

УДК 621.311.161

П. Д. Лежнюк, д. т. н., проф.; Жан-Пьер Нгома, к. т. н., доц.; А. В. Килимчук

**АВТОМАТИЗАЦИЯ УПРАВЛЕНИЯ ПОТОКАМИ МОЩНОСТИ В ЭЭС С
ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КРОСС-ТРАНСФОРМАТОРОВ И ПОДОБИЯ
ОПТИМАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ**

В работе рассмотрена задача поперечно-продольной регуляции потоками мощности и напряжения в электрических сетях с использованием кросс-трансформаторов и автотрансформаторов как задача автоматического управления, конечной целью решения которой является формирование закона оптимального управления и создания соответствующей системы автоматического управления. Поставленная задача решается на основе подобия оптимальных режимов ЭЭС и с использованием критериальных соотношений между их параметрами.

Ключевые слова: поперечно-продольное управление, потоки мощности, кросс-трансформатор, автотрансформатор, подобие.

Вступление

С точки зрения сложности электроэнергетической системы (ЭЭС) как объекта управления и на ее особенности режимного характера, ясно, что отслеживать и изменять оптимальные значения параметров относительно состояний ЭЭС возможно только с помощью систем автоматического управления (САУ) соответствующими регулировочными устройствами (РУ). В качестве РУ могут быть использованы кросс-трансформаторные технологии, которые интенсивно развиваются в ФСУ Российской Федерации, и имеют ряд преимуществ от других РУ [1]. В данной работе на основании установленных в [2, 3] закономерностей рассматривается функционирование САУ потоками мощности и напряжением в составе системы оптимального управления нормальными режимами (НР) ЭЭС с имитационной моделью [4].

В данной статье задача оптимизации режимов ЭЭС ставится как задача автоматического управления, конечной целью решения которой является формирование закона оптимального управления потоками мощности, в том числе транзитными, и создание соответствующей САУ.

Управление потоками мощности в ЭЭС

Электрические сети энергоснабжающих компаний работают параллельно, потому изменения в режиме работы одной сети влияют на состояние в других (рис. 1). То есть наблюдается взаимовлияние режимов электрических сетей. Результатом неоптимальности такого взаимовлияния являются дополнительные потери электроэнергии, которые уменьшают экономическую эффективность энергоснабжающих компаний. Значение дополнительных потерь зависит от меры неоднородности электрических сетей высшего напряжения (ВН) и низшего напряжения (НН).

Основным и наименее расходным средством уменьшения неоднородности является использование существующих РУ трансформаторов и автотрансформаторов связи (АТ). За счет разных значений коэффициентов трансформации АТ в сетях возникает некоторый сравнивающий ток I_{cp} , который компенсирует вызванный неоднородностью ЭЭС ток небаланса I_{nb} . В реальных ЭЭС с использованием АТ связано ряд проблем. Основные из них это недостаточный регулировочный диапазон, необходимый для компенсации негативного влияния неоднородности, и неудовлетворительное техническое состояние устройств РПН. Другими словами с помощью АТ с РПН можно только частично компенсировать неоднородность ЭЭС. Задача существенно осложняется тогда, когда ЭЭС является

транзитером электроэнергии. В этом случае на собственные потоки накладываются транзитные, которыми необходимо управлять для уменьшения потерь в ЭЭС.

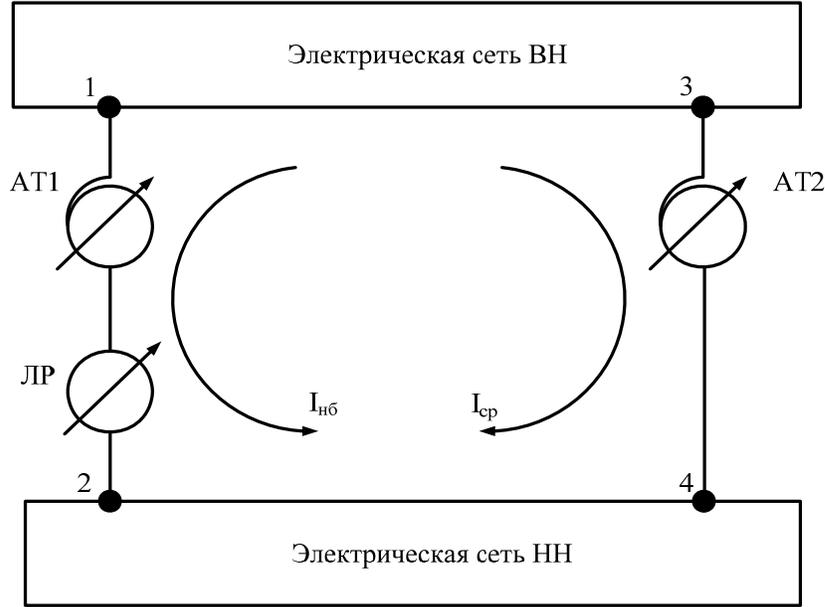


Рис.1. Структурная схема параллельно работающих электрических сетей

Для расширения регулировочной возможности АТ предлагается последовательно с ними устанавливать линейные регуляторы (ЛР), в качестве которых могут быть кросс-трансформаторы (КТ). В системе регулирования потоками мощности КТ исполняют роль регуляторов, которыми оптимизируются относительно стабильные, глубокие потоки небаланса. АТ с РПН используются для компенсации относительно небольших возмущений в ЭЭС, вызванных изменениями нагрузки потребителей электроэнергии и генерирования на электрических станциях. Таким образом, возникает задача согласования действий КТ и АТ с РПН.

Действие рассматриваемых здесь САУ трансформаторами связи ЭЭС, которые объединяют электрические сети разных напряжений в электрическую систему, направленную на уменьшение потерь электроэнергии при ее транспортировке в ЭЭС путем перераспределения естественных потоков мощности и принудительного приближения их к потокораспределению в однородной ЭЭС. Эта задача может быть отнесена к классу задач теории управления динамическими системами с квадратичным критерием оптимальности (например, потери активной мощности):

минимизировать

$$F(u) = \int_{t_0}^{t_k} [x_t(t)Qx(t) + u_t(t)Ru(t)]dt \tag{1}$$

в пространстве состояний

$$\left. \begin{aligned} \frac{dx}{dt} &= Ax(t) + Bu(t); \quad x(t_0) = x_0; \\ y(t) &= Cx(t) + Du(t), \end{aligned} \right\} \tag{2}$$

где $x(t)$, $u(t)$, $y(t)$ – соответственно векторы состояния, управления и наблюдения; A , B , C , D , Q , R – матрицы постоянных коэффициентов; t_0 , t_k – начало и конец интервала времени; x_0 – начальное значение вектора состояния.

В данной модели

$$u(t) = \begin{bmatrix} \dot{k}_{am}(t) \\ \dot{k}_{km}(t) \\ Q(t) \end{bmatrix}; \quad y(t) = \begin{bmatrix} \dot{S}_e(t) \\ \dot{I}_e(t) \\ \dot{U}(t) \end{bmatrix}, \quad (3)$$

где $\dot{k}_{am}(t)$, $\dot{k}_{km}(t)$ – векторы комплексных коэффициентов трансформации АТ и КТ; $Q(t)$ – вектор нагрузки источника реактивной мощности (ИРМ); $\dot{S}_e(t)$, $\dot{I}_e(t)$ – векторы мощностей и токов в ветках ЭЭС, где происходят телеизмерения; $\dot{U}(t)$ – вектор напряжений в узлах.

Первое уравнение в (2) является уравнением состояния системы, решение которого, удовлетворяет начальному условию $x_0 = x(t_0)$ и дает вектор состояния $x(t) = \psi[x(t_0), u(t)]$. Второе уравнение в (2) определяет исходные параметры в зависимости от $x(t)$ и $u(t)$.

Задача оптимального управления потоками мощности в ЭЭС заключается в том, чтобы поддерживать значение F^* в установленной зоне нечувствительности δF^* (см. рис. 2) (* значит, что управление осуществляется в относительных единицах, где за базис приняты оптимальные значения параметров) [3]. Для этого при выходе из нее осуществляются управляемые влияния трансформаторами. С рис. 2 видно роль КТ в системе управления. Без КТ все действия по введению критерия оптимальности F в зону оптимальности осуществляются АТ, что приводит к большому количеству переключений устройств РПН. С помощью КТ вводятся неизменные э. д. с., какие корректируют потоки мощности таким образом, что значение критерия оптимальности F приближается к минимуму, отдаляясь от границ области оптимальности. В результате количество переключений РПН АТ уменьшается.

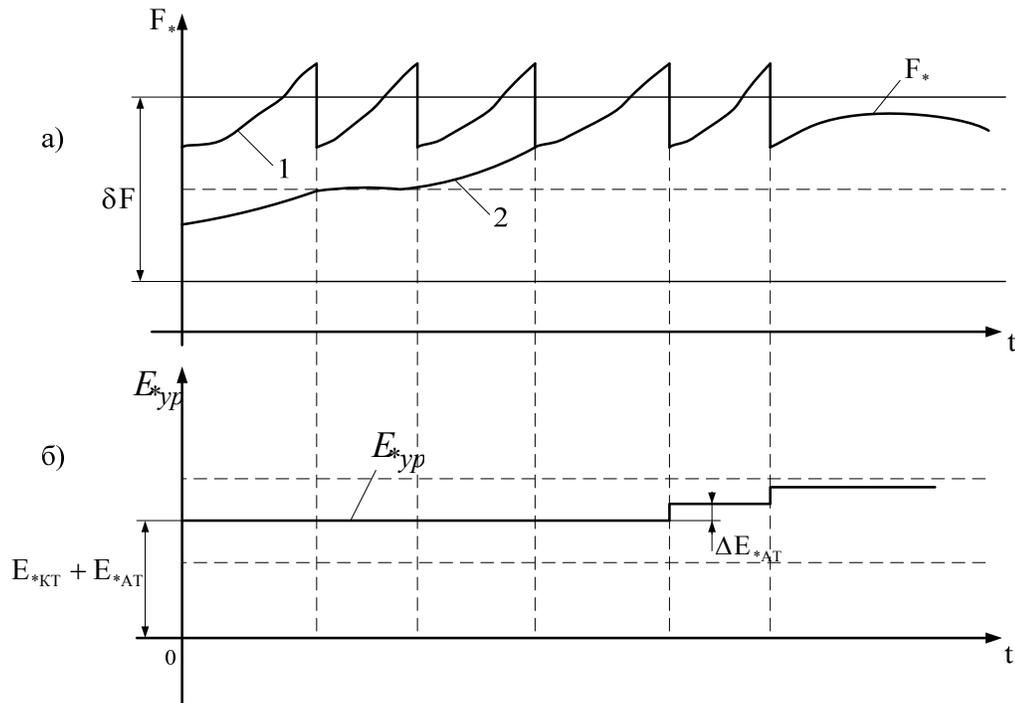


Рис. 2. Изменение: а) критерия оптимальности без КТ (кривая 1) и с КТ (кривая 2); б) соответствующей сравнительной э. д. с.

Для повышения эффективности управления потоками мощности в ЭЭС с целью уменьшения потерь мощности необходимо обнаруживать реальные возможности трансформаторов с РПН, оценивая чувствительность потерь мощности к изменениям коэффициентов трансформации [5]. Для повышения эффективности использования

трансформаторов с РПН в ЭЭС при формировании управляющих влияний необходимо также учитывать их техническое состояние и остаточный ресурс. С учетом сказанного в задаче оптимизации режима ЭЭС критерий оптимальности может быть установленный такой [6]:

$$F = \Delta P + P(\omega) + \sum_{i=1}^q Ш_{mi}, \quad (4)$$

где ΔP – суммарные потери активной мощности в ЭЭС; $P(\omega)$ – мощность, эквивалентная убытку в результате недоотпуска электроэнергии, который вызван отказами трансформаторов, в частности отказами устройств РПН; $Ш_{Ti}$ – штрафная функция, которая вводится для учета ресурса трансформаторов, в том числе переключений устройств РПН; q – количество трансформаторов, которые регулируются.

Математическая модель и закон оптимального управления

В такой постановке задачи управляемыми переменными является э. д. с., какие необходимо ввести коэффициентами трансформации во все замкнутые контуры для реализации оптимального токораспределения, и мощности ИРМ. В [3] показано, что оптимальное значение потерь в ЭЭС достигается при относительных значениях э. д. с., какие определяются за формулами:

$$E_{* \text{ ypa}}^e(t) = \pi_a^e J_{* p}^e(t), \quad E_{* \text{ ypp}}^e(t) = \pi_p^e J_{* a}^e(t), \quad (5)$$

где $E_{* \text{ ypa}}^e(t)$, $E_{* \text{ ypp}}^e(t)$ – векторы активных и реактивных составляющих относительных значений уравнивающих э. д. с., какими вводятся уравнивающие токи \dot{I}_{zp} ; $J_{* a}^e(t)$, $J_{* p}^e(t)$ – векторы активных и реактивных составляющих относительных значений токов в узлах; π_a^e, π_p^e – матрицы критериев подобия.

Матрицы критериев подобия определяются за формулами [3]:

$$\pi_a^e = -[E_{\text{y pa}}^{(\delta)}]_{\delta}^{-1} \nu r_{\delta} M_{\alpha}^{-1} [J_p^{\delta}]_{\delta}; \quad \pi_p^e = [E_{\text{y pp}}^{\delta}]_{\delta}^{-1} \nu r_{\delta} M_{\alpha}^{-1} [J_a^{\delta}]_{\delta}, \quad (6)$$

где $\nu = N_{\alpha} x_{\delta\alpha} r_{\delta\alpha}^{-1} - x_{\kappa} r_{\kappa}^{-1} N_{\alpha}$ – матрица системных показателей неоднородности ЭЭС; r_{δ}, x_{δ} – диагональные матрицы сопротивлений веток; r_{κ}, x_{κ} – диагональные матрицы сопротивлений контуров; M_{α}, N_{α} – матрицы соединений веток в узлах и контурах дерева схемы.

Э. д. с. в контуры вводятся совместным действием АТ и КТ. С помощью КТ вводится базовая часть переменной во времени E_{*zp} э. д. с. $E_{*кт}$, к которой ступенями ΔE_{*am} добавляется э.д.с. АТ.

С учетом связи между контурными э. д. с. и коэффициентами трансформации трансформаторов при определенных условиях (трансформаторы в базовой системе контуров находятся в хордах, количество регулируемых трансформаторов равняется количеству контуров) (5) могут быть переписаны в виде [3]:

$$\begin{aligned} k'_{km}(t) &= 1 - E''_{*km}(t), \quad k''_{km}(t) = -E'_{*km}(t), \\ k'_{am}(t) &= 1 - E''_{*am}(t), \quad k''_{am}(t) = -E'_{*am}(t), \end{aligned} \quad (7)$$

где $k'(t), k''(t)$ – векторы действительных и мнимых составляющих коэффициентов трансформации соответственно АТ и КТ.

Система автоматического управления и особенности ее функционирования

В критериальной форме все параметры подаются в относительных единицах [4]. Следовательно закон оптимального управления соответственно запишется:

$$u_*(t) = -\pi y_*(t), \quad (8)$$

$$r_{*i} = \begin{cases} +\Delta u_{*ycm\ i} & \text{при } u_{*i} \geq u_{*i}^+; \\ 0 & \text{при } u_{*i}^+ > u_{*i} > u_{*i}^-; \\ -\Delta u_{*ycm\ i} & \text{при } u_{*i} \leq u_{*i}^-, \end{cases} \quad (9)$$

где r_{*i} – корректирующие действия САУ, которые вводят систему в область оптимальности (нечувствительности) в относительных единицах (о.е.); $\Delta u_{*ycm\ i}$ – добавка, которая, добавляясь к уставке $u_{*ycm\ i}$ и, вызывает соответствующие действия АТ и КТ по введению управляемого параметра в область оптимальности; u_{*i}^+, u_{*i}^- – верхний и нижний пределы зоны нечувствительности изменения u_{*i} в о.е., π – по своему содержанию есть, как это показано в [3], матрицей критериев подобия; $u_{*i} = u_i/u_{i0}$ – параметры РП, с помощью которых оптимизируются режимы ЭЭС, в о.е. (за базисные принимаются оптимальные значения параметров u_{i0}).

Среди возможных способов реализации соответствующей САУ отдается преимущество адаптивной регуляции с эталонной моделью. Такой подход отвечает требованиям к управлению нормальными режимами ЭЭС, в его рамках могут применяться много из наработанных и используемых на сегодня в АСДК алгоритмов и программ. Он достаточно просто реализуется на практике с помощью современных микропроцессорных систем.

Структурная схема оптимального управления потоками мощности в ЭЭС с использованием подобия оптимальных режимов приведена на рис. 3.

Даная схема управления состоит из двух контуров. В первом контуре (главном) осуществляется автоматическое управление отдельными АТ и КТ с помощью устройств контроля и управления автоматического функционирования автотрансформаторов и кросс-трансформаторов (АФАКТ). Они действуют за законами управления (8) – (9). Векторы наблюдения y' для управления АТ и КТ формируются из телеизмерений в выделенной области коррекции, в которой обеспечивается частичная или полная наблюдаемость.

Во втором контуре (адаптации) в зависимости от меры нарушения режима ЭЭС и решение диспетчера могут выполняться действия по переналадке устройств АФАКТ или по прямому управлению параметрами АТ и КТ. В последнем случае устройства АФАКТ используются для согласования канала телемеханики и схемы управления АТ и КТ. Команды диспетчера по изменению коэффициентов трансформации реализуются путем соответствующего изменения составляющих вектора корректирующих действий r [4]. В случае, когда оптимальное управление осуществляется автоматически, в контуре адаптации по полной информации о состоянии ЭЭС y определяются матрицы критериев подобия π_a^e и π_p^e и из них определяющие для данного КТ критерии подобия. Их состав определяется допустимой погрешностью вычислений и реализации оптимальных коэффициентов трансформации. Еще один наладочный параметр – зона нечувствительности коэффициента трансформации δk_i задается после анализа чувствительности критерия оптимальности F к изменению коэффициентов трансформации по методике изложенной в [5].

В такой схеме эталонная модель является частью системы управления. На разных этапах внедрения САУ эталонная модель может выполнять разные функции. На начальном этапе автоматизации, когда необходимо согласовывать оперативное управление диспетчером с автоматическим, это имитационная модель, с помощью которой оперативный персонал не

только анализирует, определяет и корректирует наладочные параметры САУ, но и имеет возможность "проигрывать" состояния ЭЭС и оценивать последствия управляющих действий, в том числе автоматических. На завершающем этапе, когда оптимальное управление потоками мощности в ЭЭС осуществляется преимущественно локальными САУ, эталонная модель становится основным элементом самонастройки и самоанализа САУ.

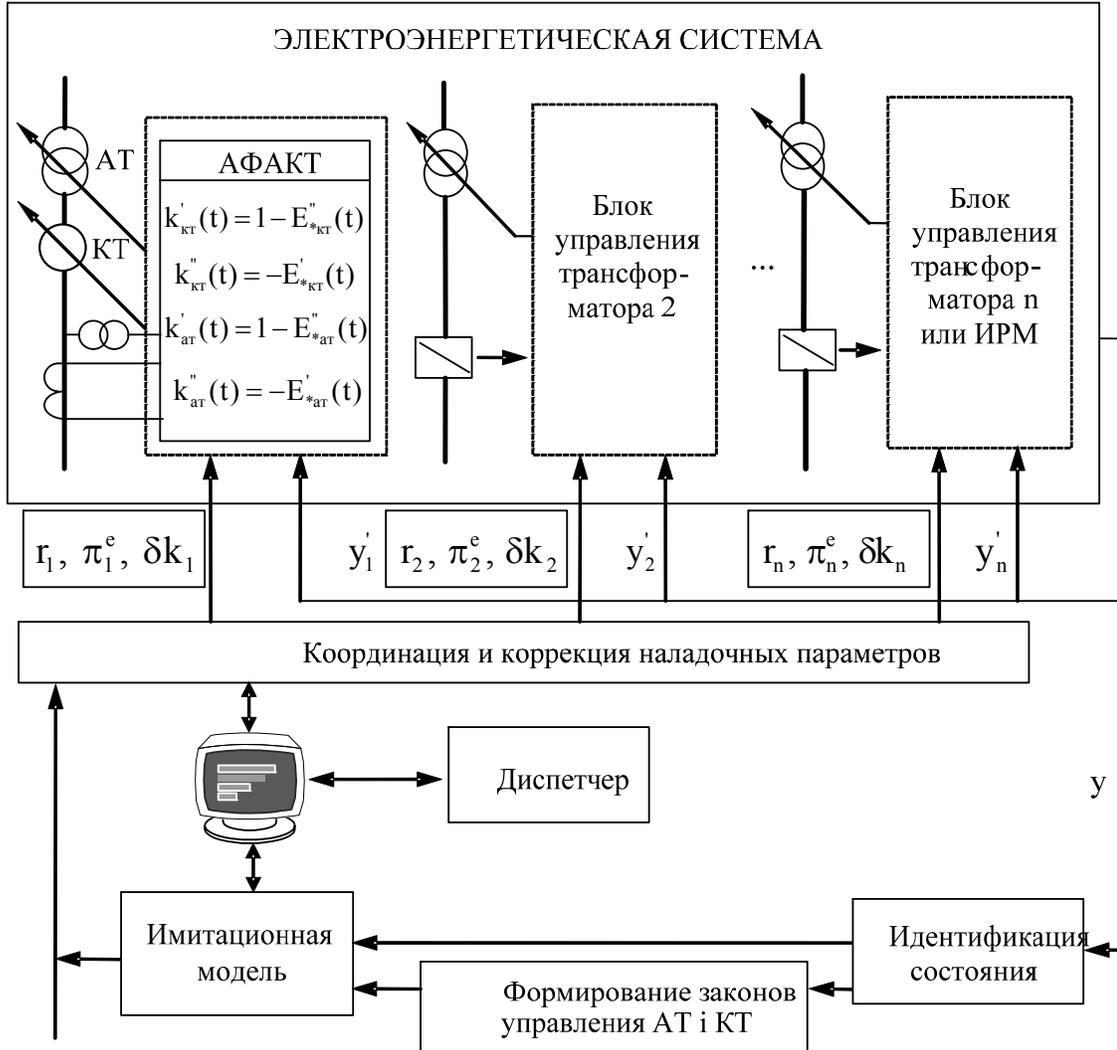


Рис.3. Структурная схема оптимального управления

Координация работы трансформаторов при оптимальном управлении осуществляется за критериальными зависимостями $F_* = f(k_*)$. Они отображают технические возможности трансформаторов в управлении потерями мощности в ЭЭС и используются для определения влияния их на потоки мощности. Для того, чтобы разделить трансформаторы на функциональные группы и определить роль каждого из них в САУ потоками мощности, развязывается обратная задача чувствительности [5–7]. В результате ее решения при заданной зоне нечувствительности критерия оптимума δF_* определяются зоны нечувствительности δk_i коэффициентов трансформации. Размеры этих зон отвечают реальным возможностям трансформаторов влиять на потери. Соответственно с их регулировочным эффектом устанавливается разная интенсивность переключений для трансформаторов ЭЭС. При таком порядке работы системы управления введения режима ЭЭС в область оптимума реализуется минимально возможным количеством управляющих влияний, что в свою очередь обеспечивает надежность и рациональное срабатывание ресурса

расчета режимов “ГРАФСКАНЕР” и определялись потери. В результате расчетов получены графические зависимости общесистемных потерь активной мощности от коэффициента трансформации без транзита и с транзитом 500 и 1000 МВт (рисунок 5).

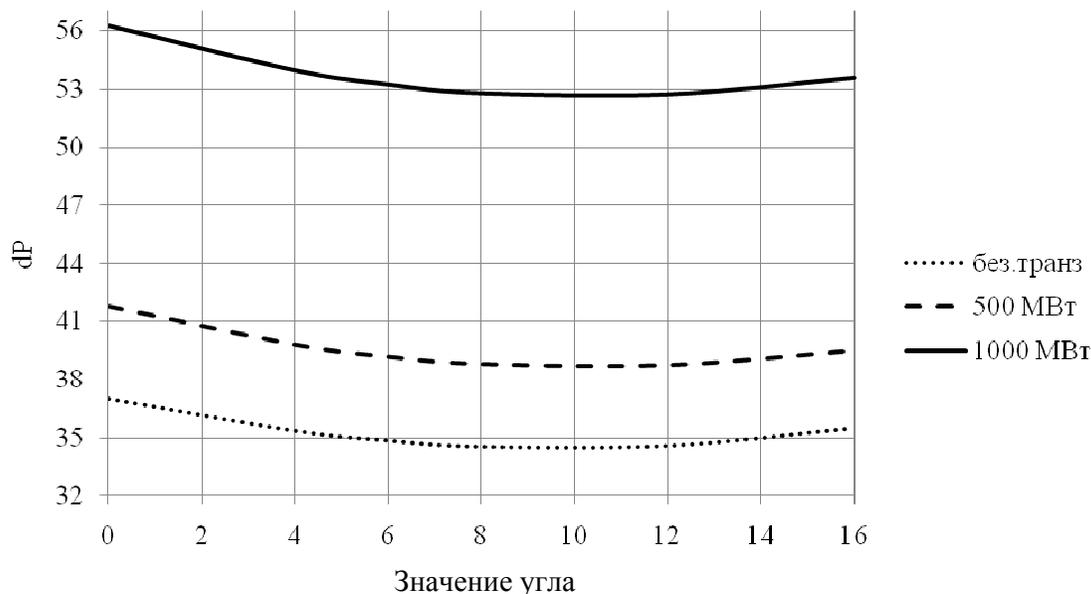


Рис. 5. Зависимость общесистемных потерь активной мощности от коэффициента трансформации КТ без транзита и с транзитом 500 и 1000 МВт

Анализируя полученные данные, наблюдаем влияние кросс-трансформатора, который предоставляет возможность разгрузить линии низших классов напряжений и загрузить ЛЭП высших классов напряжения, и при этом потери в ЭЭС уменьшаются. С целью определения оптимального коэффициента трансформации кросс-трансформатора проанализируем график, изображенный на рис. 5. В соответствии с этим графиком общесистемные потери будут наименьшими, если установить коэффициент трансформации КТ равный 8 или 12 электрическим градусам. Причем, при регулировании поперечной составляющей кросс-трансформатора режимы напряжения и частоты ЭЭС являются допустимыми.

Электрические сети ЭЭС имеют разных владельцев, потому оптимизация режима за критерием общесистемных потерь не всегда является целесообразной, с точки зрения их экономической эффективности. Поэтому рассмотрим оптимизацию за критерием минимальных потерь активной мощности для отдельной электрической сети.

Проанализируем зависимость потерь активной мощности в линиях 110 кВ от коэффициента трансформации без транзита и с транзитом 500 и 1000 МВт (рис. 6).

Как видно на рис. 6, при отсутствии транзита и коэффициента трансформации, который соответствует 12-ти электрическим градусам, потери в линиях 110 кВ являются наименьшими и составляют 1,859 МВт, что гораздо меньше сравнительно с потерями, которые возникают при расчете той же электрической схемы без использования КТ. При этом потери составляли 2,588 МВт (см. таблица 1). Следовательно, удалось снизить потери приблизительно на 0,729 МВт. При увеличении транзита до 500 МВт изменение коэффициента трансформации дало возможность уменьшить потери в ЛЭП. И как видно из графика (рис. 6), эти потери наименьшие, когда коэффициент трансформации соответствует углу в 16 эл. гр. Они составляют 1,901 МВт, что на 1 МВт меньше при неиспользовании КТ. При транзите 1000 МВт и при регулировании кросс-трансформатором, то есть изменению его поперечной составляющей коэффициента трансформации, потери удалось снизить на 1,3 МВт. При

данном транзите эффективнее всего установить коэффициент трансформации 16 электрических градусов. Значение угла КТ, при котором потери в линиях 110 кВ наименьшие, не совпадает со значением угла КТ, при котором общесистемные потери были наименьшими.

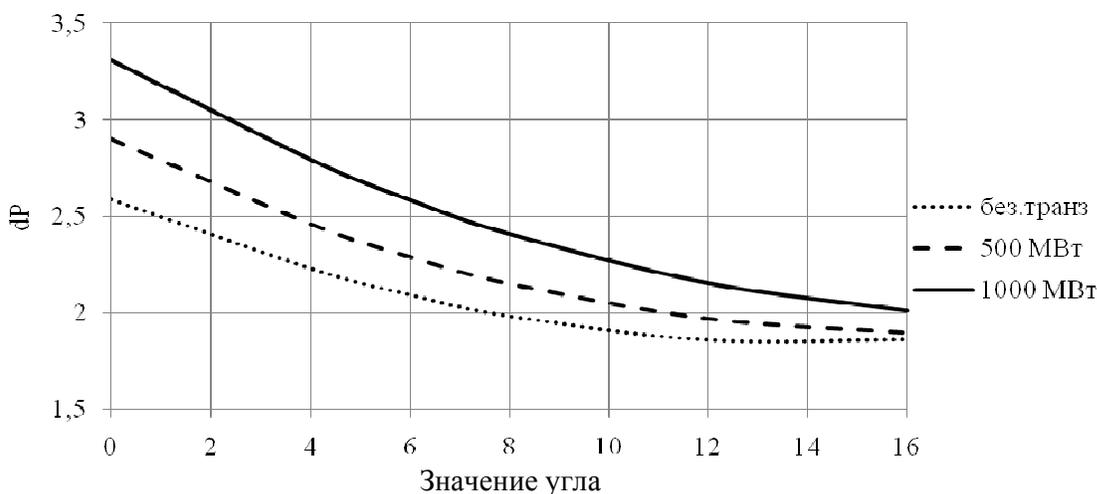


Рис. 6. Зависимость величины потерь активной мощности в линиях 110 кВ от коэффициента трансформации КТ без транзита и с транзитом 500 и 1000 МВт

Рассмотрим зависимость величины потерь активной мощности в линиях 330 кВ от коэффициента трансформации кросс- трансформатора без транзита и с транзитом 500 и 1000 МВт (см. рис. 7).

Как и в линиях 110 кВ, так и в линиях 330 кВ при увеличении транзита мощности наблюдается изменение потерь в них. Изменение коэффициента трансформации КТ привело к уменьшению потерь в ЛЭП. Как видно на рис. 7, при отсутствии транзита и при транзитах 500 МВт, 1000 МВт соответственно самыми оптимальными являются углы 6, 8, 12 эл. гр.

В ЛЭП 750 кВ изменение коэффициента трансформации КТ не существенно повлияло на значение потерь в линиях данного класса напряжения, о чем свидетельствуют кривые, которые изображены на рис. 8 и которые показывают зависимость потерь активной мощности от угла в линиях 750 кВ при отсутствии транзита и во время транзита 500 и 1000 МВт.

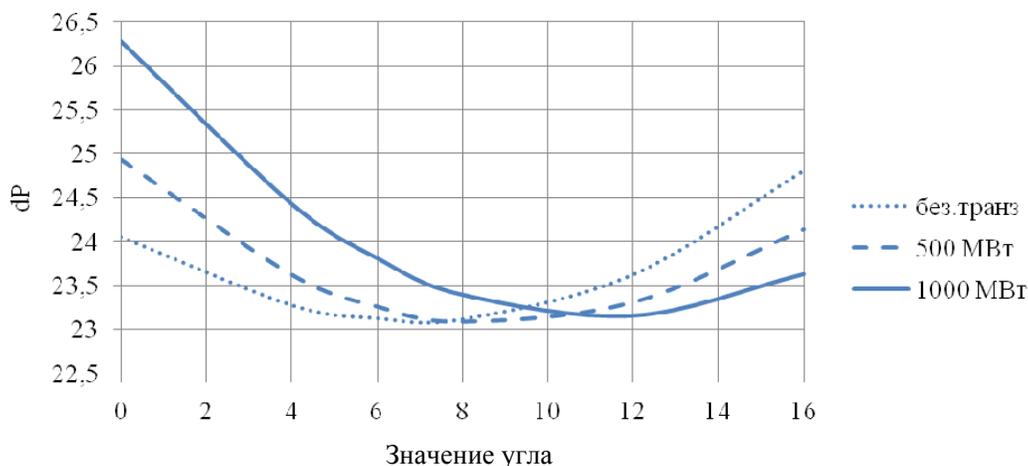


Рис. 7. Зависимость потерь активной мощности в линиях 330 кВ от коэффициента трансформации КТ без транзита и с транзитом 500 и 1000 МВт

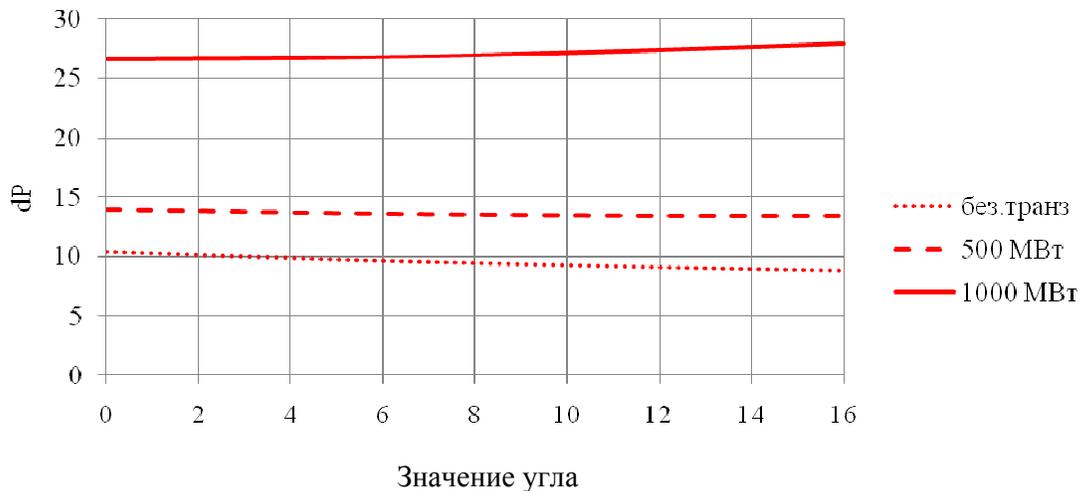


Рис. 8. Зависимость величины потерь активной мощности в линиях 750 кВ от коэффициента трансформации КТ без транзита и с транзитом 500 и 1000 МВт

Выводы

1. Для достижения желаемого эффекта от оптимизации нормальных режимов ЭЭС процесс оптимального управления необходимо автоматизировать. Для этого в настоящее время есть все необходимые условия – аппаратное, программное и информационное обеспечение. Автоматизация оптимального управления потоками мощности и напряжением в ЭЭС обеспечит переход от спорадических к регулярным оптимизирующим действиям, что позволит уменьшить потери электроэнергии при ее транспортировке электрическими сетями ЭЭС.

2. При автоматизации оптимального управления потоками мощности в ЭЭС возможно и целесообразно применять методы теории подобия и моделирования. На основе их можно решать задачи, характерные для АСДК, из единственных методологических принципов на всех этапах оптимального управления. Такой подход позволяет построить адаптивную САУ с децентрализацией части функций АСДУ практически без нарушения принципов централизованного управления.

3. Использование кросс-трансформаторных технологий позволяет уменьшить дополнительные потери, вызванные разгрузкой магистральных сетей на сети низшего напряжения. Применение кросс-трансформаторов позволяет расширить возможности относительно управления потоками активной мощности в ЭЭС. При этом существенно улучшаются условия для работы автотрансформаторов связи на электростанциях и в системах.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ольшванг М. В. Особенности кросс-трансформаторной технологии транспортирования энергии по сетям 110-765 кВ // Электро. – 2004. – №2. – С.52.
2. Лежнюк П. Д., Пауткина Л. Р. Подобие и расчет оптимального токораспределения в электрической сети // Изв. вузов. Энергетика. – 1989. – №2. – С. 51–53.
3. Лежнюк П. Д., Кулик В. В., Оболонский Д. И. Моделирование и компенсация влияния неоднородности электрических сетей на экономичность их режимов // Электричество. – 2007. – №11. – С. 2–8.
4. Мокін Б. І., Лежнюк П. Д., Лук'яненко Ю. В. Імітаційне моделювання в оптимальному керуванні нормальними режимами електричної системи // Вісник ВПШ. – 1995. – № 3. – С. 5–9.
5. Воротницкий В. Э., Лежнюк П. Д., Серова И. А. Методика и программа оценки эффективности применения РПН и АРПН в замкнутых электрических сетях // Электрические станции. – 1992. – №1. – С. 60–66.
6. Астахов Ю. Н., Лежнюк П. Д. Применение теории подобия в задачах управления нормальными режимами электроэнергетических систем // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1990. – №5. – С.3–11.
7. Розенвассер Е. Н., Юсупов Р. М. Чувствительность систем управления. – М.: Наука, 1981. – 464 с.

8. Кулаков А. В., Ольшванг М. В., Савкин Д. А. Кросс-трансформаторная технология оптимизации потоков передачи и распределения энергии в сетях 110-765 кВ и ее технико-экономическое обоснование // VII Симпозиум: Электротехника 2010 год: Перспективные виды электротехнического оборудования для передачи и распределения электроэнергии. Сб. докл. – М.: ВЭИ-ТРАВЕК, 2003. – С. 1-6.

Лежнюк Петр Демьянович – д. т. н., профессор, заведующий кафедры электрических станций и систем;

Винницкий национальный технический университет.

Жан-Пьер Нгома – к. т. н., доцент кафедры электротехники;

Университет Дуала, Камерун.

Килимчук Антон Владимирович – магистрант.

Винницкий национальный технический университет.