul adecvat și precizia caracteristicilor de sarcină statică (dimensiunea, tipul de sarcină electrică a transformatoarelor de putere și factorul climatic).

Cuvinte-cheie: stații electrice 110/220 kV, pierderi de putere electrică, reglarea tensiunii, sistem de control, caracteristici de sarcină statică, modelare matematică, rețele neuronale fuzzy.

Снижение потерь активной мощности на узловых подстанциях 110/220 кВ с помощью нечеткого регулятора

Крысанов В.Н., Бурковский В.Л., Данилов А.Д.

Воронежский Государственный Технический Университет
Воронеж, Российская Федерация.

Аннотация. Одной из важнейших информационных составляющих системы управления силовыми трансформаторами, являются данные о статических характеристиках нагрузки каждого трансформатора подстанции. В настоящее время определение реальных статических характеристик нагрузки, как правило, решается методами: расчетно-аналитическими, пассивных и активных экспериментов. Данные методы имеют существенные недостатки по точности, затратности и учету трудно формализуемых параметров (в том числе, климатических факторов). Целью данной работы является снижение потерь электрической мощности на подстанциях 110/220 кВ с помощью новой системы управления силовыми трансформаторами. Поставленная цель достигается применением нечёткого регулятора в структуре системы управления силовыми трансформаторами узловых подстанций 110/220 кВ. Предложено новое решение функциональной организации системы управления силовым оборудованием подстанции, а именно- совмещение в одной структуре нечеткого регулятора классических алгоритмов (Мамдани) обучения аппроксимирующего ядра искусственной нейронной сети и эффективные настройки на основные параметры системы электроснабжения (в рассматриваемом случае – силовой подстанции). Данное решение является универсальным и может быть распространено на широкий класс объектов электроэнергетики. Разработанный нечеткий регулятор выгодно отличается от применяемых в настоящее время аналогичных структур систем управления более полным учетом наиболее существенных факторов, определяющих адекватность и точность, статических характеристик нагрузки (величина, тип электрической нагрузки силовых трансформаторов и климатический фактор). Достижение поставленной цели подтверждается результатами расчетов. Показано, что реализация новой структуры нечёткого регулятора позволяет повысить эффективности системы управления оборудованием подстанций за счет повышения точности прогнозирования (на 5 %, в сравнении с существующими решениями, основанными на регрессионных и вероятностных моделях), а также максимально использовать имеющееся на подстанции оборудование для регулирования напряжения, что позволит снизить величину потерь активной мощности (до 12,12%) на узловых подстанциях 110/220 кВ.

Ключевые слова: электрические подстанции 110/220 кВ, потери электрической мощности, регулирование напряжения, система управления, статические характеристики нагрузки, математическое моделирование, нечёткие нейронные сети.

Введение

Данное исследование посвящено актуальному вопросу минимизации потерь активной мощности в региональных сетях электроснабжения (EPS electrical power system). Его решение, в значительной степени, зависит от эффективности средств и методов управления потоками электрической мощности, особенно для сетей 110/220 кВ. Эти сети, являясь промежуточным звеном между системообразующими и распределительными сетями, эффективно влияют на режимы работы всей электроэнергетической системы. В тоже время, именно в этом сегменте наблюдается наиболее высокий уровень потерь энергии. Проблематике данного направления электроэнергетики посвящен ряд научных исследований [1-6]. Предлагаемые в них решения лежат в области реализации современных аппаратных (приоритетное направление), алгоритмических способов регулирования напряжения и реактивной

мощности. В качестве передовых аппаратных решений предлагаются технологии «Гибких передач переменного тока» (Flexible AC transmission FACTS) и их базовое направление – статические устройства регулирования напряжения и реактивной мощности [7-9]. Однако, реализация предлагаемых аппаратных средств требует значительных затрат и не могут в должной степени функционировать без эффективной системы управления, учитывающий многие факторы, в том числе - реальные характеристики потребителей электрической энергии (состав и свойства отдельных потребителей в реальном времени, графики реальных и прогнозных нагрузок,) и климатические факторы (температура региона, освещенность и т.д.).

Поэтому, в настоящее время, особое внимание уделяется решениям в области программной части управления, в том числе - максимально точного определения статических характеристик нагрузки (SLC static load characteristics) [10-12]. Как правило,

эти задачи решаются посредством методов: расчетно-аналитических, пассивных и активных экспериментов. Данные методы имеют свои недостатки по точности, затратности и не учету слабо формализуемых параметров (в том числе, климатических факторов). Погрешность функционирования достигает 3%-6%) [12, 13]. Мировой опыт исследований по этому вопросу показывает широкое использование комбинированных нечётких нейронных сетей (FNN fuzzy neural networks) для прогнозирования и принятия управленческих решений по реализации энергоэффективной работы EPS [14-19]. Их применение является ключевым пунктом, позволяющим достичь существенного повышения эффективности прогноза в сравнении с классическими решениями, основанными на регрессионных и вероятностных моделях [20-23]. В то же время, на настоящий момент нет данных по программной реализации системы управления (CS control system) оптимального регулирования напряжения на узловых подстанциях (ES Electrical Substation) 110/220 кВ (с прогнозированием параметров SLC и изменений структуры EPS) по критерию минимума потерь активной мощности.

Целью данного теоретического исследования является разработка новых алгоритмов CS трансформаторным оборудованием, регулирующим напряжение на подстанциях, которые позволят снизить потери активной мощности на узловых ES.

МЕТОДЫ РЕШЕНИЯ

Задача определения возможности снижения потерь активной мощности узловых ПС решается с помощью новых алгоритмических решений CS на основе FNN. При этом учитывалось, что потери активной мощности зависят от многих факторов технического, экономического, организационного и климатического характера. Как правило, при определении величины потерь активной мощности рассматриваемых EPS, учет всех факторов практически невозможен и потому были рассмотрены только технические факторы, связанные с процессом регулирования напряжения трансформаторами ES. Основные составляющие потерь активной мощности: $\Delta P_{нагр.}$ – нагрязочные потери активной

мощности; $\Delta P_{усл.пост.}$ – условно-постоянные потери активной мощности (за исключением потерь на корону); $\Delta P_{кор.}$ – потери активной мощности на корону [2, 4, 5]:

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_{нагр.} + \Delta P_{усл.пост.} + \Delta P_{кор.} \quad (1)$$

В свою очередь:

$$\begin{aligned} \Delta P_{нагр. \%} &= \\ &= \frac{1}{\left(1 + \frac{\Delta U \%}{100}\right)^2} - 1 = \frac{S^2}{U^2} \left[\frac{1}{\left(1 + \frac{\Delta U \%}{100}\right)^2} - 1 \right] R_{\Sigma} \end{aligned} \quad (2)$$

$$\begin{aligned} \Delta P_{усл.пост. \%} &= \left(1 + \frac{\Delta U \%}{100}\right)^2 - 1 = \\ &= \Delta P_{xx} \cdot \sum_{i=1}^m T_{pi} \cdot \left(\frac{U}{U_{ном}}\right)^2, \end{aligned} \quad (3)$$

$$\begin{aligned} \Delta P_{кор. \%} &= 6,88 \left(1 + \frac{\Delta U \%}{100}\right)^2 - \\ &- 5,88 \left(1 + \frac{\Delta U \%}{100}\right) - 1 = \Delta P_{кор} \cdot L \cdot k_{U_{кор}} \end{aligned} \quad (4)$$

где $U\%$ – изменение величины питающего напряжения в процентном выражении;

S – величина полной мощности, протекающей через элементы транспорта;

U – текущее значение напряжения питания;

R_{Σ} – эквивалентное активное сопротивление элементов транспорта перетоков мощности;

ΔP_{xx} – мощность холостого хода трансформаторов;

T_{pi} – число часов работы трансформатора в i -том режиме;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение работы трансформатора;

$\Delta P_{кор}$ – средние удельные потери на корону;

L – протяжённость линии;

$k_{U_{кор}}$ – коэффициент потерь на корону, равный:

$$k_{U_{кор}} = 6.88 \left(\frac{U}{U_{ном}} \right)^2 - 5.88 \left(\frac{U}{U_{ном}} \right) \quad (5)$$

Используя для определения потерь активной мощности выражения 1-5, был проведен анализ функционирования типовой ES 110/220 кВ с тремя силовыми автотрансформаторами, имеющими средства регулирования напряжения (устройство регулирования под нагрузкой и вольтодобавочные трансформаторы). В качестве контрольных параметров ES анализировались напряжения, токи, cosφ режимных дней за период трёх лет. Так, среднее значение cosφ в часы минимума составляло 0,438-0,81. Что свидетельствует о низкой эффективности регулирования напряжения ES. Основные причины – в ограниченном коммутационном ресурсе устройств регулирования и в неэффективности системы управления, недостаточно учитывающей фактические SLC узла нагрузки (имеющие как детерминированный, так и случайный характер) и климатический фактор. Используемые в настоящее время SLC получены экспериментальным путем для типовых узлов нагрузки. Реальный характер нагрузки силовых подстанций значительно отличается от типовых значений, причем он имеет явно выраженный циклический, сезонный характер (суточные, недельные годовые колебания). Таким образом, оптимизация режима работы EPS (в том числе и силовых подстанций) зависит от учета большого количества как детерминированных, так и вероятностных факторов [24, 25, 35, 36]. Обычно, для оптимизации режимов EPS по критерию минимума потерь активной мощности, используется две основные модели: модель управления на основе уравнения Лагранжа (приведением оптимизационной задачи к виду, при котором осуществляется поиск абсолютного экстремума), а также градиентные модели (в частности, разновидности алгоритма Ньютона-Рафсона).

Модель оптимизации по критерию минимума потерь мощности в EPS можно реализовать в виде следующей целевой функции:

$$F_j = \sum_{i=1}^k W_i = \sum_{i=1}^k [A + B + C] \quad (6)$$

где:

$$A = \frac{\left(\sqrt{P_i(U)^2 + Q(U)^2} \right) \cdot R_{\Delta i}}{U_i^2} \cdot \left[\frac{1}{\left(1 + \frac{\Delta U \% i}{100} \right)^2} - 1 \right];$$

$$B = \Delta P_{xxi} \cdot T_{pi} \cdot \left(\frac{U_i}{U_{HOMi}} \right);$$

$$C = \Delta p_{kopi} \cdot L_i \cdot k_{U_{кор}i}$$

W - величина потерь мощности в элементах EPS, остальные параметры из формул (2) – (5).

При расчете режимов EPS необходим учет ограничений:

$$\begin{cases} |P_{внi} + P_{ci}| > 0; \\ |Q_{внi} + Q_{ci}| > 0; \\ i = 1, \dots, k; \end{cases} \quad (7)$$

где $P_{внi}, Q_{внi}$ - значения внутренних, а P_{ci}, Q_{ci} - внешних потоков активной и реактивной мощности элементов EPS.

Уравнения (6), (7) необходимо дополнить выражениями, учитывающими диспетчерское управление:

$$\bar{V} = V(Y) + \xi_V, \quad (8)$$

$$\varphi = [\bar{V} - V(Y)]^T R_V^{-1} [\bar{V} - V(Y)], \quad (9)$$

где \bar{V} – вектор измеренных значений, являющийся функцией от вектора истинных значений управляемых величин - $V(Y)$ и составляющей неопределённых факторов при проведении процесса измерения - ξ_V ;

φ – функционал точности производимых измерений;

R_V – диагональная ковариационная матрица;

T – транспонирование матрицы.

При нахождении абсолютного экстремума, на основе метода Лагранжа, неравенства-ограничения преобразуются в соответствующие равенства, а свободные члены переносятся в левые части ограничений.

Для данной задачи функционал Лагранжа имеет вид:

$$L = \sum [F_j(P_b) + \lambda_j \cdot f(P(U), Q(U))], \quad (10)$$

где $F_j(P_b)$ - целевая функция j -й подсистемы; $f(P(U), Q(U))$ - ограничения подсистемы;

λ_j - множитель Лагранжа.

А основная система уравнений имеет вид:

$$\begin{cases} \left(\frac{\partial F_j(P_b)}{\partial P_j} - \lambda \left(1 - \frac{\partial F_j}{\partial P_b} \right) \right) = 0; \\ P_L(P(I), QP(U)) + F_j = 0; \\ j = 1, \dots, K; \end{cases} \quad (11)$$

для решения системы (11), она на каждом шаге должна быть заменена системой, включающей в себя только приращения отдельных переменных и производных, входящих в первоначальную систему.

Для учета всех подсистем и их связей используется базовый алгоритм Ньютона второго порядка, включающий на каждой итерации несколько действий [26].

Таким образом, общим недостатком моделей на основе метода Лагранжа является фактический не учёт неопределённых составляющих (и, как следствие, значительное снижение точности определения SLC), необходимость задания большого количества входных параметров, сложность и длительность расчетов.

Для упрощения расчетов по определению абсолютного экстремума методом Лагранжа, целесообразно нахождение локального экстремума на основе целевой функции (6) при ограничениях вида (7). Это реализуется на основе градиентного метода с постоянным и переменным шагом (алгоритм Ньютона-Рафсона) [26, 27]. А задача фактического учёта неопределённых составляющих здесь может быть реализована дополнением этого метода элементами FNN.

Как показывают исследования в области имитационного моделирования, именно математические модели на основе комбинированных FNN, нашли широкое применение для случаев учета сложно формализуемых и непредсказуемых параметров [21, 28-30]. Как следствие, нечеткое регулирование дает возможность оптимизации работы CS (в том числе и по критерию минимума потерь активной мощности). Но конкретно, для задач имитационного моделирования оптимизации

режима EPS по критерию минимума потерь активной мощности, эффективных решений на сегодняшний день нет.

Для решения поставленных в данном исследовании задач, был разработан оригинальный блок нечеткого регулирования CS силовыми регулируемым трансформаторами ES на базе FNN в пакете Simulink программы MatLAB [31]. Реализовано уточненное описание объекта управления (силовые трансформаторы ES) и блока расчета SLC CS.

За основу описания SLC взят полином второй степени [11, 11, 12]. Он указывает на возможность управлять потоками активной P и реактивной мощности Q путем изменения напряжения силовых трансформаторов U. В качестве исходных коэффициентов SLC, уравнений (12) — (14) для имитационной модели CS трех силовых автотрансформаторов (AT1, AT2, AT3), были приняты имеющиеся диспетчерские данные рассматриваемого узла энергопотребления.

Эти зависимости легли в основу расчетов определения эффективности системы управления, на базе блока нечеткого регулятора (FC fuzzy controller), структурная схема которого приведена на рис. 1. В ней три основных элемента: FNN – нечеткая нейронная сеть, которая является универсальным аппроксиматором; CO (control object) — объект управления (ES 110/220 кВ с тремя силовыми автотрансформаторами, имеющими типовые средства регулирования напряжения); ANN (artificial neural network) – искусственная нейронная сеть [30, 32-35].

Выражение SLC для AT1:

$$\begin{cases} P_1(U) = P_{1ном}(U) \cdot \left[2,17 - 1,55 \cdot \left(\frac{U}{U_{ном}} \right) + 3,57 \cdot \left(\frac{U}{U_{ном}} \right)^2 \right]; \\ Q_1(U) = Q_{1ном}(U) \cdot \left[6,25 - 3,8 \cdot \left(\frac{U}{U_{ном}} \right) + 4,9 \cdot \left(\frac{U}{U_{ном}} \right)^2 \right]; \end{cases} \quad (12)$$

Выражение SLC для AT2:

$$\begin{cases} P_2(U) = P_{2НОМ}(U) \cdot \\ \left[3,51 + 2,9 \cdot \left(\frac{U}{U_{НОМ}} \right) + 1,15 \cdot \left(\frac{U}{U_{НОМ}} \right)^2 \right]; \\ Q_2(U) = Q_{2НОМ}(U) \cdot \\ \left[2,87 - 2,5 \cdot \left(\frac{U}{U_{НОМ}} \right) + 5,1 \cdot \left(\frac{U}{U_{НОМ}} \right)^2 \right]; \end{cases} \quad (13)$$

Выражение SLC для АТЗ:

$$\begin{cases} P_3(U) = P_{3НОМ}(U) \cdot \\ \left[2,47 + 5,17 \cdot \left(\frac{U}{U_{НОМ}} \right) + 1,03 \cdot \left(\frac{U}{U_{НОМ}} \right)^2 \right]; \\ Q_3(U) = Q_{3НОМ}(U) \cdot \\ \left[2,71 - 4,02 \cdot \left(\frac{U}{U_{НОМ}} \right) + 9,4 \cdot \left(\frac{U}{U_{НОМ}} \right)^2 \right]; \end{cases} \quad (14)$$

ИНС используется в качестве эталонной модели, обученная на основе модели СО, работающего в режиме без нагрузки.

В ней используется текущее изменение воспроизводимого вектора управляющей функции в i -й момент времени – $g_3(i)$ и выхода эталонной модели ОУ – $y_2(i+k)$. Эталонная модель описывает динамику ОУ в соответствующих временных «срезах» непрерывного процесса перетока мощностей, обучаясь по прогнозу ошибки – $e_2(i+k) = y_2(i+k) - y_{OY}(i)$, и управляющему сигналу – $y_1(i+k)$. Вектора настройки – w_1, w_2 позволяют производить корректировку параметров входных термов (для FNN) и активационных функций (для ANN).

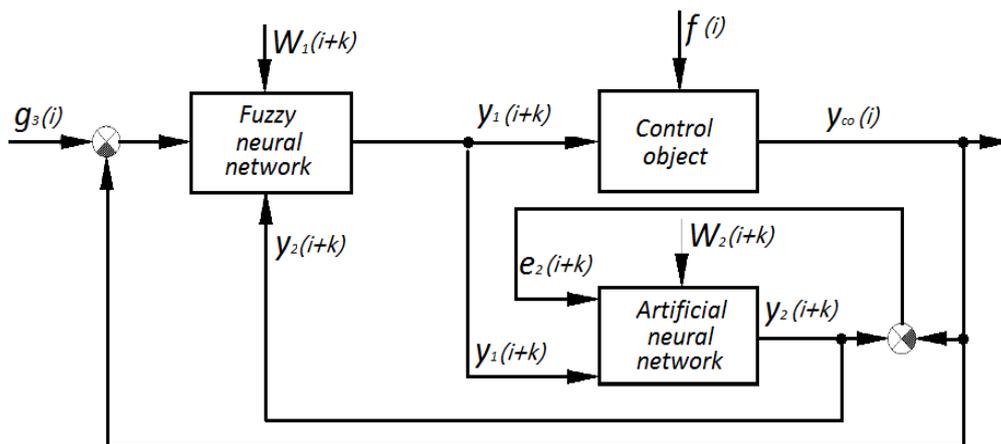


Рис. 1. Структурная схема блока нечеткого регулятора системы управления.
Fig.1 Diagram of a control system fuzzy regulator block.

При реализации структуры (рис.1) и соответствующей настройки блоков ANN и FNN, FC реализует инверсную модель ОУ и является управляющим контроллером, обладающим высокими адаптивными свойствами так как, учитывает неопределённые факторы и воздействия, влияющие на СО. Конечной целью функционирования блока FC CS является формирование управляющего вектора $U_{reg}(i+k)$ на период $(i+k)$ относительно i -го дискрета времени.

Блок идентификации параметров эталонной модели ANN: структура – многослойный персептрон; количество

нейронов скрытого слоя – 250; выборка интервала – 0,35 с.; количество элементов задержки на входе и выходе – 2; тренировочная выборка – 5000; количество эпох настройки – 500; алгоритм настройки – trainbr.

В качестве входных данных обучающей выборки выступают линейные напряжения питания трансформаторов: U_{AB}, U_{AB}, U_{CA} . В качестве выходного сигнала эталонной модели получаем прогнозные значения: $U_{ABreg}, U_{BCreg}, U_{CAreg}$ состояния СО в последующие периоды времени. Для каждого

из них применяется свой канал обучения. Параметры настройки такой FNN взяты в соответствии с реализацией Мамдани [30]. Распределение термов принадлежности $(M(i) \times S(i) \times U^*(i))$ - $9 \times 3 \times 3$. Количество правил обучения - 184 единицы. Тип передаточной функции входных термов - psigmf . Тип передаточной функции выходного термина $U_{reg}(i+k)$ - linear . Структура ANN - многослойный персептрон: количество слоёв - 4 единицы; количество скрытых слоёв - 2 единицы; число элементов обучающей выборки - 18970 единиц; число элементов тестовой выборки - 376 единиц. В качестве условия останова обучения принят рост среднеквадратичной ошибки. Метод обновления весов искусственной нейронной сети - эпоха (свободно масштабируемый временной период). Конечным результатом моделирования FNN является уточняющий коэффициент, который совместно с базой данных предшествующих периодов, позволяет получить абсолютные значения управляющего сигнала $y_1(i+k)$.

В качестве целевой функции работы FNN был принят критерий:

$$J(t) = \frac{1}{2} \sum_i (d_i(t) - y_i(t))^2, \quad (15)$$

где $d_i(t)$ - планируемое значение процесса управления для выхода сети;

$y_i(t)$ - действительное значение выхода сети;

$J(t)$ - целевая функция оценки качества.

Кроме целевой функции, использовались критерии оценки качества реализованной FNN.

1. Среднеквадратическая ошибка:

$$\varepsilon = \frac{\sum_{j=0}^P \sum_{i=0}^N d_{ij} - y_{ij}}{NP}, \quad (16)$$

где P - число нейронов сети;

N - число обучающих выборок, подаваемых на вход;

d_{ij} - желаемое значение выхода сети на каждом шаге функционирования;

y_{ij} - выход сети на i -ом шаге;

ε - среднеквадратическая ошибка.

2. Коэффициент корреляции:

$$r = \frac{\sum_i (x_i - \bar{x})(d_i - \bar{d})}{\sqrt{\frac{\sum_i (d_i - \bar{d})^2}{N}} \cdot \sqrt{\frac{\sum_i (x_i - \bar{x})^2}{N}}}, \quad (17)$$

где x_i - выход сети на i -ом шаге обучения;

d_i - желаемый выход сети;

\bar{x} - среднее значение выхода сети;

\bar{d} - среднее значение желаемого выхода сети;

r - коэффициент корреляции.

3. Процент ошибок

$$\varepsilon\% = \frac{100}{NP} \sum_{j=0}^P \sum_{i=0}^N \frac{|dy_{ij} - dd_{ij}|}{dd_{ij}}, \quad (18)$$

где dy_{ij} - денормированное значение выхода сети;

dd_{ij} - денормированное желаемое значение выхода сети;

$\varepsilon\%$ - процент ошибок.

Условием останова процесса обучения FNN является, либо прошедшее число итераций (эпох обучения), либо достижение уровня ошибки (погрешности) управления порядка 1,2-1,5%.

В качестве входных переменных используются: база данных о отпускаемой ЕС мощности в предыдущие периоды (значения $P(i)$), данные о циклических и случайных факторах (внешние воздействия окружающей среды, режимы работы, связанные с календарной периодичностью) - $M(i)$ и планируемой структуры рассматриваемой системой электроснабжения - $S(i)$. Эти параметры, с высокой степенью точности, можно считать интегральными параметрами, оказывающими воздействие на всю систему электроснабжения. На выходе FC формируется вектор $U_{reg}(i+k)$ - величина корректировки регулируемого напряжения для достижения оптимального значения по критерию минимума потерь активной мощности. При этом реали-

зуется требуемый показатель перетока мощности в оперативном режиме на заданные интервалы времени будущих периодов, в виде вектора $P(i+k)$ на период $(i+k)$ относительно i – й дискреты времени.

В процессе изменения нагрузки присутствуют регулярная и случайная составляющие, требующие учёта при осуществлении управления перетоков мощности. Циклическая составляющая, в основном, обусловлена сезонными трендами, биологическим ритмом жизни, продолжительностью рабочего дня. Случайная составляющая, входящая в состав векторов $M(i)$ и $S(i)$, определяется большим числом факторов. Среди них, в качестве основных (на долю которых приходится до 90 % преобразуемой и потребляемой электроэнергии), выделяются: температурные колебания в короткие промежутки времени (от часа до нескольких суток); оперативные изменения в структуре системы электроснабжения; режим функционирования потребителей электрической мощности (степень загруженности энергоёмких производств и день недели); естественная освещённость среды.

Вектор $M(i)$ может быть описан выражением вида:

$$M(i) = F(t_{окр.}(i-n); q_{окр.}(i-n); P^*(i-n)), \quad (19)$$

где $M(i)$ - вектор внешних циклических и случайных факторов;

$t_{окр.}(i-n)$ – влияние температурного фактора на вектор внешних циклических и случайных факторов в периодах $(i-n)$;

$q_{окр.}(i-n)$ – влияние фактора естественной освещённости на вектор внешних циклических и случайных факторов в периодах $(i-n)$;

$P^*(i-n)$ – влияние трендов потребления перетоков мощности на вектор внешних циклических и случайных факторов в периодах $(i-n)$.

Анализ графиков колебания величины мощности в системе электроснабжения и средней температуры воздуха окружающей среды, дают возможность сделать вывод о существенном влиянии составляющей $t_{окр.}(i-n)$ на вектор $M(i)$. Как правило, для

систем энергоснабжения северных стран, с ростом величины средней температуры (до определённого уровня) снижается уровень потребления в энергосистеме. Это вызывается расходом энергии на отопительные нужды как производственных, так и жилых помещений. Для южных стран эта зависимость обратная. При моделировании этих процессов целесообразно учитывать инерционность данной зависимости, выражающуюся в возрастании/убывании уровня энергопотребления в течение нескольких суток после соответствующего (увеличивающего или уменьшающего) изменения температуры воздуха окружающей среды.

Показатель естественной освещённости - $q_{окр.}(i-n)$ имеет тоже существенное влияние на степень потребления электроэнергии в системе энергоснабжения, так как усреднено, около 11,3 % всей нагрузки составляют осветительные приборы.

Вектор $S(i)$ может быть описан выражением вида:

$$S(i) = F(r(i-n); r(i+n); \zeta_r), \quad (20)$$

где $r(i-n)$ - влияние предшествующих изменений структуры элементов системы энергоснабжения на вектор внутренних циклических и случайных факторов в периодах $(i-n)$;

$r(i+n)$ - планируемое влияние фактора изменений структуры системы энергоснабжения (ремонтные режимы, вывод в модернизацию старых и ввод новых элементов) на вектор внутренних циклических и случайных факторов в периодах $r(i+n)$;

ζ_r - степень влияния случайных изменений структуры системы энергоснабжения (аварийные режимы) на вектор внутренних (структурных) изменений.

Формирование векторов $M(i)$ и $S(i)$ производилось на основе данных обработки статистической информации за период 5 лет. База данных потребления электрической мощности $P^*(i)$ за прошлые периоды (10 лет) формировалась, с приоритетом значимости последних периодов,

относительно предшествующих периодов обработки информации.

Расчеты прогнозируемой электрической мощности проводились с помощью ANFIS модуля программы MatLAB, в соответствии с формулами (21, 22):

$$G_{k+n} = R(k) \cdot G_k + \zeta_{\text{конт.вин.}}(k+n), \quad (21)$$

$$\zeta_{\text{конт.вин.}}(k+n) = \zeta_m + \zeta_r, \quad (22)$$

где $R(k)$ - матрица, учитывающая текущие характеристики и структуру рассматриваемой системы энергоснабжения;

$\zeta_{\text{конт.вин.}}(k+n)$ - вектор контроля динамики случайных составляющих для периода $k+n$;

G_k - вектор уровня электрической мощности в k -й дискрет времени;

ζ_m - величина влияния случайных составляющих метеофакторов [36].

В соответствии с формулами (23 - 26), числовые значения входов FNN были нормированы.

$$N_i^N = X_i \cdot N_i + S_i, \quad (23)$$

где N_i^N - нормированное значение i -ой входной переменной;

N_i - реальное значение i -ой входной переменной.

Денормированное значение входной переменной:

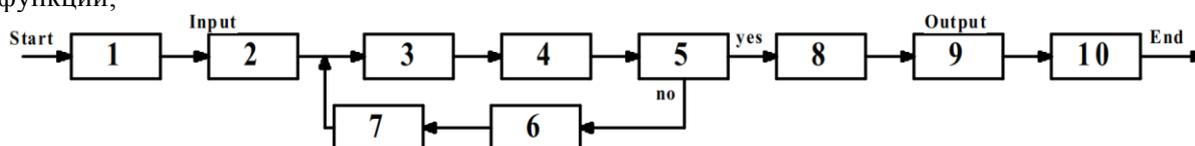
$$N_i = \frac{N_i^N - S_i}{X_i}, \quad (24)$$

$$X_i = \frac{x_n + x_v}{x_{\max} - x_{\min}}, \quad (25)$$

где X_i - значение амплитуды i -ой входной переменной;

x_v - верхняя граница активационной функции;

x_n - нижняя граница активационной функции;



x_{\min} - минимальное значение i -ой входной переменной;

x_{\max} - максимальное значение i -ой входной переменной.

$$S_i = x_v - X_i \cdot x_{\max}, \quad (26)$$

где S_i - смещение i -ой входной переменной.

В результате такого нормирования, входные и выходные параметры модели FNN нечеткого регулятора CS трансформаторным оборудованием подстанции были представлены в следующем виде:

- нормированное значение входного сигнала $M(i)$, учитывающего внешние воздействия на EPS -300%...150%;

- нормированное значение входного сигнала $S(i)$, учитывающего изменение структуры EPS - 0...1 (в относительных единицах);

- нормированное значение входного сигнала $P^*(i)$, показывающее потребления мощности в период временного интервала управления - 1...3,5 (в относительных единицах);

- нормированное значение выходного сигнала $P(i+n)$, показывающее потребления мощности в будущий период - 0,5...3,0 (в относительных единицах).

Предложенный FC является эффективным элементом CS трансформаторным регулировочным оборудованием, которая может осуществлять оптимизацию режима работы ES по критерию минимума потерь активной мощности. Структура такой CS, в основе которой используется метод Ньютона - Рафсона дополненный FNN (рис.1), реализована на обобщенном алгоритме, представленном рис. 2.

Рис. 2. Обобщённый алгоритм оптимального управления по критерию минимума потерь активной мощности.

Fig. 2 Generalized algorithm of an optimal control based on the criterion of the minimum active power loss.

В нем предусмотрена следующая последовательность операций.

1. Задание активной и реактивной мощности как функция от модуля и фазы напряжения (в предыдущих дискретах времени - для оптимизации режима в соответствии с целевой функцией (6) и с учётом используемых параметров SLC (12-14)).

2. Проверка выполнения граничных условий в соответствии с (7).

3. Определение значений активной – $P_{ННРi}(U^P; \theta^P)$ и реактивной- $Q_{ННРi}(U^P; \theta^P)$ мощности в последующих периодах посредством FC (рис. 1).

4. Определение вектора небалансов мощностей, определяемого, исходя из управления режимом в предыдущих периодах:

$$f(F^P) = \begin{pmatrix} -\Delta P^P \\ -\Delta Q^P \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \bar{P}(U^P) - P(U^P, \theta^P) \\ \bar{Q}(U^P) - Q(U^P, \theta^P) \end{pmatrix},$$

где $f(F^P)$ - вектор небалансов на n -ой итерации;

$\bar{P}(U^P), \bar{Q}(U^P)$ – заданные значения активной и реактивной мощности;

ΔP^P - небаланс по активной мощности;

ΔQ^P - небаланс по реактивной мощности.

5. Анализ достижения заданной погрешности решения $|\Delta P^P| \leq \varepsilon; |\Delta Q^P| \leq \varepsilon$.

При выполнении этого условия рассчитанные, с учетом корректировки FC, значения мощностей

$$\begin{aligned} P_i(U^P; \Theta^P) &= \bar{P}_i(U^P) - P_{ННРi}(U^P; \theta^P); \\ Q_i(U^P; \Theta^P) &= \bar{Q}_i(U^P) - Q_{ННРi}(U^P; \theta^P); \end{aligned}$$

формируются блоком 8, далее блоком 9 осуществляется вывод результатов расчёта оптимизированных параметров

$$P_i'(U^{(P)}; \Theta^{(P)}); Q_i'(U^{(P)}; \Theta^{(P)}); W_{opt} \rightarrow \min,$$

и расчет в данном периоде времени останавливается блоком 10.

Если условие $|\Delta P^P| \leq \varepsilon; |\Delta Q^P| \leq \varepsilon$ не выполнено, то осуществляется переход к следующей операции - 6.

6. Вычисление корректирующих значений вектора активной и реактивной мощности с помощью FC:

$$\begin{cases} P'_{ННРi} = P_{ННРi}(U^{(p+1)}; \theta^{(p+1)}); \\ Q'_{ННРi} = Q_{ННРi}(U^{(p+1)}; \theta^{(p+1)}); \end{cases}$$

где $P'_{ННРi}; Q'_{ННРi}$ - скорректированные вектора активной и реактивной мощности; $U^{(p+1)}, \theta^{(p+1)}$ - амплитуда напряжения и сдвиг по фазе полученные в процессе корректировки.

7. Задание скорректированного значения вектора активной и реактивной мощности, полученных после повторной обработки НР

$$\begin{aligned} P_{ННРi}(U^{(P)}; \Theta^{(P)}) &= P_{ННРi}(U^{(p+1)}; \Theta^{(p+1)}); \\ Q_{ННРi}(U^{(P)}; \Theta^{(P)}) &= Q_{ННРi}(U^{(p+1)}; \Theta^{(p+1)}); \end{aligned}$$

и последующий переход к операции 3.

При этом варьируются модуль, амплитуда напряжений и настройки FC, входящих в состав подсистем управления EPS.

Таким образом, реализация операций 3,6,7 предложенного алгоритма минимизации потерь активной мощности EPS, на основе FC, позволяет учитывать влияние неопределённых факторов на каждом шаге итерации оптимизационного расчета, кроме того, осуществляется постоянный анализ структуры элементов EPS.

ИССЛЕДОВАНИЕ МОДЕЛИ НЕЧЕТКОГО РЕГУЛЯТОРА

В результате имитационного моделирования СО и CS, включающей блок FC, были получены расчетные данные потерь активной мощности для узлов ES 110/220 кВ и для каждого их трех трансформаторов (соответствующих групп нагрузки), в

зависимости от напряжения в точках отпуска. Данные имитационного моделирования, для наглядности, представлены в графическом виде. На рис. 3 представлены три основных варианта: сплошной линией – сезонное регулирование напряжения (только два раза в год), пунктирной линией – существующее диспетчерское управление трансформаторным оборудованием (при использовании расчетно-аналитической методики и экспериментальных данных для определения типовых SLC) и пунктирной линией с точками – вариант применения FC для управление трансформаторным оборудованием. Для подтверждения эффективности применение блока нечёткого регулятора в CS трансформаторным регулировочным оборудованием ES, которая определена в результате имитационного моделирования, была использована упрощенная физическая модель EPS – лабораторный низковольтный комплекс. Натурное экспериментирование на данном комплексе подтвердило тенденцию и уровень снижения потерь активной мощности. Расхождение данных, по сравнению с имитационным моделированием, не превысило 16% [37].

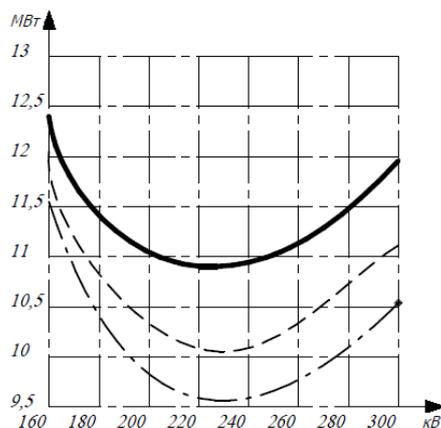


Рис. 3. Зависимость потерь активной мощности подстанции 110/220 кВ от уровня регулируемого напряжения.

Fig. 3. Dependence of active power losses of the 110/220 kV substation on the regulated voltage level.

ВЫВОДЫ

Анализ результатов имитационного моделирования позволяет сделать следующие выводы:

- используемый в настоящее время алгоритм управления трансформаторным регулировочным оборудованием не учитывает реальные SLC, что является причиной дополнительных потерь активной мощности;

- применение блока нечёткого регулятора в CS трансформаторным регулировочным оборудованием ES более точно учитывает SLC и позволяет снизить погрешность их прогнозирования до величины порядка 1,5-3 % и, как следствие, величину потерь активной мощности в ES;

- величина дополнительного снижения потерь мощности при использовании блока нечёткого регулятора для трансформаторного оборудования узлов ES 110/220 кВ достигает (в зависимости от реализации существующего варианта регулирования напряжения на ES) 4,38% - 12,12%.

ЛИТЕРАТУРА (Reference)

- [1] Olufemi M. O. *Minimization of power losses over electric power transmission lines*. LINES”, B.Sc. (Benin), P.G.D. Eng. (Ado-Ekiti), M.Sc. (Ilorin) Nigeria, 2012, 119 p.
- [2] Enesi A.Y., Tsado J., Mark N., Ahmed A. Power loss due to Corona on High Voltage Transmission Line. *IOSR Journal of Electrical and Electronics Engineering (IOSR-JEEE)*, 2013, vol. 8, on. 3, pp. 14-19.
- [3] Schweppe F.C. Power system static-state estimation. Part III: Implementation. *IEEE Trans on Power Apparatus and Systems*, 1970, vol.1.
- [4] Shvedov G.V., Sipachyova O.V., Savchenko O.V. *Poteri elektroenergii pri eyo transporte po elektricheskim setyam: raschyot, analiz, normirovanie i snizhenie: uchebnoe posobie dlya vuzov*. [Electric power losses during its transportation through electric networks: calculation, analysis, rating and reduction: manual for higher education institutions] Moscow, Izdatel'skij dom MEI, 2013, 424 p.
- [5] Kononov, F.A. D'yakov YU. G. [Opyt opredeleniya poter' elektroenergii na koronu i ispol'zovanie dinamiki ikh primeneniya dlya identifikatsii gololyodnykh obrazovaniy na vozduшной linii elektroperedachi 330 kV]. *Trudy tret'ego Mezhdunarodnogo nauchno – prakticheskogo elektroenergeticheskogo seminaru “Voprosy proektirovaniya, stroitel'stva i ekspluatatsii VL s uchytom perspektivy povysheniya nadyozhnosti ikh raboty na sovremennom etape”*, [Materials of the third International scientific workshop dedicated to electric power topics “Design, construction and operation of the VL in prospect of increase of reliability of their perfor-

- mance at the current stage"] Moscow, 2007, pp. 189-201.
- [6] Vorotnitskij V.E., Zaslouov S.V., Kalinkina M.A., Parinov I.A., Turkina O.V. *Metody i sredstva rascheta, analiza i snizheniya poter' elektricheskoy energii pri ee peredache po elektricheskim setyam.* [Methods and means of calculation, analysis and reduction of electrical energy losses during its transportation through electrical systems.] Moscow, 2006. - 168 p.
- [7] Glanzmann G. Flexible Alternating Current Transmission Systems. *Zurich, Power Systems Laboratory ETH.* 14. January 2005. 31p.
- [8] Hingorani Narain G., Laszlo G. *Understanding FACTS: Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems.* New York, Wiley-IEEE Press, 2000. 445 p.
- [9] Arrillaga J., Woods G., Duke R.M. Thyristor-controlled in phase boosting for h.v.d.c. converters. *IEE Proceedings C (Generation, Transmission and Distribution)* 1980, vol.127 pp. 221 – 227. doi: 10.1049/ip-c.1980.0035
- [10] Debs AS, Larson RE. *A dynamic estimator for tracking the state of a power system.* IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1970, vol. 89, no. 7, pp.1670–1678.
- [11] Krause P. C., Wasynczuk O., Sudhoff S. D., Pekarek S. *Analysis of Electric Machinery and Drive Systems.* IEEE Press, 2013, p 680
- [12] Anibal T. de Almeida, Bertoldi Paula. *Energy efficiency Improvements in Electric Motors and Drives.* Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 1997. p 511.
- [13] Monteleoni C., Schmidt G.A., Saroha S., Asplund, E. Tracking climate models. *Statistical Analysis and Data Mining, 2011*, vol. 4, n. 4, pp. 372-392.
- [14] Jiang X., Ling H., Yan J., Li B., Li, Z. Forecasting electrical energy consumption of equipment maintenance using neural network and particle swarm optimization. *Mathematical Problems in Engineering*, 2013.
- [15] Alanis A. Y., Ricalde L. J., Simetti C., Odone, F. Neural model with particle swarm optimization kalman learning for forecasting in smart grids. *Mathematical Problems in Engineering*, 2013, pp.1- 9.
- [16] Çevik H.H., Çunkaş M. Short-term load forecasting using fuzzy logic and ANFIS. *Neural Computing and Applications*, 2015, vol. 26, no.6, pp.1355–1367.
- [17] Shi B., Yu-Xia L I., Xin-Hua Y U. Short-term load forecast based on modified particle swarm optimizer and back propagation neural network model. *Journal of Computer Applications*, 2009, vol. 29, no. 4, pp. 1036-1039.
- [18] Aiolfi M., Capistran C., C., Timmermann A. Forecast combinations. *Working Papers 201004, Banco de Mexico* 2010.
- [19] AlRashidi M. R., El-Hawary M. E. A survey of particle swarm optimization applications in electric power systems. *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, 2009, vol. 13, no. 4, pp. 913-918.
- [20] Taylor J. (2003) Short-Term Electricity Demand Forecasting Using Double Seasonal Exponential Smoothing. *Journal of Operational Research Society*, 2003, vol. 54, pp. 799-805.
- [21] Cho H., Goude Y., Brossat X., Yao Q. Modeling and forecasting daily electricity load curves: a hybrid approach. *Journal of the American Statistical Association*, 2013, vol. 108, pp. 7-21.
- [22] Devaine M., Gaillard, P., Goude, Y., Stoltz, G.: Forecasting electricity consumption by aggregating specialized experts. *Machine Learning*, 2013, vol. 90, no. 2, pp. 231-260.
- [23] Eban E., Birnbaum A., Shalev-Shwartz, S., Globerson, A. Learning the experts for online sequence prediction. *Proceedings of ICML*, 2012.
- [24] Roy L. Exact second order loadflow. *Proceedings 6-th PSCG. Darmstadt*, 1978, pp. 711–718.
- [25] Tinney W.F., Sato. Techniques for exploiting the spar-sity of the network admittance matrix. *IEE Trans.Power Apparatus and Systems*, 1963, vol. 82, no. 12.
- [26] Tinney W.F. Wallker J.W. Direct solutions of sparse network equations by optimally ordered triangular factorization. *Proceedings IEEE*, 1967, vol. 5, no. 55, pp. 1801–1899.
- [27] Uemura K. Approximated Jacobians in Newton's power flow methods. *Proceedings of the 4 PSCC, Grenoble*, 1972.
- [28] Nedellec R., Cugliari J., Goude Y. Electric load forecasting and backcasting with semi-parametric models. *International Journal of forecasting*, 2014 vol. 30, no. 2, pp. 375-381.
- [29] Pierrot A., Goude Y. Short-term electricity load forecasting with generalized additive models. *Proceedings of ISAP power*, 2011, pp. 593-600.
- [30] Mamdani E.H. Advances in the linguistic synthesis of fuzzy controllers. *IEEE Trans. on Computer*, 1977. vol. 26, pp. 1182-1191.
- [31] Simulink Design Optimization. [Simulink Design Optimization.] Available at <https://www.mathworks.com/help/slido/index.htm> (accessed 2019)
- [32] Kudinov YU.I., Kudinov I.YU., Suslova S.A. *Nechyotkie modeli dinamicheskikh protsessov* [Fuzzy models of dynamic processes.]. Moscow, 2007. 184 p
- [33] Terano T., Asai K., Sugeno M. *Applied indistinct systems.* Tokyo, Omsya, 1989. (Russ. ed.: Tehrano T., Asai K., Sugeno M.. *Prikladnye nechyotkie sistemy.* Moscow, Mir, 1993. 368 p).
- [34] Tehnk D., Hopfild D. Kollektivnyye vychisleniya v nejropodobnyh ehlektronnyh skhemah. [Collective calculations in neurosimilar electronic schemes]. *V mire nauki*, 1988. no.2, pp. 45 – 53. (In Russian).

- [35] Sigeru Omatu, Marzuki Khalid, Rubiyah Yusof. *Neuro – Control and its Applications*. London, Springer–Verlag, 1996. (Russ. ed.: Sigeru Omatu, Marzuki Halid, Rubiya Yusof. *Nejrouravlenie i ego prilozheniya*. Moscow, IPRZHR, 2000. 272 p).
- [36] Barinov V.A. *Avtomatizatsiya dispetcherskogo upravleniya v elektroenergetike* [Automation of

- dispatching controlling in electric power industry.]. Moscow, 2000. 647 p.
- [37] Krysanov V.N. A physical model of power electronic devices based on static voltage transducers / V.N. Krysanov, V.L. Burkovskii, A.D. Danilov, A.M. Litvinenko, A.L. Rutskov // Russian electrical engineering. Allerton Press, Inc. – 2018. - V. 89(6). - P. 381–384.

Сведения об авторах.



Крысанов Валерий Николаевич, к.т.н., доцент кафедры электропривода, автоматике и управления в технических системах. Область научных интересов - Аппаратные средства управления режимами электроэнергетических систем

E-mail: sovteh2000@mail.ru



Данилов Александр Дмитриевич, д.т.н., профессор кафедры электропривода, автоматике и управления в технических системах. Область научных интересов – Алгоритмы и модели АСУ

E-mail: danilov@yandex.ru



Бурковский Виктор Леонидович, д.т.н., профессор, заведующий кафедрой электропривода, автоматике и управления в технических системах. Область научных интересов - Модели оптимального энергораспределения в системах энергоснабжения.

E-mail: bvl@vorstu.ru