

ISSN 0013 5380



# ЭЛЕКТРИЧЕСТВО

**1987**

•ЭНЕРГОАТОМИЗДАТ•

**9**



УДК 621.316.11.001.57

## Математические модели оптимизации развития сетей электроэнергетических систем

ДАЛЕ В. А., канд. техн. наук, КРИШАН З. П., доктор техн. наук, ПАЭГЛЕ О. Г., канд. техн. наук

*Физико-энергетический институт АН Латв.ССР*

В настоящее время актуально совершенствование методов перспективного проектирования электроэнергетических систем (ЭЭС) [1, 2]. В частности, решение задач, связанных с выявлением стратегических вопросов развития ЭЭС, определением требований к разработке объектов новой техники и условий ее наиболее эффективного применения, требует более последовательного применения методов системного анализа [3, 4]. Это означает, что при выборе стратегии развития ЭЭС следует руководствоваться оценками не локальных, а интегральных эффектов, достигаемых по системе в целом, а также учитывать последующее развитие системы во времени. Имеется класс задач перспективного проектирования, в которых относительная эффективность различных стратегий меняется во времени. При этом может оказаться, что реализация мероприятий, дающих в начальный период развития экономию, может привести к серьезным убыткам в перспективе [5]. Такие задачи назовем динамическими. Типичным примером являются задачи технико-экономического обоснования новых технических решений. В динамических задачах соотношение экономических показателей различных стратегий развития системы для отдельных этапов развития не является достаточным критерием для выбора наилучшей стратегии. Он должен проводиться по интегральному критерию за достаточно продолжительный период времени. Решение динамических задач требует использования ЭВМ и современных вычислительных методов на базе создания так называемых динамических математических моделей развития ЭЭС. Динамические модели являются мощным инструментом исследования развивающихся ЭЭС в руках квалифицированного проектировщика. Однако ввиду неоднозначности и неполноты перспективной информации и многокритериальности

динамических задач такое исследование и выбор соответствующих решений всегда будет творческой работой, которую невозможно полностью формализовать.

В целом к настоящему времени накоплен достаточный опыт разработки и применения моделей планирования и проектирования развития ЭЭС [6, 7]. Однако существующие модели только частично удовлетворяют требованиям современной практики, которая выдвигает новые, более сложные задачи. Это обусловлено увеличением сложности анализируемых объектов, усилением взаимосвязей между различными энергетическими объединениями, появлением новых технических решений, возникновением задач формирования ЭЭС в новых, промышленно осваиваемых районах. Существенно расширяется состав мероприятий, рассматриваемых при динамическом анализе развития ЭЭС. Во все большей степени проявляется потребность совместного рассмотрения вопросов оптимального размещения и очередности вводов новых генерирующих мощностей и вопросов развития основных электрических сетей. Увеличивается количество вариантов различных мероприятий, рассматриваемых при динамическом анализе развития ЭЭС.

Усложнение конкретных динамических задач проявляется также в тенденции к синтезу вопросов, ранее рассматривавшихся раздельно. Становится все более актуальной такая формулировка задач динамического анализа развития ЭЭС, когда в одном комплексе рассматриваются вопросы формирования структуры сетей ЭЭС и детального анализа их физико-технических свойств. Только при таком подходе можно в какой-то мере преодолеть существующий в настоящее время разрыв в методах управления перспективным развитием ЭЭС и их функционированием. Решение этой сложной задачи может быть достигнуто разработкой соот-



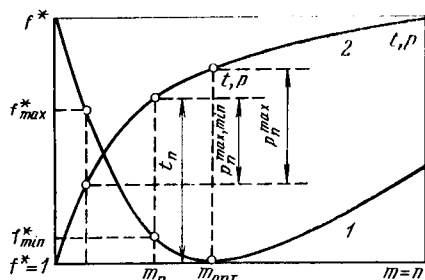


Рис. 1. Теоретические характеристики метода ОИС при использовании приближенных методов оптимизации:  $n$  — количество переменных (альтернативных мероприятий по развитию системы);  $m$  — количество мероприятий, реализованных в ОИС ( $m \leq n$ ); поиск ОИС градиентным методом ведется увеличением значений  $m$

ветствующих методов отображения свойств развивающихся систем и исследованием этих свойств. Опыт показывает, что в указанных условиях использование динамических моделей наталкивается на две основные трудности. Первая обусловлена возрастанием числа переменных — альтернативных мероприятий по развитию системы, вторая — необходимостью более детального анализа способности перспективных ЭЭС к выполнению своих функций по обеспечению экономичности, надежности и качества процессов передачи и распределения электрической энергии.

В настоящей статье дан обзор и оценка методов, позволяющих преодолеть указанные трудности.

1. *Методы повышения допустимого числа переменных.* В настоящее время можно считать установленным, что удовлетворяющие современным принципам системного подхода модели оптимального развития ЭЭС должны создаваться на основе метода динамического программирования, усиленного учетом общих свойств развивающихся ЭЭС. Исследования, проведенные в Физико-энергетическом институте АН Латв.ССР, показали, что для решения практических задач могут быть использованы различные специальные процедуры, имеющие общую методическую базу: они могут быть построены на базе «метода оптимальных исходных состояний (ОИС)» [5]. Идея метода ОИС состоит в отборе из множества всех возможных состояний системы только таких, которые могут участвовать в формировании оптимальной стратегии ее развития. Быстрое возрастание объема множества возможных состояний с увеличением количества переменных является основным источником трудностей. Конкретное содержание исследований по совершенствованию динамических математических моделей состоит в обосновании и разработке более совершенных процедур поиска ОИС. Исследования показывают, что наилучшие возможности создают процедуры на основе градиентного метода поиска ОИС [8].

Принципиальные проблемы, связанные с увеличением числа переменных, и основные средства их решения при использовании метода ОИС иллюстрирует рис. 1. Кривая 1 показывает теоретическую зависимость от  $m$  относительных значений целевой функции  $f^*$  с увеличением  $m$ . Величина  $m_{\text{опт}}$  соответствует минимальному значению  $f^*$  при решении динамической задачи точным методом. Величины  $p$  и  $t$  соответственно память и время, требуемые для решения задачи точным методом; они пропорциональны количеству ОИС при значениях  $m$  от 0 до  $m_{\text{опт}}$ . Кривая 2 показывает изменение  $p$  и  $t$  с увеличением  $m_{\text{опт}}$ . Значения

$p$  и  $t$  пропорциональны величине  $\sum_{m=1}^{m_{\text{опт}}} C_n^m$ . Величина

$f_{\text{мин}}^*$  — минимальное значение целевой функции, достигаемое при использовании приближенного метода; оно соответствует минимальному значению  $df^*/dm$ ; глубина поиска ОИС при этом составляет  $m_n (m_n < m_{\text{опт}})$ , а время поиска  $t_n$  уменьшается ( $t_n < t$ ). Величина  $f_{\text{макс}}^*$  — максимально допустимое значение целевой функции. При ограничении значений целевой функции пределами  $f_{\text{мин}}^* < f^* < f_{\text{макс}}^*$  уменьшаются память  $p_n$  и время поиска  $t_n$ ; при  $1 < f^* < f_{\text{макс}}^*$  снижается только  $p_n$ , но не глубина поиска  $m_{\text{опт}}$  и требуемое время  $t$ . Представленные на рис. 1 теоретические зависимости характеризуют следующие две особенности метода ОИС; предположение о наличии общих свойств минимизируемых целевых функций (можно использовать представление о наличии регулярных зависимостей вида кривой 1) и комбинаторный характер процесса поиска ОИС, в силу которого время  $t$  и память  $p$  на выполнение поиска экспоненциально возрастают с увеличением глубины поиска  $m_n$  и числа переменных  $n$  (кривая 2). Серьезные трудности по требуемой памяти при строгой реализации метода ОИС возникают уже в области задач относительно малой размерности ( $m_{\text{опт}}$  не более 4,  $n$  не более 10).

Анализ общих свойств развивающихся ЭЭС указывает на возможный путь смягчения проблемы размерности, основанный на использовании приближенных реализаций метода ОИС, при которых ограничивается размер множества ОИС. Первоначально приближенные динамические методы разрабатывались при ограничении множества ОИС «сверху». Сущность этого метода состоит в том, что в процессе поиска отбрасываются состояния с значениями целевой функции, превышающими некоторое  $f_{\text{макс}}^*$ , при этом потребная память  $p_n^{\text{макс}} < p$  (рис. 1). Теоретически установлено, что при  $f_{\text{макс}}^* = 1,3-1,4$  потеря оптимального решения исключена. Однако использование только этого приема в принципе не уменьшает глубины поиска ОИС  $m_{\text{опт}}$  и не оказывает существенного влияния на затраты времени  $t$ . Поэтому он эффективен только в задачах с небольшой глубиной поиска ОИС ( $m_{\text{опт}} = 2-3$ ). Однако существует и другой способ ограничения множества ОИС — ограничение «снизу» по значению целевой функции  $f_{\text{мин}}^*$ . Сущность этого метода в том, что поиск ОИС, осуществляемый спуском вдоль зависимости 1, прекращается при значениях градиента  $df^*/dm$ , меньших заданного значения. При этом ограничивается не только объем множества ОИС, но и уменьшается глубина поиска  $m_n$ . Указанный прием по сравнению с первым более эффективен, так как уменьшается не только требуемая память, но и время. Метод ограничения множества ОИС по значениям  $f_{\text{мин}}^*$  позволил существенно расширить область применимости методов анализа развития ЭЭС на базе принципов динамического программирования. Практически реализованные математические модели допускали решение задач с числом переменных порядка 16.

К началу 80-х гг. стало ясно, что можно существенно продвинуться по пути увеличения допустимой размерности динамических задач. В частности, многообещающим является сравнительно новое представление о «прямых» и «итерационных» методах оптимизации [9]. Основным ограничением для применения прямых ме-



тодов является недопустимо большое время решения при большом числе переменных ( $n > 16$ ). Дополнительное ограничение состоит в возрастании вероятности утери оптимального решения. В таких условиях единственным возможным путем представляется использование приемов декомпозиции сложных динамических задач с большим числом переменных на основе классификации мероприятий по развитию ЭЭС по значениям их интегральной системной эффективности. Эта идея и лежит в основе итерационных алгоритмов динамической оптимизации. Сущность итерационных методов состоит в том, что решение динамических задач большой размерности разбивается на этапы — итерации. По итерациям изменяется число переменных и точность нахождения значений  $f^*_{\min}$ . Таким образом, решение динамической задачи с числом переменных  $n$  заменяется решением  $v$  задач меньшего объема, что в принципе должно дать существенную экономию времени, поскольку для прямых методов  $t \equiv 2^n$ , а для итерационных  $t \equiv v \cdot 2^{n/v}$ .

Принцип реализации итерационного метода оптимизации и его эффективность иллюстрированы на рис. 2, где представлено разделение задачи на две итерации. На 1-й итерации в процессе поиска ОИС значения целевой функции ограничены «снизу» по величине допустимого градиента целевой функции  $\delta_1$ . При этом уменьшена глубина поиска ОИС ( $m_n^1 < m_{\text{опт}}$ ), а требуемые время и память равны соответственно  $t_1 < t$  и  $p_1 < p$ . На 2-й итерации понижена размерность задачи ( $n_2 = n^0 - m_n^1$ ), но увеличена точность нахождения минимальных значений  $f^*$  ( $\delta_2 = 0$ ). Глубина поиска ОИС, время и память соответственно равны  $m_n^2$ ,  $t_2$  и  $p_2$ . Полное время решения задачи  $t_1 + t_2 < t$ .

Эффективность итерационного метода состоит в том, что на каждой итерации снижается глубина поиска ОИС. При этом отдельные мероприятия классифицируются по их системной эффективности таким образом, что на начальных итерациях отбираются мероприятия с наибольшей системной эффективностью, а на последующих происходит улучшение полученных стратегий (рис. 3). В оптимальной схеме рис. 3 ( $v=7$ ,  $\delta=0$ ) реализовано 8 новых мероприятий ( $m_{\text{опт}}=8$ ), представленных группами элементов: А, В, 1 и 2, 3 и 4, 5 и 6, 7 и 9, 8, 10 и 11. Мероприятия А, В, 1 и 2 имели максимальный системный эффект. Системный эффект мероприятий 10 и 11 минимален и составляет менее 1 %. Мероприятия А и В представляют собой вводы новых генерирующих мощностей.

В период 1981—1985 гг. в Физико-энергетическом институте было проведено экспериментальное исследование итерационных динамических методов, результаты которого в основном подтвердили приведенные теоретические предпосылки [10]. Созданы промышленные оптимизационные модели, допускающие решение задач при числе переменных до 32, и получен опыт их применения при проектировании развития реальных ЭЭС.

2. Методы учета физико-технических свойств ЭЭС при динамическом анализе их развития. Характерным для сложных развивающихся ЭЭС с большим количеством альтернативных взаимозаменяемых мероприятий является то, что оценки решений по их экономическим и техническим показателям часто оказываются противоречивыми [11]. Поэтому не всегда мероприятия, имеющие наилучшие экономические показатели, обес-

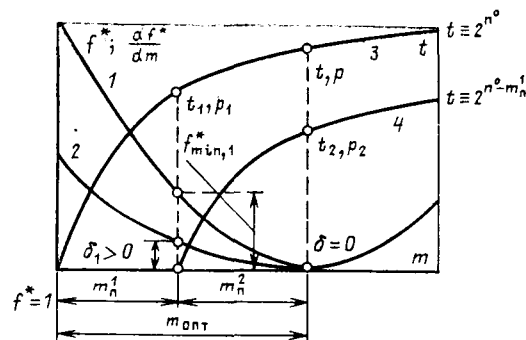


Рис. 2. Теоретические характеристики итерационного метода оптимизации:

1 — кривая изменения относительных значений целевой функции  $f^*$  с увеличением  $m$ ; 2 — кривая изменения  $df^*/dm$  с увеличением  $m$ ; 3 — зависимость времени  $t$  и памяти  $p$  от глубины поиска ОИС  $m$  при решении динамической задачи с  $n^0$  переменными прямыми методом, при этом глубина поиска составляет  $m_{\text{опт}}$  при условии прекращения поиска  $\delta = df^*/dm = 0$

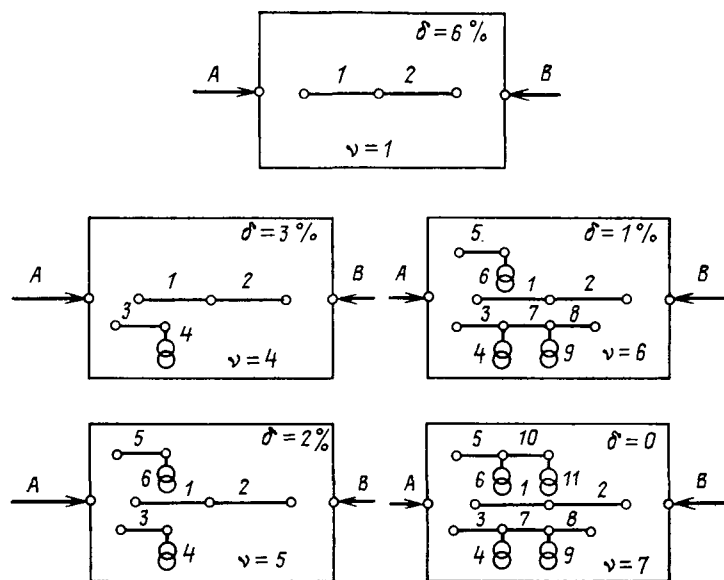


Рис. 3. Иллюстрация оптимизации развития ЭЭС итерационным методом:

$v$  — номер итерации;  $\delta$  — минимально допустимое значение градиента целевой функции

печивают желаемый эффект с точки зрения удержания технических характеристик системы в допустимых пределах. Именно это обстоятельство обуславливает необходимость анализа физико-технических свойств ЭЭС при сопоставлении вариантов их развития. Характерный пример отсутствия коррелятивной связи между оценками вариантов по их экономическим и техническим показателям приведен на рис. 4. На рис. 4, а представлены данные для сети 110 кВ с оценкой надежности схемы сетей по уровням напряжения в послеаварийных режимах. Выпадение точки с координатами  $W_s=1$ ,  $W_T=6$  свидетельствует о наличии мероприятий, не эффективных с точки зрения уменьшения надежностей сетей в послеаварийных режимах. На рис. 4, б приведены данные для сети 20 кВ с возможностью ее питания от различных подстанций. Оценка надежности вариантов питания проведена по уровню вероятного недоотпуска электроэнергии. Отсутствие связи между



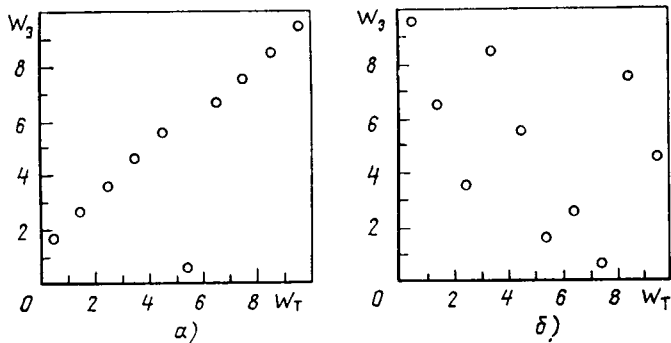


Рис. 4. Связь между относительными оценками вариантов развития сложных ЭЭС по различным критериям:  $W_э$  — оценка вариантов по экономическим показателям (меньшее значение  $W_э$  соответствует меньшим приведенным затратам);  $W_т$  — оценка вариантов по техническим показателям (меньшее значение  $W_т$  соответствует лучшим показателям по надежности электроснабжения)

оценками  $W_э$  и  $W_т$  свидетельствует о противоречивости различных оценок этих вариантов.

В исследованиях методов динамического анализа развития ЭЭС можно отметить тенденцию к повышению детализации учета условий их перспективного функционирования. Первоначально разрабатывались экономико-математические методы с расчетом распределения мощностей в сложных системах, удовлетворяющего только первому закону Кирхгофа. Получаемые результаты при этом часто не соответствовали действительной картине распределения мощностей. Это стимулировало разработку методов расчета так называемого «естественного потокораспределения», которое в большей степени соответствует действительным физико-техническим свойствам ЭЭС. Современное направление исследований, развиваемое, в частности, в Физико-энергетическом институте, связано с учетом наличия в системах регулирующих устройств и с разработкой методов, содержащих элементы оптимизации параметров режима развивающихся систем [11]. Одновременно возросло количество различных показателей, определяемых на базе анализа режимов и используемых для оценки различных аспектов экономичности, надежности и качества функционирования развивающихся ЭЭС. Частично это обусловлено необходимостью исследования системной эффективности новых технических решений, которая часто проявляется в улучшении технических характеристик развивающихся ЭЭС.

Состав показателей функционирования, учитываемых при динамическом анализе развития ЭЭС, весьма разнообразен и определяется конкретными особенностями систем (классом напряжения электрических сетей, их структурой и функциями). В их число входят, например, потоки мощности, уровни напряжения, взаимные проводимости между источниками питания, потоки мощности в сечениях систем, нагрузки головных участков районов сетей системы, загрузка регулируемых трансформаторов и т. п. Производными от упомянутых показателей являются такие характеристики вариантов как потери активной и реактивной мощности, а также соответствующие издержки, дополнительные затраты на установку средств регулирования напряжения, реакторов и компенсирующих устройств, ущербы, связанные с нарушением ограничений на значения различных параметров режимов. Приведенный перечень свидетельствует о колоссальном объеме переработки

информации при реализации современных методов динамического анализа развития ЭЭС.

Некоторое представление о содержании задач анализа условий функционирования развивающихся ЭЭС с различными физико-техническими свойствами дает также таблица. Приведенные в ней данные показывают, какие характеристики функционирования сложных систем учитываются в разработанных в Физико-энергетическом институте математических моделях. Несмотря на несомненный прогресс методики анализа функционирования развивающихся систем, в настоящее время решены далеко не все проблемы. В частности, ощущается потребность в разработке динамических методов анализа вопросов, связанных с выбором состава, пунктов размещения и сроков установки источников реактивной мощности с учетом динамики развития систем, более глубокого исследования коррелятивных связей между показателями, определяемыми методами с различной степенью детализации отображаемых процессов функционирования развивающихся систем, обосновании и разработке диалоговых систем, позволяющих полнее включать элементы инженерной интуиции в процессе выбора решений по развитию ЭЭС.

При динамическом анализе развития ЭЭС с учетом условий их функционирования возникают проблемы оценки допустимости решений по ограничениям, накладываемым на различные технические параметры системы (см. таблицу). Известны два принципиально различных подхода к учету ограничений, которые можно назвать «жестким» и «нежестким». При жестком подходе недопустимые состояния исключаются из процесса поиска решений. Однако при этом необходимо осуществлять поиск по избыточной области альтернативных мероприятий, что связано со значительным увеличением глубины поиска решений. Еще более существенно, что при этом невозможно использовать эффективные методы поиска ОИС из-за неблагоприятной формы целевых функций. Исследования, проведенные в Физико-энергетическом институте, показали, что для построения динамических моделей оптимального развития ЭЭС более перспективен нежесткий подход к учету ограничений. При таком подходе недопустимые состояния не исключаются из процесса поиска решений, но соответствующим образом «удорожаются». При этом есть возможность принимать во внимание и глубину нарушения ограничений, что повышает объективность оценки решений.

При нежестком учете ограничений неизбежное увеличение глубины поиска решений компенсируется тем, что возможно применять эффективные методы поиска ОИС, такие как градиентный метод. Таким образом,

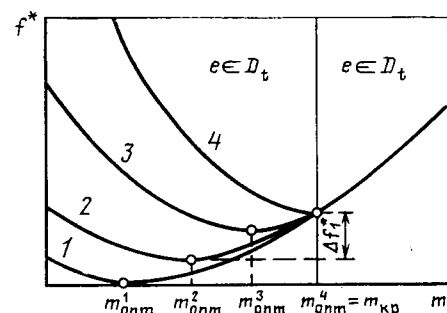


Рис. 5. Теоретические характеристики метода ОИС при многокритериальной оценке состояний системы



Класс напряжения сетей, кВ	Показатели функционирования ЭЭС		
	Потери электроэнергии	Уровни напряжения	Ущерб на ограничение электропотребления
220	определяются на основании расчетов естественного распределения активных мощностей с учетом продолжительности характерных режимов	учитываются дополнительные затраты на компенсацию небалансов реактивной мощности	ограничения, связанные с нарушением требований к устойчивости в критических режимах; ограничения по загрузке трансформаторов и линий
110 10—35	определяются на основании расчетов экономического распределения активных мощностей критериев оптимальности	определяются уровни напряжения для нормальных и послеаварийных режимов и вводятся ограничения на их значения; учитываются дополнительные затраты на установку местных средств регулирования напряжения	ограничения по загрузке трансформаторов и линий; ограничения по уровню напряжения в послеаварийных режимах; ограничения по загрузке трансформаторов и линий; ограничения по уровням напряжения в послеаварийных режимах; аварийные и плановые отключения участков сети, имеющих одностороннее питание

различные технические факторы при нежестком учете ограничений на их значения используются в качестве дополнительных критериев [12, 13]. Оптимизационные процедуры при этом протекают направленно таким образом, что происходит отбор решений, наиболее эффективных для достижения разумного компромисса между всеми рассматриваемыми критериями.

В разрабатываемых в Физико-энергетическом институте динамических математических моделях при оптимизационных расчетах с многокритериальной оценкой решений используется следующая форма целевой функции:

$$f^* = \sum_{t=1}^T S_t \left( \sum_{j=1}^{n_t} A_j + \sum_{j=1}^{n_t} B_j + \sum_{j=1}^{N_t} C_j + \sum_{j=1}^{N_t} D_j + \sum_{m=1}^M \sum_{j=1}^{N_{t,m}} E_{j,m} \right), \quad (1)$$

где  $T$  — число этапов периода, за который исследуется развитие системы;  $n_t$  — количество новых элементов, введенных в систему за отрезок времени  $t$  (поиск оптимального состава и сроков ввода этих элементов представляет собой предмет оптимизационной задачи);  $N_t$  — общее число элементов в системе;  $M$  — число ограничений, накладываемых на технические параметры системы.

Первые четыре члена в выражении (1) характеризуют приведенные затраты на развитие системы, в которых учтены постоянные составляющие затрат ( $A$ ), постоянные составляющие издержек на потери ( $B$ ), зависящие от нагрузок составляющие издержек ( $C$ ), ущерб от вероятностного недоотпуска электроэнергии ( $D$ ). Что касается последнего члена, то он представляет собой суммарную штрафную функцию, формируемую при нежестком учете нарушения ограничений. Из таблицы следует, что конкретные методы определения штрафных функций различаются в зависимости от свойств исследуемых ЭЭС.

Теоретические характеристики метода ОИС при многокритериальной оценке состояний системы имеют форму, представленную на рис. 5. Состояния  $e \in D_t$  соответствуют допустимым состояниям. Количество мероприятий, реализованных в таких состояниях, не менее  $m_{кр}$ . Для зависимости 1 штрафные функции на нару-

шение ограничений не учтены, а величина  $m_{опт}$  соответствует значению  $f^*$ . Для зависимостей 2, 3, 4 рассмотрены соответственно «мягкая», «умеренная» и «сильная» оценки нарушения ограничений. При мягкой оценке поиск ОИС прекращается при значении  $m_{опт}^2$ . При этом получаем решения с существенными нарушениями ограничений. Для их устранения требуются дополнительные затраты  $\Delta f_1^*$ . При умеренной оценке ограничений остаточные нарушения незначительны. При сильной оценке получаем состояния, удовлетворяющие всем ограничениям.

Из рис. 5 следует, что при динамическом анализе развития ЭЭС необходима многокритериальная оценка решений, а также преимуществ методов, основанных на нежестком учете ограничений. Реализация наиболее эффективного градиента метода поиска ОИС без учета штрафных функций позволила бы найти лишь состояния с числом реализованных мероприятий  $m_{опт}^1$ , в которых качество функционирования системы не удовлетворяет техническим требованиям. Исследования развития конкретных ЭЭС, выполненные в Физико-энергетическом институте, показали, что такие ситуации типичны, в частности, для распределительных систем среднего напряжения, обычно являющихся протяженными и слабозагруженными, а также для протяженных систем высокого и сверхвысокого напряжения при наличии слабых межсистемных связей, в которых возникают проблемы устойчивости передачи электроэнергии [11, 14]. Чтобы получить состояния, удовлетворяющие ограничениям, потребовалось бы продолжить поиск в диапазоне значений  $m_{опт}^1 - m_{кр}$ . Но в указанном диапазоне состояния находятся на возрастающей части кривой 1, что исключает использование градиентного метода поиска. Пришлось бы использовать методы, основанные на переборе состояний, что в задачах даже небольшой размерности невозможно реализовать. Включение в целевые функции дополнительного члена ( $E$ ) увеличивает диапазон значений  $m$ , в котором можно использовать градиентный метод поиска ОИС. При достаточно «сильном» учете ограничений градиентный метод поиска позволил бы найти состояния, удовлетворяющие всем ограничениям (кривая 4). Возможно также реализовать подходы, при которых получаются решения со сравнительно небольшими нарушениями ограничений, что, как пра-



вило, является достаточным для практических целей (кривая 3).

**Выводы.** 1. Отличительная черта системного подхода к вопросам планирования развития ЭЭС состоит в необходимости достаточно детального учета их внутренних и внешних связей, а также в учете свойства динамичности развития. Формализованным аппаратом такого системного анализа могут служить динамические математические модели развития ЭЭС.

2. В настоящее время созданы эффективные методы динамического анализа моделирования развития ЭЭС. Разработаны прикладные программы, предназначенные для решения сетевых задач на уровне управления перспективным развитием объединенных и районных ЭЭС. Получен опыт их практического применения.

3. Основными проблемами при разработке методов динамического анализа развития ЭЭС являются возрастающая в современных условиях сложность оптимизационных задач и необходимость анализа физикотехнических свойств развивающихся систем. Последнее позволяет оценивать способность перспективных ЭЭС выполнять функции по обеспечению экономичности, надежности и качества электроснабжения и полнее учитывать системную эффективность новых технических решений.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Веников В. А. Задачи и возможности автоматизированного перспективного проектирования электроэнергетических систем. — *Электричество*, 1982, № 4.
2. Ершевич В. В., Хабачев Л. Д. Первоочередные вопросы автоматизации проектирования энергосистем. — *Электричество*, 1982, № 4.
3. Веников В. А. Электроэнергетика как большая система кибернетического типа. — *Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт*, 1985, № 5.

4. Системный подход при управлении развитием электроэнергетики/Л. С. Беляев, Г. В. Войцеховская, В. А. Савельев и др. — Новосибирск: Наука, 1980.
5. Дале В. А., Кришан З. П., Паэгле О. Г. Динамические методы анализа развития сетей энергосистем. — Рига: Зинатне, 1979.
6. Волькенгау И. М., Зейлигер А. Н., Хабачев Л. Д. Экономика формирования электроэнергетических систем. — М.: Энергия, 1981.
7. Применение вычислительных методов в энергетике/Под ред. В. А. Веникова и Ю. Ф. Архипцева. — М.: Энергоатомиздат, 1983.
8. Кришан З. П. Построение динамических моделей оптимального развития сетей электроэнергетических систем. — *Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт*, 1981, № 3.
9. Дале В. А., Кришан З. П., Паэгле О. Г. Итерационные методы решения динамических задач развития электроэнергетических систем большой размерности. — *Изв. АН Латв.ССР. Сер. физ. и техн. наук*, 1984, № 4.
10. Экспериментальное исследование итерационных методов решения динамических задач оптимизации развития электроэнергетических систем (ЭЭС) большой размерности/В. А. Дале, З. П. Кришан, О. Г. Паэгле, Л. В. Олейникова. — *Изв. АН Латв.ССР. Сер. физ. и техн. наук*, 1986, № 4.
11. Дале В. А., Кришан З. П., Паэгле О. Г. Методы отображения условий функционирования распределительных сетей при оптимизации их перспективного развития. — *Изв. АН Латв.ССР. Сер. физ. и техн. наук*, 1984, № 5.
12. Кришан З. П. Вопросы теории динамической оптимизации развития электрических сетей в многокритериальной постановке. — *Изв. АН Латв. ССР. Сер. физ. и техн. наук*, 1981, № 3.
13. Арзамасцев Д. А. Введение в многоцелевую оптимизацию энергосистем. — Свердловск: Изд. УПИ, 1984.
14. Абрамова Х. Я., Кришан З. П., Раговска М. А. Математическая модель оптимизации развития электроэнергетических систем с учетом ограничений по статической устойчивости. — *Изв. АН Латв.ССР. Сер. физ. и техн. наук*, 1985, № 1.

[20.10.86]



УДК 621.315.1.018.782.3:681.14.001.24

## Несимметричные режимы в электропередачах сверхвысокого напряжения при переходных процессах

БОГРУНОВ В. Г., канд. техн. наук, ЛАЗАРЕВА Л. Б., инж., САМОРОДОВ Г. И., канд. техн. наук

СибНИИЭ

При исследовании энергетических систем, содержащих линии электропередач сверхвысокого напряжения (ЛЭП СВН), в ряде случаев необходим расчет динамической устойчивости с определением параметров сложно-несимметричного режима на шаге численного интегрирования дифференциальных уравнений, описывающих электромагнитные и электромеханические переходные процессы. Так, например, при исследовании циклов ОАПВ в различных типах ЛЭП СВН повышенной пропускной способности необходимо оценить не только уровень динамической устойчивости, но и проверить допустимость повышения фазных напряжений в соответствии с вольт-секундными характеристиками изоляции, рассчитать ток дуги подпитки и восстанавливающееся напряжение на отключенной фазе с целью выявления условий погасания дуги, оценить нагрев двигателей и генераторов токами обратной последовательности, проанализировать функционирование устройств релейной защиты и автоматики, реагирующих на различные параметры режима промышленной частоты и др.

Существующие методики расчета динамической устойчивости [1, 2] используют правило эквивалентности прямой последовательности и позволяют определить параметры режима в функции времени лишь по прямой последовательности. Методики расчета сложно-несимметричных режимов [3] позволяют определить параметры режима электрической сети по всем трем последовательностям или в фазных координатах, но в статической постановке. Ниже предлагается методика расчета несимметричных режимов сложной сети, содержащей многоцепные ЛЭП с большим числом несимметричных элементов, не противоречащая существующим методикам расчета динамической устойчивости.

Для расчета сложно-несимметричных режимов электрическую сеть обычно разделяют на две подсистемы: симметричную и несимметричную, содержащую источники несимметрии. Расчет режима несимметричной подсистемы целесообразно выполнять в фазных координатах при достаточно точном математическом моделировании отдельных элементов этой подсистемы,



а расчет остальной части сети — в координатах симметричных составляющих (1, 2, 0) [3, 4]. Для математического описания симметричной и несимметричной подсистем наиболее широко используется матричная зависимость типа **Y**. Для широкого круга задач несимметричную подсистему можно представить совокупностью цепочечных схем, в общем случае моделирующих многоцепные линии электропередач, содержащие несимметричные элементы. Расчет режимов в таких электропередачах с использованием ЭВМ [5—8] рекомендуется осуществлять методом матричных параметров, который использует матричную зависимость типа **A** и имеет две модификации: активного и пассивного многополюсника **A**-формы.

В первом случае места полных разрывов и металлических к. з. замещаются соответственно источниками э. д. с. и тока, а во втором — сопротивлениями и проводимостями большого порядка. При замещении разрывов и к. з. активными элементами метод сложно реализуется на ЭВМ, особенно при расчете сети, содержащей несколько электропередач с источниками несимметрии.

Во втором случае метод матричных параметров реализуется на ЭВМ просто, однако не позволяет выполнить расчет режима электропередачи, если количество мест разрывов и к. з. больше двух — трех: происходит либо переполнение разрядной сети числа ЭВМ, либо потеря точности вычислений в результате выполнения машинных операций с числами, имеющими большой разброс [7]. В связи с отмеченными недостатками метод матричных параметров не получил широкого распространения, и расчет электрических величин в схемах цепочечной структуры обычно выполняют на основе более сложных алгоритмов, использующих зависимость типа **Y** [7].

Для расчета цепочечных схем с большим количеством источников несимметрий ниже предлагается метод матричных многочленов. Метод использует матричную зависимость типа **A** и сочетает в себе преимущества обеих модификаций метода матричных параметров: точность результатов и возможность учета большого числа мест разрывов и к. з. при замещении их активными элементами; универсальность вычислительного алгоритма, его независимость от количества и вида несимметричных элементов при замещении мест разрывов и к. з. сопротивлениями и проводимостями большого порядка.

Суть метода матричных многочленов заключается в определении токов и напряжений в сечениях электропередачи в виде функции комплексной переменной  $\xi = Z_p = Y_{к.з.}$ , замещающей места полных разрывов и металлических к. з., с последующим осуществлением предельного перехода при  $\xi \rightarrow \infty$ .

Результат предельного перехода не зависит от переменной  $\xi$ , поэтому в промежуточных расчетах ее значение может быть произвольным, что используется ниже для обращения матрицы многочленов относительно величины  $\xi$ .

Уравнения многоцепной электропередачи в фазных координатах записываются следующим образом:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{U}_n^\Phi \\ \mathbf{I}_n^\Phi \end{bmatrix} = \mathbf{M}_s^\Phi \times \begin{bmatrix} \mathbf{U}_k^\Phi \\ \mathbf{I}_k^\Phi \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{A}_{н.к}^\Phi & \mathbf{B}_{н.к}^\Phi \\ \mathbf{C}_{н.к}^\Phi & \mathbf{D}_{н.к}^\Phi \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \mathbf{U}_k^\Phi \\ \mathbf{I}_k^\Phi \end{bmatrix};$$

$$\mathbf{M}_s^\Phi = \prod_{j=1}^{n_{эл}} \begin{bmatrix} \mathbf{A}_j^\Phi & \mathbf{B}_j^\Phi \\ \mathbf{C}_j^\Phi & \mathbf{D}_j^\Phi \end{bmatrix}.$$

Здесь  $\mathbf{U}_n^\Phi = (\mathbf{U}_n^{(v)})$ ,  $\mathbf{U}_k^\Phi = (\mathbf{U}_k^{(v)})$ ,  $\mathbf{I}_n^\Phi = (\mathbf{I}_n^{(v)})$ ,

$\mathbf{I}_k^\Phi = (\mathbf{I}_k^{(v)})$  —  $v = \overline{1, 3m}$  — векторы напряжений и токов в условном начале и конце электропередачи вида  $\mathbf{U}_n^\Phi = [\mathbf{U}_{n1}^{(A)}, \mathbf{U}_{n1}^{(B)}, \mathbf{U}_{n1}^{(C)}, \mathbf{U}_{n2}^{(A)}, \mathbf{U}_{n2}^{(B)}, \mathbf{U}_{n2}^{(C)}, \dots, \mathbf{U}_{nm}^{(A)}, \mathbf{U}_{nm}^{(B)}, \mathbf{U}_{nm}^{(C)}]$ ;  $m$  — количество параллельных цепей;  $t$  — индекс транспонирования;  $\mathbf{M}_s^\Phi$  — матрица  $6m$ -го порядка эквивалентного (обобщенного) многополюсника электропередачи;  $\mathbf{A}_j^\Phi$ ,  $\mathbf{B}_j^\Phi$ ,  $\mathbf{C}_j^\Phi$ ,  $\mathbf{D}_j^\Phi$  — подматрицы  $3m$ -го порядка  $j$ -го элемента электропередачи, в том числе имитирующего различные виды повреждений и коммутаций;  $n_{эл}$  — количество элементов электропередачи.

При замещении мест разрывов и к. з. параметром  $\xi$  эквивалентный многополюсник определяется в виде матричного многочлена:

$$\mathbf{M}_s^\Phi(\xi) = \mathbf{M}_0^\Phi + \mathbf{M}_1^\Phi \xi + \mathbf{M}_2^\Phi \xi^2 + \dots + \mathbf{M}_R^\Phi \xi^R = \begin{bmatrix} \mathbf{A}_{н.к}^\Phi(\xi) & \mathbf{B}_{н.к}^\Phi(\xi) \\ \mathbf{C}_{н.к}^\Phi(\xi) & \mathbf{D}_{н.к}^\Phi(\xi) \end{bmatrix}, \quad (1)$$

где  $\mathbf{M}_0^\Phi$ ,  $\mathbf{M}_1^\Phi$ ,  $\mathbf{M}_2^\Phi$ , ...,  $\mathbf{M}_R^\Phi$  — матричные коэффициенты  $6m$ -го порядка при соответствующих степенях параметра  $\xi$ ;  $\mathbf{A}_{н.к}^\Phi(\xi)$ ,  $\mathbf{B}_{н.к}^\Phi(\xi)$ ,  $\mathbf{C}_{н.к}^\Phi(\xi)$ ,  $\mathbf{D}_{н.к}^\Phi(\xi)$  — квадратные подматрицы  $3m$ -го порядка, элементы которых являются многочленами степени  $R$ ;  $R$  — количество мест разрывов и к. з. в электропередаче.

Токи на условном конце электропередачи при известных  $\mathbf{U}_n^\Phi$  и  $\mathbf{U}_k^\Phi$  определяются также в функции от  $\xi$ :

$$\mathbf{I}_k^\Phi(\xi) = \frac{\mathbf{B}_\Delta^\Phi(\xi) \{ \mathbf{U}_n^\Phi - \mathbf{A}_{н.к}^\Phi(\xi) \mathbf{U}_k^\Phi \}}{d(\xi)} - \frac{\mathbf{I}_k^\Phi(\xi)}{d(\xi)}, \quad (2)$$

где  $d(\xi) = d_0 + d_1 \xi + d_2 \xi^2 + \dots + d_s \xi^s$  — главный определитель;  $\mathbf{B}_\Delta^\Phi(\xi)$  — присоединенная матрица для  $\mathbf{B}_{н.к}^\Phi(\xi)$ ;  $\mathbf{I}_k^\Phi(\xi)$  — векторный многочлен вида

$$\mathbf{I}_k^\Phi(\xi) = \mathbf{I}_{k0}^\Phi + \mathbf{I}_{k1}^\Phi \xi + \mathbf{I}_{k2}^\Phi \xi^2 + \dots + \mathbf{I}_{ks}^\Phi \xi^s. \quad (3)$$

Степень  $S$  векторного многочлена (3) и главного определителя  $d(\xi)$  вычисляется по следующей формуле:

$$S = S_1 + 2S_2 + \dots + iS_i + \dots + 3mS_{3m}, \quad (4)$$

где  $S_i$  — количество мест разрывов и к. з., состоящих из  $i$  источников простых несимметрий (под последними понимается разрыв и к. з. на землю одного провода, а также к. з. двух проводов без земли).

Коэффициенты  $d_0$ ,  $d_1$ ,  $d_2$ , ...,  $d_s$  главного определителя  $d(\xi)$  вычисляются путем обращения матрицы Вандермонда

$$\begin{bmatrix} d_0 \\ d_1 \\ d_2 \\ \vdots \\ d_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & \xi_0 & \xi_0^2 & \dots & \xi_0^s \\ 1 & \xi_1 & \xi_1^2 & \dots & \xi_1^s \\ 1 & \xi_2 & \xi_2^2 & \dots & \xi_2^s \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 1 & \xi_s & \xi_s^2 & \dots & \xi_s^s \end{bmatrix}^{-1} \times \begin{bmatrix} d(\xi_0) \\ d(\xi_1) \\ d(\xi_2) \\ \vdots \\ d(\xi_s) \end{bmatrix}, \quad (5)$$

где  $d(\xi_0)$ ,  $d(\xi_1)$ ,  $d(\xi_2)$ , ...,  $d(\xi_s)$  — определители матриц  $\mathbf{B}_{н.к}^\Phi(\xi_0)$ ,  $\mathbf{B}_{н.к}^\Phi(\xi_1)$ ,  $\mathbf{B}_{н.к}^\Phi(\xi_2)$ , ...,  $\mathbf{B}_{н.к}^\Phi(\xi_s)$  при  $\xi = \xi_i$  —  $i = \overline{0, S}$ .

Аналогично вычисляются коэффициенты элементов присоединенной матрицы  $\mathbf{B}_\Delta^\Phi(\xi)$ . Для избежания большого разброса элементов матрицы Вандермонда вычисления



следует выполнять при

$$\xi_i = e^{j \frac{360i}{S+1}}, i = \overline{0, S}.$$

Из (2) при  $\xi \rightarrow \infty$  определяется вектор токов в условном конце электропередачи:

$$\mathbf{I}_K^\Phi = \lim_{\xi \rightarrow \infty} \frac{\dot{\mathbf{I}}_K^\Phi(\xi)}{d(\xi)} = \frac{\dot{\mathbf{I}}_{KS}^\Phi}{ds}. \quad (6)$$

После определения  $\dot{\mathbf{I}}_K^\Phi(\xi)$  и  $\dot{\mathbf{U}}_K^\Phi(\xi) = \mathbf{U}_K^\Phi d(\xi)$  расчет параметров режима в сечениях электропередачи выполняется по уравнениям

$$\begin{bmatrix} \dot{\mathbf{U}}_j^\Phi(\xi) \\ \dot{\mathbf{I}}_j^\Phi(\xi) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{A}_j^\Phi(\xi) & \mathbf{B}_j^\Phi(\xi) \\ \mathbf{C}_j^\Phi(\xi) & \mathbf{D}_j^\Phi(\xi) \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \dot{\mathbf{U}}_{j+1}^\Phi(\xi) \\ \dot{\mathbf{I}}_{j+1}^\Phi(\xi) \end{bmatrix}; \quad (7)$$

$$\begin{bmatrix} \mathbf{U}_j^\Phi \\ \mathbf{I}_j^\Phi \end{bmatrix} = \lim_{\xi \rightarrow \infty} \frac{1}{d(\xi)} \begin{bmatrix} \dot{\mathbf{U}}_j^\Phi(\xi) \\ \dot{\mathbf{I}}_j^\Phi(\xi) \end{bmatrix} = \frac{1}{ds} \begin{bmatrix} \dot{\mathbf{U}}_{js}^\Phi \\ \dot{\mathbf{I}}_{js}^\Phi \end{bmatrix}, \quad (8)$$

где  $\dot{\mathbf{U}}_j^\Phi(\xi)$ ,  $\dot{\mathbf{I}}_j^\Phi(\xi)$ ,  $\dot{\mathbf{U}}_{j+1}^\Phi(\xi)$ ,  $\dot{\mathbf{I}}_{j+1}^\Phi(\xi)$  — векторные многочлены вида (3) по концам  $j$ -го многополюсника, в общем случае включающего места разрывов и к. з.

Расчет электрической сети, содержащей несколько электропередач с несимметричными элементами, выполняется в следующей последовательности [9]. Для каждой электропередачи эквивалентный многополюсник из  $A$ -формы преобразуется в  $Y$ -форму:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{I}_H^\Phi \\ \mathbf{I}_K^\Phi \end{bmatrix} = \mathbf{Y}_s^\Phi \begin{bmatrix} \mathbf{U}_H^\Phi \\ \mathbf{U}_K^\Phi \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{H.H}^\Phi & \mathbf{Y}_{H.K}^\Phi \\ \mathbf{Y}_{K.H}^\Phi & \mathbf{Y}_{K.K}^\Phi \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{U}_H^\Phi \\ \mathbf{U}_K^\Phi \end{bmatrix},$$

где

$$\begin{aligned} \mathbf{Y}_{H.H}^\Phi &= \lim_{\xi \rightarrow \infty} \frac{\mathbf{D}_{H.K}^\Phi(\xi) \mathbf{B}_\Delta^\Phi(\xi)}{d(\xi)}; \\ \mathbf{Y}_{H.K}^\Phi &= \lim_{\xi \rightarrow \infty} \frac{\mathbf{C}_{H.K}^\Phi(\xi) d(\xi) - \mathbf{D}_{H.K}^\Phi(\xi) \mathbf{B}_\Delta^\Phi(\xi) \mathbf{A}_{H.K}^\Phi(\xi)}{d(\xi)}; \\ \mathbf{Y}_{K.H}^\Phi &= - \lim_{\xi \rightarrow \infty} \frac{\mathbf{B}_\Delta^\Phi(\xi)}{d(\xi)}; \\ \mathbf{Y}_{K.K}^\Phi &= \lim_{\xi \rightarrow \infty} \frac{\mathbf{B}_\Delta^\Phi(\xi) \mathbf{A}_{H.K}^\Phi(\xi)}{d(\xi)}. \end{aligned}$$

Затем составляются уравнения узловых потенциалов для граничных переменных в координатах симметричных составляющих:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{I}_D^{(1)} \\ \mathbf{I}_D^{(2)} \\ \mathbf{I}_D^{(0)} \end{bmatrix} = \mathbf{Y}_{D1}^C \begin{bmatrix} \mathbf{U}_D^{(1)} \\ \mathbf{U}_D^{(2)} \\ \mathbf{U}_D^{(0)} \end{bmatrix}; \quad (9)$$

$$\begin{bmatrix} -\mathbf{I}_D^{(2)} \\ -\mathbf{I}_D^{(0)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{D11}^{(2)} & 0 \\ 0 & \mathbf{Y}_{D11}^{(0)} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \mathbf{U}_D^{(2)} \\ \mathbf{U}_D^{(0)} \end{bmatrix}, \quad (10)$$

где  $\mathbf{I}_D^{(v)} = (\mathbf{I}_{Dj}^{(v)})$ ,  $\mathbf{U}_D^{(v)} = (\mathbf{U}_{Dj}^{(v)})$  —  $j = \overline{1, n_D}$  — подвекторы граничных токов и напряжений  $v$ -ой последовательности;  $n_D$  — количество граничных узлов, т. е. количество узлов, к которым примыкают многоцепные электропередачи с источниками несимметрии;

$\mathbf{Y}_{D1}^C = \mathbf{M}_{nr} \text{diag}(\mathbf{a}_i^{-1}) \mathbf{M}_1 \text{diag}(\mathbf{Y}_{sj}^\Phi) \mathbf{M}_i \text{diag}(\mathbf{a}_i) \mathbf{M}_{nr}^t$  —  $i = \overline{1, n_D}$ ;  $j = \overline{1, n_{\text{эп}}}$  — квадратная матрица  $3 n_D$ -го порядка собственных и взаимных проводимостей несиммет-

ричной подсистемы относительно граничных узлов;  $n_{\text{эп}}$  — количество электропередач с источниками несимметрии;  $\mathbf{M}_1$  — первая матрица инцидентий (каждая электропередача характеризуется своими начальными ( $3 m$ ) и конечными ( $3 m$ ) ветвями);  $\mathbf{a}$  — матрица преобразования координат вида

$$\mathbf{a} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ a^2 & a & 1 \\ a & a^2 & 1 \end{bmatrix}; \quad a = e^{j120^\circ};$$

$\mathbf{M}_{nr}$  — квадратная матрица перегруппировки переменных по последовательностям  $3 n_D$ -го порядка;  $\mathbf{Y}_{D11}^{(2)} = (\mathbf{Y}_{D11ij}^{(2)})$ ,  $\mathbf{Y}_{D11}^{(0)} = (\mathbf{Y}_{D11ij}^{(0)})$  —  $i = \overline{1, n_D}$ ;  $j = \overline{1, n_D}$  — матрицы собственных и взаимных проводимостей симметричной подсистемы, получаемые путем эквивалентирования схем замещения по обратной и нулевой последовательностям относительно граничных узлов.

Из (9) и (10) путем исключения переменных  $\mathbf{U}_D^{(2)}$ ,  $\mathbf{U}_D^{(0)}$ ,  $\mathbf{I}_D^{(2)}$ ,  $\mathbf{I}_D^{(0)}$  определяется матрица многополюсника  $\mathbf{Y}_\Delta^{(1)}$ , связывающего токи и напряжения только прямой последовательности по концам электропередач с источниками несимметрии:

$$\mathbf{I}_D^{(1)} = \mathbf{Y}_\Delta^{(1)} \mathbf{U}_D^{(1)}. \quad (11)$$

Как правило, элементы матрицы  $\mathbf{Y}_\Delta^{(1)}$  изменяются в моменты осуществления коммутаций в схеме, а в интервалах времени между коммутациями остаются постоянными. Исключение составляют случаи, когда в несимметричной подсистеме учитываются нелинейные эффекты. Учет статических характеристик нагрузок не нарушает постоянства  $\mathbf{Y}_\Delta^{(1)}$  в интервале времени между коммутациями (если нагрузочные узлы отнесены к симметричной подсистеме), так как элементы матрицы  $\mathbf{Y}_\Delta^{(1)}$  не зависят от параметров элементов симметричной подсистемы по прямой последовательности.

Следует также отметить, что если все места несимметрии характеризуются одной особенной фазой, то матрица  $\mathbf{Y}_\Delta^{(1)}$  симметрична относительно главной диагонали. В этом случае можно составить однолинейную схему замещения несимметричной подсистемы по прямой последовательности.

Напряжения прямой последовательности во всех узлах сети на шаге итерационного расчета определяются из следующих уравнений:

$$\begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \mathbf{I}_r^{(1)} \end{bmatrix} = [\mathbf{Y}_{11}^{(1)} + \mathbf{Y}_1^{(1)}] \begin{bmatrix} \mathbf{U}_D^{(1)} \\ \mathbf{U}_n^{(1)} \\ \mathbf{E}_Q^{(1)} \end{bmatrix}; \quad (12)$$

$$E_{Qi} = E_{qi}' \frac{x_{qi}}{x_{di}} - \frac{x_{qi} - x_{di}'}{x_{di}} \mathbf{U}_{ri} \cos(\delta_i - \varphi_{ri}) - i = \overline{1, n_r}, \quad (13)$$

где  $\mathbf{I}_r^{(1)} = (\mathbf{I}_{ri}^{(1)})$  —  $j = \overline{1, n_r}$  — подвектор токов в генераторных узлах;  $n_r$  — количество генераторных узлов;  $\mathbf{U}_D^{(1)} = (\mathbf{U}_{Dj}^{(1)})$  —  $j = \overline{1, n_D}$ ,  $\mathbf{U}_n^{(1)} = (\mathbf{U}_{nj}^{(1)})$  —  $j = \overline{1, n_n}$  — подвекторы напряжений в граничных и нагрузочных (пассивных) узлах;  $n_n$  — количество нагрузочных (пассивных) узлов;  $\mathbf{E}_Q = (\mathbf{E}_{Qj})$  —  $j = \overline{1, n_r}$  — подвектор фиктивных э. д. с.;  $\mathbf{Y}_{11}^{(1)} = (\mathbf{Y}_{11ij}^{(1)})$  —  $i = \overline{1, n_D + n_n + n_r}$ ;  $j = \overline{1, n_D + n_n + n_r}$  — матрица собственных и взаимных



проводимостей прямой последовательности для симметричной подсистемы;

$$Y_I^{(1)} = \begin{bmatrix} Y_{\Delta}^{(1)} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix};$$

$E'_{qi}$  — продольные составляющие э. д. с. за переходными индуктивными сопротивлениями  $x_{di}$ ;  $x_{qi}$  — сопротивления по поперечным осям машин;  $U_{ri} < \varphi_{ri}$  и  $\delta_i$  — векторы напряжений в генераторных узлах и углы роторов относительно синхронной оси.

В процессе итерационного решения системы уравнений (12) и (13) определяются  $U_D^{(1)}$ ,  $U_n^{(1)}$ ,  $I_r^{(1)}$  и  $E_Q$ , а величины  $E'_{qi}$  и  $\delta_i$  остаются неизменными. Они определяются на шаге численного интегрирования уравнений движения роторов и переходных процессов в обмотках возбуждения генераторов:

$$T_{Ji} \frac{d^2 \delta_i}{dt^2} + P_{Di} \frac{d \delta_i}{dt} = P_{Ti}(\Pi_{Ti}, t) - P_{ei}; \quad (14)$$

$$T_{doi} \frac{dE'_{qi}}{dt} = E_{qei}(\Pi_{Bi}, t) - E_{qi}, \quad (15)$$

где  $P_{Di}$  — демперные коэффициенты  $i$ -го генератора;  $T_{Ji}$  и  $T_{doi}$  — инерционные постоянные и постоянные времени контуров возбуждения;  $P_{Ti}$  и  $P_{ei}$  — механические мощности турбин и электромагнитные мощности генераторов;  $E_{qei}$  и  $E_{qi}$  — вынужденные э. д. с. холостого хода и э. д. с. холостого хода;  $\Pi_{Ti}$  и  $\Pi_{Bi}$  — векторы параметров режима, по которым ведется регулирование, а также параметров элементов контуров управления турбинами и возбуждением.

После определения напряжений прямой последовательности  $U_D^{(1)}$  рассчитываются напряжения обратной  $U_D^{(2)}$  и нулевой  $U_D^{(0)}$  последовательностей в  $n_D$  граничных узлах путем совместного решения уравнений (9) и (10), а затем в остальных узлах симметричной подсистемы  $U_n^{(2)}$  и  $U_n^{(0)}$  методом узловых потенциалов. Параметры режима в сечениях электропередач с источниками несимметрии определяются методом матричных многочленов по уравнениям (7) и (8).

Разработанная методика расчета реализована на алгоритмическом языке ФОРТРАН применительно к

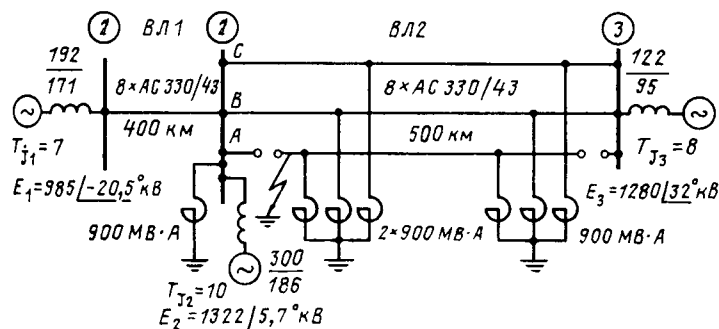


Рис. 1. Схема электропередачи (сопротивления генераторов указаны в омах (числитель — по прямой (обратной), знаменатель — по нулевой последовательностям), постоянные инерции указаны в секундах)

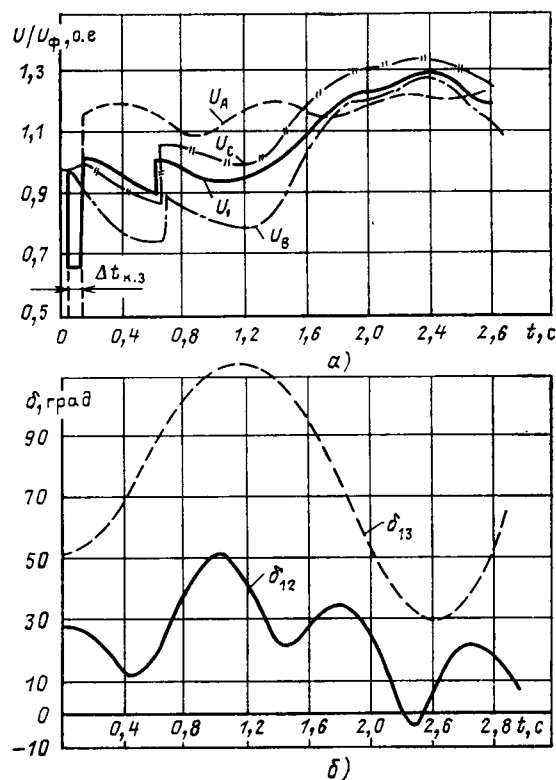


Рис. 2. Изменения параметров режима системы во время переходного процесса: а — изменение напряжений в узле 2 схемы на рис. 1; б — изменение взаимных углов генераторов

ЭВМ БЭСМ-6. Программа позволяет выполнять расчеты переходных процессов в сети объемом до 90 узлов, 300 ветвей, 50 генераторов и до 5 многопроводных (от 3 до 10 фазных проводов и тросов) ЛЭП с источниками несимметрии. Каждая многопроводная ЛЭП может включать в свой состав следующие элементы: продольно и поперечно включенные комплексные сопротивления, всевозможные виды к. з., разрывы, места транспозиции фазных проводов и тросов, ВЛ с пофазнонеравными параметрами и др. — всего до 150 несимметричных элементов.

**Пример расчета.** На рис. 1 приведена схема электропередачи с указанием параметров генераторов, ВЛ и реакторов.

На рис. 2 приведены результаты расчета переходного процесса (при  $E'_{qi} = \text{const}$ ), обусловленного возникновением устойчивого однофазного к. з. на фазе А. Через 0,12 с, начиная с момента возникновения к. з., отключается поврежденная фаза, а через 0,66 с отключаются реакторы ВЛ 2 стороны узла 2 (в противном случае происходит нарушение динамической устойчивости). Из рис. 2, а следует, что фазные напряжения на шинах промежуточной подстанции заметно отличаются от напряжения прямой последовательности, что в общем случае указывает на необходимость анализа режима напряжений в ЛЭП СВН при переходных процессах трехфазной постановке.

**Выводы.** 1. Предложенный метод матричных многочленов может быть применен для расчета режимов в многопроводных электропередачах с многократной несимметрией.

2. Разработанная методика расчета динамической устойчивости при сложном несимметричных возмущениях



позволяет осуществлять пофазный анализ режима сети при переходных процессах.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Жданов П. С. Вопросы устойчивости электрических систем. — М.: Энергия, 1979.
2. Веников В. А. Электромеханические переходные процессы в электрических системах. — М. — Л.: Госэнергоиздат, 1958.
3. Лосев С. Б., Чернин А. Б. Вычисление электрических величин в несимметричных режимах электрических систем. — М.: Энергоатомиздат, 1983.
4. Мельников Н. А. Использование матричного метода при исследовании режимов работы электрических сетей. — Тр./ВНИИЭ, 1965, т. XXII.

5. Костенко М. В., Шкарин Ю. П. Расчет параметров высокочастотного тракта по линиям электропередачи. — Энергетика и транспорт, 1967, № 1.

6. Гершенгорн А. И., Голембо З. Б. Исследование несимметрии в электрической системе, содержащей линии сверхвысокого напряжения, с помощью ЭЦВМ. — Электричество, 1967, № 4.

7. Костенко М. В., Перельман Л. С., Шкарин Ю. П. Волновые процессы и электрические помехи в многопроводных линиях высокого напряжения. — М.: Энергия, 1973.

8. Заславская Т. Б., Пушкарёва Л. И., Королюк Ю. Ф. Расчет несимметричных режимов многоцепных дальних электропередач с помощью метода матричных параметров. — Тр./СибНИИЭ, 1973, вып. 24.

9. Веников В. А., Суханов О. А. Кибернетические модели электрических систем. — М.: Энергоиздат, 1982.

[28.09.86]

УДК 621.311.12.024.1

## Об использовании линий электропередачи постоянного тока в электроэнергетических системах<sup>1</sup>

ЕРШЕВИЧ В. В., ШЛИМОВИЧ В. Д.

Свойства линий электропередачи и вставок постоянного тока (ППТ и ВПТ), а также технико-экономические соображения определили основные направления их использования в современных электроэнергетических системах (ЭЭС). В мировой практике реализованы следующие из этих направлений [1]:

а) передача электроэнергии на дальние расстояния по территориям, не имеющим предпосылок к сооружению в перспективе промежуточных подстанций;

б) пересечение больших водных пространств и глубокие вводы в города и промышленные центры по территориям, труднопроходимым для воздушных ЛЭП;

в) применение отдельных электропередач для усиления связей и улучшения устойчивости параллельной работы сети переменного тока;

г) несинхронные связи между ЭЭС с различными номинальными частотами или с различными стандартами регулирования частоты.

Разумеется, такая классификация направлений использования постоянного тока содержит определенную условность, так как реальные объекты часто имеют многоцелевое назначение.

Использование ППТ для пересечения водных преград и участков, не допускающих прокладку ВЛ, определяется преимуществами кабельных линий постоянного тока перед кабельными линиями переменного тока по ряду технических параметров (отсутствие ограничений по зарядной мощности, лучшие условия работы изоляции и т. д.) и не связано непосредственно с формированием и развитием объединяемых ЭЭС. «Разделительные» свойства ППТ — независимость режимов работы соединяемых ЭЭС по частоте — должны в данном случае рассматриваться как попутный эффект. Решение об использовании ППТ для передачи электроэнергии в мощную ЭЭС от находящихся на значительном расстоянии периферийных электростанций и комплексов также не связано жестко с условиями развития ЭЭС, а определяется сравнительными экономическими показателями вариантов переменного и постоянного тока.

Таким образом, при использовании ППТ по первым двум из перечисленных выше направлений их качественные отличия от электропередач переменного тока практически не оказывают влияния на развитие ЭЭС.

Иначе обстоит дело с третьим и четвертым направлениями. Сооружение ППТ и ВПТ как элементов основной сети существенно изменяет условия развития и управления режимами всей ЭЭС. Основная сеть ЭЭС приобретает качественно новые свойства: регулирование потока по каждой связи постоянного тока осуществляется изменением углов зажигания вентилях (выпрямителей и инверторов), тогда как в сети переменного тока можно воздействовать только на потоки в сечениях ЭЭС путем изменения нагрузок генераторов по одну или по обе стороны от сечения.

В последнее время создались предпосылки к существенно более широкому использованию ППТ в ЭЭС: успехи в освоении техники постоянного тока, позволившие осуществить сооружение ряда зарубежных ППТ напряжением до 1066 кВ и мощностью до 2 ГВт [2] и ВПТ СССР — Финляндия мощностью 1065 МВт [3, 4];

начало сооружения в СССР ППТ напряжением 1500 кВ Экибастуз — Центр;

рост требований к управляемости электрических сетей в масштабах, которым не соответствуют электропередачи переменного тока, даже оборудованные современными средствами регулирования (управляемыми реакторами, статическими тиристорными компенсаторами реактивной мощности, устройствами регулирования напряжения по модулю и по фазе с тиристорным управлением);

постоянно снижающаяся эффективность усиления уже сформировавшейся сложной сети переменного тока за счет сооружения дополнительных линий; так, например, в сечении сети 500 кВ при среднем расстоянии между мощными опорными узлами порядка 1000 км ввод второй линии увеличивает предел по устойчивости на 75 %, тогда как ввод пятой линии только на 40 %, от предела для первой линии (рис. 1); имеются и другие факторы, снижающие эффективность дополнительных линий переменного тока, сооружаемых для усиления уже сложившейся сети;

<sup>1</sup> Статья печатается в порядке обсуждения. Отклики на нее помещены в разделе «Дискуссия».



назревшая необходимость присоединения к Единой ЭЭС (ЕЭЭС) СССР ряда небольших энергоузлов в зоне севера азиатской части страны, характеризующихся большими расстояниями между ними (1000 км и более) и крайне низкой эффективностью в связи с этим формирования системообразующей сети на переменном оке;

быстрое увеличение плотности нагрузки и размеров промышленных и городских агломераций, требующее резкого расширения применения кабельных линий, и возникновение ряда других условий, ограничивающих использование ВЛ.

Ниже рассматриваются возможности использования ППТ в ЕЭЭС СССР по трем направлениям: усиление основной сети ЕЭЭС СССР, присоединение к сложившимся ЭЭС и энергообъединениям периферийных районов и энергоузлов и создание управляемых межсистемных связей.

*Усиление основной сети ЕЭЭС СССР.* Принятое в Энергетической программе направление дальнейшего развития топливно-энергетической базы электроэнергетики предполагает в целом энергетически сбалансированное развитие главных регионов ЕЭЭС СССР и не содержит экономических предпосылок для электронного транспорта энергии на большие расстояния.

Растущие потребности в электроэнергии европейской зоны ЕЭЭС СССР будут удовлетворяться в основном за счет строительства АЭС. Энергоресурсы восточных районов будут привлекаться сюда только в форме потоков органического топлива для производства тепла в период до массового освоения ядерных источников теплоснабжения. Электроэнергетика восточной зоны ЕЭЭС СССР будет базироваться главным образом на ресурсах Экибастузского и Канско-Ачинского бассейнов, а также на дальнейшем освоении гидроэнергетического потенциала сибирских рек. Тем не менее дальнейшее усиление концентрации производства электроэнергии, выражающееся в росте единичной мощности энергоблоков и агрегатов электростанций, увеличение нагрузки потребителей и общей мощности электростанций, работающих в составе ЕЭЭС СССР, требуют постоянного наращивания пропускной способности системообразующей сети, связывающей крупнейшие энергообъединения, входящие в ЕЭЭС СССР — Юга, Центра, Урала и Сибири. Это необходимо из-за роста потоков мощности, связанных с реализацией эффекта совместной работы ЭЭС в ЕЭЭС СССР, компенсацией аварийных отключений энергетических блоков, случайных отклонений от расчетного баланса в отдельных регионах, совмещением не совпадающих по времени максимумов нагрузки ЕЭЭС, маневрированием топливными, ядерными и гидроэнергетическими ресурсами.

Уже на этапе удвоения по сравнению с достигнутым уровнем мощности ЕЭЭС СССР необходимая пропускная способность основной сети в ее средних сечениях в условиях сбалансированного развития отдельных регионов составит 12—15 ГВт.

Эти требования будут усилены необходимостью решения на предстоящем этапе ряда задач структурно-энергетического характера.

Одним из главных факторов, воздействующих на развитие системообразующей сети ЕЭЭС СССР и относительно легко поддающихся количественной оценке, является неоднородность структур производства электроэнергии и электропотребления в двух крупных регионах страны — европейской части и Сибири. Для АЭС,

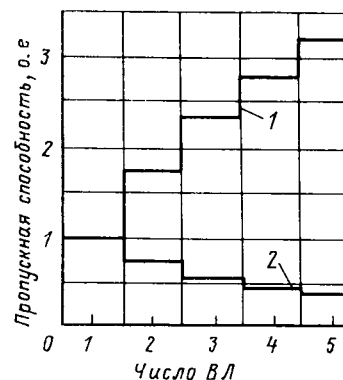


Рис. 1. Эффективность электрической сети переменного тока: 1 — пропускная способность сети; 2 — прирост пропускной способности

размещаемых преимущественно в европейской зоне ЕЭЭС СССР с неравномерным режимом электропотребления, требуется по экономическим и техническим причинам базисный режим.

С другой стороны, маневренные возможности сибирских ГЭС не могут быть полностью использованы в плотном графике нагрузки своего региона. Указанное противоречие может быть разрешено только при сооружении между этими регионами магистральных ЛЭП большой пропускной способности. Это позволит использовать маневренные возможности ГЭС Сибири для участия в регулировании графика нагрузки европейских ЭЭС и обеспечения благоприятного режима АЭС. Ночная избыточная энергия АЭС европейской зоны будет передаваться на восток и позволит сократить в эти часы расход гидроресурсов сибирских водохранилищ. Накопленная вода обеспечит использование свободной мощности сибирских ГЭС в дневные часы. При дефиците энергобаланса восточных энергосистем эта мощность будет использована на месте, при его избыточности передана в обратном направлении, на запад. В этом случае сооружение межсистемных связей Восток — Запад по существу является альтернативой сооружению ГАЭС соответствующей мощности в европейских районах (рис. 2, а). На рис. 2, а показано: горизонтальная штриховка — выработка электроэнергии на ГЭС Сибири; вертикальная штриховка — получение энергии из европейских ЭЭС; наклонная штриховка — выдача энергии в европейские ЭЭС.

Как показали технико-экономические сопоставления, использование свободной мощности ГЭС Сибири для регулирования графика нагрузки европейских энергосистем является наиболее эффективным способом выравнивания режима АЭС.

На рис. 2, б приведены обобщенные результаты технико-экономических сопоставлений вариантов создания электрических связей для передачи мощности из Сибири в европейскую часть страны и в противоположном направлении с вариантами сооружения ГАЭС в европейской части страны. При дальности передачи мощности от ГЭС 3000—5000 км сооружение ГАЭС оправдано при их удельной стоимости ниже соответственно 250—300 руб./кВт.

К. п. д. передачи энергии в ночные часы в Сибирь и в дневное время в обратном направлении может быть обеспечен не ниже, чем к. п. д. аккумуляирования энергии на ГАЭС.

Полупиковые теплосиловые установки (специальные



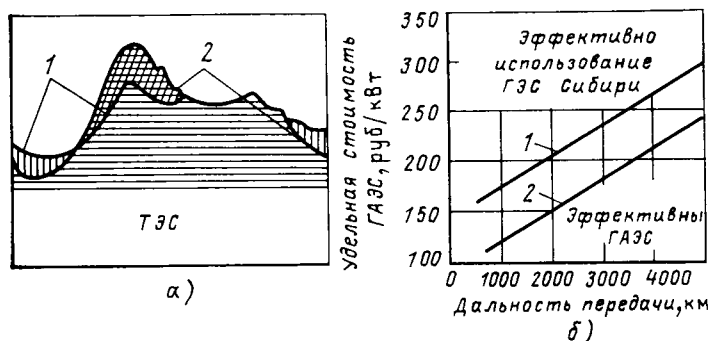


Рис. 2. Сравнительная эффективность использования ГАЭС и сибирских ГЭС в европейской части страны: а — режимы использования ГЭС Сибири (1 — режим работы ГЭС в суточном графике ОЭС Сибири; 2 — то же при передаче мощности в европейское ЭЭС); б — условия эффективности использования ГЭС Сибири (1 — с учетом затрат на дополнительные агрегаты на ГЭС Сибири; 2 — без учета этих затрат)

полуликовые энергоблоки, парогазовые установки) также не могут успешно конкурировать с использованием ГЭС Сибири ввиду ограниченности возможных масштабов применения, которые определяются ограниченными объемами органического топлива.

Для обеспечения совместной работы АЭС в европейской части СССР и ГЭС восточных районов (прежде всего Ангара-Енисейских, а в дальнейшем и Среднеазиатских) необходимо сооружение межсистемных связей по направлению Восток — Запад протяженностью 3—4 тыс. км. При таких расстояниях дополнительную пропускную способность целесообразно обеспечивать за счет сооружения магистральных ППТ, полностью освобожденных от распределительных функций, сохраняя функции распределения мощности от крупных электростанций и усиления межсистемных связей смежных районов за электропередачами напряжением 500 и 1150 кВ переменного тока. Напряжение 1500 кВ, принятое для строящейся электропередачи Экибастуз — Тамбов, даст возможность экономично передавать на указанное выше расстояние (3—4 тыс. км) мощность 6—10 ГВт по одной линии. Поэтому напряжение 1500 кВ следует признать достаточным на длительный период (примерно до двукратного удвоения мощности ЕЭС СССР) для обеспечения пропускной способности основной сети ЕЭС по направлению Восток — Запад на уровне 20 ГВт, требующихся по общим оценкам условий развития ЕЭС [5] и вполне достаточных для практически полного использования мощности ГЭС восточных районов.

**Присоединение периферийных районов.** В СССР имеется ряд районов, расположенных далеко в стороне от главного направления Сибирь — Урал — Центр — Юг, по которому уже создана и в перспективе усиливается основная сеть ЕЭС цепочечного характера. К таким районам следует отнести ОЭС Средней Азии, ОЭС Востока в ее сегодняшних границах, совокупность формирующихся энергоузлов на обширной территории севера азиатской части страны, ЭЭС острова Сахалин, районы возможного размещения крупных ядерно-энергетических комплексов в европейской части страны, Туруханскую ГЭС и другие удаленные энергоисточники.

Существенного усиления электрических связей ОЭС Средней Азии с ЕЭС требуют наличие в этом регионе значительного гидроэнергетического потенциала (очень

сложного по характеру использования из-за тесных взаимосвязей с орошением), дефицит местных топливно-энергетических ресурсов для электростанций вследствие нецелесообразности увеличения использования на них природного газа, сейсмичность, затрудняющая строительство АЭС. Учитывая большой удельный вес ГЭС и специфический характер режимов электропотребления (орошение, высокие летние температуры и т. д.), примыкание связей ОЭС Средней Азии с ЕЭС целесообразно ориентировать на крупные источники базисной мощности — АЭС европейской части страны или ГРЭС КАТЭКа. Одним из вариантов решения может быть сооружение в северной части ОЭС Средней Азии промежуточных подстанций на одной из перспективных магистралей постоянного тока напряжением 1500 кВ Восток — Запад, связывающей оба указанных источника. В качестве первого этапа возможно сооружение прямой питающей ППТ от одного из них, хотя в этом случае напряжение 1500 кВ длительное время не сможет быть использовано полностью по условию надежности из-за большого удельного веса такой ППТ в общей мощности ОЭС Средней Азии.

В начале следующего столетия может возникнуть проблема дефицита экологических ресурсов в наиболее обжитой части европейской территории страны, в связи с чем потребуются размещение большой мощности вновь сооружаемых АЭС в составе мощных ядерно-энергетических комплексов [6].

В этом случае встанет задача формирования экономичной и надежной схемы выдачи мощности такого комплекса, обеспечивающей передачу 20—30 ГВт и более на расстояние порядка 2 тыс. км. Аналогичные задачи будут возникать и при формировании схем выдачи сверхмощных удаленных энергоисточников, в том числе нетрадиционного типа. Во всех подобных схемах в качестве одного из альтернативных вариантов наряду с линиями 1150 кВ переменного тока должны рассматриваться и ППТ 1500 кВ (в более отдаленной перспективе для еще больших мощностей необходимо рассматривать и более высокие номинальные напряжения как переменного, так и постоянного тока). Результаты классических исследований в области экономики передачи электроэнергии и оценки последних лет показывают, что при длинах, существенно превышающих 1000 км, постоянный ток имеет экономические преимущества даже без учета его особых технических свойств.

Вслед за завершением формирования ЕЭС СССР на обжитой части страны возникает сложная технико-экономическая проблема формирования и объединения ЭЭС и энергоузлов в малообжитых, удаленных от основных энергетических центров северных районах азиатской части страны. Характерным для этой зоны являются: большая удаленность друг от друга промышленных и энергетических узлов, высокая стоимость добычи топлива и его доставки к местам использования, суровые климатические условия.

В этой зоне имеется ряд энергоузлов с достаточно крупными (мощностью в сотни МВт) ГЭС — действующая Вилюйская и Колымская, проектируемая Адычанская (на притоке Яны). Эффективность присоединения таких узлов к энергосистемам обосновывается повышением надежности электроснабжения в периоды маловодья и улучшением использования пиковой мощности ГЭС. Для объединения крупных энергоузлов в северных районах азиатской части СССР и присоединения их к ЕЭС необходимы электропередачи длиной 1—



1,5 тыс. км пропускной способностью порядка 500 МВт (для ряда наиболее удаленных малых узлов могут потребоваться электропередачи и меньшей мощности). При таких длинах конкурентоспособными с традиционными линиями переменного тока и, по-видимому, более эффективными будут ППТ. Однако для необходимого масштаба передаваемой мощности номинальное напряжение таких ППТ должно быть значительно ниже, чем 1500 кВ (ориентировочно 600—800 кВ).

На этом же напряжении постоянного тока может рассматриваться сооружение ЛЭП для усиления связи ОЭЭС Закавказья с ЕЭЭС СССР (возможно, с использованием кабельных линий).

Специфическая задача, для решения которой применение ППТ является практически единственным решением, — присоединение энергосистемы Сахалина к ОЭЭС Востока кабельной линией через Татарский пролив. Сроки ее эффективной реализации определяются фактическим ходом развития сетей в северо-восточной части ОЭЭС.

Таким образом, среди задач присоединения периферийных районов и электростанций есть такие, которые могут быть решены применением ППТ 1500 кВ, а есть и такие, которые требуют разработки ППТ существенно более низкого напряжения.

**Повышение управляемости ЕЭЭС СССР.** Одной из сложнейших технических проблем дальнейшего развития ЕЭЭС СССР является проблема управления ее режимами в нормальных и, в особенности, в аварийных условиях. Увеличение в структуре генерирующей мощности удельного веса АЭС с энергоблоками пониженной маневренности, освоение ЛЭП высших напряжений 750 и 1150 кВ переменного тока, увеличение единичных мощностей электростанций и энергоблоков, усложнение схемы электрической сети ЕЭЭС СССР требует принятия радикальных мер для повышения управляемости ЕЭЭС СССР.

В процессе поисков путей решения этой проблемы высказываются предложения о нецелесообразности сохранения синхронной работы ЕЭЭС СССР на всей территории ее формирования, а разделении ЕЭЭС СССР на несинхронно работающие секции, например, с помощью ВПТ [7].

Такое разделение несколько снижает требования к пропускной способности системообразующей сети в образующихся секциях ЕЭЭС (наибольший эффект в этом плане достигается при разделении ЕЭЭС пополам). Однако уменьшение размеров синхронно работающего энергообъединения (при той же его структуре) увеличивает удельный вес происходящих в нем возмущений и, как следствие, снижает реализуемый эффект параллельной работы входящих в него ЭЭС.

Реализация секционирования требует чрезмерно больших капиталовложений, оно связано с размыканием действующих ЛЭП параллельно работающей сети, что приводит к ее недоиспользованию и к снижению надежности питания потребителей в зоне секционирования. Положительный эффект секционирования реализуется только после сооружения всего комплекса связанных с ним объектов.

Возникновение локальных дефицитов мощности и энергии в отдельных регионах ЕЭЭС СССР носит в значительной степени неопределенный характер, и в перспективе может возникнуть необходимость локализации региона, не совпадающего ни с одной из секций, образованных с помощью ВПТ.

Уже сооружение первой ППТ 1500 кВ Экибастуз — Тамбов (и тем более создание отбора мощности от нее в ОЭЭС Урала и ее продление в восточном направлении до Итата) позволит создать гибкую схему, в которой в случае необходимости может быть осуществлено временное отделение от ЕЭЭС СССР региона, испытывающего острый дефицит мощности или энергии, посредством отключения нескольких линий переменного тока или размыкания секционных выключателей в заранее подготовленных точках без нарушения целостности ЕЭЭС СССР. Использование ВПТ для секционирования по частоте рассматривается в СССР только для межгосударственных связей. Уже несколько лет успешно работает ВПТ на связи 330/400 кВ СССР — Финляндия [4], проектируются вставки постоянного тока для повышения управляемости экспорта электроэнергии из ЕЭЭС СССР в ОЭЭС других стран — членов СЭВ.

В СССР ведутся проектные работы по ВПТ (или ППТ) еще в одном направлении — для управления потоками с целью предупреждения перегрузок элементов кольцевой сети переменного тока большой протяженности. Рассмотрено кольцо Томск — Нижневартовск — Сургут — Тюмень — Урал — Кустанай — Экибастуз — Барнаул — Томск длиной в несколько тысяч км. В проекте конкретной электропередачи рассмотрены варианты сооружения ППТ длиной 900 км, напряжением  $\pm 375$  кВ и пропускной способностью 1,5 ГВт либо двух цепей переменного тока напряжением 500 кВ с такой же длиной и пропускной способностью с ВПТ на одном из концов. Предпочтение отдано варианту с ВПТ.

В рассматриваемом случае сохранение кольца без управляемого элемента потребовало бы либо секционирования сети в зоне расположения ответственных потребителей, либо больших затрат на усиление отдельных элементов кольцевой схемы. Расчетные потоки мощности в этой схеме имеют реверсивный характер с изменением направления не только по сезонам, но часто и в течение суток. Это связано с тем, что рассматриваемое кольцо связывает четыре крупных энергорайона, в одном из которых расположен ряд мощных ГЭС с большими диапазонами суточного, сезонного и даже многолетнего регулирования, а в трех других — комплексы ТЭС на резко отличающихся видах топлива и, следовательно, с разными режимами работы. Большая длина кольца определяет его большое электрическое сопротивление, что в сочетании с неопределенностью перспективных режимов и высокими требованиями к быстрой реакции регулирования потока в аварийных ситуациях делает крайне неэффективными другие способы управления потоками, например, продольную компенсацию или фазоповоротные устройства.

**Проблема создания сети постоянного тока.** До настоящего времени технико-экономический анализ целесообразности строительства ППТ проводился применительно к задаче сооружения одного-двух конкретных объектов, чаще всего — для случаев пересечения водных преград и дальнего транспорта энергии.

Такой, явно не системный, подход был в какой-то мере оправдан и приемлем на перспективу, в которой рассматривались отдельные, уникальные, не связанные друг с другом ППТ. Для вышеуказанных направлений использования ППТ такую разобщенность можно считать нормальным явлением и поэтому нельзя строго осуждать пестроту номинальных значений основных па-



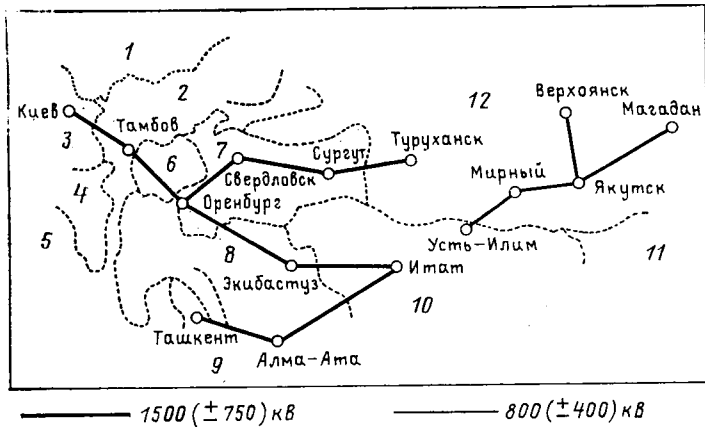


Рис. 3. Сеть постоянного тока: 1 — ОЭС Северо-Запада; 2 — ОЭС Центра; 3 — ОЭС Юга; 4 — ОЭС Северного Кавказа; 5 — ОЭС Закавказья; 6 — ОЭС Средней Волги; 7 — ОЭС Урала; 8 — ОЭС Казахстана; 9 — ОЭС Средней Азии; 10 — ОЭС Сибири; 11 — ОЭС Дальнего Востока; 12 — изолированные энергосистемы Северо-Востока

раметров, характерную для действующих в мире ППТ: даже номинальное напряжение, одинаковое для двух-трех ППТ, на сегодня — редкость [2].

Постановка задачи массового использования ППТ в качестве элементов основной сети ЕЭЭС СССР и тем более задачи создания сети постоянного тока требует обязательного рассмотрения долгосрочных стратегий развития ЕЭЭС. Такие стратегии приводят к некоторым конечным этапам, на которых для достаточно большого числа взаимосвязанных объектов постоянного тока можно показать физико-технические и экономические преимущества новых свойств, придаваемых ими основной сети ЕЭЭС. Здесь полезно провести аналогию с условиями рассмотрения вопроса о вводе новой ступени напряжения сетей переменного тока: опыт показывает, что нельзя правильно оценить требуемые параметры сети нового напряжения, рассматривая только первые ее объекты, а необходимо представить достаточно развитую сеть.

При определившейся географии размещения потребителей и электростанций и примерной сбалансированности восточной и западной зон ЕЭЭС «костяк» системообразующей сети ЕЭЭС должен формироваться в виде двух-трех мощных электропередач Восток — Запад и кольцевой схемы в западной части ЕЭЭС (рис. 3). Максимальные требования к связям Восток — Запад предъявляются в центральной части сложившейся цепочечной структуры ЕЭЭС — в районе энергообъединений Средней Волги и Урала.

Все реальные задачи усиления основной сети ЕЭЭС СССР в период до 2000 г. решаются развитием сетей переменного тока напряжением не выше 750 и 1150 кВ и отдельных ППТ и ВПТ. В начале следующего века дальнейшее развитие основной сети ЕЭЭС и в первую очередь усиление системообразующих линий по направлению Восток — Запад, потребует перехода на новый уровень, либо традиционным путем — внедрением новой степени напряжения переменного тока около 2000 кВ, либо качественно новым — массовым использованием ППТ.

В настоящее время при отсутствии достоверных характеристик перспективного оборудования и объектов в целом как для постоянного, так и для переменного тока нет оснований для категорических суждений о ко-

личественных показателях эффективности того или иного варианта на столь отдаленном уровне. Однако, учитывая принципиальные преимущества ППТ, в качестве долгосрочной стратегии развития основной сети ЕЭЭС СССР следует ориентироваться на создание в перспективе единой сети постоянного тока. В связи с этим уже сегодня сооружение любых отдельных ППТ должно рассматриваться как начальный этап создания сети, а параметры ППТ и расположение их подстанций должны выбираться исходя из интересов создания в последующем единой сети.

Создание единой сети постоянного тока напряжением 1500 кВ как основной сети ЕЭЭС СССР не исключает сооружения в примыкающих сетях переменного тока отдельных ППТ или ВПТ в качестве управляемых элементов и для других задач (например, присоединение энергосистемы острова Сахалин и развития сети постоянного тока более низкого напряжения на севере азиатской части страны).

Для повышения эффективности первых ППТ крайне важно скоординировать их ввод с развитием сетей высших напряжений переменного тока таким образом, чтобы ввод ППТ максимально отодвигал сроки ввода новых ступеней напряжения в отдельных регионах, а по возможности исключал их. Это относится не только к обширной зоне ЕЭЭС СССР, где в качестве возможной следующей ступени напряжения переменного тока рассматривается напряжение около 2000 кВ, но и к регионам, где сегодня в качестве высшего напряжения используется 500 кВ (Средняя Азия, Дальний Восток, Север Тюменской области, Закавказье) или 220 кВ (Северо-Восток страны).

Новой и достаточно сложной задачей создания сети постоянного тока является разработка принципов технических средств селективной коммутации элементов сети постоянного тока.

Несомненно, при наличии протяженной сети постоянного тока отключение всего полюса сети, в котором произошло повреждение, ради отключения в паузе сеточного АПВ поврежденного элемента (участка линии, блока преобразовательного устройства) противоречит требованиям обеспечения надежности ЕЭЭС СССР. Такое, даже кратковременное, отключение может привести к недопустимому нарушению режима сети переменного тока в одном из сечений ЕЭЭС СССР. С точки зрения обеспечения надежности ЕЭЭС СССР весьма желательно, чтобы отключение единичного повреждения в сети постоянного тока не приводило к действию противоаварийной автоматики в сети переменного тока ЕЭЭС СССР.

С другой стороны, техническая сложность силового выключателя постоянного тока, а следовательно его высокая стоимость, заставляют искать решения, связанные с коммутацией более укрупненных звеньев, чем это имеет место в сетях переменного тока. Решение указанных вопросов должно осуществляться с учетом следующих факторов:

конструктивных особенностей, технико-экономических показателей, надежности выключателя постоянного тока;

статической устойчивости и динамических характеристик сети переменного тока ЕЭЭС СССР;

динамических характеристик и допустимых величин форсировки остающихся в работе элементов сети постоянного тока.

Поэтому параллельно с разработкой силового выключателя постоянного тока необходимо определение



принципов селективной коммутации в сети постоянного тока с выявлением коммутируемых звеньев и способов резервирования отказов отключения.

**Выводы.** 1. Экономически эффективным и технически подготовленным средством увеличения пропускной способности основной сети ЕЭЭС СССР для межрегиональных обменов мощностью и энергией по направлению Восток — Запад при дальности передачи 1—1,5 тыс. км и более, являются электропередачи постоянного тока. Развитие электропередачи 1500 кВ Экибастуз — Тамбов в многоподстанционную электропередачу, связывающую основные регионы ЕЭЭС СССР — Сибирь, Казахстан, Урал, Центр, а возможно, и Юг — и сооружение ряда других аналогичных электропередач постоянного тока обеспечивают реализацию преимуществ совместной работы АЭС западных районов и ГЭС Сибири, а также экономичное решение некоторых других задач усиления основной сети ЕЭЭС с повышением ее управляемости и надежности. При этом за сетями 750 и 1150 кВ переменного тока должны сохраняться функции распределения мощности крупных электростанций и обменов мощностью между смежными энергосистемами. Напряжение 1500 кВ постоянного тока достаточно для решения задач развития основной сети ЕЭЭС СССР в течение длительного периода — примерно до этапа двухкратного удвоения мощности ЕЭЭС.

2. Для объединения и присоединения к ЕЭЭС СССР энергоузлов на севере азиатской части страны, а также для связей с ЕЭЭС других периферийных районов целесообразна разработка электропередач постоянного тока напряжением 600—800 кВ, рассчитанных на передачу мощности порядка 500 МВт на расстояние 1—2 тыс. км. Выбор стандартного напряжения указанного уровня требует специальных исследований, которые должны быть завершены вместе с проектом первой электропередачи такого класса.

3. Перспективные области применения в СССР вставок постоянного тока включают в себя отделение по частоте электрических сетей ЕЭЭС СССР от энергосистем соседних государств, в первую очередь — стран — членов СЭВ, а также быстродействующее регулирование потоков мощности в кольцевых схемах большой протяженности. Имеющийся опыт эксплуатации и проектирования таких подстанций дает основание ставить вопрос о стандартизации оборудования и основных параметров вставок постоянного тока. В то же время применение разделительных вставок постоянного тока для

секционирования ЕЭЭС СССР нецелесообразно. При необходимости временное разделение ЕЭЭС на несинхронно работающие части может быть обеспечено за счет секционирования сетей переменного тока, шунтирующих межсистемные электропередачи постоянного тока на направлении Восток — Запад, с сохранением целостности ЕЭЭС за счет связи на постоянном токе.

4. Массовое применение постоянного тока в энергосистемах возможно уже сегодня в виде серии двухподстанционных электропередач и отдельных вставок постоянного тока. Долгосрочной стратегией развития основной сети ЕЭЭС СССР следует считать создание сети постоянного тока напряжением 1500 кВ, шунтирующей сети переменного тока напряжением 750 и 1150 кВ и выполняющей по отношению к ним функции единой сети высшего напряжения. Первоочередные исследования должны быть направлены на создание 1-го этапа такой сети в виде многоподстанционной электропередачи напряжением 1500 кВ пропускной способностью участков 6—10 ГВт Сибирь — Казахстан — Урал — Центр — Юг с одним-двумя ответвлениями к периферийно расположенным районам или крупным электростанциям. Исследования необходимы и по сети постоянного тока аналогичной конфигурации на севере азиатской части страны напряжением 600—800 кВ и пропускной способностью участков порядка 500 МВт.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ершевич В. В., Шлимович В. Д. — Об использовании линий электропередачи постоянного тока для формирования основной сети ЕЭЭС СССР. — Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1986, № 4.
2. HVDC transmission in the nordic countries. — Report from the NORDEL Planning Committee, 1983.
3. Преобразовательная подстанция электропередачи 300/400 кВ СССР — Финляндия/А. М. Берковский, М. И. Гольберг, А. М. Назаров, В. С. Ляшенко. — Электрические станции, 1982, № 3.
4. Освоение и эксплуатация выпрямительно-инверторной подстанции для несинхронной связи энергосистем/Л. Л. Балыбердин, С. А. Казаров, С. С. Казаров, А. А. Демчина. — Электрические станции, 1985, № 10.
5. Ершевич В. В., Лысков Ю. И., Шлимович В. Д. Развитие основных электрических сетей ЕЭЭС СССР. — Электричество, 1985, № 1.
6. Доллежал Н., Корякин Ю. Ядерная электроэнергетика: достижения и перспективы. — Коммунист, 1979, № 14.
7. Щербина Ю. В., Салимон П. И., Скляров В. Ф. Управление энергообъединений в современных условиях. — Энергетика и электрификация, 1985, № 4.

[16.07.86]

УДК 621.311.21:621.315.2.015.38.001.24

## Защита от перенапряжений, воздействующих на изоляцию кабельных перемычек ГЭС

КАДОМСКАЯ К. П., ЛАВРОВ Ю. А., МИШКЕЛЬ И. И.

Новосибирский электротехнический институт

**Постановка задачи исследований.** В последние годы в качестве кабельных перемычек, связывающих трансформаторы, установленные в теле плотины со стороны нижнего бьефа станций с открытым распределительным устройством (ОРУ), расположенным на берегу реки, нашли широкое применение маслonaполненные кабели высокого давления.

Анализ схем применения маслonaполненных кабелей высокого давления показывает, что их протяженность невелика (0,5—1,5 км). Поэтому электрическими воздействиями, определяющими уровень изоляции кабельных линий (КЛ), являются длительно приложенное напряжение и перенапряжения атмосферного происхождения. Изоляция, скоординированная с упомянутыми



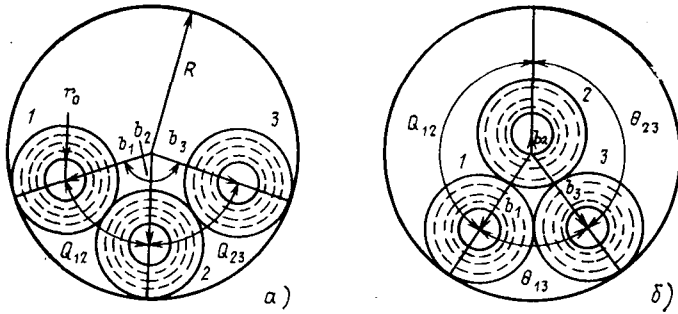


Рис. 1. Расположение токопроводов в стальной трубе (а — горизонтальное, б — треугольное)

типами воздействий, будет надежно выдерживать перенапряжения, возникающие при разного рода коммутациях (коммутационные перенапряжения). Дополнительным обстоятельством, подтверждающим определяющую роль перенапряжений атмосферного происхождения, является пологий характер вольт-секундной характеристики изоляции кабелей (малое отличие импульсной электрической прочности при воздействии волн с милли- и микросекундными фронтами).

Систематических исследований грозовых перенапряжений с учетом установки на подстанции защитных аппаратов с улучшенными характеристиками — нелинейных ограничителей перенапряжений (ОПН) — до настоящего времени не проводилось. Некоторые исследования, результаты которых изложены в [1, 2], не претендуют на необходимую полноту.

Поскольку при анализе любых эксплуатационных режимов оборудования необходимо определение его параметров, исследованию перенапряжений был предпослан анализ первичных и волновых параметров кабельных линий рассматриваемой конструкции.

*Первичные и волновые параметры маслонаполненных кабелей высокого давления.* Наиболее полная информация о параметрах кабелей может быть получена на основе анализа их частотных зависимостей. Несомненный интерес представляет также оценка зависимости параметров от расположения токопроводов в трубе (рис. 1). Определение частотных зависимостей продольных параметров кабельных линий высокого давления проводилось с помощью методики, основные положения которой изложены в [3]. При решении поставленной задачи были приняты следующие допущения:

медная перфорированная лента, наложенная на бумажно-масляную изоляцию жилы, практически прозрачна для электромагнитного поля, но является электростатическим экраном;

магнитная проницаемость трубы является постоянной величиной, равной ее значению в насыщенном состоянии стали [4].

При сформулированных выше допущениях удельные продольные сопротивления кабеля определяются по выражениям:

$$\left. \begin{aligned} \dot{Z}_{kk} &= j\omega L_{kk} + \dot{Z}_{\text{тр}} + \dot{Z}_{\text{тр} nkk}; \\ \dot{Z}_{km} &= j\omega M_{km} + \dot{Z}_{\text{тр}} + \dot{Z}_{\text{тр} nkm}, \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

$$\text{где } L_{kk} = \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \frac{R(d_k - b_k)}{r_0 d_k},$$

$$M_{km} = \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \frac{R}{d_k} \times$$

$$\times \sqrt{\frac{1 + \frac{d_k^2}{(b_{km} + r_0)^2} - \frac{2d_k}{(b_{km} + r_0)} \cos \theta_{km}}{1 + \frac{d_k^2}{(b_{km} + r_0)^2} - \frac{2d_k}{(b_{km} + r_0)} \cos \theta_{km}}} \quad (2)$$

— внешняя индуктивность петли « $k$ -я жила — труба» и внешняя взаимная индуктивность между петлями « $k$ -я

жила — труба» и « $m$ -я жила — труба»:  $\dot{Z}_{\text{тр}} = e^{i \frac{\pi}{4}} \times \frac{\sqrt{\omega \mu_{\text{тр}} \gamma_{\text{тр}}}}{2\pi R \gamma_{\text{тр}}}$  — составляющая внутреннего сопротивления трубы, обусловленная поверхностным эффектом;

$$\begin{aligned} \dot{Z}_{\text{тр} nkk} &= \\ &= \frac{j\omega \mu_{\text{тр}}}{\pi} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{\left(\frac{b_k + r_0}{R}\right)^{2n}}{n \left(\frac{\mu_{\text{тр}}}{\mu_0} + 1\right) + e^{i \frac{\pi}{4}} \sqrt{\omega \mu_{\text{тр}} \gamma_{\text{тр}}}}; \\ \dot{Z}_{\text{тр} nkm} &= \frac{j\omega \mu_{\text{тр}}}{\pi} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{\left(\frac{b_k + r_0}{R}\right)^n \left(\frac{b_m + r_0}{R}\right)^n \cos n\theta_{km}}{n \left(\frac{\mu_{\text{тр}}}{\mu_0} + 1\right) + e^{i \frac{\pi}{4}} \sqrt{\omega \mu_{\text{тр}} \gamma_{\text{тр}}}} \end{aligned}$$

— составляющие внутренних собственного ( $\dot{Z}_{\text{тр} nkk}$ ) и взаимного ( $\dot{Z}_{\text{тр} nkm}$ ) удельных продольных сопротивлений трубы, обусловленные эффектом близости.

В выражениях (2) применены следующие обозначения:

$$d_k = m_k + \sqrt{m_k^2 - R^2}, \quad m_k = (R^2 + b_k^2 - r_0^2)/2b_k.$$

Остальные обозначения показаны на рис. 1.

Удельные поперечные параметры экранированных фаз определяются по выражениям:  $C = \frac{2\pi\epsilon\epsilon_0}{\ln(d_{\text{из}}/d_{\text{ж}})}$ ;  $g = \omega C \tan \delta$  ( $d_{\text{из}}$  и  $d_{\text{ж}}$  — диаметры жилы с изоляцией и жилы с экраном из полупроводящей бумаги).

Значения удельных продольных первичных параметров приведены в табл. 1 для расположения фаз в трубе кабеля 500 кВ сечением 625 мм<sup>2</sup>, показанного на рис. 1, при  $\mu_{\text{тр}} = 400 \mu_0$  и  $\gamma_{\text{тр}} = 7,3 \cdot 10^6$  1/Ом·м.

Из табл. 1 видно, что расположение фаз в трубе оказывает большее влияние на взаимные продольные параметры, чем на собственные. При этом на частоте 50 Гц активные сопротивления (как взаимные, так и собственные) отличаются незначительно (из-за относительно большой глубины проникновения электромагнитного поля в толщу трубы), на частоте 0,5 МГц расхождение становится более существенным из-за вытеснения магнитного потока из стенки трубы и, следовательно, более существенного влияния на параметры расположения фаз.

При расчетах симметричных и несимметричных стационарных режимов сетей обычно пользуются параметрами для прямой и нулевой последовательностей фаз:

$$\left. \begin{aligned} \dot{Z}_{1k} &= \dot{Z}_{kk} - 0,5(\dot{Z}_{km} + \dot{Z}_{kl}); \\ \dot{Z}_{0k} &= \dot{Z}_{kk} + \dot{Z}_{km} + \dot{Z}_{kl}, \end{aligned} \right\} \quad (3)$$

где  $k = a, b, c$ ;  $l = b, c, a$ ;  $m = c, a, b$ .

Влияние расположения фаз в трубе на эти параметры показано ниже, где приведены продольные удельные со-



Таблица 1

Параметры (МГн/км; Ом/км)	$f=50$ Гц		$f=0,5$ МГц	
	Рис. 1, а	Рис. 1, б	Рис. 1, а	Рис. 1, б
$L_{11} = L_{33}$	0,856	0,860	0,342	0,342
$L_{22}$	0,856	0,810	0,342	0,490
$L_{12} = L_{32}$	0,433	0,426	0,047	0,060
$L_{13} = L_{31}$	0,321	0,433	0,045	0,047
$r_{11} = r_{13}$	0,129	0,129	28,25	19,41
$r_{22}$	0,129	0,121	28,25	18,05
$r_{12} = r_{32}$	0,122	0,120	12,92	8,120
$r_{13} = r_{31}$	0,115	0,122	7,002	8,821

Таблица 2

Параметры		$f=50$ Гц		$f=0,5$ МГц	
		Рис. 1, а	Рис. 1, б	Рис. 1, а	Рис. 1, б
$Z_{11} = Z_{33}$	Ом	66,8	65,9	42,9	42,9
$Z_{22}$		66,8	63,9	42,9	48,0
$Z_{12} = Z_{32}$		18,5	17,5	2,70	3,30
$Z_{13} = Z_{31}$		13,0	18,0	1,11	2,61
$Z_1$	Ом	99,8	100,8	47,1	51,8
$Z_2$		45,6	47,1	42,1	43,2
$Z_3$		53,8	47,7	39,6	39,5
$v_1$	м/мкс	54,3	53,8	115,1	104,9
$v_2$		118,7	115,3	129,2	130,8
$v_3$		100,5	113,1	136,1	134,2
$\delta_1$	1/км	$1,86 \cdot 10^{-3}$	$1,83 \cdot 10^{-3}$	0,48	0,39
$\delta_2$		$5,50 \cdot 10^{-5}$	$5,73 \cdot 10^{-5}$	0,27	0,22
$\delta_3$		$1,30 \cdot 10^{-4}$	$7,44 \cdot 10^{-5}$	0,22	0,23

противления  $\hat{Z}$  (Ом/км) для прямой и нулевой последовательностей фаз на частоте 50 Гц (500 кВ,  $S=625$  мм<sup>2</sup>):

Сопротивление	Схема на рис. 1, а	Схема на рис. 1, б
$\hat{Z}_{11} = \hat{Z}_{13}$	$0,011 + j 0,150$	$0,008 + j 0,135$
$\hat{Z}_{12}$	$0,007 + j 0,132$	$0,001 + j 0,118$
$\hat{Z}_{01} = \hat{Z}_{03}$	$0,366 + j 0,505$	$0,371 + j 0,539$
$\hat{Z}_{02}$	$0,373 + j 0,541$	$0,361 + j 0,516$
$\hat{Z}_{1cp}$	$0,010 + j 0,144$	$0,011 + j 0,129$
$\hat{Z}_{0cp}$	$0,368 + j 0,517$	$0,368 + j 0,531$

Из этих данных следует, что усредненные удельные активные сопротивления не зависят от расположения фаз, удельные индуктивные сопротивления для прямой последовательности фаз отличаются на 10 %, для нулевой последовательности фаз — на 3 %. Отношение  $Re(\hat{Z})/Im(\hat{Z})$  для прямой последовательности фаз лежит в диапазоне (0,05—0,07), для нулевой — в диапазоне (0,5—0,7). Поскольку расположение фаз в трубе по ее длине может меняться, то в расчетах следует принимать усредненные параметры.

В табл. 2 и на рис. 2 приведены фазные и междуфазные волновые сопротивления кабельной линии 500 кВ,  $S=625$  мм<sup>2</sup>, а также волновые характеристики соответствующих модальных каналов (1-й нулевой канал три азы — труба; 2-й (междуфазный) фаза 1 — фаза 3 с участием трубы; 3-й (междуфазный) фазы 1 и 3 — фаза 2 с участием трубы). Величиной  $\delta$  обозначен декремент волновых процессов в каналах 1, 2, 3.

Из табл. 2 следует, что при высоких частотах, харак-

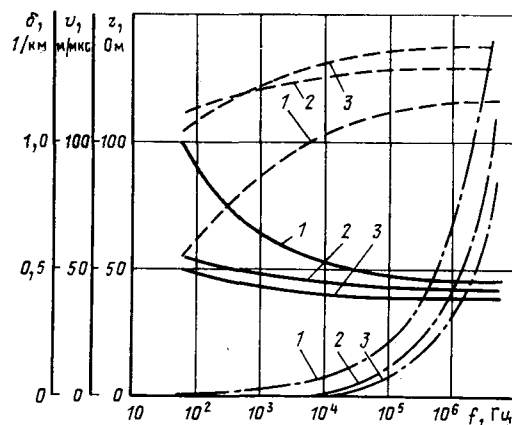


Рис. 2. Зависимости волновых характеристик модальных каналов от частоты (кабель типа МВДТ 500/625, расположение фаз на рис. 1, а); — волновые сопротивления; — скорости распространения волн; — коэффициенты затухания волн; 1, 2, 3 — номера волновых модальных каналов

терных для грозовых перенапряжений, фазы кабеля слабо связаны между собой, что позволяет проводить инженерные расчеты этих перенапряжений в однолинейной постановке задачи, принимая усредненные значения волновых параметров модальных каналов.

**Неограниченные перенапряжения.** При анализе грозовых перенапряжений на кабельных переключках ГЭС следует различать ближние и дальние удары молнии. Под ближним понимается прорыв молнии сквозь тросовую защиту ВЛ на таком расстоянии от ОРУ, при котором на процесс формирования волны напряжения в месте прорыва молнии влияют волны, отраженные от шин подстанции. При дальнем ударе молнии следует различать воздействие коротких и длинных волн. Короткие волны возникают при попадании молнии в провод ВЛ с последующим перекрытием линейной изоляции (срезанные волны), а также при обратных перекрытиях с тела опоры на провод. Волны, возникающие при обратных перекрытиях, характеризуются крутыми фронтами и относительно небольшой длительностью (10—20 мкс). Длинные (полные) волны возникают на проводах ВЛ при прорыве молнии сквозь тросовую защиту и отсутствии перекрытия линейной изоляции. Воздействие коротких волн при дальних ударах молнии неопасно для изоляции кабельных переключков, так как амплитуда волны, набегающей на подстанцию, будет ограничена из-за коронирования проводов воздушной линии. Поэтому при дальних ударах молнии следует рассматривать лишь воздействие полных волн. Вместе с тем, как показали исследования [5], полные волны могут образовываться лишь на проводах ВЛ напряжением 500 кВ и выше: практически все волны, набегающие на ОРУ 110 и 220 кВ, являются срезанными. Поэтому исследование перенапряжений при дальних ударах молнии следует производить лишь для кабельных переключков 500 кВ и выше (для ВЛ 500 кВ доля полных волн, набегающих на подстанцию, составляет примерно 30 %, остальные 70 % волн являются срезанными).

При ближних ударах молнии вероятность перекрытия линейной изоляции в месте удара существенно снижается, так как на процесс формирования волны в месте удара влияют волны обратного знака, отраженные от шин подстанции с кабельными переключками (волновое сопротивление кабеля высокого давления примерно в



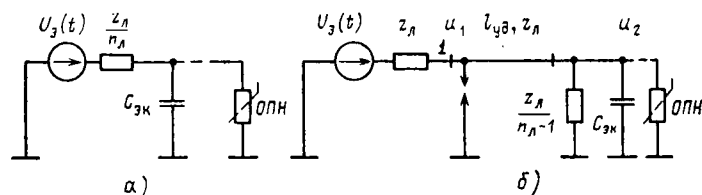


Рис. 3. Расчетные схемы замещения для исследования перенапряжений при воздействии полных волн при дальних (а) и близких (б) ударах молнии

10 раз меньше волнового сопротивления воздушной линии). Поэтому близкие удары молнии следует рассматривать при анализе грозовых перенапряжений на изоляции кабельных перемычек всех классов напряжения.

Расчетные схемы для исследования перенапряжений при воздействии длинных волн при дальних и близких ударах молнии приведены на рис. 3, а и б. В [2] показано, что из-за большой постоянной времени заряда емкости кабельных перемычек процессы на фронте падающей волны при дальних ударах молнии не влияют на максимумы перенапряжений на кабельных перемычках. Поэтому определяющими параметрами полной волны в этом случае являются ее амплитуда  $U_B$  и длительность  $\tau_B$ . В эквивалентной схеме рис. 3, а в качестве воздействующей принята волна

$$U_B(t) = U_{\text{эм}} e^{-\frac{t}{T_B}}, \quad (4)$$

где

$U_{\text{эм}} = \frac{2U_B}{n_{\text{л}}}$ ;  $T_B = -\frac{\tau_B}{\ln 0,5}$ ;  $n_{\text{л}}$  — число ВЛ, отходящих от шин ОРУ.

Для формы волны (4) напряжение на изоляции кабельных перемычек, моделируемых в схеме рис. 3, а в виде сосредоточенных емкостей, будет равно

$$U(t) = U_{\text{эм}} \frac{\kappa}{\kappa - 1} \left( e^{-\frac{t}{T_B}} - e^{-\frac{t}{T_{\text{сх}}}} \right), \quad (5)$$

где  $\kappa = T_B/T_{\text{сх}}$ ;  $T_{\text{сх}} = C_{\text{эк}} Z_{\text{эл}} = n_{\text{к}} C_{\text{к}} \frac{Z_{\text{л}}}{n_{\text{л}}}$ ;  $C_{\text{к}}$  и  $n_{\text{к}}$  — ем-

кость кабельной перемычки и их число;  $Z_{\text{л}}$  — волновое сопротивление ВЛ с учетом коронирования проводов.

Максимум перенапряжений  $U_{\text{max}}$  на кабельных перемычках в схеме рис. 3, а достигается в момент  $t_m$ :

$$\frac{U_{\text{max}}}{U_{\text{эм}}} = \frac{\kappa}{\kappa - 1} \left( e^{-\frac{\ln \kappa}{\kappa - 1}} - e^{-\kappa \frac{\ln \kappa}{\kappa - 1}} \right); \quad t_m = T_{\text{сх}} \kappa \frac{\ln \kappa}{\kappa - 1}. \quad (6)$$

Максимумы перенапряжений, возникающих на изоляции кабельных перемычек 500 кВ при воздействии полных волн при дальних ударах молнии, приведены в табл. 3. В качестве расчетной принималась волна с амплитудой, отвечающей минимальному разрядному напряжению линейной изоляции ВЛ 500 кВ ( $U_B = 2400$  кВ).

Из табл. 3 следует, что при малом числе блоков и отходящих ВЛ в случае длинных волн перенапряжения на подстанции превышают защитный уровень ограничителей перенапряжений 500 кВ ( $U_{\text{огр}} = 920$  кВ при  $I_{\text{огр}} = 10$  кА).

При исследовании перенапряжений, возникающих при близких ударах молнии, волна тока молнии в месте удара определяется тремя параметрами: амплитудой

Таблица 3

$\tau_B$ , мкс	Неограниченные перенапряжения на кабельных перемычках (кВ) при указанном числе блоков $n_{\text{бл}}$ и отходящих линий $n_{\text{л}}$					
	$n_{\text{бл}}$					
	1		2		3	
	$n_{\text{л}}$		$n_{\text{л}}$		$n_{\text{л}}$	
	1	2	1	2	2	3
20	1237	905	783	618	477	412
50	2011	1325	1410	1006	825	670
100	2651	1625	2011	1325	1138	884
150	3011	1778	2386	1506	1325	1004

тока  $I_m$ , крутизной  $A$  и длительностью  $\tau_B$ . Эквивалентная волна напряжения ( $U_B$  на рис. 3, б) определяется как  $U_B(t) = i_m(t) Z_{\text{л}}$ . При проведении расчетов длительность волны принималась постоянной, равной ее математическому ожиданию ( $\tau_B = 50$  мкс). В этом случае перенапряжения на кабельных перемычках зависят от трех случайных факторов:  $I_m$ ,  $A$  и  $L_{\text{уд}}$  — расстояния от шин ОРУ до места удара молнии. На рис. 4 приведены возможные формы волн напряжения в месте удара (точка 1 на рис. 3, б) при неучете падения напряжения на сопротивлении заземления опоры, практически не влияющем на амплитуды волн, возникающих на изоляции КЛ. Волна на рис. 4, а представляет собой волну, срезанную на фронте, на рис. 4, б — срезанную на хвосте, на рис. 4, в — длинную волну при ближнем ударе молнии. Видно, что в случаях рис. 4, б и в волны обладают достаточным энергетическим потенциалом, чтобы зарядить емкость кабельных перемычек до высокого уровня. На рис. 4, б отмечены характерные точки волны напряжения в месте удара молнии:  $2\tau_{\text{уд}}$  — двойное время пробега от шин подстанции до точки удара,  $\tau_{\text{ф}}$  — длительность фронта волны тока молнии.

Функция распределения максимумов перенапряжений на кабельных перемычках ( $U_{2m}$ ) в зависимости от трех случайных величин определялась как

$$F_{U_{2m}}(x) = \int_0^{l_{\text{уд max}}} F_{U_{2m/y}}(x) f_{l_{\text{уд}}}(y) dy = \frac{1}{l_{\text{уд max}}} \int_0^{l_{\text{уд max}}} F_{U_{2m/y}}(x) dy, \quad (8)$$

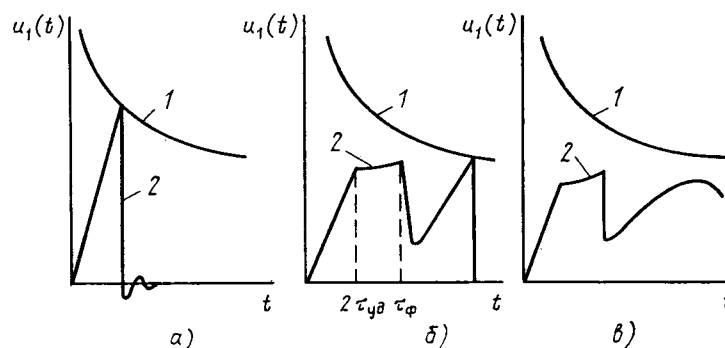


Рис. 4. Примерные формы волн в точке удара молнии при ближних ударах молнии (1 — вольт-секундная характеристика линейной изоляции ВЛ; 2 — волна напряжения на проводе в месте прорыва молнии сквозь тросовую защиту ВЛ)



Таблица 4

Параметр	$\tau_B$ , мкс			
	20	50	100	150
$U_m$ , кВ	839	920	947	956
$I_{огр.м}$ , кА	6,3	10	11,6	12,1

Таблица 5

$U_{ном.}$ кВ	$n_{бл}$	$n_{л}$	$n_{огр}$	$I_{огр. доп.}$ кА	$U_{доп.}$ кВ	$P(I_{огр.м} > I_{огр. доп.}) = P(U_{2m} > U_{доп.})$
500	1 2 3	1 2 1	1 2 1	27	1064	0,07 0 0
110	1	1	1	9	517	0,1

где

$$F_{U_{2m/y}}(x) = \iint_D f_{I_m}(y) f_A(z) dydz — \text{условная функция}$$

$$(U_{2m}/I_{уд} = y < x)$$

распределения максимумов перенапряжений при фиксированном значении  $I_{уд}$ ;  $f_{I_m}(y)$ ,  $f_A(z)$  — плотности распределения амплитуды и крутизны тока молнии, принимаемые в соответствии с [6].

Функциональные зависимости максимумов перенапряжений от случайных факторов  $U_{2m}(I_m, a, I_{уд})$  определялись на ЭВМ. Результаты расчетов для ближних ударов молнии приведены ниже:

$U_{ном.}$ , кВ	$n_{бл}$	$n_{л}$	$P(U_{2m} > U_{огр})$	$P(U_{2m} > U_{исп. каб})$
500	1	1	0,60	0,30
500	2	2	0,38	0,18
220	1	1	0,50	0,10

Из приведенных данных видно, что на начальных стадиях создания станции (малом числе блоков и отходящих ВЛ) максимумы неограниченных перенапряжений при ближних ударах молнии могут превышать не только защитные уровни ограничителей, но и импульсную электрическую прочность изоляции кабелей согласно ГОСТ [7].

**Ограниченные перенапряжения.** Уровни ограниченных перенапряжений и токовые нагрузки ограничителей перенапряжений при дальних ударах молнии для  $U_{ном} = 500$  кВ,  $n_{бл} = n_{л} = 1$  приведены в табл. 4.

Из табл. 4 следует, что даже в самой неблагоприятной схеме при  $n_{бл} = n_{л} = 1$  токовые нагрузки на ограничители перенапряжений не превышают допустимых (в режиме грозных перенапряжений для ОПН-500  $I_{огр. доп} = 27$  кА).

При ближних ударах молнии при неблагоприятном сочетании случайных факторов токовые нагрузки на

ОПН могут превысить допустимые значения. Вероятности таких превышений приведены в табл. 5.

Из табл. 5 следует, что токовые нагрузки на ограничители перенапряжений превышают с вероятностью не более 0,1 допустимые токи лишь в пусковом периоде станции ( $n_{бл} = n_{л} = 1$ ). Среднее число превышений приведенных уровней в год, определенное по выражению

$$n = n_{уд}(I_{уд \max}) P_{пр} P(I_{огр.м} > I_{огр. доп}), \quad (9)$$

составляет примерно 0,001 1/год. В выражении (9)  $I_{уд \max} \approx 2$  кА;  $P_{пр}$  — вероятность прорыва молнии сквозь тросовую защиту в пределах  $I_{уд \max}$ . Очевидно, что со столь редкими явлениями в пусковой период станции продолжительностью не более года можно не считаться.

**Выводы.** 1. Поскольку на высоких частотах, характерных для грозных перенапряжений, фазы кабеля высокого давления, расположенные в стальной трубе, слабо связаны между собой по электромагнитному полю, исследование неограниченных и ограниченных перенапряжений может производиться в однофазной постановке задачи.

2. В качестве расчетных при оценке перенапряжений на кабельных перемычках ГЭС и токовых нагрузок ограничивающих устройств следует принимать случаи удара молнии в непосредственной близости к ОРУ (не далее 2 км), когда на процесс формирования волны напряжения в месте удара молнии влияют волны, отраженные от шин ОРУ.

3. Установка на ОРУ нелинейных ограничителей перенапряжений с характеристиками, достигнутыми в настоящее время электротехнической промышленностью, позволяет с высоким уровнем надежности ограничить перенапряжения на кабельных перемычках 500 кВ уровнем 1100 кВ, а 220 кВ — уровнем порядка 520 кВ, что отвечает при двадцатипроцентном запасе уровням импульсных испытательных напряжений  $4,5 U_0$  и  $5,0 U_0$  соответственно. В настоящее время согласно ГОСТ [7] эти уровни составляют  $6,0 U_0$  и  $8,5 U_0$ .

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Техника высоких напряжений/Под ред. Д. В. Разеви-га. — М.: Энергия, 1976.
2. Голдобин Д. А., Горохов В. В., Лавров Ю. А. Атмосферные перенапряжения на кабельных перемычках 500 кВ ГЭС. — В кн.: Управление режимами и развитием электроэнергетических систем в условиях АСУ. Межв. сб. науч. тр. Новосибирск: Новосибирский электротехнический институт, 1979.
3. Кадомская К. П., Лавров Ю. А. Волновые параметры и волновые процессы в трехфазных кабелях с газовой изоляцией. — Изв. вузов. Энергетика, 1983, № 11.
4. Emanuel A., Doepkin M. Calculation of losses in steel enclosures of three phase bus of cables. — IEEE Trans., PAS, 1974, vol. 93, N 6.
5. Голдобин Д. А., Кадомская К. П. Формы волн атмосферного происхождения, набегающих на подстанции высших классов. — Изв. вузов. Энергетика, 1978, № 6.
6. Руководящие указания по защите от внутренних и грозных перенапряжений 3—750 кВ (проект). — Тр./НИИ постоянного тока, 1975. вып. 21—22. — Л.: Энергия, 1975.
7. ГОСТ 16441—78. Кабели маслонаполненные на переменное напряжение 110—750 кВ.

[27.11.86]





# Выбор оптимальных типоразмеров проводов автономных электроэнергетических систем

НОВИКОВ В. В., канд. техн. наук

Задаче выбора оптимальных типоразмеров проводов систем распределения электроэнергии (СР) как автономных (АвСР), так и СР промышленного назначения — посвящен достаточно большой объем работ [1—16]. Применяемые в них методы можно условно разделить на три группы.

В методах первой группы [1—10] используется непрерывное представление сечений проводов. Их условно оптимальные значения определяются в результате решения системы нелинейных уравнений в частных производных. При этом не учитывается следующее. В задачах дискретного программирования, к классу которых относится и задача выбора оптимальных типоразмеров проводов СР, изменение одной переменной может и не сказываться на другой, хотя они и связаны с общим ограничением по допустимой потере напряжения (ДПН). Как показано в примере, сечение провода второго участка не изменяется на всем возможном диапазоне изменения сечений провода первого участка (при  $s_{d1} \leq 0,35 \text{ мм}^2$  потери напряжения только на первом участке будут больше допустимых). Следовательно, решая дискретную задачу выбора оптимальных типоразмеров проводов методами, использующими непрерывное представление сечений проводов и частные производные от целевой функции по искомым переменным, необходимо принять равными нулю значения частных производных от переменных, лежащих на границах ограничений. Кроме того, в процессе решения не учитываются: ограничения, определяемые срабатыванием аппаратов защиты; сопротивление контактов аппаратов защиты, соизмеримые с сопротивлениями проводов; ограничения, обусловленные максимальным стандартным типоразмером проводов. Это приводит к смещению точки непрерывного условного минимума от ее истинного положения, а отсутствие алгоритмов не позволяет осуществить корректный переход от непрерывных к дискретным сечениям проводов. Дело в том, что если в качестве решения принять ближайшие меньшие дискретные сечения проводов по отношению к их непрерывному условно оптимальному значению, то суммарные потери напряжения на участках СР будут больше допустимых. Если поступить наоборот, то не полностью используются ограничения по ДПН, и суммарные затраты или масса проводов окажется завышенной по отношению к их значениям в оптимальном варианте.

В методах второй группы используется дискретное представление сечений проводов. Алгоритм расчета состоит из двух частей. В первой части определяются сечения проводов по экономическим интервалам [11, 12]. Указанный типонабор принимается в качестве базового. Далее выделяются те приемники электроэнергии, до которых суммарные потери напряжения от точки регулирования больше допустимых. Во второй части на основе метода последовательного анализа вариантов [13, 14] определяется такая комбинация сечений проводов СР, которая обеспечивает минимальное приращение затрат относительно их значения в базовом варианте и выполнение ограничений по ДПН. Применение этого метода для определения оптимального типонабора проводов АвСР вызывает определенные трудности, обуслов-

ленные отсутствием для некоторых из них экономических интервалов. Можно было бы принять сечения проводов, соответствующие дискретному минимуму критерия по каждой переменной, и далее использовать вторую часть алгоритма. Но в этом случае возникает необходимость увеличения сечений проводов отдельных участков СР на 5—6 ступеней, а изложенный в работах [13, 14] алгоритм основан на допущении, что сечения проводов относительно их значений в базовом варианте могут быть увеличены только на 1—2 ступени.

В методах третьей группы [15, 16] применяется непрерывное и дискретное представление искомым переменных. В частности, в [15] задача выбора оптимальных типоразмеров проводов СР сведена к задаче с булевыми переменными и решается по модифицированному алгоритму Джеffreона. Эффективность алгоритма существенно зависит от количества искомым переменных. Для расширения его возможностей используется эквивалентирование вторичной СР, одним из условий которого является минимум массы эквивалентированного участка [3]. Указанное условие получено при тех же допущениях, которые используются и в методах первой группы. Алгоритм, изложенный в [16], состоит из трех частей. В первой его части выполняется анализ ограничений и исключаются переменные, нечувствительные к ограничениям по ДПН. Во второй определяются непрерывные условно оптимальные значения сечений проводов. В третьей осуществляется переход от непрерывных к дискретным оптимальным значениям переменных. К числу недостатков алгоритма следует отнести чувствительность к количеству искомым переменных, обусловленную реализацией полного перебора в окрестности точки непрерывного условного минимума.

Таким образом, из-за наличия существенных допущений и большого количества переменных и ограничений перечисленные методы не позволяют осуществить выбор оптимальных типоразмеров проводов большинства реальных АвСР.

С целью преодоления указанной трудности в статье предлагается совокупность вычислительных методов, последовательное применение которых позволяет осуществлять выбор оптимальных типоразмеров проводов практически без ограничений по количеству искомым переменных.

В качестве меры эффективности оборудования (системы) воздушного транспорта используются критерии конструктивной массы (КМ), стартовой массы (СМ) и технико-экономический критерий (ТЭК) в форме приведенных расчетных затрат [17, 18].

Критерий КМ широко применяется для оценки несущих элементов (крыльев, фюзеляжа и т. д.) летательных аппаратов (ЛА) [19].

Однако для электрического и электронного оборудования является характерным наличие кроме массы конструкции также массы топлива, необходимой для компенсации потерь электрической энергии в оборудовании. Масса топлива иногда оказывается соизмеримой с массой конструкции изделия, поэтому суммарный минимум этих двух масс может существенно отличаться от минимума конструктивной массы оборудования. Увеличение



массы оборудования вызывает еще и приращение масс планера, двигателя и топлива, необходимых для его транспортировки и функционирования. Простое суммирование этих масс может привести к нарушению соразмерности между ними, поэтому необходимо учесть соответствующие весовые коэффициенты. Решение указанной задачи привело к разработке критерия СМ оборудования [20]. Под ней понимается приращение СМ ЛА при размещении на нем оцениваемого оборудования, а под СМ ЛА — наибольшая суммарная масса ЛА, соответствующая его летно-техническим характеристикам.

Очевидно, критерий СМ в отличие от критерия КМ учитывает не только массу топлива, расходуемого на покрытие потерь энергии в оборудовании, но и особенности ЛА. Однако он не учитывает фактора надежности, стоимости оборудования и затрат на его эксплуатацию. В этом отношении более совершенной мерой эффективности оборудования или системы является ТЭК.

Математическая постановка задачи выбора оптимальных типоразмеров проводов СР по ТЭК формулируется в следующем виде:

требуется найти значения дискретного вектора потерь напряжения на активных сопротивлениях проводов участков СР:

$$\Delta \vec{U}_d^* = (\Delta U_{d1}^*, \Delta U_{d2}^*, \dots, \Delta U_{dn}^*),$$

удовлетворяющие ограничениям

$$q_j (\Delta U_{d1}^*, \Delta U_{d2}^*, \dots, \Delta U_{dn}^*) A_{j-k, i} \leq \Delta U_{dj}; \quad (1)$$

$$\Delta U_{di}^* \leq \Delta U_{d \text{ опт } i}; \quad (2)$$

$$\Delta U_{di}^* \leq \Delta U_{d3i}; \quad (3)$$

$$\Delta U_{di}^* \geq \Delta U_{d \text{ min } i} \quad (4)$$

и обеспечивающие минимум целевой функции [16]

$$\min \sum_{i=1}^n (a_i + b_i / \Delta U_{di}^* + d_i \Delta U_{di}^*); \quad i = \overline{1, n}; \quad j = \overline{k+1, n}, \quad (5)$$

где  $A_{j-k, i}$  — матрица соединений участков СР;

$$\Delta U_{dj} = \Delta U_{nj} - q_j (\Delta U_{x1}, \Delta U_{h1}, \Delta U_{x2}, \Delta U_{h2}, \dots, \Delta U_{xn}, \Delta U_{hn}) A_{j-k, i} -$$

суммарные ДПН на активных сопротивлениях проводов от точки регулирования напряжения до соответствующего  $j$ -го приемника электроэнергии, равные разности полной ДПН  $\Delta U_{nj}$  и суммарных потерь напряжения на реактивном сопротивлении провода ( $\Delta U_{xi}$ ) и на сопротивлениях контактов аппаратов защиты, установленных на участках СР ( $\Delta U_{hi}$ );  $\Delta U_{d \text{ опт } i}$  — оптимальные дискретные потери напряжения на активном сопротивлении провода  $i$ -го участка, В;  $\Delta U_{d3i}$  — дискретные потери напряжения на активном сопротивлении провода  $i$ -го участка, обусловленные минимальным сечением провода, защищаемого автоматом или предохранителем, В;  $\Delta U_{d \text{ min } i}$  — минимально возможные дискретные потери напряжения на активном сопротивлении провода  $i$ -го участка, обусловленные максимальным сечением провода располагаемого стандартного типоразмера, В;  $\Delta U_{di}^* = I_i l_i \cos \varphi_i / (\gamma_{vi} s_{di} (n_{hi} - \xi_i))$  — искомая переменная — условно оптимальные дискретные потери напряжения на активном сопротивлении провода  $i$ -го участка, В;  $I_i$  — фазный ток нагрузки на  $i$ -м участке, А;  $l_i$  — длина  $i$ -го участка, м;  $\cos \varphi_i$  — коэффициент мощности  $i$ -го участка;  $\gamma_{vi}$  — удельная проводимость токо-

проводящей жилы  $i$ -го участка провода, выполненной из материала  $v$ -го типа, м/(Ом·мм<sup>2</sup>);  $s_{di}$  — стандартное сечение провода  $i$ -го участка, мм<sup>2</sup>;  $n_{hi}$ ,  $\xi_i$  — полное и избыточное число параллельных линий на  $i$ -м участке;  $a_i$  (руб),  $b_i$  (руб·В),  $d_i$  (руб/В) — технико-экономические коэффициенты;  $n$  — количество искомых переменных;  $k$  — количество независимых переменных, соответствующее количеству узлов или узловых участков в СР;  $n-k$  — количество зависимых переменных, соответствующее количеству участков приемников электроэнергетики.

Первый из упомянутых методов — метод исключения переменных, лежащих на границах ограничений, суть которого заключается в определении максимально возможных значений переменных  $\Delta U_{d \text{ max } i}$ , обусловленных ограничениями (1), (2), (3), и в проверке выполнения условий

$$\Delta U_{d \text{ max } i} - \Delta U_{d \text{ min } i} = 0; \quad q_j (\Delta U_{d \text{ max } 1}, \Delta U_{d \text{ max } 2}, \dots, \Delta U_{d \text{ max } n}) A_{j-k, i} \leq \Delta U_{dj}. \quad (6)$$

Максимально возможные значения переменных определяются следующим образом. Из системы ограничений по ДПН (1) находится предельное дискретное значение каждой переменной  $\Delta U_{dci}$  при условии, что все остальные переменные имеют минимально возможные дискретные значения. Оптимальные дискретные значения переменных определяются из выражения (5) перебором стандартных типоразмеров проводов. Из трех известных значений каждой переменной  $\Delta U_{d3i}$ ,  $\Delta U_{dci}$  и  $\Delta U_{d \text{ опт } i}$  выбирается наименьшее, являющееся максимально возможным дискретным значением  $\Delta U_{d \text{ max } i}$  искомой переменной.

На основе выражений (6) формулируются следующие правила исключения переменных.

1. Если для какой-либо переменной ограничение «справа» ( $\Delta U_{d \text{ max } i}$ ) равно ограничению «слева» ( $\Delta U_{d \text{ min } i}$ ) или суммарные максимально возможные дискретные потери напряжения от точки регулирования до какого-либо приемника не больше допустимых, то соответствующая зависимая переменная должна быть исключена из последующего решения.

2. Если для какого-либо узла СР радиального типа произведено отсечение всех участков приемников электроэнергии, получающих питание через этот узел, то из решения должна быть исключена соответствующая узловому участку независимая переменная.

Таким образом, метод исключения переменных, лежащих на границах ограничений, позволяет уменьшить их количество и избежать смещения точки непрерывного условного минимума от ее истинного положения.

Положение указанной точки можно определить решением задачи нелинейного программирования:

требуется найти значения вектора непрерывных потерь напряжения на активных сопротивлениях проводов участков СР

$$\Delta \vec{U}^* = (\Delta U_1^*, \Delta U_2^*, \dots, \Delta U_{dn'}^*),$$

удовлетворяющие ограничениям

$$q_j (\Delta U_1^*, \Delta U_2^*, \dots, \Delta U_{n'}^*) A_{j-k', i^*} = \Delta U_{dj}^*; \quad \Delta U_{i^*}^* \geq 0 \quad (7)$$

и обеспечивающие минимум целевой функции

$$\min \sum_{i^*=1}^{n'} (a_{i^*} + b_{i^*} / \Delta U_{i^*}^* + d_{i^*} \Delta U_{i^*}^*) \quad i^* = \overline{1, n'}; \quad k' = \overline{k+1, n'}, \quad (8)$$



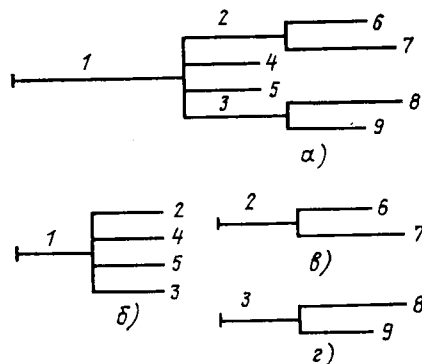


Рис. 1

где  $k'$  и  $n' - k'$  — количество независимых и зависимых переменных, оставшихся после проверки условия (6).

Выпуклость аддитивной целевой функции является достаточным признаком одноэкстремальности данной задачи.

Для представления задачи оптимизации в условиях ограничений (7), (8) задачей безусловной минимизации можно использовать метод множителей Лагранжа. Его применение позволяет получить систему нелинейных уравнений, описывающих положение точки непрерывного условного минимума. Например, для переменных, соответствующих участкам СР, схема которой представлена на рис. 1, а, указанная система имеет вид:

$$\left. \begin{aligned} -\frac{b_1}{\Delta U_1^2} + d_1 + \sum_{j^*=4}^5 \left( \frac{b_{j^*}}{(\Delta U_{dj^*} - \Delta U_1)^2} - d_{j^*} \right) + \\ + \sum_{j^*=6}^7 \left( \frac{b_{j^*}}{(\Delta U_{dj^*} - \Delta U_1 - \Delta U_2)^2} - d_{j^*} \right) + \\ + \sum_{j^*=8}^9 \left( \frac{b_{j^*}}{(\Delta U_{dj^*} - \Delta U_1 - \Delta U_3)^2} - d_{j^*} \right) = 0; \\ -\frac{b_2}{\Delta U_2^2} + d_2 + \sum_{j^*=6}^7 \left( \frac{b_{j^*}}{(\Delta U_{dj^*} - \Delta U_1 - \Delta U_2)^2} - d_{j^*} \right) = 0; \\ -\frac{b_3}{\Delta U_3^2} + d_3 + \sum_{j^*=8}^9 \left( \frac{b_{j^*}}{(\Delta U_{dj^*} - \Delta U_1 - \Delta U_3)^2} - d_{j^*} \right) = 0. \end{aligned} \right\} \quad (9)$$

Решение системы (9) осуществляется методом Ньютона — Рафсона, который модифицирован введением дополнительной корректировки шага, срабатывающей только в случае выхода зависимых переменных за пределы ограничений. Его реализация требует получения матрицы вторых частных производных от целевой функции по независимым переменным. В качестве примера приведем такую матрицу, полученную дифференцированием системы (9):

$$\left[ \begin{array}{ccc} \frac{2b_1}{\Delta U_1^3} + \sum_{j^*=4}^9 \frac{2b_{j^*}}{\Delta U_{j^*}^3} & \sum_{j^*=6}^7 \frac{2b_{j^*}}{\Delta U_{j^*}^3} & \sum_{j^*=8}^9 \frac{2b_{j^*}}{\Delta U_{j^*}^3} \\ \sum_{j^*=6}^7 \frac{2b_{j^*}}{\Delta U_{j^*}^3} & \frac{2b_2}{\Delta U_2^3} + \sum_{j^*=6}^7 \frac{2b_{j^*}}{\Delta U_{j^*}^3} & 0 \\ \sum_{j^*=8}^9 \frac{2b_{j^*}}{\Delta U_{j^*}^3} & 0 & \frac{2b_3}{\Delta U_3^3} + \sum_{j^*=8}^9 \frac{2b_{j^*}}{\Delta U_{j^*}^3} \end{array} \right] \quad (10)$$

Из (10) следует, что матрица является симметричной. Ее размерность представляется квадратичной функцией от количества независимых переменных, тождественно равных количеству узловых участков, которое в современных АВСР достигает нескольких сотен [16].

Для уменьшения порядка матриц вторых частных производных предлагается метод оптимальной декомпозиции. Возможность декомпозиции в рассматриваемой задаче обусловлена свойствами систем, описывающих положение точки непрерывного условного минимума. В каждом уравнении такой системы удельный прирост затрат (или массы) узлового участка равен сумме удельных приростов затрат участков, выходящих из узла. Например, систему (9) можно разделить на 3 подсистемы следующим образом:

$$\begin{aligned} -\frac{b_1}{\Delta U_1^2} + d_1 = -\frac{b_2}{\Delta U_2^2} + d_2 - \frac{b_3}{\Delta U_3^2} + d_3 + \\ + \sum_{j^*=4}^5 \left( -\frac{b_{j^*}}{(\Delta U_{dj^*} - \Delta U_1)^2} + d_{j^*} \right), \end{aligned} \quad (11)$$

где

$$-\frac{b_2}{\Delta U_2^2} + d_2 = \sum_{j^*=6}^7 \left( -\frac{b_{j^*}}{(\Delta U_{dj^*} - \Delta U_1 - \Delta U_2)^2} + d_{j^*} \right); \quad (12)$$

$$-\frac{b_3}{\Delta U_3^2} + d_3 = \sum_{j^*=8}^9 \left( -\frac{b_{j^*}}{(\Delta U_{dj^*} - \Delta U_1 - \Delta U_3)^2} + d_{j^*} \right). \quad (13)$$

Данный вариант декомпозиции позволяет уменьшить размерность матрицы (10) в 9 раз. Графическое представление декомпозиции рассматриваемой системы на совокупность базовой подсистемы (11) и подсистем (12), (13) приведено на рис. 1, б, 1, в и 1, г. Если же систему (9) разделить на 2 подсистемы таким образом, что в базовую будут входить первая и вторая независимые переменные, а во вторую — третья независимая переменная, то указанный вариант позволит уменьшить порядок матрицы только в 2,5 раза. Следовательно, размерность матрицы является функцией варианта декомпозиции.

Условием оптимальной декомпозиции, обеспечивающей минимально необходимый объем памяти ЭВМ, является минимальная абсолютная разность между количеством неизвестных в базовой подсистеме и максимальным их количеством в любой из оставшихся подсистем.

Анализ уравнений (11), (12), (13) позволяет сформулировать метод решения системы нелинейных уравнений большой размерности. Допустим, что известно нулевое приближение первой переменной  $\Delta U_1^{(0)}$ . Тогда из уравнений (12), (13) можно последовательно, например, методом Ньютона — Рафсона найти условно оптимальные значения переменных  $\Delta U_2^{*(0)}$  и  $\Delta U_3^{*(0)}$ , соответствующие нулевому приближению первой переменной. При известных значениях  $\Delta U_2^{*(0)}$  и  $\Delta U_3^{*(0)}$  определяется первое приближение первой переменной  $\Delta U_1^{(1)}$  и так далее до тех пор, пока невязка системы (11) не будет меньше или равна заданной.

Решение указанных уравнений можно было бы осуществить и методом Зейделя — Гаусса. В этом случае при фиксированных значениях переменных  $\Delta U_2^{*(0)}$  и  $\Delta U_3^{*(0)}$  осуществляется спуск в точку минимума по первой переменной. Затем она фиксируется и выполняется спуск по остальным переменным. Далее фиксируется вторая и третья переменные и процесс повторяется. Но при таком



подходе невязка не уменьшается, а увеличивается. Это объясняется тем, что при решении методом Зейделя — Гаусса переменные 2 и 3 считаются независимыми от первой переменной. На самом же деле, как следует из уравнений (12), (13) они являются ее неявными функциями.

Таким образом, суть метода решения системы нелинейных уравнений с большим количеством неизвестных заключается в том, что на каждом приближении к решению базовой подсистемы нелинейных уравнений определяется решение остальных подсистем.

Применение метода оптимальной декомпозиции и метода решения систем нелинейных уравнений с большим количеством неизвестных позволило уменьшить размерность матриц вторых частных производных на два порядка (в 605 раз) и осуществить оптимизацию СР самолета ИЛ-86, имеющей 123 узла и 385 участков.

После определения условно оптимальных непрерывных значений искомых переменных  $\Delta U_i^*$  становятся известными номера интервалов шкалы стандартных сечений проводов и возникает неопределенность: какое из двух сечений проводов интервала соответствует дискретной точке минимума — ближайшее меньшее или ближайшее большее? Учитывая, что для каждой из независимых переменных возможны два дискретных значения, общее число вариантов полного перебора определится из выражения  $N=2^{k'}-1$ . При  $k'>15-25$  его реализация становится практически невозможной даже на современных быстродействующих ЭВМ.

С целью разрешения указанной проблемы предлагается метод сокращенного перебора в окрестности точки непрерывного условного минимума. Упомянутый метод описан на следующих правилах отбора неперспективных вариантов типоразмеров проводов СР.

1. Если величина суммарного приращения затрат  $\Delta Z_v$ , обусловленная уменьшением сечения провода какого-либо узлового участка относительно базового варианта на одну ступень и увеличением сечений проводов участков приемников электроэнергии, получающих питание через данный узел, отрицательна, то рассматриваемый вариант является неперспективным, а в качестве компоненты точки дискретного оптимума необходимо выбрать ближайшие меньшие дискретные потери напряжения на активном сопротивлении провода рассматриваемого участка  $\Delta U_{dmv}$ :

$$\Delta U_{dv}^* = \Delta U_{dmv}, \text{ если } \Delta Z_v < 0, v = 1, k'. \quad (14)$$

2. Если модуль приращения напряжения  $\Delta U_{nv}$ , обусловленный уменьшением сечения провода какого-либо узлового участка относительно базового варианта на одну ступень, больше соответствующего остатка допустимых потерь напряжения  $\Delta U_{oc \min v}$ , то рассматриваемый вариант является невозможным, а в качестве компоненты точки дискретного оптимума необходимо выбрать ближайшие меньшие дискретные потери напряжения на активных сопротивлениях проводов данного участка:

$$\Delta U_{dv}^* = \Delta U_{dmv}, \text{ если } |\Delta U_{nv}| > \Delta U_{oc \min v}. \quad (15)$$

В качестве базового принимается вариант, в котором на узловых участках СР выбраны ближайшие большие дискретные сечения проводов (ближайшие меньшие дискретные значения искомых переменных), а сечения проводов участков приемников электроэнергии определены из системы ограничений по ДПН (1).

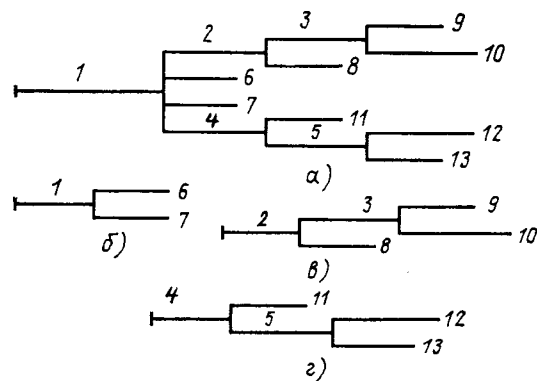


Рис. 2

Минимальный остаток вычисляется при условии, что сечения узловых участков приняты ближайшими большими, а сечения участков приемников электроэнергии имеют максимальные значения. При этом сравниваются остатки потерь напряжения только до тех приемников электроэнергии, которые получают питание через соответствующий независимый переменный узел, и в качестве  $\Delta U_{oc \min v}$  выбирается наименьший из указанных остатков.

Алгоритм перебора изложим на примере переменных, соответствующих сечениям участков СР, схема которой представлена на рис. 2, а. Допустим, что значение первой переменной равно ее базовому значению. В этом случае дерево, показанное на рис. 2, а распадается на три самостоятельных поддерева, приведенных на рис. 2, б, в и г. Проверим выполнение условий (14), (15) для третьей переменной. Если они выполняются, то указанная переменная исключается из последующего перебора. Аналогично поступим и со второй переменной. Далее рассматривается вариант, в котором участвуют вторая и третья независимые переменные. При этом суммируются соответствующие приросты затрат и потерь напряжений. Если условия (14), (15) выполняются для суммарных приростов указанных переменных, то вариант отбрасывается, в противном случае — запоминается как перспективный. Из трех рассмотренных вариантов выбирается тот, в котором приращение затрат имеет наибольшее значение. Таким же образом, определяется и «наилучшая» комбинация сечений проводов четвертого и пятого участков. 7-й вариант получается суммированием приростов затрат, полученных в «наилучших» комбинациях рассмотренных переменных. 8-й вариант заключается в проверке выполнения условий (14), (15) для первой переменной. Если они выполняются, то перебор заканчивается, в противном случае из ДПН вычитаются потери на первом участке и реализуются первые 6 вариантов перебора. В 15-м варианте суммируются прирост затрат первого участка и приросты, полученные в результате рациональных сочетаний переменных 2, 3 и 4, 5. Учитывая, что варианты 7 и 15 получены объединением рациональных вариантов, их максимальное количество равно 13. Если же реализовать полный перебор, то количество вариантов увеличится до 31.

Таким образом, уменьшение количества вариантов в методе сокращенного перебора в окрестности точки непрерывного условного минимума достигается за счет распространения условий (14), (15) на количество переменных, участвующих в переборе, и рассмотрением только таких их сочетаний, которые связаны общими ограничениями по ДПН.



Изложенные в статье методы явились основой для разработки алгоритмов и программ, включенных в Государственный фонд алгоритмов и программ СССР [21], позволяющих проводить оптимизацию по критериям КМ, СМ и по ТЭК.

Алгоритмы и программы реализованы в методиках автоматизированного проектирования. Методики обеспечивают возможность оптимизации однородных и неоднородных СР постоянного и переменного тока и СР с разным уровнем питающего напряжения, например, СР с напряжением 200/36 В, 200/27 В (вторичное напряжение получается трансформацией первичного или трансформацией с последующим выпрямлением, при этом точка регулирования считается расположенной в первичной СР).

СР самолетов ИЛ-86, «Руслан» и ряда других ЛА спроектированы с помощью указанных методик. Это позволило существенно уменьшить массу проводов их СР. Например, масса проводов СР самолета ИЛ-86 уменьшена (по сравнению с заводским вариантом) на 105 кг. Значимость полученного результата можно подчеркнуть следующими примерами:

1. По отечественным данным [22] уменьшение массы оборудования на 1 кг дает за срок службы пассажирского самолета экономический эффект в 6000 рублей.

2. Фирма «Локхид» (США) при проектировании самолета «Гэлакси» выплачивала премию в размере 330 долларов за каждый кг уменьшения массы [23].

Результаты оптимизации СР перечисленных ЛА, полученные по критерию КМ и по ТЭК, отличаются по приведенным затратам не более чем на 2 %. В связи с этим оптимизацию СР ЛА целесообразно осуществлять по наиболее простому критерию КМ оборудования.

*Пример.* Допустим, что СР состоит из трех участков: одного узлового и двух участков приемников электроэнергии. Исходные данные следующие:  $I_1=0,34$ ;  $I_2=0,17$ ;  $I_3=0,17$ ;  $l_1=57$ ;  $l_2=14$ ;  $l_3=30$ ;  $R_{k1}=0,067$ ;  $R_{k2}=0,008$ ;  $R_{k3}=3,5$ ;  $\gamma=50$ ;  $\Delta U=1,46$ ;  $S_{d1}=S_{d2}=S_{d3}=0,2$ . Уравнения ограничений по ДПН можно записать в следующем виде:

$$\frac{I_1 l_1}{\gamma S_{d1}} + \frac{I_2 l_2}{\gamma S_{d2}} \leq \Delta U_{II} - I_1 R_{k1} - I_2 R_{k2};$$

$$\frac{I_1 l_1}{\gamma S_{d1}} + \frac{I_3 l_3}{\gamma S_{d3}} \leq \Delta U_{II} - I_1 R_{k1} - I_3 R_{k3},$$

где  $R_k$  — сопротивление контактов аппаратов защиты, Ом.

Используя данную систему и задаваясь  $S_{d1}$ , можно определить дискретные сечения проводов участков приемников электроэнергии. Результаты расчета приведены ниже:

$S_{d1}$	70	50	25	10	2,5	1,5	1	0,75	0,5
$S_{d2}$	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
$S_{d3}$	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,35	2,5

Анализ приведенных данных позволяет сделать вывод о том, что вторая переменная лежит на границе ограничений.

*Вывод.* Предложенная совокупность вычислительных приемов (методов), получившая название комбинированного метода оптимизации СР, позволяет осуществлять выбор оптимальных типоразмеров проводов практически без ограничений по количеству искомых переменных. Это достигается за счет того, что указанный метод предусматривает:

исключение переменных, лежащих на границах ограничений, что позволяет уменьшить их количество и избежать смещения точки непрерывного условного минимума от ее истинного положения;

оптимальную декомпозицию систем нелинейных уравнений на подсистемы меньшей размерности, обеспечивающую минимально необходимый объем памяти ЭВМ;

решение системы нелинейных уравнений таким образом, что на каждом приближении к решению базовой подсистемы уравнений определяется решение остальных подсистем;

целенаправленное применение правил отбора перспективных вариантов типоразмеров проводов систем распределения электроэнергии летательных аппаратов, которое позволяет сократить перебор в окрестности точки непрерывного условного минимума.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Николаевский М. Я. Самолетные электрические сети. — Л.: Ленинградская краснзнаменная военно-воздушная инженерная академия, 1952.
2. Кулзбакин В. С., Морозовский В. Т., Синдеев И. М. Производство, преобразование и распределение электрической энергии на самолетах. — Учебн. пособ. для авиац. вузов. — М.: Оборонгиз, 1956.
3. Петухов Б. Н. Электроснабжение летательных аппаратов. — Л.: Ленинградская краснзнаменная военно-воздушная инженерная академия, 1960.
4. Винославский В. Н. Определение сечений проводов и кабелей шахтных электрических сетей из условия минимальных расчетных затрат. — Изв. вузов. Горный журнал, 1969, № 9.
5. Кривенцов В. И., Морозовский В. Т. О многомерной оптимизации электрических сетей транспортных средств. — Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1973, № 4.
6. Кривенцов В. И., Морозовский В. Т. Проектирование электрических сетей автономных систем. — Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1974, № 2.
7. Винославский В. Н., Шишков В. З. Расчет неоднородных электрических сетей из условия минимальных приведенных затрат. — Электричество, 1974, № 2.
8. Винославский В. Н. Распределение допустимой потери напряжения в электрических сетях из условия минимальных приведенных затрат. — Электричество, 1974, № 11.
9. Кривенцов В. И. Алгоритм расчета электрических распределительных сетей автономных систем. — Электричество, 1978, № 5.
10. Решетов С. А. Оптимизация электрических сетей при заданной потере напряжения. — Электричество, 1982, № 6.
11. Холмский В. Г. Принципы выбора сечений проводов в электрических сетях при расчетах на допустимую потерю напряжения. — Изв. Киев. политех. ин-та, 1957, т. XXVI.
12. Веников В. А., Астахов Ю. Н. Экономические интервалы при выборе оптимальных вариантов энергетических объектов и их применение при технико-экономических расчетах электропередач. Изв. АН СССР. Энергетика и автоматика, 1962, № 3.
13. Галустова М. А., Момот А. И., Струтинская С. П. Проектирование электрических сетей с помощью вычислительных машин. — Киев: Наукова думка, 1972.
14. Вычислительные методы выбора оптимальных проектных решений/Под общей ред. В. С. Михалевича. — Киев: Наукова думка, 1977.
15. Оптимизация сечений проводов систем распределения электрической энергии летательных аппаратов/М. Е. Кичкировский, А. М. Нотариус, В. С. Терещук и др. — В кн.: Электрооборудование летательных аппаратов (межвузовский сборник) Казань: Казанский авиационный институт, 1977, вып. 1.
16. Кривенцов В. И., Новиков В. В. Алгоритм дискретной оптимизации автономной электроэнергетической системы. — Электричество, 1979, № 6.
17. Кривенцов В. И. Критерий оценки эффективности оборудования электроэнергетических систем транспортных средств. — Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1978, № 1.
18. Кривенцов В. И. Оценка эффективности оборудования электроэнергетических систем транспортных средств. — Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1979, № 1.
19. Шейнин В. М. Весовая и транспортная эффективность пассажирских самолетов. — М.: Оборонгиз, 1962.



20. Кривенцев В. И. Оптимизация плотности тока для распределительных электрических сетей подвижных объектов. — Электричество, 1978, № 3.

21. Кривенцев В. И., Новиков В. В. Программа декомпозиции системы нелинейных уравнений большой размерности при проектировании электрической сети летательного аппарата. — В кн.: Алгоритмы и программы. Информационный бюллетень (Государственный фонд алгоритмов и программ) М.: ВНИИЦ, 1980, № 4 (36).

22. Федосеев А. Ф. Современное состояние и перспективы развития электрического оборудования самолетов. — В кн.: Автоматика и электромеханика. М.: Наука, 1973.

23. Дракин И. И. Основы проектирования беспилотных летательных аппаратов с учетом экономической эффективности. — М.: Машиностроение, 1973.

[28.01.87]



УДК 621.313.332.013.62

## Области вентильного самовозбуждения асинхронного генератора с короткозамкнутым ротором

КОСТЫРЕВ М. Л., доктор техн. наук

Куйбышевский политехнический институт

Идея использования асинхронного генератора с короткозамкнутым ротором для автономных систем электроснабжения давно привлекает внимание исследователей. Главная проблема, затрудняющая применение асинхронных генераторов, состоит в разработке компактного регулируемого источника реактивной мощности (ИРМ), необходимого для возбуждения генератора. Давно известно применение для этой цели синхронных машин и конденсаторов. Новые возможности по применению в народном хозяйстве асинхронных генераторов открыла реализация идеи их возбуждения с помощью вентильного преобразователя на полупроводниковых приборах [1—6].

В асинхронном вентильном генераторе (АВГ) постоянного тока (рис. 1) вентильный преобразователь выполняет функции источника реактивной мощности, выпрямителя и регулятора выходного напряжения. Сущность вентильного возбуждения асинхронного генератора заключается в том, что путем принудительной циклической коммутации токов обмотки статора с помощью вентилей создается магнитное поле, основная гармоника которого вращается с требуемой частотой возбуждения [7].

Сравнение различных типов ИРМ (см. таблицу) показывает существенное превосходство тиристорных (транзисторных) источников реактивной мощности (ТИРМ). Это объясняется способностью современных силовых полупроводниковых приборов коммутировать значительные токи (до 2400 А) при высоких напряжениях (до 4500 В) и малых временах коммутации (10—20 мкс) [8]. В тиристорных ИРМ с коммутирующими узлами достаточно высокие показатели достигаются за счет эффективного использования коммутирующих конденсаторов. Например, при частоте возбуждения 50 Гц и частоте коммутирующего контура 15 кГц (для тиристорных с временем выключения 20 мкс) емкость коммутирующих конденсаторов при вентильном возбуждении в 100—150 раз меньше по сравнению с обычным конденсаторным возбуждением. При переходе на полностью управляемые вентили необходимость в коммутирующих узлах отпадает [9].

В работах по электромагнитным процессам в асинхронных вентильных генераторах рассмотрена физическая картина вентильного самовозбуждения, предложены методики расчета, исследованы характеристики в статических и динамических режимах [10—13]. Границы области вентильного самовозбуждения АВГ оставались

неизученными. Эта задача особенно актуальна для автономных систем генерирования электроэнергии при переменной частоте вращения первичного двигателя.

Для приближенного анализа АВГ в установившихся и переходных режимах при нормальной работе наиболее эффективен подход, основанный на принципе непрерывной аппроксимации вентильных преобразователей в сочетании с координатными преобразованиями. Физически это обосновано тем, что рассматриваемые АВГ работают в области повышенных частот 50—800 Гц, когда период квантования мал по сравнению с длительностью протекания переходных процессов, а сама асинхронная машина обладает хорошими фильтрующими свойствами.

В генераторном режиме работы в разомкнутой САР частоты вращения ротора и возбуждения заданы, а напряжение на зажимах, токи и электромагнитный момент определяются условиями внутреннего равновесия системы АВГ — нагрузка, а также кривой намагничивания асинхронной машины. Формулировка и анализ этих условий и составляют содержание данной статьи.

Рассмотрим работу АВГ в режиме самовозбуждения на примере типовой схемы рис. 1. Уравнения АВГ в разомкнутой системе регулирования, полученные методом основной гармоник в осях координат  $dq$ , вращающихся с частотой возбуждения  $\omega_1$ , в относительных единицах имеют вид [14]:

$R_1 + pL_{11}$	$-\omega_1 L_{11}$	$pL_m$	$-\omega_1 L_m$	$i_d^s$	$-K_u U_g$
$\omega_1 L_{11}$	$R_1 + pL_{11}$	$\omega_1 L_m$	$pL_m$	$i_q^s$	0
$pL_m$	$(\omega - \omega_1) L_m$	$R_2 + pL_{22}$	$(\omega - \omega_1) L_{22}$	$i_d^R$	0
$(\omega_1 - \omega) L_m$	$pL_m$	$(\omega_1 - \omega) L_{22}$	$R_2 + pL_{22}$	$i_q^R$	0

(1)

$$(g + pC_6) U_g - \frac{1}{K_i} i_d^s = 0;$$

$$L_m = f(\psi^2);$$

$$\psi^2 = \frac{2}{3} L_m^2 [(i_d^s + i_d^R)^2 + (i_q^s + i_q^R)^2],$$

где  $K_u$ ,  $K_i$  — коэффициенты передачи по напряжению и току вентильного преобразователя;  $R_1$ ,  $R_2$ ,  $L_m$ ,  $L_{11}$ ,



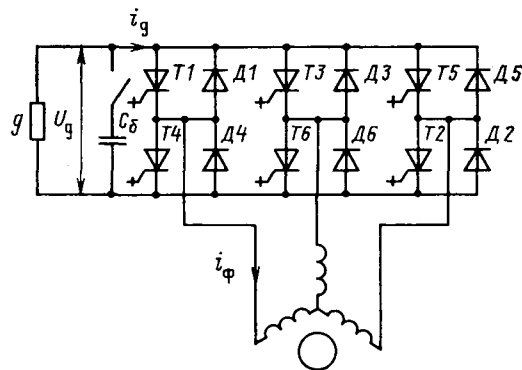


Рис. 1. Схема асинхронного вентильного генератора

$L_{22}$  — параметры асинхронного генератора [14];  $\omega$  — частота вращения ротора.

Здесь за независимые базовые параметры приняты номинальные выпрямленные напряжение  $U_{гн}$  и ток АВГ  $i_{гн}$ , номинальная частота вращения ротора  $\omega_n$ .

Отличие системы (1) от известных уравнений асинхронного частотно-регулируемого электропривода состоит в отсутствии уравнения движения ротора и введении уравнения электрического равновесия для нагрузки. Неизвестными в них являются частота возбуждения  $\omega_1$  и напряжение  $U_g$ , а независимыми переменными — частота вращения  $\omega$  и проводимость нагрузки  $g$ .

Из (1) при работе с ненасыщенной магнитной цепью характеристическое уравнение АВГ получаем в виде:

$$a_0 p^5 + a_1 p^4 + a_2 p^3 + a_3 p^2 + a_4 p + a_5 = 0, \quad (2)$$

где

$$\begin{aligned} a_0 &= C_0 (\sigma L_{11} L_{22})^2; \quad a_1 = 2C_0 \sigma L_{11} L_{22} (R_1 L_{22} + R_{22} L_{11}) + \\ &+ g (L_{11} L_{22} \sigma)^2; \quad a_2 = K_z \sigma L_{11} L_{22}^2 + C_0 [(\sigma L_{11} x_{22})^2 (1 + s^2) + \\ &+ L_{11}^2 R_2^2 + R_1^2 L_{22}^2 + 2R_1 R_2 L_{11} L_{22} (1 + \sigma)] + \\ &+ 2g \sigma L_{11} L_{22} (R_1 L_{22} + R_2 L_{11}); \\ a_3 &= K_z [R_1 L_{22}^2 + R_2 L_{11} L_{22} (1 + \sigma)] + 2C_0 (s^2 R_1 L_{11} x_{22}^2 + \\ &+ R_1 R_2^2 L_{11} + R_2^2 R_2 L_{22} + \sigma R_2 L_{22} x_{11}^2) + g [(\sigma L_{11} x_{22})^2 + \\ &+ R_1 R_2 L_{11} L_{22} (1 + \sigma) + L_{11}^2 R_2^2]; \quad a_4 = K_z (s^2 \sigma L_{11} x_{22}^2 + \\ &+ R_2^2 L_{11} + 2R_1 R_2 L_{22}) + C_0 [s^2 (R_1^2 x_{22}^2 + x_{11}^2 x_{22}^2 \sigma^2) + \\ &+ 2s R_1 R_2 x_m^2 + R_2^2 (R_1^2 + x_{11}^2)] + 2g (s^2 \sigma R_1 L_{11} x_{22}^2 + \\ &+ R_1 R_2 (R_1 L_{22} + R_2 L_{11}) + \sigma R_2 L_{22} x_{11}^2); \quad a_5 = K_z (s^2 R_1 x_{22}^2 + \\ &+ s R_2 x_m^2 + R_1 R_2^2) + g [s^2 x_{22}^2 (R_1^2 + \sigma^2 x_{11}^2) + 2s R_1 R_2 x_m^2 + \\ &+ R_2^2 (R_1^2 + x_{11}^2)]; \quad K_z = \frac{K_u}{K_i}; \quad \sigma = 1 - \frac{L_m^2}{L_{11} L_{22}} \text{ — коэффициент рассеяния; } s = \frac{\omega_1 - \omega}{\omega_1} \text{ — скольжение.} \end{aligned}$$

Напряжение будет лавинообразно нарастать, т. е. АВГ перейдет в режим самовозбуждения при наличии хотя бы одного корня уравнения (2) с положительной вещественной частью. Известны границы устойчивости первого (нулевой корень), второго (колебательная) и третьего (бесконечный корень) типов. Для построения областей самовозбуждения АВГ имеет физический смысл лишь первый тип границы, так как при колебательной неустойчивости не обеспечивается надежное самовозбуждение.

Тип ИРМ	Показатели			
	напряжение, В; частота, Гц	удельная масса, кг/кВ·А	удельная стоимость, руб/кВ·А	регулятор
Синхронный компенсатор	380; 50	8 ÷ 15	9 ÷ 18	регулятор возбуждения
Конденсаторная батарея	380, 50; 200, 400	2 ÷ 4, 0,1 ÷ 0,3	3 ÷ 6	силовой дроссель с тиристорным коммутатором
Тиристорный с коммутирующими узлами	380; 0,1 ÷ 500	0,2 ÷ 0,4	2 ÷ 4	не требуется
Тиристорный на полностью управляемых вентильях	380; 0,1 ÷ 1000	0,07 ÷ 0,1	—	не требуется

Границе устойчивости первого типа соответствует равенство нулю свободного члена характеристического полинома, отсюда условие самовозбуждения АВГ получается в виде

$$a_5 < 0. \quad (3)$$

Определим границы области самовозбуждения АВГ. При работе под нагрузкой в режиме  $\omega_1 = \text{const}$  из (2) получаем условие самовозбуждения в виде

$$a_1 s^2 + b_1 s + c_1 < 0, \quad (4)$$

где

$$\begin{aligned} a_1 &= x_{22}^2 R_1 + g' (R_1^2 + \sigma^2 x_{11}^2); \\ b_1 &= R_2 x_m^2 (1 + 2g' R_1); \\ c_1 &= R_2^2 [R_1 + g' (R_1^2 + x_{11}^2)]; \\ g' &= g/K_z; \\ x_m &= \omega_1 L_m; \quad x_{11} = \omega_1 L_{11}; \quad x_{22} = \omega_1 L_{22}. \end{aligned}$$

Граничные значения скольжений из (4):

$$\left. \begin{aligned} s_1 &\approx -\frac{c_1}{b_1} = -\frac{R_2 (R_1 + g' R_1^2 + x_{11}^2)}{x_m^2 (1 + 2g' R_1)}; \\ s_2 &\approx -\frac{b_1}{a_1} = -\frac{R_2 x_m^2 (1 + 2g' R_1)}{x_{22}^2 [R_1 + g' (R_1^2 + \sigma^2 x_{11}^2)]}. \end{aligned} \right\} \quad (5)$$

Для режима  $\omega = \text{const}$ , характерного для АВГ, после подстановки в (3)

$$\omega_1 = \frac{\omega}{1-s}$$

условие самовозбуждения имеет вид:

$$a_0 s^4 + a_1 s^3 + a_2 s^2 + a_3 s + a_4 < 0, \quad (6)$$

где

$$\begin{aligned} a_0 &= (1 + g' R_1) R_1 (R_2^2 + x_{22}^2); \\ a_1 &= (1 + g' R_1) (R_2 x_m^2 - 2R_1 x_{22}^2 - 4R_1 R_2) + g' R_1 R_2 x_m^2; \\ a_2 &= (1 + g' R_1) (R_1 x_{22}^2 - 2R_2 x_m^2 + 5R_1 R_2) + g' (x_{11} x_{22} \sigma)^2 - \\ &- 2R_1 R_2 g' x_m^2 + g' R_2^2 x_{11}^2; \\ a_3 &= R_2 [1 + g' R_1] (x_m^2 - 4R_1 R_2) + g' (R_1 x_m^2 - R_2 x_{11}^2); \\ a_4 &= R_2^2 [R_1 (1 + g' R_1) + g' x_{11}^2]. \end{aligned}$$



Области самовозбуждения, рассчитанные по (6) для АВГ мощностью 60 кВт с параметрами  $\omega_6=1675$  рад/с,  $U_6=290$  В,  $i_{\pi}=208$  А,  $R_1=0,027$  Ом,  $R_2=0,0081$  Ом,  $x_m=1,11$  Ом,  $x_{\pi}=1,176$  Ом,  $x_{22}=1,147$  Ом показаны на рис. 2. Как видно, область самовозбуждения сужается с увеличением частоты вращения и проводимости нагрузки. Максимальная частота вращения ограничивается статической перегружаемостью АВГ, а минимальная — насыщением магнитной цепи.

В режиме холостого хода ( $g=0$ ) неравенство (6) приводится к виду:

$$a_2 s^2 + b_2 s + c_2 < 0, \quad (7)$$

где

$$a_2 = R_1 (R_2^2 + x_{22}^2);$$

$$b_2 = R_2 (x_m^2 - 2R_1 R_2);$$

$$c_2 = R_1 R_2^2.$$

Из (7) граничные значения скольжений:

$$\left. \begin{aligned} s_1 &= -\frac{R_1 R_2}{\omega^2 L_m^2 - 2R_1 R_2}; \\ s_2 &= -\frac{R_2 L_m^2}{R_1 L_{22}^2}. \end{aligned} \right\} \quad (8)$$

Минимальная частота вращения, при которой АВГ возбуждается на холостом ходу,

$$\omega_{\min} = \frac{2}{L_m} \sqrt{R_1 \left[ R_2 + R_1 \left( \frac{L_{22}}{L_m} \right)^2 \right]}. \quad (9)$$

Для типичных параметров АВГ

$$R_{1*} \approx R_{2*} = 0,006 \div 0,1;$$

$$L_{m*} = 1 \div 2,5; L_{22*} = (1,03 \div 1,07) L_{m*}.$$

Минимальная частота вращения

$$\omega_{\min*} = 0,03 \div 0,1.$$

Максимальная частота вращения ограничивается перегрузочной способностью. При  $\omega_{1*} > 1$ , пренебрегая влиянием сопротивления  $R_1$ , из условия равенства нулю дискриминанта уравнения (3) получаем критическое значение проводимости нагрузки

$$g_{kp} = \frac{K_z (1 - \sigma)}{2\sigma \omega_1 L_{11}}, \quad (10)$$

отсюда максимальная частота вращения

$$\omega_{\max} = \frac{K_z (1 - \sigma)}{2\sigma L_{11} g_{\max}}, \quad (11)$$

где  $g_{\max}$  — максимальная проводимость нагрузки, соответствующая заданной статической перегружаемости АВГ.

Соотношения (4), (8)–(11) определяют рабочую область самовозбуждения АВГ по условиям статики в разомкнутой САР. Эти условия необходимы, но недостаточны для обеспечения вентильного самовозбуждения асинхронного генератора.

Рассмотрим более подробно процесс вентильного возбуждения трехфазного асинхронного генератора при алгоритме однократного переключения вентилей с углом проводимости  $180^\circ$ .

Анализ структур вентильных цепей показывает, что переход к следующей структуре осуществляется при-

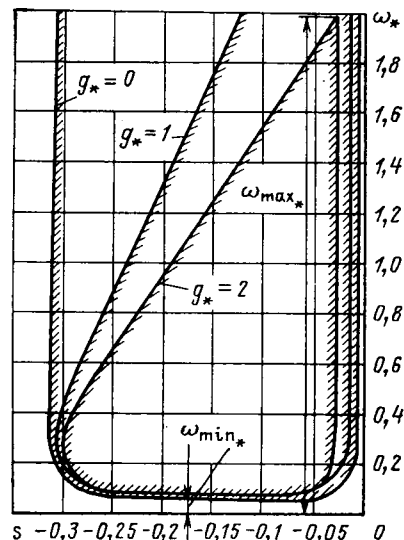


Рис. 2. Области вентильного самовозбуждения асинхронного генератора

нудительным выключением очередного тиристора. Обратные диоды  $D1 \div D6$  обеспечивают замкнутость электрической цепи при выключении тиристора и непрерывность тока обмотки статора. Чередование структур АВГ остается неизменным как при разомкнутом, так и вращающемся короткозамкнутом роторе и изменении скольжения. Изменяется лишь соотношение между длительностями проводящего состояния тиристора и инцидентного ему диода, например  $T1$  и  $D1$  (рис. 3).

При однократном переключении вентилей возможны два режима работы АВГ. Первый (рис. 3, б и в) характерен для малых нагрузок, когда выходная мощность  $P_{2*} < 0,25$ , угол  $\varphi < 120^\circ$ . В этом режиме форма фазного тока существенно отличается от синусоидальной (коэффициент искажения  $k_{исх} = 0,2 \div 0,25$ ), а коммутируемый ток равен амплитудному. Второй режим (рис. 3, г) имеет место при нагрузках  $P_{2*} = 0,5 \div 2$ , угле  $\varphi > 120^\circ$ . В этом режиме ток близок к синусоидальному ( $k_{исх} = 0,07 \div 0,15$ ), а коммутируемый ток меньше амплитудного.

В замкнутой цепи обмотки статора АВГ выполняется баланс приведенных реактивных мощностей [15]. Реактивная мощность генерируется при принудительном выключении тиристорov и потребляется фазами асинхронной машины. Из циклической вольт-амперной характеристики (рис. 4) видно, что в установившемся симметричном режиме реактивная мощность, потребляемая асинхронной машиной,

$$\begin{aligned} Q_{AM} &= \frac{1}{4\pi} \int_0^T \left( U \frac{di}{dt} - i \frac{du}{dt} \right) dt = \\ &= \frac{3}{2\pi} \left( \frac{4}{3} i_2 + \frac{2}{3} i_1 + \frac{2}{3} i_3 \right) U_g. \end{aligned} \quad (12)$$

Так как в симметричном режиме

$$i_1 + i_2 + i_3 = 0,$$

то реактивная мощность

$$Q_{AM} = \frac{3}{\pi} U_g i_{\kappa}, \quad (13)$$

где  $i_{\kappa} = i_2$  — фазный ток в момент выключения тиристора (коммутируемый ток).



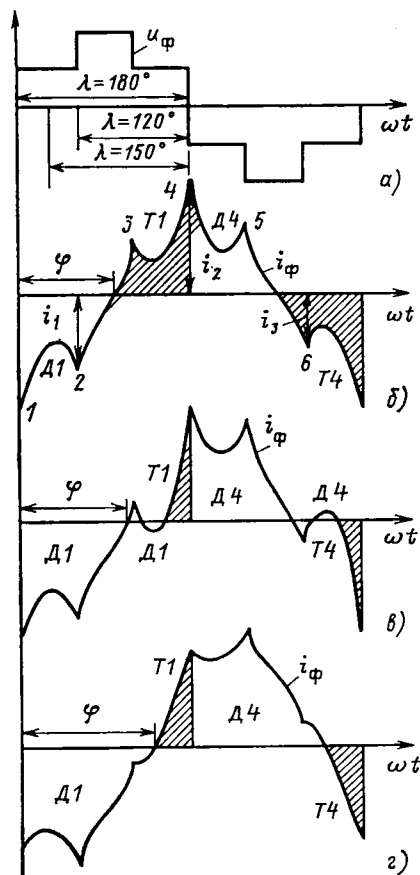


Рис. 3. Фазные напряжения и токи АВГ при однократном переключении вентилей и соединении фаз статора звездой

Реактивная мощность, генерируемая при принудительном выключении тиристоров согласно (15)

$$Q_{\text{тирм}} = \frac{3}{\pi} U_g i_{\kappa}. \quad (14)$$

Таким образом, реактивная мощность, генерируемая ТИРМ, всегда равна реактивной мощности, потребляемой асинхронным генератором при любой частоте, напряжении и нагрузке в рабочем диапазоне. Это свойство принципиально отличает АВГ от асинхронного генератора с конденсаторным возбуждением. В последнем, как известно, баланс реактивных мощностей выполняется при единственном значении напряжения и частоты. Для перехода на другую частоту или напряжение необходимо изменить емкость или индуктивность цепи.

Таким образом, в установившемся режиме вентильного возбуждения асинхронного генератора принудительное циклическое переключение вентилей обеспечивает протекание трехфазного переменного тока по обмотке статора и создание магнитного поля, основная гармоника которого вращается с частотой, задаваемой путем подачи управляющих и коммутирующих импульсов на управляемые вентили.

Отметим, что в случае трехфазного АВГ (рис. 1) на любом интервале две фазы образуют замкнутый через вентили контур, а третья фаза замыкается через цепь постоянного тока. Последняя должна обладать двухсторонней проводимостью и допускать ступенчатое изменение тока. Это можно обеспечить путем подклю-

чения к шинам постоянного тока источника напряжения, активного сопротивления или конденсатора.

Расчеты и опыты [7, 10, 13] подтвердили возможность устойчивого вентильного самовозбуждения АВГ во всех трех вариантах. Однако в случае малой активной нагрузки на элементах схемы появляются перенапряжения, поэтому целесообразно подключение буферного конденсатора  $C_b$ .

Оценка значения емкости буферного конденсатора с позиций вентильного возбуждения асинхронного генератора дана в [7].

При малых значениях емкости буферного конденсатора АВГ переходит в режим вентильно-конденсаторного самовозбуждения. В этом режиме АВГ работает неустойчиво. На холостом ходу и при малых нагрузках возникают колебания напряжения, магнитного потока и момента на валу. Это объясняется существованием двух различных частот возбуждения — резонансной и вынужденной, которая задается системой управления АВГ.

При работе АВГ под нагрузкой процесс вентильного возбуждения происходит так же, как и на холостом ходу, а передача энергии от приводного двигателя осуществляется электромагнитным путем в такт с колебаниями переменного тока в обмотке статора. Однако в отличие от асинхронного генератора с конденсаторным самовозбуждением частота тока в статоре АВГ задается принудительно системой управления, а не определяется

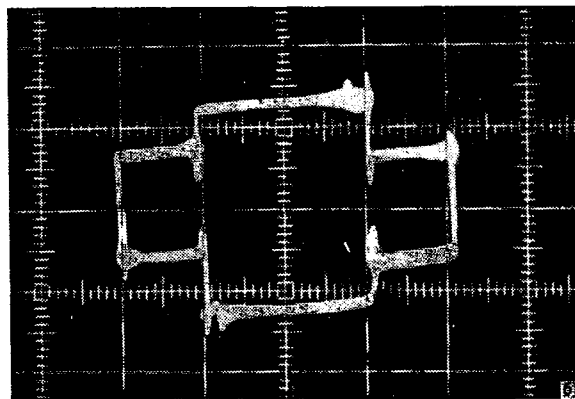
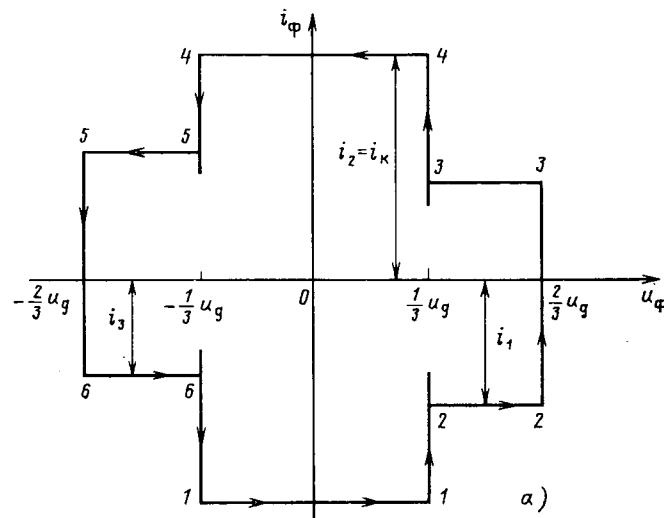


Рис. 4. Расчетная (а) и опытная (б) циклические вольт-амперные характеристики фазы статора АВГ



резонансом контура, образованного фазой машины и конденсатором. При работе под нагрузкой АВГ устойчиво работает в режиме вентильного возбуждения при отключенном буферном конденсаторе.

Из анализа электромагнитных процессов вытекают следующие необходимые и достаточные условия вентильного самовозбуждения многофазного АВГ с короткозамкнутым ротором:

1. Структура силовой схемы и алгоритм переключения вентиля должны обеспечивать принудительное циклическое переключение фазных токов статора с требуемой частотой возбуждения и сдвигом основных гармоник на угол  $2\pi/m$ , где  $m$  — число фаз.

2. Частота вращения ротора и основная гармоника частоты возбуждения должны находиться внутри области самовозбуждения, определяемой параметрами генератора и нагрузки.

3. Необходим начальный запас электрической и магнитной энергии, чтобы обеспечить нарастание токов до значения, превышающего ток удержания тиристоров.

4. В случае трехфазного АВГ с цепью постоянного тока последняя должна обладать двухсторонней проводимостью. Если для этого применен буферный конденсатор, то его емкость должна быть больше критической, соответствующей переходу в режим вентильно-конденсаторного самовозбуждения.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Патент 1288670 (ФРГ). Заявл. 25.03.65, № 1288670-3-32 (596186), опубл. 25.09.69.
2. Патент 3832625 (США). Заявл. 26.02.73, № 336140, опубл. 27.08.74.

3. Патент 4006398 (США). Заявл. 15.09.75, № 613147, опубл. 01.02.77.

4. А. с. № 588610 (СССР). Способ управления автономным асинхронным генератором с короткозамкнутым ротором / Костырев М. Л., Скороспешкин А. И., Дружков В. Д. и др. — Б. И., 1978, № 2.

5. А. с. № 588359 (СССР). Асинхронный вентильный генератор / Костырев М. Л., Кудояров В. Н., Дружков В. Д. и др. — Б. И., 1977, № 18.

6. Boys J. T., Elder J. M. A low — cost ac generating system. — Trans. of New Zealand Inst. of Engineers, 1981, № 3.

7. Мотовилов Н. В., Костырев М. Л. Вентильное возбуждение асинхронных генераторов с короткозамкнутым ротором. — Электричество, 1983, № 10.

8. Кузьмин В. А., Рухамкин В. М., Тоомла О. К. Силовые быстродействующие тиристоры с высокими коммутационными и нагрузочными характеристиками. — Электротехника, № 3, 1984.

9. Потапчук В. А. Тенденция развития силовых биполярных транзисторов. — Электротехника, 1984, № 3.

10. Костырев М. Л., Скороспешкин А. И., Дудышев В. Д. и др. — Анализ электромагнитных процессов в асинхронных вентильных генераторах для автономных систем. — В кн.: Современные задачи преобразовательной техники, ч. 2, ИЭД АН УССР, Киев, 1975.

11. Novotny D. W., Gritter D. J., Stuettmann G. H. Self-excitation in inverter-driven induction machines. — IEEE Trans., PAS — 96, 1977, № 4.

12. Костырев М. Л., Мотовилов Н. В., Княев В. М. Моделирование электромагнитных процессов в электромеханических вентильных системах с асинхронными машинами. — Электронное моделирование, 1985, т. 7, № 2.

13. Степанов А. Д., Андерс В. И., Богатин А. А. Анализ работы асинхронного генератора с инвертором в режиме самовозбуждения. — Электричество, 1986, № 1.

14. Костырев М. Л. Математические модели асинхронных генераторов с вентильным возбуждением. — Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1981, № 2.

15. Маевский О. А. Энергетические показатели вентильных преобразователей. — М.: Энергия, 1978.

[11.05.86]



УДК 621.313.3.045.001.2

## Метод построения электрически совмещенных обмоток машин переменного тока

КАРИМОВ Х. Г., канд. техн. наук, ТУПОГУЗ Ю. А., инж.

В электрических машинах переменного тока используется принцип совмещения нескольких разнополюсных магнитных полей в общем магнитопроводе. Это могут быть двигатели (в том числе и бесконтактные), генераторы или одномашинные преобразователи частоты [1—3]. В пазах таких машин укладываются как независимые, так и электрически совмещенные обмотки (СО), обеспечивающие более высокий уровень использования активных материалов по сравнению с отдельными обмотками и упрощающие конструкцию устройства.

Существует целый класс СО с одновременным питанием от двух независимых источников, которые выполняют функции двух независимых обмоток с числом пар полюсов  $p_1$ ,  $p_2$  и фаз  $m_1$ ,  $m_2$ . Такие СО строятся на основе специальных электрических схем с двумя группами выводов, причем по отношению к одной группе они  $2p_1$ -полюсные, а по отношению к другой —  $2p_2$ -полюсные. Возможность одновременного питания СО от двух источников появляется благодаря равенству потенциалов выводов одной из групп при подключении системы фазных напряжений к зажимам другой группы, так как в этом случае токи одного из источников не протекают через другой, т. е. обеспечивается

электрическая независимость обоих источников. Проводники в таких обмотках одновременно обтекаются двумя системами токов, каждая из которых создает в воздушном зазоре машины вращающуюся гармонику поля «своей» полюсности.

Разработанные в настоящее время аналитические принципы построения указанного типа СО [4] основаны на теории полюсно-амплитудной модуляции (ПАМ), используемой при конструировании машин с полюсно-переключаемыми обмотками (ППО). Различают три вида ПАМ: полная с применением одной модулирующей волны, пофазная с использованием отдельных модулирующих волн для каждой фазы и модуляция вращающейся синусоидальной волной.

В первых двух видах токораспределение исходной  $2p_1$ -полюсной обмотки нормального исполнения преобразуется неподвижной в пространстве волной модуляции (несколькими волнами модуляции) в токораспределение модулированной обмотки с числом  $2p_2$  полюсов. Модуляция исходной обмотки осуществляется реверсированием половины ее катушечных групп, совпадающих в пространстве с одним из полупериодов модулирующей волны. В ППО этого добиваются различными



переключениями в схеме соединения катушечных групп, а в СО — изменением позиций подключения источников в стационарной схеме, для чего каждую фазу исходной обмотки выполняют с четырьмя ветвями, которые соединяют в уравнивающий «мост», а независимые источники присоединяют к равнопотенциальным выводам «мостов».

Третий вид построения СО заключается в следующем: исходную симметричную  $m_1$ -фазную  $2p_1$ -полюсную обмотку представляют как результат модуляции равномерного токораспределения вращающейся синусоидальной волной с числом  $2p_1$  полюсов, а модулированную  $m_2$ -фазную  $2p_2$ -полюсную обмотку — как результат модуляции равномерного токораспределения, созданного  $2m_1p_1$ -катушечными группами,  $2p_2$ -полюсной вращающейся волной. При этом синусоидальное токораспределение со стороны  $2p_2$  полюсов обеспечивается только при подключении обмотки к симметричному  $m_2$ -фазному источнику, в связи с чем СО выполняют на основе схем « $(m_1-m_2)$ -фазных звезд».

В рассмотренных принципах построения СО ограничения, накладываемые на соотношения полюсов и фаз, и тип модуляции определяются как схемой соединения ветвей исходной обмотки, так и возможностью обеспечения симметрии модулированной обмотки. В СО, получаемых при неподвижной модулирующей волне, заданные катушки и стационарные межкатушечные соединения обеспечивают правильную картину м.д.с. только с  $2p_1$ -полюсной стороны, а со второй стороны обмотки образуется вместе с полезной волной также и «паразитная» составляющая, которую можно нейтрализовать подбором шага обмотки, что приводит, однако, к уменьшению обмоточного коэффициента исходной обмотки.

Кроме того, возможности ПАМ при построении СО существенно ограничены, во-первых, тем, что в них не допускается (при построении ППО допускается) изменение первоначально принятой схемы соединения ветвей исходной обмотки и, во-вторых, необходимостью обеспечения электромагнитной независимости групп выводов для полюсности  $p_1$  и  $p_2$  (т. е. равенства потенциалов одной из групп выводов при питании другой группы), вследствие чего для большинства возможных соотношений полюсов получаемые СО имеют низкие обмоточные коэффициенты по рабочим гармоникам поля и значительное дифференциальное рассеяние. При третьем виде ПАМ число фаз модулированной обмотки зависит от числа исходных катушечных групп и соотношения полюсов СО. Чаще всего число фаз источников, подключаемых к обмотке, заранее известно, поэтому СО с синусоидальными картинками м.д.с. удается построить лишь в ограниченном диапазоне соотношений полюсов.

В связи с этим более целесообразным представляется способ, при котором берутся две обмотки нормального исполнения с заданными числами полюсов ( $2p_1$ ,  $2p_2$ ) и фаз ( $m_1$ ,  $m_2$ ), с синусоидальными картинками м.д.с. и одновременно используются в процессе построения СО, благодаря чему исключается операция преобразования токораспределения исходной обмотки в распределение токов модулированной обмотки. Именно такой подход и есть основа нового метода, изложенного в данной статье. В отличие от ранее описанных принципов в этом случае схема СО не принимается готовой, а получается в процессе самого построения с учетом картин распределения фазных токов в пазах машины для каж-

дой полюсности. В результате полученная СО может создавать одновременно с обеих сторон близкие к синусоидальным картины м.д.с. и иметь для каждой рабочей гармоники поля высокие обмоточные коэффициенты.

При построении СО предлагаемым методом вначале устанавливается однозначное или кратное соответствие между проводниками с токами совмещаемых обмоток и базовой обмотки (БО), на основе которой проектируется СО, рассмотренными ниже способами улучшаются электромагнитные свойства со стороны обеих полюсностей, после чего схема СО получается путем выполнения электрических связей между ее отдельными проводниками по аналогии с соединениями проводников в БО. Следует заметить, что в случае кратного соответствия каждой катушке БО будет соответствовать катушечная группа СО.

Известны специальные электрические схемы (БО), которые могут служить основой дискретной структуры СО. Исходя из особенностей СО, предложенного принципа из построения и условий эксплуатации, можно сформулировать следующие свойства, которыми должны обладать БО:

возможность одновременного подключения к электрической схеме БО двух независимых источников питания, токи которых при этом не протекают друг через друга;

сочетания фазных токов от обоих источников в проводниках БО должны иметь место и в проводниках проектируемой обмотки с заданными соотношениями  $p_1/p_2$  и  $m_1/m_2$ ;

возможность выполнения СО (на основе электрической схемы БО), имеющей хотя бы одну из групп выводов с тремя фазами для подключения к трехфазной промышленной сети (т. е. к трехфазному источнику с неизолированными обмотками фаз).

В соответствии с этими свойствами можно выделить следующие типы схем БО: а) «мостовые»; б) « $(m_1-m_2)$ -фазные звезды»; в) « $(m_1-2m_2)$ -фазные звезды»; г) « $(m_1-2m_2)$ -фазные звезды» с «расщепленными» фазными обмотками со стороны одной из групп выводов (с этой стороны обмотка подключается к ряду гальванически не связанных между собой источников питания, например, статических преобразователей). Эти схемы для случая  $m_1=m_2=3$  показаны на рис. 1, а—г.

В «мостовых» БО единичные токи от двух источников (т. е. условные токи единичной величины, обтекающие БО в направлении от начала фазы источника к концу) протекают по проводникам как в согласных, так и во встречных направлениях, причем токи каждой фазы первого источника сочетаются с токами только одной из фаз второго источника. По проводникам БО типа б) единичные токи протекают только во встречных направлениях, а токи каждой фазы первого источника сочетаются с токами всех фаз второго источника. В БО типов в) и г) проводники обтекаются единичными токами в согласных и встречных направлениях аналогично случаю «мостовых» БО, а токи каждой фазы одного источника сочетаются с токами всех фаз другого источника, как в БО типа б). Отмеченные сочетания токов можно увидеть на схемах БО (рис. 1, а—г), где сплошными стрелками показаны направления единичных токов первого источника, а пунктирными — второго.

Рассмотренные типы схем БО отличаются также возможными соотношениями чисел фаз, исполнением подключаемых источников питания, минимально возмож-



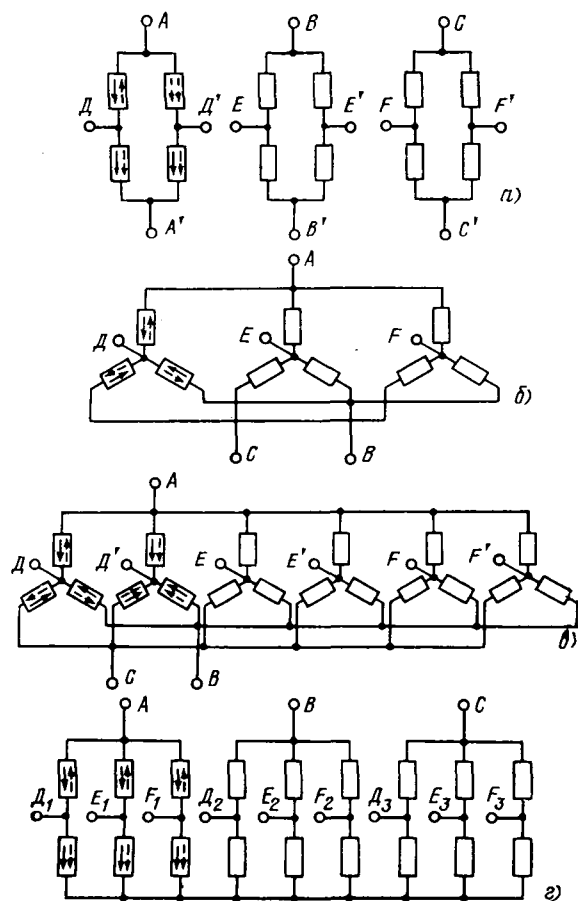


Рис. 1. Схемы БО с условным обозначением катушек

ным числом катушек. В «мостовых» БО числа фаз  $m_1$  и  $m_2$  всегда равны между собой (т. е.  $m_1 = m_2 = m$ ), причем со стороны одной из групп уравновешенных выводов и при  $m=3$  «мосты» могут быть соединены в «звезду» или «треугольник», а к другой группе подключен источник с изолированными обмотками фаз. Число катушек в «мостовой» БО равно  $N=4m$ . Схемы типа б) допускают числа фаз  $m_1 \geq 3$ ,  $m_2 \geq 3$ , а схемы типа в) — числа фаз  $m_1 \geq 3$ ,  $m_2 = 1, 2, 3, \dots$ , так как со стороны  $m_2$  они подключаются к источникам с изолированными обмотками фаз. Минимальное число катушек в БО типов б) и в) соответственно равно  $N=m_1 m_2$  и  $N=2m_1 m_2$ . Аналогично обмоткам типов б) и в) БО типа г) допускают со вторичной стороны подключение источников как обычного исполнения, так и с изолированными обмотками фаз (в этом случае в фазе А, например, будет не три, а шесть параллельных ветвей и шесть выводов из их середин). Для этих обмоток минимальное число катушек будет равно  $N=2m_1 m_2$  и  $N=4m_1 m_2$ .

Другие более сложные схемы БО типа « $(2m_1 - 2m_2)$ -фазные звезды» (в том числе и с расщепленными фазными обмотками) здесь не рассматриваются; обмотки на их основе не представляется возможным подключать к промышленной сети непосредственно без дополнительных устройств.

В рассматриваемом методе построения СО каждый слой распределенных по пазам проводников с условными токами совмещаемых и базовых обмоток заменяется дискретно-заданной пространственной функцией (ДЗПФ) обмотки. Дискретным элементом ДЗПФ обычной обмотки (т. е. обмотки, питаемой от одного источ-

ника) является состояние проводника. Это название присваивается катушечной стороне обмотки с одним условным проводником (по которому протекает единственный ток того или иного направления в пазу), принадлежащим одной из фаз обмотки и обозначенным одинаково с этой фазой. Например, состояния  $a$ ,  $b$  и  $c$  — это условные проводники с единичными токами положительного направления в пазах (т. е. «от нас»), принадлежащие соответственно фазам  $A$ ,  $B$  и  $C$   $2p_1$ -полюсной обмотки, а состояния  $-d$ ,  $-e$  и  $-f$  — условные проводники с единичными токами отрицательного направления в пазах (т. е. «к нам»), принадлежащие фазам  $D$ ,  $E$  и  $F$   $2p_2$ -полюсной обмотки.

В качестве примера ДЗПФ совмещаемых обмоток на рис. 2 показаны ДЗПФ двухслойных петлевых шестипольных обмоток, используемых в двигателях промышленного исполнения 4АН280М6УЗ и 4АН280С8УЗ [5], соответственно с числами пар полюсов  $p_1=3$  и  $p_2=4$ , шагом 1—11 и 1—9 и обмоточными коэффициентами  $k_{061}=0,925$  и  $k_{062}=0,945$ , которые размещены в 72 пазах.

Возьмем за основу проектируемой СО трехфазную БО типа в). В соответствии с развернутой схемой БО (рис. 3, а) получена ее ДЗПФ (рис. 3, б), дискретными элементами которой являются пары состояний, так как проводники БО одновременно обтекаются токами двух источников. На рис. 3, а БО изображена с единственным шагом катушек, однако при необходимости шаг катушек и их взаимное расположение могут задаваться произвольно. Следует заметить также, что одной и той же ДЗПФ соответствуют два варианта БО с выводами  $A, B, C$  и  $D, E, F$  (к полюсности  $p_1$  относятся  $A, B, C$ ) и с выводами  $A, A', B, B', C, C'$  и  $D, E, F$  (к полюсности  $p_1$  относятся  $A, A', B, B', C, C'$ ).

Расположим ДЗПФ указанных СО друг под другом парами отдельно нижних и верхних слоев проводников с тем, чтобы образовать пары состояний, аналогичные парам состояний ДЗПФ БО (рис. 3, б), и произведем  $\delta$ -сдвиг верхней ДЗПФ  $2p_1$ -полюсной обмотки влево на два паза (рис. 2). Установлено, что смещением  $\delta$  можно достигнуть соответствия между парами

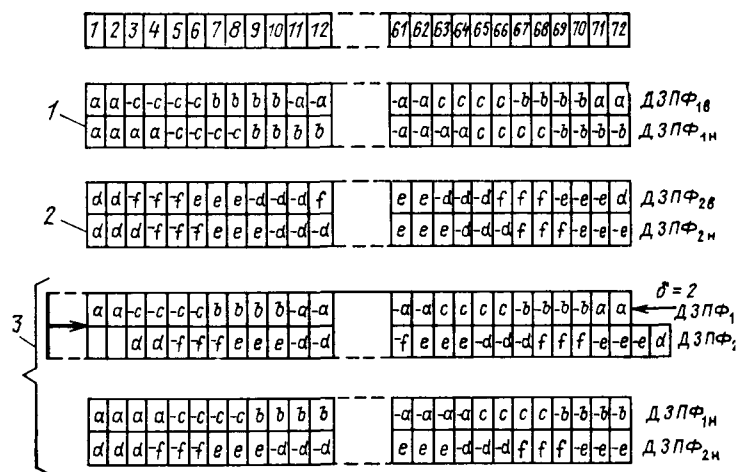


Рис. 2. ДЗПФ совмещаемых обмоток: 1 — шестипольной обмотки нижнего (ДЗПФ<sub>1н</sub>) и верхнего (ДЗПФ<sub>1в</sub>) слоев; 2 — восьмипольной обмотки нижнего и верхнего слоев; 3 — те же ДЗПФ, размещенные друг под другом, после сдвига  $\delta$  и смещения верхних ДЗПФ относительно нижних



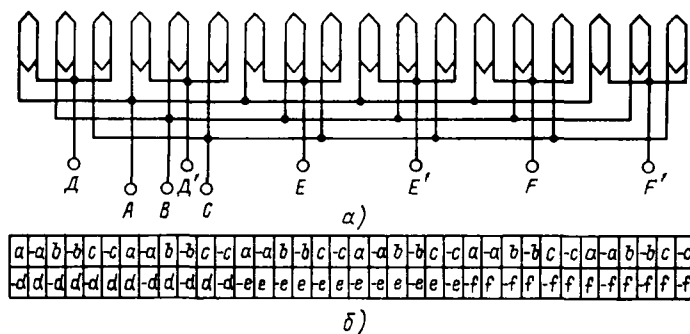


Рис. 3. Развернутая БО и представляющий ее набор пар состояний (ДЗПФ БО)

состояний ДЗПФ совмещаемых обмоток и БО. В рассматриваемом примере после смещения  $\delta$  каждой паре состояний БО будут соответствовать четыре пары состояний совмещаемых обмоток.

Смещение  $\delta$  означает, по-существу, уменьшение шага  $2p_1$ -полюсной обмотки и, следовательно, приводит к уменьшению ее обмоточного коэффициента. Однако одновременным сдвигом вправо двух верхних ДЗПФ можно добиться повышения  $k_{об1}$  при некотором уменьшении этого коэффициента для обмотки, имеющей  $2p_2$  полюсов, т. е. произвести выравнивание значений  $k_{об1}$  и  $k_{об2}$ . После смещения верхних ДЗПФ вправо на два паза (рис. 2) усредненные обмоточные коэффициенты по рабочим гармоникам СО будут иметь значения:  $k_{об1} = 0,925$  и  $k_{об2} = 0,945$  (т. е. те же значения, как и до совмещения).

При построении схемы СО вначале образуются катушки с постоянным шагом и производится их группирование. После этого каждой катушке БО будет соответствовать катушечная группа проектируемой обмотки (в рассматриваемом примере такая группа состоит из четырех катушек). Объединение групп катушек в обмотку осуществляется в соответствии с соединениями катушек в БО. Варианты схем СО, полученных таким путем, изображены на рис. 4, а и б.

В данной статье рассматривается совмещение многофазных двухслойных петлевых обмоток, получивших наибольшее распространение в практике электромашиностроения. Известны два типа таких обмоток:  $m$ -зонные обмотки, имеющие  $m$ -фазных зон на пару полюсов, и  $2m$ -зонные с  $2m$ -фазными зонами на пару полюсов [6].

Исходя из того, что совмещаемые обмотки должны занимать одинаковое число пазов, можно записать условия:

для  $m$ -зонных обмоток

$$z_1 = p_1 m_1 q_1 = z_2 = p_2 m_2 q_2; \quad (1a)$$

для  $2m$ -зонных обмоток

$$z_1 = 2p_1 m_1 q_1 = z_2 = 2p_2 m_2 q_2; \quad (1б)$$

для обмоток  $m$ -зонных с  $2m$ -зонными соответственно с индексами «1» и «2»

$$z_1 = p_1 m_1 q_1 = z_2 = 2p_2 m_2 q_2. \quad (1в)$$

Отсюда имеем для  $m$ - или  $2m$ -зонных обмоток

$$q_1 = \frac{m_2 p_2}{m_1 p_1} q_2, \quad (2a)$$

для обмоток  $m$ -зонных с  $2m$ -зонными

$$q_1 = \frac{2m_2 p_2}{m_1 p_1} q_2. \quad (2б)$$

Обычно при заданных  $p_1$ ,  $p_2$ ,  $m_1$  и  $m_2$  свободными являются числа пазов на полюс и фазу ( $q_1$  и  $q_2$ ), и они должны принимать целые значения.

Рассмотрим вначале совмещение  $m$ -зонных обмоток. Распределение проводников в  $m$ -зонных обмотках представляется двумя рядами состояний, причем в нижней ДЗПФ будут состояния только со знаком «+», а в верхней — со знаком «-». Расположим друг под другом парами вместе ДЗПФ нижнего слоя  $2p_1$ -полюсной и верхнего слоя  $2p_2$ -полюсной обмоток и наоборот:

$$\begin{array}{cccccccccccccccc} -b & -c & -c & -c & -a & -a & -a & -b & -b & -b & \dots & \text{ДЗПФ}_{1в} \\ d & d & e & e & f & f & d & d & e & e & \dots & \text{ДЗПФ}_{2н} \\ a & a & a & a & b & b & c & c & c & a & \dots & \text{ДЗПФ}_{1н} \\ -e & -f & -f & -d & -d & -e & -e & -f & -f & -d & \dots & \text{ДЗПФ}_{2в} \end{array}$$

Такое расположение не изменяет картины м.д.с., так как равнозначно одновременному изменению направлений единичных токов во всех проводниках  $2p_2$ -полюсной обмотки. Полученные при этом пары состояний описывают проводники только со встречными токами, как это имеет место в БО типа « $(m_1 - m_2)$ -фазные звезды» (рис. 1, б).

Предположим, что между парами состояний ДЗПФ нижнего слоя проектируемой обмотки и парами состояний одной из сторон (например, левой) катушек БО установлено однозначное или кратное соответствие. Тогда для получения СО с постоянным шагом необходимо, чтобы фазные группы состояний от каждой полюсности в верхнем слое проводников имели противоположный знак и одинаковое взаимное расположение с одноименными фазными группами нижнего слоя обмотки. Этого можно добиться, осуществив соответствующий сдвиг  $\delta$  одной из ДЗПФ, например, ДЗПФ<sub>1в</sub>:

$$\begin{array}{cccccccccccccccc} -b & -c & -c & -c & -a & -a & -a & -b & -b & -b & \delta & \dots & \text{ДЗПФ}_{1в} \\ d & d & e & e & f & f & d & d & e & e & \dots & \text{ДЗПФ}_{2н} \\ y & a & a & a & b & b & b & c & c & c & a & \dots & \text{ДЗПФ}_{1н} \\ -e & -f & -f & -d & -d & -e & -e & -f & -f & -d & \dots & \text{ДЗПФ}_{2в} \end{array}$$

Теперь, когда порядок следования пар состояний в обоих слоях обмотки будет одинаков, отдельные катушки с постоянным шагом  $y$  могут быть получены путем объединения  $i$ -х проводников нижнего слоя и  $(y+i)$ -х — верхнего слоя, так как по этим проводникам одноименные единичные токи протекают только во встречных направлениях.

При совмещении обмоток  $m$ -зонных с  $2m$ -зонными пары состояний образуются путем расположения ДЗПФ друг под другом парами отдельно, например, нижнего и верхнего слоя проводников, а  $\delta$ -сдвиг осуществляется аналогично сдвигу, выполняемому при совмещении  $m$ -зонных обмоток:

$$\begin{array}{cccccccccccccccc} -b & -b & -c & -c & -c & -a & -a & -a & \delta & \dots & \text{ДЗПФ}_{1в} \\ -e & d & -f & e & -d & f & -e & d & \dots & \text{ДЗПФ}_{2в} \\ y & a & a & a & b & b & b & c & c & \dots & \text{ДЗПФ}_{1н} \\ d & -f & e & -d & f & -e & d & -f & \dots & \text{ДЗПФ}_{2н} \end{array}$$

Соответствие при этом будет устанавливаться с БО типов а), в) и г).

При совмещении  $2m$ -зонных обмоток сдвигом  $\delta$  наряду с шагом проектируемой обмотки устанавливаются также необходимые для достижения соответствия



направления протекания единичных токов в проводниках верхнего слоя.

Для получения выражений, позволяющих рассчитывать сдвиг  $\delta$  при совмещении  $2m$ -зонных обмоток, рассмотрим вначале свойства их ДЗПФ. В случае нечетного числа пар полюсов эти ДЗПФ делятся пополам, причем в обеих частях состояния располагаются в одинаковой последовательности и с противоположными знаками:

$$1 \dots z/2 \dots z \\ a-c \quad b-a \quad c-b \quad a-c \quad b[-a \quad c-b \quad a-c \quad b-a \quad c-b] ,$$

При четном числе пар полюсов ДЗПФ делятся на два идентичных набора состояний. Вследствие этого по проводникам каждого слоя проектируемой обмотки, размещенным в пазах с номерами  $i$  и  $z/2+i$ , протекают одноименные единичные токи, причем в случае соотношения чисел пар полюсов нечет/нечет направления этих токов от обоих источников будут встречными, а при соотношениях чет/нечет и нечет/чет встречными будут токи только от источника, питающего обмотку со стороны нечетного числа пар полюсов. Для этих случаев на рис. 5 условно показаны ДЗПФ совмещаемых обмоток.

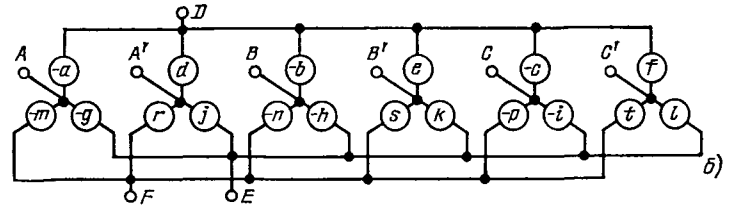
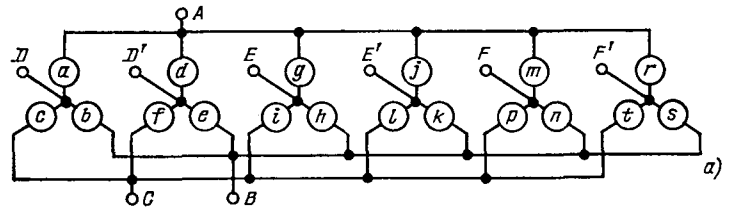
Смещение ДЗПФ обмотки на ее полюсное деление равнозначно замене знаков у всех состояний на противоположные:

$$a-c \quad b-a \quad c-b \quad \overline{a-c} \quad \overline{b-a} \quad \overline{c-b}$$

В условных обозначениях это приводит к появлению или устранению квадратных скобок у ДЗПФ (рис. 5).

Разместим ряды состояний совмещаемых  $2m$ -зонных обмоток с нечетными числами пар полюсов друг под другом парами отдельно нижние и верхние (рис. 5). При этом условимся в начале построения для удобства представлять обмотки без укорочений. Тогда у каждой обмотки состояния, расположенные под одним номером в верхней и нижней ДЗПФ, будут совпадать. После сдвига  $\delta$ , равного полюсному делению одной из обмоток, например  $\delta=\tau_1$ , на преобразованных ДЗПФ (рис. 5) видно, что пары состояний первой половины нижних ДЗПФ повторяются с другими знаками в трех остальных половинах ДЗПФ, т. е. каждому сочетанию единичных токов (или паре состояний без учета знаков) в проводниках первой половины нижнего слоя проектируемой обмотки соответствуют четыре пары состояний, со знаками  $\pm$ ;  $\pm$ ;  $\mp$  и  $\pm$ . Следует заметить, что пары состояний с таким набором знаков для каждого сочетания единичных токов имеются в ДЗПФ БО типов а), в), г). Если теперь предположить, что все сочетания токов в проводниках БО имеют место также в нижних проводниках проектируемой обмотки (как и при совмещении  $m$ -зонных обмоток), размещенных в пазах с 1 по  $z/2$ , то между всеми парами состояний этих обмоток после сдвига  $\delta$  установится полное соответствие.

Так как в совмещаемых обмотках ряды состояний повторяются через каждую пару полюсов, то пары состояний, образованные в верхних ДЗПФ, останутся прежними, если основное смещение увеличить (уменьшить) на число пазов, кратное  $2\tau_1$  или  $2\tau_2$ . Поэтому выражение, определяющее  $\delta$ -сдвиг при соотношении



a	23, 37, 38, 39	g	62, 61, 62, 63	m	4, 13, 14, 15
b	10, 11, 12, 21	h	34, 35, 36, 45	n	58, 59, 60, 69
c	65, 66, 55, 56	i	17, 18, 7, 8	p	41, 42, 31, 32
d	1, 2, 3, 64	j	25, 26, 27, 16	r	49, 50, 51, 40
e	57, 46, 47, 48	k	9, 70, 71, 72	s	33, 22, 23, 24
f	19, 20, 29, 30	l	43, 44, 53, 54	t	67, 68, 5, 6

Рис. 4. Вариант схем включения катушечных групп в СО (а, б), выполненной при  $p_1/p_2=3/4$ ,  $m_1/m_2=3/3$  и шаге катушек 1—11; таблица распределения отдельных катушек по ветвям обмотки (в)

пар полюсов совмещаемых обмоток нечет/нечет, имеет вид

$$\delta = \pm \tau_1 (2i_1 - 1) \pm 2\tau_2 i_2, \quad (3)$$

где переменные  $i_1, i_2$  принимают значения 0, 1, 2, ...

В случае совмещения обмоток с соотношениями пар полюсов нечет/чет и чет/нечет соответственно можно установить сдвигом  $\delta$ , равным полюсному делению обмотки с четным числом пар полюсов. На рис. 5 условно показаны верхние и нижние ДЗПФ с соотношением пар полюсов  $p_1/p_2$ -нечет/чет после сдвига  $\delta=\tau_2$ . Выполнение дополнительного сдвига, равного полюсному делению обмотки с нечетным числом пар полюсов (т. е. теперь  $\delta=\tau_1+\tau_2$ ), приводит только к изменению порядка следования знаков пар состояний в верхних ДЗПФ и при этом не нарушается соответствие, установленное основным сдвигом. Теперь по аналогии с предыдущим случаем можно записать:

$$\delta = \pm \tau_1 i_1 \pm \tau_2 (2i_2 - 1), \quad (4)$$

где индекс «1» относится к обмотке с нечетным числом пар полюсов, а «2» — с четным; переменная  $i_1=0, 1, 3, 5, \dots$ , а  $i_2=0, 1, 2, 3, \dots$ . Для СО, построенной в примере (рис. 4), сдвиг  $\delta$ , рассчитанный по (4) при значениях  $\tau_1=12$ ,  $\tau_2=9$ ,  $i_1=1$  и  $i_2=0$ , составляет три паза, а с учетом укорочений совмещаемых обмоток — два паза.

Выражения (3), (4) дают целый ряд возможных сдвигов  $\delta$  как с положительными, так и с отрицательными знаками. Из них можно выбрать такое значение, при котором СО будет иметь минимальный шаг и высокие обмоточные коэффициенты, причем соответствие будет устанавливаться при выполнении смещения в любом направлении независимо от знака.

Необходимо отметить, что в случае совмещения  $2m$ -зонных обмоток и соотношении пар полюсов нечет/нечет шаг у построенной СО всегда будет диаметральный (рис. 5), вследствие чего такие СО целесооб-







В случае построения СО на основе «мостовых» БО (рис. 1, а) состояниями каждой фазы  $2p_1$ -полюсной обмотки должны выбираться состояния одной и той же фазы обмотки с числом полюсов  $2p_2$ . При этом необходимо выполнение условий:

при совмещении  $2m$ -зонных обмоток (рис. 5)

$$q_1 = q_2, \quad \tau_1 = \tau_2; \quad (6a)$$

при совмещении обмоток  $m$ -зонных с  $2m$ -зонными

$$q_1 = q_2, \quad 2\tau_1 = \tau_2. \quad (66)$$

Для перехода от условий (5) и (6) к соотношениям чисел полюсов и фаз запишем выражения (2а) и (2б) в виде

$$q_1 = \frac{\tau_2}{p_1} \frac{p_2}{m_1}; \quad (2B)$$

$$q_1 = \frac{2\tau_2}{p_1} \frac{ip_2}{m_1}, \quad (2r)$$

которые полностью совпадают с (5д) и (5е) при  $k = p_2/m_1$ , т. е. когда выполняется условие:  $p_2/m_1 = \text{целое число}$ . Это условие является основным для получения однозначного и кратного соответствия (при использовании БО трех последних типов), так как при его выполнении и выборе  $q_1$  и  $q_2$  в соответствии с (1а)—(1е) отношения  $\tau_2/p_1$  и  $2\tau_2/p_1$  в выражениях (2в) и (2г) также равны целому числу.

Условия (5б) и (5г) означают, по-существу, что совмещаемые обмотки не должны иметь числа пар полюсов соответственно  $p_1=p_2$  и  $2p_1=p_3$ .

Из условий (6а) следует, что  $\dot{C}O$ , получаемые на основе «мостовых» БО (рис. 1, а), должны иметь числа пар полюсов и фаз  $p_1=p_2$  и  $m_1=m_2$ , а из (6б) —  $2p_1=p_2$  и  $m_1=m_2$ .

Таким образом, однозначное и кратное соответствие между ДЗПФ совмещаемых и базовой обмоток может быть установлено практически при любом соотношении  $p_1/p_2$ , причем в случае совмещения  $m$ -зонных или  $2m$ -зонных обмоток индексы «1» и «2» при числах пар полюсов и фаз свободно меняются местами.

Далее следует отметить, что в СО, проектируемых на основе БО типов б), в) и г) (рис. 1, б—г), для ряда соотношений  $p_1/p_2$  и  $m_1/m_2$  со стороны одной из полюсностей имеет место расхождение систем э.д.с. в «звездах» обмотки. Это свойство можно рассмотреть на примере полученной ранее СО (рис. 4).

На рис. 6, а условно показаны группы состояний ДЗПФ<sub>2</sub> (которой соответствует  $p_2/m_1=4/3 \neq \text{ц. ч.}$ ) по одной из фаз, например фазе *D*, и выбираемый этими группами симметричный набор состояний (без знаков) ДЗПФ<sub>1</sub>, где цифрами *I*, *II*, *III*, *IV* обозначен порядок следования фазных групп в ДЗПФ<sub>2</sub>, а цифрами 1, 2, 3 — расположение состояний в этих группах относительно  $2p_2$ -полюсной гармоники поля.

Представленные пары состояний проводники (рис. 6, а) со стороны  $2p_2$  полюсов принадлежат одной фазе  $D$  и распределены по нескольким ветвям «звезд» СО. Полагая, что в каждом из рассматриваемых проводников синусоидальным  $2p_2$ -полюсным полем наводится пазовая э.д.с. единичной амплитуды с фазой  $\varphi = i\alpha$ , где  $i$  — порядковый номер состояния в фазной группе (на рис. 6, а  $i=1, 2, 3$ );  $\alpha = 2\pi/mq$  — для  $m$ -зонных и  $\alpha = \pi/mq$  — для  $2m$ -зонных обмоток (для рассматриваемой СО со стороны  $2p_2$  полюсов  $\alpha_2 = 180^\circ/m_2q_2 = 20^\circ$ ), получим в матричной форме картину распределения проводников (или катушек) ветвей фазы  $D$ . Комплексные

значения э.д.с., рассчитанные по этим картинам в ветвях  $D-A$ ,  $D-B$ ,  $D-C$  (или в смежных им ветвях  $A-D'$ ,  $B-D'$ ,  $C-D'$  на рис. 4, а и  $D-A'$ ,  $D-B'$ ,  $D-C'$  на рис. 4, б), будут соответственно равны  $3,834e^{j14,8^\circ}$ ;  $3,834e^{j25,12^\circ}$  и  $3,879e^{j20^\circ}$ , т. е. фазовый сдвиг между векторами э.д.с. ветвей составляет  $\Delta\varphi = 5,12^\circ$ , а разница в их амплитудах  $\Delta A = 1,167\%$ . Поскольку в остальных фазах СО со стороны  $2p_2$  полюсов (т. е. фазах  $E$  и  $F$ ) картины распределения проводников ветвей будут идентичны рассмотренной картине, то в каждой из «звезд» СО синусоидальным  $2p_2$ -полюсным полем будет наводиться совершенно симметричная трех-

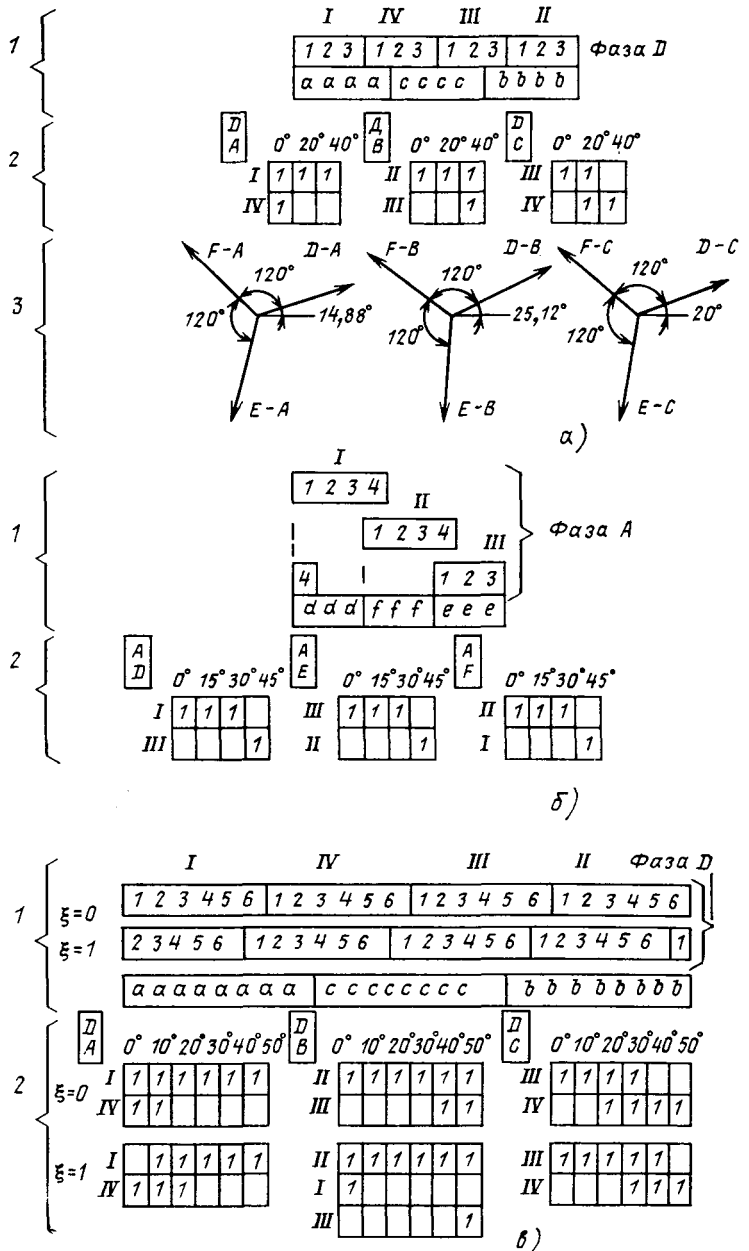


Рис. 6. К получению значений э. д. с. в ветвях СО, изображенной на рис. 4, со стороны пар полюсов  $p_2$  (а) и  $p_1$  (б);  $v$  — аналогичная СО, но с вдвое большим числом катушек, с  $2p_2$ -полюсной стороны при  $\xi=0$  и  $\xi=1$ : 1 — расположенные в СО фазных групп одной из совмещаемых обмоток над симметричным набором состояний другой обмотки; 2 — матричные картины распределения ветвей СО относительно ее рабочих полей; 3 — системы э. д. с. в «звездах» СО с  $2p_2$ -полюсной стороны



фазная система э.д.с., повернутая относительно системы э.д.с. других «звезд» на угол  $\Delta\varphi$  (рис. 6, а).

Для рассматриваемой СО со стороны  $2p_1$  полюсов (для этой полюсности выполняется условие  $p_1/m_2=3/3=\text{ц. ч.}$ ) на рис. 6, б показаны фазные группы ДЗПФ<sub>1</sub> над симметричным набором состояний ДЗПФ<sub>2</sub> и соответствующие этому матричные картины распределения проводников ветвей одной из фаз, например фазы А. Из приведенных картин следует, что с  $2p_1$ -полюсных выводов (т. е. А, В, С или А', В', С, С') э.д.с. в ветвях каждой из фаз СО на рис. 4 полностью совпадают.

Очевидно,  $2m$ -зонная СО имеет по сравнению с  $m$ -зонной меньшее значение  $\Delta\varphi$  (примерно в 2 раза), поскольку у  $2m$ -зонных обмоток ширина фазной зоны относительно рабочего поля вдвое меньше, чем у  $m$ -зонных.

Следует отметить, что поворот систем э.д.с. может быть уменьшен также, если проектируемая СО будет занимать число пазов, в  $l$  раз превышающее минимальное допустимое их значение для данного соотношения  $p_1/p_2$  и  $m_1/m_2$ ; например, если СО на рис. 4 вместо 72 пазов будет размещаться в 144 пазах ( $l=2$ ) или 216 ( $l=3$ ). В этом случае необходимо выполнить смещение  $\xi$  ДЗПФ одной из совмещаемых обмоток относительно ДЗПФ другой обмотки при неизменном взаимном расположении нижних и верхних ДЗПФ в каждой из обмоток (рис. 5).

На рис. 6, в для рассмотренной СО, но при вдвое большем числе катушек  $l=2$ ,  $z=144$ ) показано, как будут располагаться фазные группы ДЗПФ<sub>2</sub> над набором состояний ДЗПФ<sub>1</sub> и соответствующие этому матричные картины распределения проводников ветвей в  $2p_2$ -полюсном поле без сдвига и со сдвигом ДЗПФ<sub>2</sub> влево на один паз (т. е.  $\xi=1$ ). Комплексные значения э.д.с. в ветвях фазы Д СО будут для случаев  $\xi=0$  и  $\xi=1$  соответственно равны  $7,639e^{j19,88^\circ}$ ,  $7,639e^{j30,12^\circ}$ ,  $7,729e^{j25^\circ}$  и  $7,707e^{j22,43^\circ}$ ,  $7,549e^{j25^\circ}$ ,  $7,707e^{j27,57^\circ}$ , т. е. при сдвиге  $\xi$  наряду с некоторым увеличением разницы в амплитудах э.д.с. ( $\Delta A=2,061\%$ ) фазовый поворот систем э.д.с. уменьшается примерно в 2 раза ( $\Delta\varphi=2,57^\circ$ ).

Рассмотренное свойство получаемых СО, т. е. поворот систем э.д.с. в «звездах» обмоток со стороны, например,  $2p_1$  полюсов (если  $p_1/m_2 \neq \text{ц. ч.}$ ) и полное их совпадение с  $2p_2$ -полюсной стороны (если  $p_2/m_1 = \text{ц. ч.}$ ) сохраняется при всех возможных соотношениях  $p_1/p_2$ ,  $m_1/m_2$ . Если при проектировании соблюдены условия  $p_2/m_1 = \text{ц. ч.}$  и  $p_1/m_2 = \text{ц. ч.}$ , то системы э.д.с. основных гармоник поля будут совпадать со стороны обеих полюсностей СО. Необходимо также отметить, что благодаря симметрии систем э.д.с. в каждой из «звезд» получаемые СО по рабочим гармоникам поля не будут иметь взаимных индуктивных связей.

Расхождение систем э.д.с. в «звездах» СО, например, со стороны  $2p_1$  полюсов вызывает перераспределение токов между ветвями, что приводит к искажению  $2p_1$ -полюсной картины м.д.с. обмотки, т. е. к увеличению ее дифференциального рассеяния, а также к некоторому нарушению электромагнитной независимости выводов при больших значениях  $\Delta\varphi$  и  $\Delta A$ . Вместе с тем со стороны  $2p_2$  полюсов, где нет поворота систем э.д.с., картина м.д.с. обмотки не нарушается, она обладает свойствами обычных многофазных обмоток. Расчетные данные ряда СО при различных соотношениях  $p_1$  и  $p_2$ ,  $m_1$  и  $m_2$  показывают, что при одинаковых соотношениях полюсов и фаз  $m$ -зонные СО имеют меньшие значения  $z$ , а  $2m$ -зон-

ные СО меньшие значения  $\Delta\varphi$  и  $\Delta A$ , причем по мере роста числа пар полюсов  $p_1$  и  $p_2$  число пазов СО увеличивается, а расхождение систем э.д.с. (особенно для  $2m$ -зонных обмоток) значительно уменьшается. В расчетах обмоточные коэффициенты брались по общепринятым выражениям [7] без учета  $\Delta\varphi$  и  $\Delta A$ .

Совмещенные обмотки, построенные при условиях  $p_1/m_2 = \text{ц. ч.}$  и  $p_2/m_1 = \text{ц. ч.}$ , по своим электромагнитным свойствам со стороны обеих полюсностей практически не отличаются от обычных многофазных обмоток с теми же числами  $p$ ,  $m$ ,  $z$ ,  $y$  и  $q$ , так как, являясь симметричными, они с обеих сторон имеют такое же распределение проводников по пазам как и у обмоток нормального исполнения. Расчетные данные ряда  $2m$ -зонных СО, полученных при этих условиях, показывают, что СО занимают числа пазов, широко используемые в асинхронных машинах, а их обмоточные коэффициенты близки по своим значениям к коэффициентам обычных обмоток и значительно выше (особенно при совмещении  $2m$ -зонных обмоток), чем в совмещенных обмотках, полученных ранее известными методами [1, 4].

В лабораторных условиях на основе магнитопроводов с 36 пазами серийных машин типов 4АХ80А6КУЗ, АОК2-52-4-УЗ был изготовлен макет. В пазы укладывалось 36 катушек двухслойной обмотки с шагом  $y=7$ , а начало и конец каждой катушки выводились на наборную панель, что позволило провести исследование свойств ряда СО с отношением  $p_1/p_2=2/3$ . Расчетные и экспериментальные данные некоторых из полученных трехфазных СО приводятся в табл. 1. Здесь по одному из векторов экспериментальной системы токов холостого хода и расчетной системы э.д.с. совмещены с вещественной осью.

На рис. 7, а и б показаны осциллограммы мгновенных значений токов с четырехполюсной стороны шестизонной СО в ветвях фазы А на холостом ходу и под нагрузкой при скольжении  $s=0,064$  для случая короткозамкнутой обмотки ротора типа беличья клетка. Разница между картинками токов, приведенных на рис. 7, а, и э.д.с. в ветвях от основного поля (табл. 1) обусловлена тем, что обмоткой в воздушном зазоре наряду с рабочей гармоникой поля образуется еще ряд гармонических рассеяния (см. табл. 2), которые не учитывались при расчете э.д.с.

Экспериментально было установлено, что в смежных ветвях шестизонной СО (например, на рис. 1, в, в ветвях А—Д и А—Д'; А—Е и А—Е'; С—Д и С—Д' и т. д.) токи полностью совпадают, а токи в каждой из «звезд» всех исследуемых обмоток (табл. 1) и их суммарные фазные токи образуют симметричную трехфазную систему; картины токов на рис. 7 остаются неизменными и после расщепления фаз со стороны четырех полюсов и питания обмотки от трех гальванически развязанных трехфазных источников, что свидетельствует об отсутствии уравнильных токов между «звездами» СО при питании ее с четырехполюсной стороны. Во всех обмотках (табл. 1) со стороны шести полюсов наблюдалось полное совпадение токов ветвей в каждой из фаз.

Кроме рассмотренных обмоток (табл. 1) на макете была опробована также многофазная СО с  $p_1/p_2=2/3$  и  $m_1/m_2=3/2$ , которая, как и предполагалось, по картинкам токов с обеих сторон оказалась совершенно идентичной обычной обмотке.

Содержание высших гармоник в кривой м.д.с., построенной по токам холостого хода (рис. 7, а) для



Таблица 1

Тип СО	$l$	$\xi$ (пазы)	Четырехполюсная сторона СО						$\sigma_D$ (%) при включении СО со стороны расхождения систем э. д. с.	
			Токи холостого хода в ветвях фазы А, о. е.			Э. д. с. в ветвях фазы А, о. е.			к сети (расчет по диаграмме м. д. с.)	к резистору (расчет по диаграмме э. д. с.)
			$A-D$	$A-E$	$A-F$	$A-D$	$A-E$	$A-F$		
6-зонная	1	0	$1,0000e^{j0^\circ}$	$0,3636e^{j82,5^\circ}$	$0,5909e^{j22,5^\circ}$	$1,0000e^{j0^\circ}$	$1,0000e^{j20^\circ}$	$0,9543e^{j10^\circ}$	8,80	1,48
	2	0	$1,0000e^{j0^\circ}$	$0,7101e^{j30^\circ}$	$0,3728e^{j108,8^\circ}$	$1,0000e^{j0^\circ}$	$0,8162e^{j20^\circ}$	$1,0000e^{j40^\circ}$	181,04	21,30
3-зонная	2	1	$0,4533e^{j0^\circ}$	$1,0000e^{j7,3^\circ}$	$0,4533e^{j62,3^\circ}$	$1,0000e^{j12,1^\circ}$	$0,8649e^{j21,2^\circ}$	$0,8649e^{j24,2^\circ}$	30,10	5,14

Таблица 2

$\nu$	Содержание гармоник в кривой м. д. с.			
	при непосредственном питании СО от сети		при воздействии на СО 4-полюсной гармоники поля	
	$A_\nu$ , %	$\Psi_\nu$ , град	$A_\nu$ , %	$\Psi_\nu$ , град
1	100,000	0,00	100,000	0,00
2	21,208	113,88	3,161	241,16
4	8,174	8,54	2,245	81,22
5	1,418	164,78	1,027	339,08
7	2,063	107,95	0,898	129,11
8	0,682	123,75	0,351	162,16
10	0,682	241,01	0,351	18,70
11	2,063	256,81	0,898	51,75
13	1,418	199,98	1,027	201,78
14	8,174	356,22	2,245	99,64
16	21,208	250,88	3,161	299,67

одного момента времени  $t$  без учета зубчатости магнитопровода, было определено приближенным способом Перри [8]. В ряд Фурье с комплексными членами раскладывалась (до зубцовых гармоник первого порядка) только половина этой кривой (т. е. кривая, заключенная между пазами 1-м и 18-м), поскольку вторая ее часть совпадает с первой. Полученные при этом амплитуды  $A_\nu$  (в процентах основной гармоники  $\nu=1$ ) и фазы  $\Psi_\nu$  сведены в табл. 2.

Для каждой из опробованных СО по значениям токов холостого хода (табл. 1) был построен многоугольник м.д.с. (диаграмма Гергеса), по которому определен коэффициент дифференциального рассеяния  $\sigma_D$  [7, 9] при допущении, что зазор машины гладкий и демпфирующее влияние обмотки ротора на поля рассеяния отсутствует. Здесь необходимо отметить, что при непосредственном питании от источника СО имеют с четырехполюсной стороны повышенное дифференциальное рассеяние (табл. 1), которое, однако, под нагрузкой несколько уменьшается из-за сближения токов в ветвях обмотки (рис. 7, б) вследствие демпфирования со стороны ротора [7].

Известно, что в совмещенных машинах зажимы каждой полюсности СО могут использоваться как для подведения электрической энергии, так и для ее отвода. В первом случае выводы СО подключаются непосредственно к источнику (например, к сети), а во втором — замыкаются накоротко, либо через резистор или преобразовательное устройство с односторонним направлением энергии (например, мостовой выпрямитель), и токи в проводниках обмотки при этом протекают под действием э.д.с., наводимых магнитной волной одного из рабочих полей.

Во втором случае амплитуды высших гармонических в кривой м.д.с. заметно уменьшаются (табл. 2), особенно, если со стороны расхождения систем э.д.с. СО выполняется с расщепленными фазовыми обмотками (т. е. на основе БО последнего типа), что позволяет устранить замкнутые пути для протекания уравнивающих токов. При этом в ветвях СО картины токов и э.д.с. будут идентичны и коэффициент  $\sigma_D$  может рассчитываться по многоугольнику э.д.с. [7]. Как видно из табл. 1, коэффициент дифференциального рассеяния у первой из опробованных СО принимает значительно меньшие значения и приближается к  $\sigma_D$  обычных обмоток; у второй и третьей СО ( $m$ -зонные обмотки) значения  $\sigma_D$  будут несколько больше приведенных, так как они рассчитывались без учета уравнивающих токов. Кроме того, из табл. 1 следует, что при близких значениях  $\Delta\phi$  и  $\Delta\lambda$  трехзонная СО имеет большее дифференциальное рассеяние, чем шестизонная. Необходимо также обратить внимание на то, что СО, выполненные со сдвигом  $\xi$  и без него, существенно отличаются по значениям  $\sigma_D$  (табл. 1), вследствие чего при больших расхождениях систем э.д.с. СО целесообразно строить при сдвиге  $\xi$ .

Анализ содержания в кривой м.д.с. гармонических рассеяния (табл. 2) и сопоставление полученных зна-

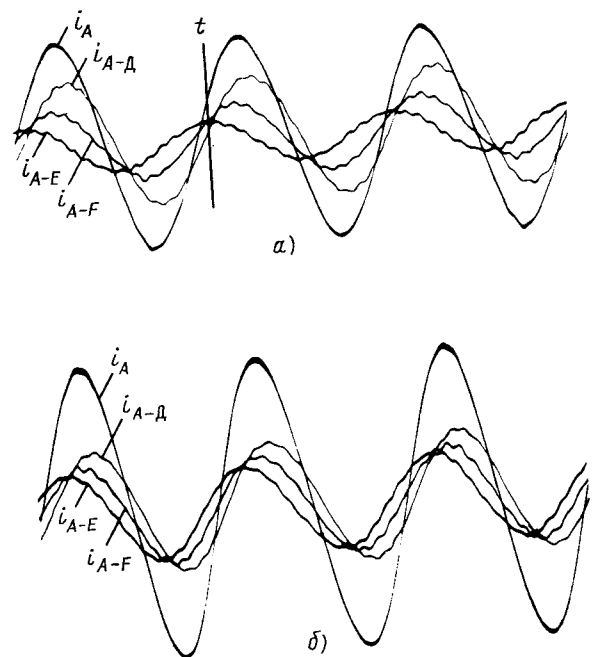


Рис. 7. Экспериментальные кривые токов: а — холостой ход; б — при нагрузке



чений коэффициентов  $\sigma_d$  (табл. 1) позволяют заключить, что более целесообразен вариант включения получаемых СО, при котором к промышленной сети подключается симметричная сторона обмотки, а со стороны расхождения систем э.д.с. она является вторичной, подключенной чаще всего к приемнику энергии в виде того или иного преобразователя, либо просто резистора.

Характерной особенностью построенных в процессе расчета диаграмм м.д.с. и э.д.с. является неизменность с течением времени их осевого момента инерции, пропорционального магнитной энергии, в связи с чем можно предположить, что рассматриваемые СО создают в воздушном зазоре только вращающиеся магнитные поля [7].

**Выводы.** 1. Рассмотренный метод позволяет строить в широком диапазоне соотношений полюсов и фаз СО, приближающиеся в большинстве случаев по своим электромагнитным свойствам к обмоткам машин переменного тока нормального исполнения.

2. Возможность получения на каждое соотношение пар полюсов и фаз сразу нескольких типов СО, отличающихся своими электромагнитными и эксплуатационными показателями, позволяет осуществить более рациональное проектирование совмещенных машин.

3. В соответствии с проведенными теоретическими экспериментальными исследованиями в одних случаях СО симметричны с обеих сторон, в других случаях появляется расхождение систем э.д.с. в «звездах» обмотки с одной из сторон, но влияние этого расхождения на электромагнитные свойства СО можно существенно уменьшить.

4. Построение СО изложенным методом легко поддается формализации и может быть автоматизировано при использовании ЭВМ [10].

5. Предлагаемые СО несколько сложнее обычных обмоток в изготовлении из-за большей разветвленности межкатушечных соединений, но по типу катушек, способу их укладки и т. п. технологическим признакам они представляют собой нормальную двухслойную петлевую обмотку и, следовательно, могут быть внедрены в производство без существенного изменения технологического процесса изготовления машины переменного тока.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Попов В. И. Электромашинные совмещенные преобразователи частоты. — М.: Энергия, 1980.
2. Загрядский В. И. Совмещенные электрические машины. — Кишинев: Картя Молдовеняскэ, 1971.
3. Каримов Х. Г. Бесконтактный регулируемый электропривод. — Ташкент: Фан, 1982.
4. Шапиро Л. Я., Лабунец И. А., Лохматов А. П. Принципы построения многофазных совмещенных обмоток. — Электротехника, 1975, № 10.
5. Асинхронные двигатели серии 4А: Справочник / Под ред. А. Э. Кравчика и др. — М.: Энергоиздат, 1982.
6. Лившиц-Гарик М. Обмотки машин переменного тока. — М.: Госэнергоиздат, 1958.
7. Шуйский В. П. Расчет электрических машин. — Л.: Энергия, 1968.
8. Круг К. А. Основы электротехники. — М.—Л.: Энергоиздат, 1932.
9. Геллер Б., Гамата В. Высшие гармоники в асинхронных машинах. — М.: Энергия, 1981.
10. Каримов Х. Г., Тупогуз Ю. А. Формализация составления схем многофазных совмещенных обмоток электрических машин. — Электричество, 1985, № 8.

[18.08.86]

УДК 62-83-52

## Синтез оптимальных управлений двухмассовой электромеханической системы

ЖИЛЯКОВ В. И., канд. техн. наук, ДРЮЧИН В. Г., канд. техн. наук  
Коммунарск

Исследование особых режимов двухмассовой электромеханической системы [1] в пространстве фазовых координат позволило аналитически определить границу существования особых режимов, характер особого оптимального управления, уравнения движения на особом участке траектории.

Определено, что область существования особых режимов достаточно узка — это, практически, уровень стабилизации выходной координаты системы; движение системы на особом участке фазовой траектории зависит от параметров объекта и моментов сопротивления на валу двигателя и механизма (устраняется лишь зависимость движения от относительной электромагнитной постоянной времени).

В связи с этим необходимо расширить область существования особых режимов без потери качества регулирования и обеспечить независимость движения системы на особом участке от моментов сопротивления на валу двигателя и механизма.

В статье эти задачи решаются на базе концепции Ляпунова о возмущенном-невозмущенном движении [2], в соответствии с которой система управления строится как двухуровневая иерархическая [3], решающая две задачи управления [2].

На первом уровне решается задача формирования заданных свойств невозмущенного движения, т. е. первая задача. Второй уровень синтезируется из условия обеспечения заданных свойств возмущенного движения. Объектом управления служит электропривод постоянного тока, как двухмассовая система [4], движение которой определяется (рис. 1) дифференциальными уравнениями:

$$\left. \begin{aligned} \dot{x}_1 &= b_{12}(x_2 - \mu_{c2}); \\ \dot{x}_2 &= b_{21}x_1 + b_{22}x_2 + b_{23}x_3 + b_{24}(x_4 - \mu_{c1}) - c_2\mu_{c2}; \\ \dot{x}_3 &= b_{32}x_2 + b_{34}(x_4 - \mu_{c1}); \\ \dot{x}_4 &= b_{43}x_3 + b_{44}x_4 + mU, \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

где  $x_1$  — относительная частота вращения механизма;  $x_2$  — относительный момент упругих деформаций;  $x_3$  — относительная э. д. с. (частота вращения) двигателя;  $x_4$  — относительный ток (момент) двигателя;

$$\begin{aligned} b_{12} &= \frac{1}{\tau_{m2}}; \quad b_{21} = -\frac{\tau_{m2}}{\gamma}; \quad b_{22} = -2\xi; \quad b_{23} = \frac{\tau_{m2}}{\gamma}; \\ b_{24} &= 2\xi \frac{\tau_{m2}}{\tau_{m1}}; \quad c_2 = \frac{2\xi}{\gamma}; \quad b_{32} = -\frac{1}{\tau_{m1}}; \quad b_{34} = \frac{1}{\tau_{m1}}; \end{aligned}$$



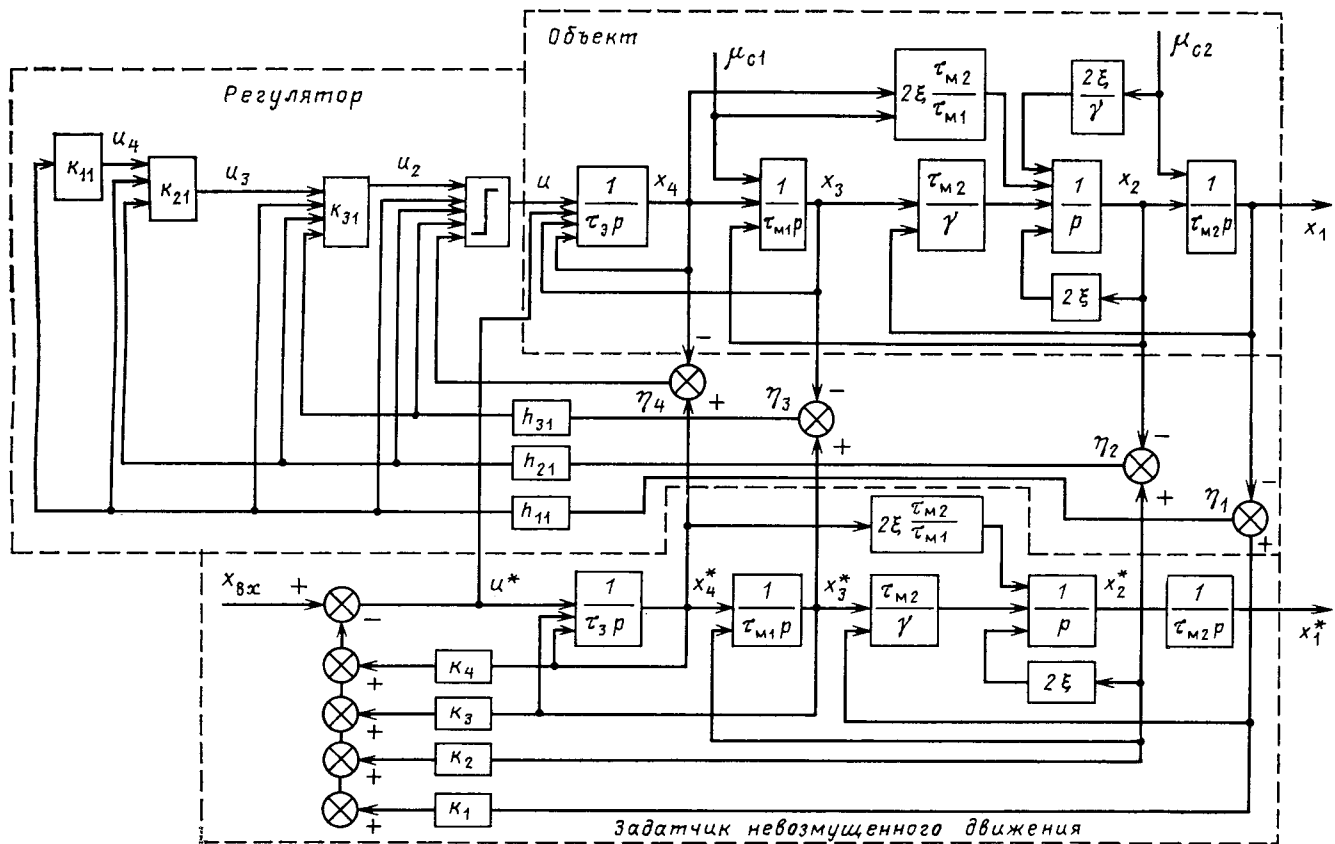


Рис. 1

$$b_{43} = b_{44} = -\frac{1}{\tau_3}; \quad m = \frac{1}{\tau_3};$$

$\mu_{c1}, \mu_{c2}$  — относительные моменты статического сопротивления на валу двигателя и механизма;  $\tau_m = \tau_{m1} + \tau_{m2}$  — относительная электромеханическая постоянная времени двухмассовой системы;  $\xi$  — коэффициент демпфирования упругих колебаний, учитывающий действие диссипативных сил;  $\gamma$  — коэффициент распределения масс;  $\tau_3$  — относительная электромагнитная постоянная времени.

**Синтез первого уравнения.** Принимаем по (1) модель объекта при  $x_i = x_i^*$ ,  $U = U^*$ ,  $\mu_{c1} = \mu_{c2} = 0$  в качестве объекта регулирования первого уровня и найдем [5] модальное управление

$$U^* = x_{вх} - k_1 x_1 - k_2 x_2 - k_3 x_3 - k_4 x_4, \quad (2)$$

коэффициенты  $k_i$  ( $i=1, \dots, 4$ ) которого определяются заданным качеством регулирования, например, в виде апериодического переходного процесса  $x_1^*(t)$  с требуемым временем регулирования. Заданный переходный процесс  $x_1^*(t)$  есть решение дифференциального уравнения замкнутой системы первого уровня, поэтому всегда можно найти характеристическое уравнение:

$$p^4 + \gamma_4 p^3 + \gamma_3 p^2 + \gamma_2 p + \gamma_1 = 0, \quad (3)$$

соответствующее заданному решению  $x_1^*(t)$ , с известными коэффициентами  $\gamma_i$ ,  $i=1, \dots, 4$ .

С другой стороны, замкнутой системе (1), (2) соответствует характеристическое уравнение

$$p^4 - p^3 (\beta'_4 - m^2 k_4) - p^2 (\beta'_3 - b_{34} m^2 k_3) - p (\beta'_2 - b_{23} b_{34} \times m^2 k_2) - (\beta'_1 - b_{12} b_{23} b_{34} m^2 k_1) = 0, \quad (4)$$

где  $\beta'_1, \beta'_2, \beta'_3, \beta'_4$  — коэффициенты, определяемые при составлении характеристического уравнения.

Сравнивая коэффициенты двух форм (3), (4) характеристического уравнения [6] системы первого уровня, найдем систему линейных алгебраических уравнений:

$$\left. \begin{aligned} \gamma_4 + b_{22} + b_{44} - m^2 k_4 &= 0; \\ \gamma_3 + b_{34} b_{43} - b_{22} (b_{44} - m^2 k_4) + b_{23} b_{32} + b_{12} b_{21} - \\ &\quad - m^2 b_{24} k_2 - m^2 b_{34} k_3 = 0; \\ \gamma_2 + b_{24} b_{32} b_{43} - b_{22} b_{34} b_{43} - (b_{23} b_{32} + b_{12} b_{21}) (b_{44} - \\ &\quad - m^2 k_4) - (b_{24} b_{32} - b_{22} b_{34} b_{43}) m^2 k_3 - b_{12} b_{24} m^2 k_1 - \\ &\quad - b_{23} b_{34} m^2 k_2 = 0; \\ \gamma_1 + b_{12} b_{21} b_{34} (m^2 k_3 - b_{43}) - b_{12} b_{23} b_{34} m^2 k_1 &= 0, \end{aligned} \right\} \quad (5)$$

решение которых позволит определить коэффициенты управления (2), обеспечивающие заданное характеристическим уравнением (3) распределение корней.

Модель объекта (1) и управление (2) образуют первый уровень системы управления (рис. 1). Здесь по входному сигналу  $x_{вх}$ , определяющему уровень стабилизации фазовых координат, формируется желаемый вид переходных процессов  $x_i^*(t)$  ( $i=1, \dots, 4$ ), используемых на втором уровне как задания соответствующим фазовым координатам  $x_i$  объекта. По терминологии Ляпунова процессы  $x_i^*(t)$  определяют невозмущенное движение системы. Поэтому на первом уровне решается первая задача управления, а именно, формирование заданных свойств невозмущенного движения, и первый уровень есть задатчик невозмущенного движения.

**Синтез второго уровня.** На втором уровне необхо-



можно обеспечить достаточно точное воспроизведение координатами  $x_i(t)$  объекта их невозмущенного движения  $x_i^*(t)$ . Если управление  $U^*$  первого уровня подключить ко входу объекта, то при условии точного моделирования динамических свойств объекта на первом уровне, постоянных параметрах объекта и отсутствии внешних возмущений выполняется точное равенство  $x_i(t) = x_i^*(t)$ .

Если эти условия не выполняются, то на втором уровне возникает возмущенное движение  $\eta_i = x_i - x_i^*$  ( $i=1, \dots, 4$ ), которое в силу системы (1) описывается уравнениями

$$\left. \begin{aligned} \dot{\eta}_1 &= b_{12}\eta_2; \\ \dot{\eta}_2 &= b_{21}\eta_1 + b_{22}\eta_2 + b_{23}\eta_3 + b_{24}\eta_4; \\ \dot{\eta}_3 &= b_{32}\eta_2 + b_{34}\eta_4; \\ \dot{\eta}_4 &= b_{43}\eta_3 + b_{44}\eta_4 + mU. \end{aligned} \right\} \quad (6)$$

Поскольку на втором уровне предполагается использовать особенные режимы, то как и в [1] управление

$$U = \text{sign } \psi_4, \quad \psi_4 = h_1\eta_1 + h_2\eta_2 + h_3\eta_3 + h_4\eta_4. \quad (7)$$

Так как на вход релейного элемента, реализующего, (7) поступает только функция  $\psi_4$ , то реальный элемент всегда работает в скользящем режиме.

Доопределим скользящий (особый) режим условиями  $\dot{\psi}_4 = 0, \psi_4 = 0$  [7] и найдем, как и в [1], что замкнутая система (6), (7) второго уровня вырождается в линейную систему:

$$\left. \begin{aligned} \dot{\eta} &= b_{12}\eta_2; \\ \dot{\eta}_2 &= b_{21}\eta_1 + b_{22}\eta_2 + b_{23}\eta_3 + b_{24}\eta_4; \\ \dot{\eta}_3 &= b_{32}\eta_2 + b_{34}\eta_4; \\ \dot{\eta}_4 &= -\frac{1}{h_2b_{24} + h_3b_{34} + b_{44}} [h_2b_{21}\eta_1 + (h_1b_{12} + h_2b_{22} + h_3b_{32})\eta_2 + (h_2b_{23} + b_{43})\eta_3 + mU_c]; \\ U_c &= -\frac{1}{m} [(h_2b_{21} - h_1(h_2b_{24} + h_3b_{34} + b_{44}))\eta_1 + (h_1b_{12} + h_2b_{22} + h_3b_{32} - h_2(h_2b_{24} + h_3b_{34} + b_{44}))\eta_2 + (h_2b_{23} + b_{43} - h_3(h_2b_{24} + h_3b_{34} + b_{44}))\eta_3], \end{aligned} \right\} \quad (8)$$

эквивалентную систему

$$\left. \begin{aligned} \dot{\eta}_1 &= b_{12}\eta_2; \\ \dot{\eta}_2 &= (b_{21} - h_1b_{24})\eta_1 + (b_{22} - h_2b_{24})\eta_2 + (b_{23} - h_3b_{24})\eta_3; \\ \dot{\eta}_3 &= -h_1b_{34}\eta_1 + (b_{32} - h_2b_{34})\eta_2 - h_3b_{34}\eta_3. \end{aligned} \right\} \quad (9)$$

Для определения коэффициентов  $h_1, h_2, h_3$  управления (7), как и при синтезе первого уровня, в замкнутой системе (9) определим характеристическое уравнение

$$\left. \begin{aligned} p^3 + \beta_3p^2 + \beta_2p + \beta_1 &= 0; \\ \beta_3 &= h_2b_{24} + h_3b_{34} - b_{22}; \\ \beta_2 &= -h_2b_{22}b_{34} - b_{23}b_{32} + h_3b_{24}b_{32} + h_2b_{23}b_{34} - \beta_{12}b_{21} + h_1b_{12}b_{24}; \\ \beta_1 &= -h_3b_{12}b_{21}b_{34} + h_1b_{12}b_{23}b_{34}. \end{aligned} \right\} \quad (10)$$

Зададимся далее переходным процессом возмущенного движения  $\eta_1(t)$  и найдем соответствующую ему

другую форму:

$$p^3 + \gamma_3p^2 + \gamma_2p + \gamma_1 = 0 \quad (11)$$

характеристического уравнения системы (9).

Из сравнения коэффициентов уравнений (10), (11) при одинаковых степенях определим коэффициенты  $h_1, h_2, h_3$  управления (7). Подчеркнем, что здесь при выборе коэффициентов  $h_1, h_2, h_3$  не учитывались внешние возмущения.

Для определения условий компенсации влияния внешних возмущений исследуем систему второго уровня (1), (7) в текущих координатах. Эта система, аналогично (10), при  $\dot{\psi}_4 = 0, \psi_4 = 0$  вырождается в линейную систему

$$\left. \begin{aligned} \dot{x}_1 &= b_{12}(x_2 - \mu_{c2}); \\ \dot{x}_2 &= b_{21}x_1 + b_{22}x_2 + b_{23}x_3 + b_{24}(x_4 - \mu_{c1}) + c_2\mu_{c2}; \\ \dot{x}_3 &= b_{32}x_2 + b_{34}(x_4 - \mu_{c1}); \\ \dot{x}_4 &= \frac{1}{h_2b_{24} + h_3b_{34} + b_{44}} [h_1\dot{x}_1 + h_2\dot{x}_2 + h_3\dot{x}_3 + \dot{x}_4 - h_2b_{21}x_1 - (h_1b_{12} + h_2b_{22} + h_3b_{32})x_2 - (h_2b_{23} + b_{43})x_3 + (h_2b_{24} + h_3b_{34})\mu_{c1} + (h_1b_{12} - h_2c_2)\mu_{c2} - mU_c]; \\ U_c &= \frac{1}{m} [h_1\dot{x}_1 + h_2\dot{x}_2 + h_3\dot{x}_3 + \dot{x}_4 - h_2b_{21}x_1 - (h_1b_{12} + h_2b_{22} + h_3b_{32})x_2 - (h_2b_{23} + b_{43})x_3 + (h_2b_{24} + h_3b_{34})\mu_{c1} + (h_1b_{12} - h_2c_2)\mu_{c2} - (h_2b_{24} + h_3b_{34} + b_{44}) \times (h_1(x_1^* - x_1) + h_2(x_2^* - x_2) + h_3(x_3^* - x_3) - x_4^*)] \end{aligned} \right\} \quad (12)$$

с понижением порядка на единицу, эквивалентную системе

$$\left. \begin{aligned} \dot{x}_1 &= b_{12}(x_2 - \mu_{c2}); \\ \dot{x}_2 &= h_1b_{24}x_1^* + (b_{21} - h_1b_{24})x_1 + h_2b_{24}x_2^* + (b_{22} - h_2b_{24})x_2 + h_3b_{24}x_3^* + (b_{23} - h_3b_{24})x_3 - b_{24}\mu_{c1} + c_2\mu_{c2}; \\ \dot{x}_3 &= h_1b_{34}(x_1^* - x_1) + h_2b_{34}x_2^* + (b_{32} - h_2b_{34})x_2 + h_3b_{34}(x_3^* - x_3) - b_{34}\mu_{c1}. \end{aligned} \right\} \quad (13)$$

В системе (1), (7) существует однократный особый режим и движение системы по уравнениям (13) не зависит от параметров объекта  $b_{43}, b_{44}$ , но зависит от моментов сопротивления на валу двигателя и механизма  $\mu_{c1}, \mu_{c2}$ .

Зависимость движения системы от моментов сопротивления на валу двигателя и механизма  $\mu_{c1}, \mu_{c2}$  приводит к тому, что выбор  $h_1, h_2, h_3$  управления (7) только из условия обеспечения заданного переходного процесса приводит к значительной статической ошибке по возмущению. Поэтому возникает необходимость выбора  $h_1, h_2, h_3$  с учетом как обеспечения заданной траектории движения, так и обеспечения требуемой статической точности. Для определения коэффициентов оптимального управления (7) с учетом этих условий рассмотрим движение системы (13) второго уровня в установившемся режиме при действии возмущений и найдем, что статическая ошибка по возмущению имеет вид

$$x_1 = -\mu_{c1} \frac{b_{23}b_{34}}{h_1b_{23}b_{34} - h_2b_{21}b_{34}} -$$



$$-\mu_{c2} \frac{h_3(b_{24}b_{32} - b_{23}b_{34} - c_3b_{34}) + h_2b_{23}b_{34} - b_{23}b_{32}}{h_1b_{23}b_{34} - h_3b_{21}b_{34}}. \quad (14)$$

В (14) коэффициенты  $h_1, h_2, h_3$  определим, сравнивая коэффициенты уравнений (10) и (11):

$$\left. \begin{aligned} h_1 &= \frac{\gamma_1 + h_3b_{12}b_{21}b_{34}}{b_{12}}; \quad h_2 = \frac{\gamma_3 + b_{22} - h_3b_{34}}{b_{24}}; \\ h_3 &= \frac{\gamma_1b_{24}^2 - \gamma_2b_{23}b_{24}b_{34} + \gamma_3b_{23}^2b_{34}^2 - b_{12}b_{21}b_{23}b_{24}b_{34} - b_{23}^2b_{24}b_{32}b_{34} + b_{22}b_{23}^2b_{34}^2}{b_{22}b_{23}b_{24}b_{34}^2 + b_{23}^2b_{34}^2 - b_{23}b_{24}^2b_{32}b_{34} - b_{12}b_{24}^2b_{21}b_{34}} \end{aligned} \right\} \quad (15)$$

Подставляя (15) в (14), получим

$$x_1 = -\mu_{c1} \frac{a_1}{\gamma_1} - \mu_{c2} \frac{1}{\gamma_1} \left( \frac{a_2}{a_6} \gamma_1 - \gamma_2 \frac{a_3}{a_6} - \gamma_3 \frac{a_4}{a_6} + \frac{a_5}{a_6} \right), \quad (16)$$

$$\begin{aligned} \text{где } a_1 &= b_{12}b_{23}b_{34}; \quad a_2 = b_{12}b_{24}b_{24}^2 (b_{32} - b_{24}b_{22}b_{34} - c_2b_{24}b_{34} - b_{23}b_{34}^2); \\ a_3 &= b_{12}b_{23}b_{34} (b_{22}^2b_{32} - b_{24}b_{22}b_{34} - c_2b_{24}b_{34} - b_{23}b_{34}^2); \\ a_4 &= b_{12}b_{23}b_{34} (c_2b_{23}b_{34}^2 + b_{12}b_{21}b_{24}b_{34}); \\ a_5 &= b_{12}b_{23}b_{34} (c_2b_{12}b_{21}b_{24}b_{34} + c_2b_{23}b_{24}b_{32}b_{34} - c_2b_{22}b_{23}b_{34}^2 + b_{12}b_{21}b_{23}b_{34}^2); \\ a_6 &= (b_{22}b_{23}b_{24}b_{34}^2 + b_{23}^2b_{34}^2 - b_{23}b_{24}^2b_{32}b_{34} - b_{12}b_{22}^2b_{21}b_{34}). \end{aligned}$$

При движении по траекториям, определяемым стандартными формами [5] имеем

$$\gamma_1 = \frac{b_1}{t_p^3}; \quad \gamma_2 = \frac{b_2}{t_p^2}; \quad \gamma_3 = \frac{b_3}{t_p}, \quad (17)$$

где  $b_1, b_2, b_3$  — численные коэффициенты, определяемые видом стандартной формы, например, для биномиальной формы  $b_1 = 1000, b_2 = 300, b_3 = 30$ ;  $t_p$  — время движения второго уровня по траектории, определяемой стандартной формой.

Выражение (16) с учетом (17) принимает вид

$$x_1 = -\mu_{c1} \frac{a_1}{b_1} t_p^3 - \mu_{c2} \left( \frac{a_2}{a_6} - \frac{a_3b_2}{a_6b_1} t_p - \frac{a_4b_3}{a_6b_1} t_p^2 + \frac{a_5}{a_6} t_p^3 \right). \quad (18)$$

Задаваясь в (18) требуемой статической точностью при номинальных моментах  $\mu_{c1}$  и  $\mu_{c2}$ , получим алгебраическое уравнение 3-го порядка с неизвестным  $t_p$ , решение которого определит время движения по заданной траектории при условии обеспечения требуемой статической точности. Полученное таким образом  $t_p$  позволяет согласно (15) с учетом (17) определить коэффициенты  $h_1, h_2, h_3$  оптимального управления второго уровня системы, при которых обеспечивается движение по заданной траектории с требуемой статической точностью.

При реализации коэффициентов  $h_1, h_2, h_3$  необходимо иметь в виду следующее обстоятельство. В зависимости от параметров конкретной двухмассовой системы значения этих коэффициентов могут быть весьма большими, и для их реализации удобно использовать структуру рис. 1, включающую дополнительные линейные усилители  $k_{11}, k_{21}, k_{31}$ . Эти усилители включаются так, чтобы в каждом контуре был большой коэффициент усиления и чтобы  $h_3 = h_{31}(1 + k_{31})$ ;  $h_2 = h_{21}(1 + k_{31} + k_{21}k_{31})h_1$ ;  $h_1 = h_{11}(1 + k_{31} + k_{21}k_{31} + k_{11}k_{21}k_{31})$ .

Если же значения коэффициентов  $h_1, h_2, h_3$  не будут весьма большими, то в зависимости от конкретных параметров можно считать  $k_{11} = 0$ , или  $k_{11} = k_{21} = 0$ , или  $k_{11} = k_{21} = k_{31} = 0$ .

**Пример.** В качестве иллюстрации возможностей предложенного метода синтеза управлений двухмассовой электромеханической системы синтезируем управление электроприводом постоянного тока как двухмассовой системы [8], движение которой определяется дифференциальными уравнениями, аналогичными (1):

$$\left. \begin{aligned} \dot{x}_1 &= b_{12}(x_2 - M_c); \\ \dot{x}_2 &= b_{21}x_1 + b_{23}x_3; \\ \dot{x}_3 &= b_{32}x_2 + b_{34}x_4; \\ \dot{x}_4 &= b_{43}x_3 + b_{44}x_4 + mU. \end{aligned} \right\} \quad (19)$$

Следует отметить, что уравнения (19) записаны в абсолютных единицах и для случая безынерционного усилителя мощности. В этих уравнениях

$$b_{12} = \frac{1}{J_2}; \quad b_{21} = -c; \quad b_{23} = c; \quad b_{32} = -\frac{1}{J_1}; \quad b_{34} = \frac{1}{J_1}; \\ b_{43} = -\frac{1}{k_d R_{\pi} T_{\pi}}; \quad b_{44} = -\frac{1}{T_{\pi}}; \quad m = \frac{k_{\pi}}{k_d R_{\pi} T_{\pi}}; \quad J_1 \text{ и } J_2 -$$

моменты инерции двигателя и механизма;  $c$  — коэффициент жесткости упругого звена;  $k_d, R_{\pi}, T_{\pi}$  — коэффициент передачи, сопротивление якорной обмотки и электромагнитная постоянная времени двигателя соответственно;  $k_{\pi}$  — коэффициент передачи усилителя мощности.

Используя (5), в которых  $b_{22} = 0, b_{24} = 0$ , получим коэффициенты модального управления (2) первого уровня:

$$\left. \begin{aligned} k_4 &= \frac{\gamma_4 + b_{44}}{m^2}; \quad k_3 = \frac{\gamma_3 + b_{34}b_{43} + b_{23}b_{32} + b_{12}b_{21}}{m^2b_{34}}; \\ k_2 &= \frac{\gamma_2 + \gamma_4b_{23}b_{32} + b_{12}b_{21}}{m^2b_{23}b_{34}}; \\ k_1 &= \frac{\gamma_1 + b_{12}b_{21}(\gamma_3 + b_{23}b_{32}) + b_{12}^2b_{21}^2}{m^2b_{12}b_{23}b_{34}}. \end{aligned} \right\} \quad (20)$$

Из выражения (14) при  $\mu_{c1} = 0, \mu_{c2} = M_c, b_{22} = 0, b_{24} = 0, c_2 = 0$  получим

$$x_1 = -M_c \frac{b_{23}(b_{32} - b_{34}h_2)}{b_{34}(h_3b_{21} - h_1b_{23})}. \quad (21)$$

В (21) коэффициенты оптимального управления (7) второго уровня определяются из сравнения коэффициентов (10) и (11) при  $b_{22} = 0$  и  $b_{24} = 0$ :

$$h_3 = \frac{\gamma_3}{b_{34}}; \quad h_2 = \frac{\gamma_2 + b_{23}b_{32} + b_{12}b_{21}}{b_{23}b_{34}}; \quad h_1 = \frac{\gamma_1 + \gamma_2b_{12}b_{21}}{b_{12}b_{23}b_{34}}. \quad (22)$$

Подставим (22) с учетом (17) в (21) и окончательно найдем

$$x_1 = -M_c \frac{b_{12}(b_2t_p + b_{12}b_{21}t_p^3)}{b_1} = -M_c k_f, \quad (23)$$

где  $k_f$  — коэффициент статизма.

Выбирая  $k_f$  из условия требуемой статической точности, например  $k_f = \delta$ , получим уравнение

$$b_{21}b_{12}t_p^3 + b_2b_{12}t_p - \delta b_1 = 0, \quad (24)$$

из которого определили желаемую длительность  $t_p$  переходного процесса.

По (22) с учетом (17) и найденного времени вычислим коэффициенты оптимального управления второго уровня.

Пусть в рассматриваемом примере  $J_1 = 0,6 \cdot 10^{-3} \text{ кг} \cdot \text{м}^2$ ,  $J_2 = 0,4 \cdot 10^{-3} \text{ кг} \cdot \text{м}^2$ ;  $k_d = 2,7 \text{ с}^{-1}/\text{В}$ ;  $R_{\pi} = 10 \text{ Ом}$ ;  $c =$



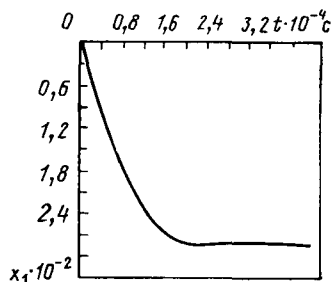


Рис. 2

$=2\text{н}\cdot\text{м}$ ;  $k_n=10$ ;  $T_n=0,05$  с, и статическая точность по возмущению  $\delta=0,03$ . Решая (24), найдем  $t_p=4 \times 10^{-5}$  с, при котором обеспечивается требуемая точность. Подставляя  $t_p=4 \cdot 10^{-5}$  с в (22) с учетом (17), получим  $h_1=1838234800$ ;  $h_2=55147055$ ;  $h_3=441,17647$ . Перерасчет коэффициентов  $h_1, h_2, h_3$  по структуре рис. 1 при  $k_{11}=k_{21}=k_{31}=1000$  приводит к  $h_{31}=0,41$ ;  $h_{21}=55,1$ ;  $h_{11}=1,83$ .

Исследования на ЭВМ дали результаты, представленные на рис. 2, где приведена реакция системы на единичное возмущение.

**Вывод.** Использование концепции Ляпунова о возмущенном — невозмущенном движении при построении управления двухмассового электропривода приводит к двухуровневой системе. При этом первый уровень син-

тезируется из условия формирования заданных свойств невозмущенного движения (заданного качества регулирования), а второй уровень из условия воспроизведения невозмущенного движения (заданного качества регулирования объекта). Определение коэффициентов регулятора второго уровня с учетом заданной статической точности в системе обеспечивает не только желаемые динамические свойства, но и осуществляет эффективное подавление влияния моментов сопротивления на валу двигателя и механизма.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Жияков В. И. К анализу оптимальных управлений на особых участках движения двухмассовой электромеханической системы. — Электричество, 1983, № 5.
2. Летоу А. М. Математическая теория процессов управления. — М.: Наука, 1981.
2. А. с. 847272 (СССР). Система управления / В. И. Жияков, А. В. Садовой. Опубл. в Б. И. 1981, № 26.
4. Поляков Л. М., Херунцев П. Э. Оптимальное управление динамическими процессами в электроприводах с упругими связями. — Электричество, 1979, № 3.
5. Кузовков Н. Т. Модальное управление и наблюдающие устройства. — М.: Наука, 1976.
6. Прякин Н. С. К вопросу об аналитическом конструировании регуляторов. — Автоматика и телемеханика, 1963, № 9.
7. Уткин В. И. Скользящие режимы в задачах оптимизации и управления. — М.: Наука, 1981.
8. Боровиков М. А. Расчет устройств упреждающей коррекции в электроприводах постоянного тока по структуре подчиненного регулирования. — Изв. вузов «Электромеханика», 1982, № 7.

[18.08.86]

УДК 62-83:621.333.001.5

## Об автоколебаниях в тяговом электроприводе локомотива при боксованиях

ЕФРЕМОВ И. С., доктор техн. наук, КАРИБОВ С. И., канд. техн. наук

Тяговые свойства локомотивов в реальных условиях эксплуатации зависят от многих факторов. Одним из первостепенных факторов, ограничивающих полное использование тяговых свойств локомотива, является характер зависимости коэффициента сцепления от скольжения колеса-рельса.

До настоящего времени при исследовании процесса боксования колесной пары локомотива, пренебрегая нелинейными зависимостями между силой сцепления  $F_{сц}$  и скольжением, а также потоком и током (для двигателя последовательного возбуждения) [1], систему нелинейных дифференциальных уравнений, описывающих переходный процесс боксования, заменяли линейной, которая не позволяла раскрыть реальную физическую картину процесса боксования.

В действительности из-за характерной падающей нелинейной зависимости силы сцепления от скольжения, аналогичной кулоновской силе сухого трения, в системе в большинстве случаев возникают автоколебания. Падающий нелинейный участок характеристики силы сцепления играет такую же роль, что и отрицательное сопротивление в электрических цепях, т. е. в отдельные моменты времени является движущей силой, в результате чего в динамической системе возникают самовозбуждающиеся колебания.

В общем случае при исследовании процесса боксования необходимо учитывать как упругость механиче-

ской части, так и индуктивность электрической цепи, если она даже мала. Однако, как показали исследования, в отдельных случаях [2, 3] при определенных соотношениях постоянных времени электромеханической системы можно рассматривать исследования упругой системы отдельно от абсолютно жесткой.

В настоящее время имеется много работ по исследованию процесса автоколебаний при боксованиях колесной пары локомотива, учитывающих упругость системы и не учитывающих индуктивность и активное сопротивление электрической цепи. Кроме того, во всех работах нелинейную зависимость между силой сцепления от скольжения заменяют прямой.

В статье предлагается метод качественного и количественного исследования условий возникновения самовозбуждающихся колебаний при боксованиях в абсолютно жесткой электромеханической системе, как с двигателем независимого возбуждения (жесткая тяговая характеристика), так и с двигателем последовательного возбуждения (мягкая тяговая характеристика) с учетом реальной зависимости силы сцепления от скольжения, когда происходит обмен энергии, накопленной в индуктивностях электрической цепи, с механической энергией, накопленной в колесной паре и в якоре тягового двигателя.

Как показали многочисленные практические наблюдения, процесс автоколебания в тяговом электроприводе



явление довольно частое. Если для механической части системы передачи локомотива он является неблагоприятным, то для максимального использования сцепного веса имеет определенные преимущества: из-за того, что при этом процессе значение скольжения периодически меняется, сила сцепления колеблется вокруг определенного значения, что способствует как реализации высоких значений силы тяги, так и предотвращению разносных боксований.

В общем случае системы дифференциальных уравнений, описывающих процесс боксования как с двигателями незарисимого возбуждения, так и с двигателями последовательного возбуждения, являются существенно нелинейными. Нелинейность обусловлена, во-первых, нелинейной зависимостью силы сцепления от скольжения и, во-вторых, нелинейностями, вводимыми зависимостями между током, потоком и силой тяги.

В наших исследованиях до интегрирования нелинейных дифференциальных уравнений, описывающих процесс боксования, прежде будем прибегать к качественному их исследованию [4] с целью установления характера процесса (выявления наличия или отсутствия замкнутых циклов). При интегрировании же исходных нелинейных дифференциальных уравнений будем пользоваться методом, аналогичным изложенному в [5]. Он отличается от метода Рунге — Галеркина тем, что более нагляден и прост, в отдельных случаях даже более точен.

Сущность предлагаемого метода заключается в том, что, если в [5] для аperiodических процессов используется комбинация специальных экспонент разных частот, то для периодических процессов используется комбинация гармонических функций разных частот.

В качестве первого примера рассмотрим процесс боксования, возникающий вследствие скачка напряжения на зажимах тягового двигателя независимого возбуждения. Естественно, причиной боксования могут быть также и случаи наезда на масляное пятно, резкого уменьшения величины пускового резистора, и т. д.

При этом сделаем следующие общепринятые допущения, принимаемые в подобных случаях:

источник питания обладает бесконечной мощностью; исходная скорость локомотива в течение времени боксования неизменна;

жесткая механическая система передачи двигатель-колесная пара заменена одной приведенной массой;

нагрузка на ось неизменна.

С учетом допущений имеем:

$$U + \Delta U = IR + L \frac{dI}{dt} + c_1 v \Phi_n; \quad (1)$$

$$F - F_{сц} = m \frac{dv}{dt}; \quad (2)$$

$$F = c_2 \Phi_n I, \quad (3)$$

где  $F_{сц}$  — сила сцепления, являющаяся нелинейной функцией от скольжения;  $m$  — приведенная к ободу колеса масса вращающихся частей боксующей колесной пары;  $c_1$ ,  $c_2$  — конструктивные постоянные коэффициенты:

$$c_1 = c_e \frac{60}{\pi D} j; \quad c_2 = \frac{2}{D} c_m j; \quad j = \frac{n_1}{n_2}; \quad (4)$$

$D$  — диаметр обода колеса;

$n_1$  и  $n_2$  — число оборотов вала тягового двигателя и колесной пары;  $R$  — полное активное сопротивление, вклю-

чая и пусковое (для локомотивов постоянного тока)

В отличие от общепринятого термина [1] скорости проскальзывания, будем пользоваться понятием скольжения, принятым при рассмотрении теории асинхронного двигателя, с той лишь разницей, что в нашем случае для тягового режима  $s = (v - v_0)/v_n$ , а для тормозного соответственно:  $s = (v_0 - v)/v_n$ , где  $v$  — мгновенное значение линейной скорости на ободу боксующего колеса локомотива;  $v_n$ ,  $v_0$  — то же при номинальной и исходной скоростях локомотива.

Обозначим:

$$i = \frac{I}{I_n} = y; \quad \frac{v}{v_n} = v; \quad \frac{v_0}{v_n} = v_0; \quad v - v_0 = s = x;$$

$$f_{сц} = \frac{F_{сц}}{F_n}; \quad \frac{U + \Delta U}{E_n} = U + \Delta u; \quad \gamma = \frac{I_n R}{E_n} = \frac{I_n^2 R}{E_n I_n};$$

$$T_{1\phi} = \frac{L_1 I_n}{E_n} = \frac{\frac{1}{2} L_1 I_n^2}{\frac{1}{2} E_n I_n}; \quad \omega_0^2 = \frac{1}{T_m T_{1\phi}};$$

$$\tau = \omega_0 t; \quad T_m = \frac{m v_n}{F_n} = \frac{\frac{1}{2} m v_n^2}{\frac{1}{2} F_n v_n};$$

$$\frac{1}{\omega_0 T_m} = \omega T_{1\phi} = \sqrt{\frac{T_{1\phi}}{T_m}} = \varepsilon_1 — \text{малый параметр.}$$

При принятых обозначениях уравнения (1) и (2) после несложных преобразований в относительных единицах можно представить следующим образом:

$$\frac{dx}{d\tau} = P(x, y) = [y - f_{сц}(x)] \varepsilon_1; \quad (5)$$

$$\frac{dy}{d\tau} = Q(x, y) = [(v + \Delta v - v_0) - \gamma y - x] \frac{1}{\varepsilon_1}. \quad (6)$$

Как видно из (5) и (6), в них содержатся всего два параметра  $\gamma$  и  $\varepsilon_1$ , которые имеют определенный физический смысл.

Параметр  $\gamma$  характеризует отношение тепла, выделяемого в активных сопротивлениях электрической цепи, к электромагнитной мощности тягового двигателя, а кроме того, характеризует величину, обратную жесткости тяговой характеристики  $-\frac{\partial y}{\partial x} = \frac{1}{\gamma}$  (только лишь для двигателя с независимым возбуждением). Параметр  $\varepsilon_1$ , в который входят  $T_{1\phi}$  и  $T_m$  — соответственно, электрическая и механическая постоянные времени, характеризующие отношение электромагнитной энергии, накопленной в индуктивностях  $L_1$  электрической цепи и механической энергии, накопленной в приведенной массе  $m$  к половине электромагнитной мощности тягового двигателя, также имеют физический смысл.

Решая систему (5) и (6) относительно  $x$ , получаем:

$$\frac{d^2 x}{d\tau^2} + \varepsilon_1 \left( \frac{\gamma}{\varepsilon_1^2} + \frac{\partial f_{сц}(x)}{\partial x} \right) \frac{dx}{d\tau} + \gamma f_{сц}(x) + x = (v + \Delta v - v_0). \quad (7)$$

Уравнение (7) является существенно нелинейным, его решение в основном зависит от характера зависимости силы сцепления от скольжения. При  $f_{сц} = \text{const}$  или  $f_{сц} = 0$  дифференциальное уравнение (7) превращается в линейное. В зависимости от соотношений указанных параметров переходный процесс может носить различный характер, но не периодический.



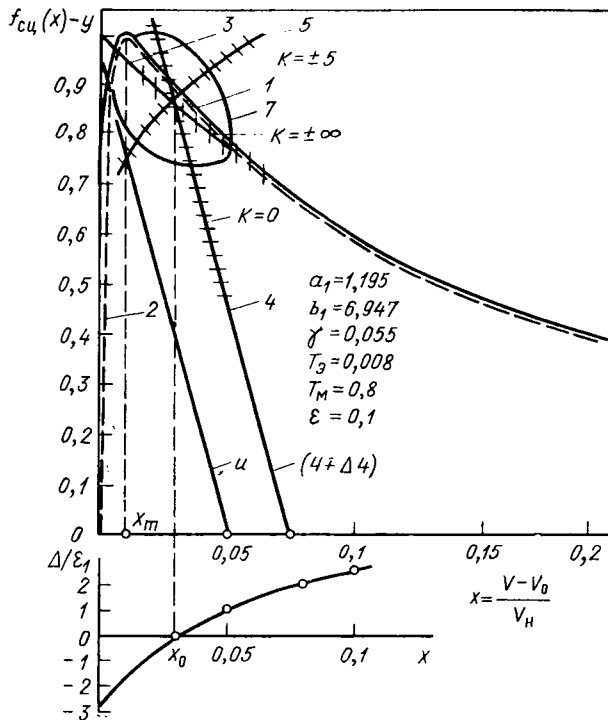


Рис. 1

Следовательно, автоколебания в переходном процессе, описываемом дифференциальным уравнением (7), могут возникать из-за характера зависимости силы сцепления от скольжения. На рис. 1 в динамической плоскости приведена примерная форма кривой сцепления (кривая 1). Эта кривая является приближенной, поскольку носит вероятностный характер и меняется в широких пределах.

В отношении реальной кривой сцепления заметим следующее: как в отечественной, так и в зарубежной технической литературе ее изображают исходящей из начала координат (пунктирная кривая 2), пренебрегая начальным значением силы сцепления, что противоречит ее физической природе как силы Кулонового трения.

При количественных расчетах ввиду малости интервала  $0 < x < x_k$  вместо кривой 1 пользуются кривой 3. Для аналитического выражения кривой 3, хорошо ее аппроксимирующего, можно предложить известные выражения:

$$\left. \begin{aligned} f_{сц}(x) &= f_0 \frac{1+mx}{1+nx}; \\ f_{сц}(x) &= \frac{a}{1+b_1x} + c_1, \end{aligned} \right\} \quad (8)$$

где  $f_0$ ,  $m$  и  $n$  — постоянные коэффициенты, определяемые по экспериментальной кривой.

Коэффициенты  $f_0$ ,  $m$  и  $n$  связаны с  $a_1$ ,  $b_1$  и  $c_1$  следующими соотношениями:

$$f_0 = a_1 + c_1; \quad b_1 = n \quad \text{и} \quad c_1 = f_0 \frac{m}{n}.$$

Например, для одной из экспериментальных кривых:  $f_0 = 1,14$ ;  $m = -0,3355$ ;  $n = 6,9487$ ;  $a_1 = 1,195$ ;  $b_1 = 6,9487$ ;  $c_1 = -0,055$ .

В общем случае трудности, которые возникают при исследовании выражений, аналогичных (5) и (6), очень велики и поэтому часто из-за отсутствия регулярных и достаточно эффективных методов приходится обращаться к различным способам численного, графо-аналитического интегрирования, либо прибегать к различным критериям, которые в большинстве случаев позволяют судить о характере процесса.

К числу таких критериев относится критерий Бендиксона [6, 7], который позволяет устанавливать наличие или отсутствие предельных циклов и, следовательно, замкнутых траекторий в динамической либо в фазовой плоскостях. Согласно этому критерию, если в некоторой односвязной области выражение

$$\Delta = \frac{\partial P(x, y)}{\partial x} + \frac{\partial Q(x, y)}{\partial y} \quad (9)$$

не меняет знак и не равно нулю тождественно, то в этой области не существуют замкнутые траектории.

Учитывая (9) из уравнений (5) и (6), для  $\Delta$  получим:

$$\Delta_1 = -\varepsilon_1 \left[ \frac{\gamma}{\varepsilon_1^2} + \frac{\partial f_{сц}(x)}{\partial x} \right]. \quad (10)$$

Сравнивая выражение (10) с коэффициентом при первой производной уравнения (7), легко заметить, что они совпадают, отличаясь лишь знаком.

Если в (10)  $f_{сц}(x)$  заменить отрезком прямой, как это делает большинство исследователей, то  $\Delta_1$  примет неизменное положительное либо отрицательное значение. Уравнение (7) станет линейным, решениями которого при постоянном (не периодическом) возмущении могут быть различные функции, но не периодические.

Теоретически из (9) легко получить условие, при котором в системе, описываемой уравнениями (5) и (6), не могут возникать автоколебания. Оно выражается следующим неравенством:

$$\frac{\gamma}{\varepsilon_1^2} = \left( \frac{T_m}{L/R} \right) > - \left( \frac{\partial f_{сц}(x)}{\partial x} \right)_{\max} \quad (11)$$

На основании (11), казалось, можно сделать такой вывод: для отсутствия автоколебаний в системе, описываемой уравнениями (5) и (6), необходимо, чтобы максимальная скорость изменения силы сцепления (ее жесткость) была меньше отношения механической постоянной времени  $T_m$  к постоянной времени якорной цепи  $T_\pi = L/R$ .

Однако в условиях эксплуатации кривая сцепления меняется в широких пределах, следовательно, жесткость также меняется в широких пределах, поэтому практически невозможно гарантировать отсутствие автоколебаний в системе, описанной уравнениями (5) и (6).

Проанализировав (10), также можно сделать весьма важный для практических целей вывод, заключающийся в том, что на восходящей ветви кривой 1, на интервале  $0 \leq x \leq x_k$ , в системе описанной уравнениями (5) и (6), не могут возникнуть автоколебания, поскольку на этом интервале  $\frac{\partial f_{сц}(x)}{\partial x}$  всегда положительна.

Сказанное легко проследить, если кривую 1 аппроксимировать двумя экспонентами, т. е.

$$f_{сц}(x) = f_0 e^{-m_0 x} - f_1 e^{-m_1 x}. \quad (12)$$

Значение  $x_k$ , при котором сила сцепления достигает своего максимального значения, определяется из урав.



нения:

$$x_k = \frac{1}{m_1 - m_0} \ln \frac{m_1 f_1}{m_0 f_0}. \quad (13)$$

Учитывая (12) и (13), для скорости изменения силы сцепления будем иметь:

$$\frac{\partial f_{\text{сц}}(x)}{\partial x} = -m_0 f_0 [e^{-m_0 x} - e^{-m_0 x_k} e^{m_1 (x_k - x)}]. \quad (14)$$

Из (14) видно, что при  $0 \leq x \leq x_k$  выражение в квадратных скобках всегда положительно; при  $x = x_k$  равно нулю и при  $x > x_k$  становится отрицательным.

Если для кривой сцепления в качестве аппроксимирующей функции использовать второе выражение (8), то на основании (9) можно определить значение скольжения  $x_0$ , при котором  $\Delta$  становится равным нулю и далее меняет свой знак.

В результате несложных выкладок для  $x_0$  получим:

$$x_0 = \frac{1}{b_1} \left[ \varepsilon_1 \sqrt{\frac{a_1 b_1}{\gamma}} - 1 \right]. \quad (15)$$

Другим важным методом, позволяющим судить об уравнениях (5) и (6) как в малом, так и в большом, является метод изоклин, которым также широко пользуются при исследовании нелинейных систем, при этом можно определить характер процесса.

Если (6) разделить на (5), получим дифференциальное уравнение интегральных кривых

$$\frac{dy}{dx} = \frac{1}{\varepsilon_1^2} \frac{(v + \Delta v - v_0) - \gamma y - x}{y - f_{\text{сц}}(x)}. \quad (16)$$

Обозначив  $K = \frac{dy}{dx}$ , из (16) найдем уравнение изоклин:

$$y = \frac{(v + \Delta v - v_0) - x + k \varepsilon_1^2 f_{\text{сц}}(x)}{\gamma + k \varepsilon_1^2}. \quad (17)$$

При  $k = \frac{dy}{dx} = 0$  найдем уравнение изоклины, которую интегральные кривые пересекают под углом, равным нулю, т. е.

$$y = \frac{(v + \Delta v - v_0) - x}{\gamma}. \quad (18)$$

Выражение (18) есть уравнение механической характеристики двигателя, соответствующей напряжению  $(v + \Delta v)$ , и, как легко заметить, также является одним из условий равновесия при  $\frac{dy}{dx} = 0$ .

При  $\frac{dy}{dx} = k = \infty$  получим уравнение изоклины, которую интегральные кривые пересекают под углом  $90^\circ$ . Из (17) при этом получим:

$$y = f_{\text{сц}}(x). \quad (19)$$

Выражение (19) — зависимость силы сцепления (кривая 3) от скольжения — является вторым условием равновесия при  $dx/d\tau = 0$ .

Изоклины согласно (18) и (19) на рис. 1 изображены в виде прямой 4 и кривой 3. Для суждения о характере процесса достаточно, например, взять еще два значения  $k = \pm 5$ . Этим значениям соответствует кривая 5. На основании трех изоклин построена замкнутая кривая 7. При этом направление поля в динамической либо

в фазовой плоскостях определяется из выражения

$$\vec{U} = \vec{i} \frac{dx}{d\tau} + \vec{j} \frac{dy}{d\tau}. \quad (20)$$

Из анализа (16) также можно сделать важный вывод, который заключается в следующем: при  $dy/dx = \infty$ , что равносильно  $dx/dy = 0$ , получим  $x_0 = \text{const}$ , т. е. на прямых, параллельных оси ординат, происходят быстрые движения ( $dy/dx = \infty$ ), уравнения которых можно написать в виде:

$$\varepsilon_1 \frac{dy}{dx} = [(v + \Delta v - v_0) - \gamma y - x_0]. \quad (21)$$

Это значит, что изменение тока тягового двигателя происходит значительно быстрее, нежели изменение скорости проскальзывания.

На этом же рис. 1 внизу изображена зависимость  $\Delta_1/\varepsilon_1$  от  $x$ . Как видно из рис. 1, на интервале  $0 \leq x \leq x_0$  значение  $\Delta_1$  отрицательно, что соответствует движущей силе сцеплений, на интервале  $x_0 < x < \infty$  значение  $\Delta_1$  положительно, это соответствует тормозящей силе сцепления.

Исследование боксования двигателя независимого возбуждения закончим тем, что найдем аналитическое (асимптотическое) решение уравнения (7), при этом для аппроксимации кривой сцепления воспользуемся вторым выражением (8). Согласно методике, изложенной в [5], решение будем искать в виде:

$$x = x_0 + A \sin \omega \tau + \frac{A}{2} \sin 2\omega \tau + \frac{A}{3} \sin 3\omega \tau + \frac{A}{4} \sin 4\omega \tau + \dots \quad (22)$$

либо

$$x = x_0 + A_1 \sin \omega \tau + A_2 \sin 2\omega \tau + A_3 \sin 3\omega \tau + A_4 \sin 4\omega \tau + \dots, \quad (23)$$

где  $x_0$  — постоянная составляющая, определяемая в результате совместного решения (18) и (19);  $A, A_1, A_2, A_3, A_4, \dots$  — амплитуды основной, первой, второй и т. д. гармоник;  $\omega$  — безразмерная относительная частота автоколебаний.

В (22) и (23) в зависимости от характера процесса, который заранее известен из экспериментальных данных либо физических соображений, подбирается комбинация гармоник: четные либо нечетные и т. д.

Решения (22) и (23) отличаются между собой тем, что в первом случае при определении  $A$  необходимо решать одно алгебраическое уравнение высокого порядка, в случае использования ряда (23) приходится решать систему нелинейных алгебраических уравнений, что в отдельных случаях несколько затрудняет определение амплитуд гармоник.

Поскольку линейная часть (7) является фильтром для высших гармонических, то в (22) вполне можно ограничиваться первыми двумя членами, т. е. решение искать в виде

$$x = x_0 + A \sin \omega \tau. \quad (24)$$

Вычислим интеграл:

$$\int_0^{2\pi} \varepsilon(\tau) \sin \omega \tau d(\omega \tau), \quad (25)$$



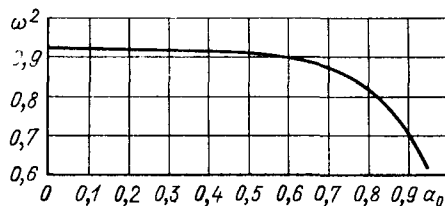


Рис. 2

где  $\varepsilon(\tau)$  — является невязкой

$$\int_0^{2\pi} \left[ -A\omega^2 \sin \omega\tau + \varepsilon_1 \left( \frac{\gamma}{\varepsilon_1^2} - \frac{a_1 b_1}{[1 + b_1(x_0 + A \sin \omega\tau)]^2} \right) \times \right. \\ \left. \times A\omega \cos \omega\tau + \gamma \left( \frac{b_1}{1 + b_1(x_1 + A \sin \omega\tau)} + c_1 \right) + (x_0 + A \sin \omega\tau) - (U + \Delta U - v_0) \right] \sin \omega\tau d(\omega\tau) = 0, \quad (26)$$

откуда

$$-A\omega^2 \int_0^{2\pi} \sin^2 \omega\tau d(\omega\tau) + A \int_0^{2\pi} \sin^2 \omega\tau d(\omega\tau) + \\ + a_1 \gamma \int_0^{2\pi} \frac{\sin \omega\tau d(\omega\tau)}{(1 + b_1 x) + b_1 A \sin \omega\tau} = 0. \quad (27)$$

Те члены выражения (26), интегралы от которых равны нулю, в (27) отсутствуют.

Вычислив интегралы (27), после несложных выкладок окончательно получим:

$$\omega^2 = 1 + \frac{a_1 b_1}{(1 + b_1 x_0)^2} \frac{1}{a_0^2} \left[ 1 - \frac{1}{\sqrt{1 - a_0^2}} \right], \quad (28)$$

где  $a_0 = \frac{b_1 A}{1 + b_1 x_0}$  — величина, пропорциональная амплитуде автоколебаний.

Как следует из (28), частота автоколебаний мало зависит от амплитуды  $a_0$ . При  $\gamma \rightarrow 0$  частота автоколебаний стремится к 1, т. е. при абсолютно жестких тяговых характеристиках частота автоколебаний не зависит от амплитуды.

На основании (28) на рис. 2 построена кривая зависимости квадрата частоты  $\omega^2$  от  $a_0$  для значений параметров:

$$\gamma = 0,055; a_1 = 1,195; b_1 = 6,9487; x_0 = 0,03.$$

Теперь исследуем условия возникновения автоколебаний при боксовании с двигателем последовательного возбуждения. Для этой цели также воспользуемся условием (9). Пренебрегая действием вихревых токов [1], в общем случае можно записать:

$$U + \Delta U = IR + L_2 \frac{dI}{dt} + c_1 v \Phi + 2\rho \sigma W \frac{d\Phi}{dt}; \quad (29)$$

$$c_2 I \Phi - F_{\text{сн}} = m \frac{dv}{dt}, \quad (30)$$

где  $L_2 = \Sigma L_{\text{я}}$  — суммарная индуктивность якорной цепи (якоря, дополнительных полюсов и компенсационной обмотки); для отечественных тяговых двигателей ТЛ2К, ТЛЗБ и НБ-407Б это значение равно  $(0,5 - 1,2) 10^{-3}$  Гн;  $R = \Sigma R_{\text{я}}$  — суммарное сопротивление той же цепи, включая обмотку возбуждения и пусковое сопротивление.

Вологодская областная универсальная научная библиотека

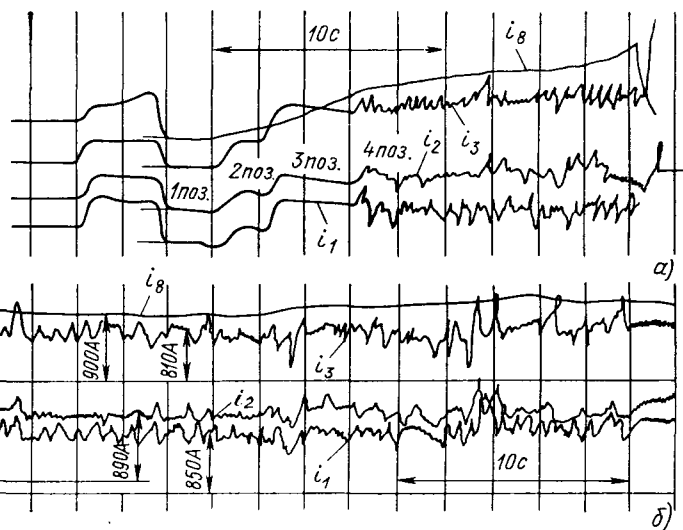


Рис. 3

Аппроксимируя кривую намагничивания выражением

$$\Phi = \frac{i}{ai + b}, \quad (31)$$

приняв во внимание ранее принятые обозначения и добавив дополнительно

$$\Phi = \frac{\Phi}{\Phi_n}; T_{23} = \frac{L_2 I_n}{E_n}; \beta = \frac{2\rho \sigma W \Phi_n}{L_2 I_n},$$

после несложных и очевидных преобразований дифференциальные уравнения (29) и (30) можно записать (в отн. ед.):

$$\frac{dx}{d\tau} = P(x, y) = \left( \frac{y^2}{ay + b} - f_{\text{сн}}(x) \right) \varepsilon_2; \quad (32)$$

$$\frac{dy}{d\tau} = Q(x, y) = \frac{1}{\left[ 1 + \frac{\beta b}{(ay + b)^2} \right]} \frac{1}{\varepsilon_2} \left[ v + \Delta v - \gamma y - \right. \\ \left. - (v_0 + x) \frac{y}{ay + b} \right], \quad (33)$$

где  $\varepsilon_2 = \frac{1}{\omega_0 T_m} = \sqrt{\frac{T_{23}}{T_m}}$  — малый параметр ( $\varepsilon_2 \ll \varepsilon_1$ ).

Установившиеся значения  $x_0$  и  $y_0$  определяются из условий:

$$\frac{dx}{d\tau} = 0 \text{ и } \frac{dy}{d\tau} = 0. \quad (34)$$

Учитывая (32) и (33), на основании условия (9) найдем

$$\Delta_2 = - \left[ \varepsilon_2 \frac{\partial f_{\text{сн}}(x)}{\partial x} + \frac{1}{\varepsilon_2} \times \right. \\ \times \frac{[(ay + b)^2 + \beta b] [\gamma (ay + b)^2 + (v_0 + x) b] - 2\beta b a}{[(ay + b)^2 + \beta b]^2} \times \\ \times \left. \frac{[(v + \Delta v - \gamma y)(ay + b) - (v_0 + x) y]}{[(ay + b)^2 + \beta b]^2} \right]. \quad (35)$$

Сравнивая  $\Delta_2$  и  $\Delta_1$ , видим, что  $\Delta_2$ , кроме параметров  $\varepsilon_2$  и  $\gamma$ , зависит также от тока нагрузки, т. е. от степени насыщения, от исходной скорости  $v_0$  и от скачка  $(v + \Delta v)$ . Следовательно, вероятность возникновения автоколебаний с двигателем последовательного возбуждения больше, чем с независимым.



Основным условием отсутствия автоколебаний в системе, описываемой уравнениями (32) и (33) является неизменность знака  $\Delta_2$ , что возможно в том случае, если дробь выражения (35) всегда больше величины  $\varepsilon_2 \frac{\partial f_{\text{сн}}(x)}{\partial x}$ .

В общем случае использование выражения (35) несколько затруднительно, поэтому представляет интерес исследовать это выражение для предельных режимов работы тягового двигателя, когда он ненасыщен и насыщен.

В первом случае в (29) можно положить  $ay \ll b$ , что равносильно  $\varphi = \frac{1}{b} i$ , тогда в (35) необходимо везде считать  $a \rightarrow 0$ , в результате получим:

$$\Delta_{21} = - \left[ \varepsilon_2 \frac{\partial f_{\text{сн}}(x)}{\partial x} + \frac{1}{\varepsilon_2} \frac{\gamma b + (v_0 + x)}{(\beta + b)} \right]. \quad (36)$$

Во втором случае, когда  $ay \gg b$ , что равносильно  $\varphi = \frac{1}{a}$ , в (35) везде можно положить  $b \rightarrow 0$ . Сделав очевидные преобразования, получим:

$$\Delta_{22} = - \left[ \varepsilon_2 \frac{\partial f_{\text{сн}}(x)}{\partial x} + \frac{\gamma}{\varepsilon_2} \right]. \quad (37)$$

При сравнении  $\Delta_{22}$  и  $\Delta_1$  видно их полное совпадение, т. е. в зоне насыщения, в двигателе последовательного

возбуждения условия возникновения автоколебаний при боксовании одинаковы с двигателем независимого возбуждения.

На рис. 3 приведены характерные осциллограммы (предоставлены В. Н. Лисуновым) возникновения автоколебаний на электровозе ВЛ-80Т при независимом возбуждении, когда значения токов якостей и возбуждения увеличиваются до таких значений, что наступает боксование, сопровождающееся автоколебанием (рис. 3, а). На рис. 3, б приводится случай установившегося режима автоколебаний.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Петров Б. П. Влияние э. д. с. самоиндукции в цепи тяговых электродвигателей на проскальзывание колес при боксовании и юзе. — Электричество, 1964, № 11.
2. Ключев В. И. Ограничение динамических нагрузок электропривода. — М.: Энергия, 1971.
3. Карибов С. И. Об автоколебаниях в тяговом электроприводе при боксовании. — Труды республиканской научно-технической конференции «Электромеханика и электроника», ГПИ, 1984.
4. Рейснинг Р., Сансоне Г., Конти Р. Качественная теория нелинейных дифференциальных уравнений. — М.: Наука, 1974.
5. Методы расчета переходных процессов в электрических цепях с машинами постоянного тока/ С. И. Карибов и др. — Электротехника, 1980, № 3.
6. Каннингхэм В. Введение в теорию нелинейных систем. — М.: Госэнергониздат, 1962.
7. Андронов А. А., Витт А. А., Хайкин С. Э. Теория колебаний. — М.: ФМЛ, 1959.

[08.10.86]



#### ЖУРНАЛ «ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ» С ПРИЛОЖЕНИЕМ «ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ»

Ежемесячный производственно-технический журнал «Электрические станции» пользуется популярностью у широкого круга специалистов, работающих в энергетике: на электростанциях и в электрических сетях, в энергетических системах, ремонтных и наладочных организациях, проектных, научно-исследовательских институтах, полезен для преподавателей и студентов энергетических вузов.

Журнал комплексно освещает технические, экономические и организационные вопросы развития энергетики, вопросы проектирования и эксплуатации тепловых, атомных и гидроэлектростанций, электрических сетей и энергетических систем; содействует распространению достижений науки и техники и передового производственного опыта.

Тематический план опубликован в журнале «Электрические станции», 1986 г., № 5.

Издание представляет интерес также и для работников энергетического и электротехнического машиностроения.

Приложение «Энергохозяйство за рубежом» издается отдельно 6 раз в год и освещает основные направления развития энергетики за рубежом, новые технические решения в различных областях энергетики, энергетику отдельных стран. Публикует материалы по атомной энергетике: новые АЭС, их эксплуатация, организация ремонтов, подготовка персонала.

Подписка на журнал «Электрические станции» и приложение «Энергохозяйство за рубежом» не ограничена.



## Об условиях многоцелевой оптимизации управления функционированием объектов энергетики

БОРИСОВ Р. И., ТАЙЛИХ Я. В.

Параметры результирующего решения ( $X_j^*$ ) в многоцелевой оптимизации (МО) задач управления функционированием определяются путем построения компромиссной области (КО) по части противоречивых целевых условий и дооптимизации по другой их части (дополнительным целевым условиям) [1]. Построение КО в многомерном пространстве основных целевых условий  $\varphi_i$  ( $i=1, 2, \dots, n$ ) требует масштабирования разноразмерных целевых условий и приведения их к безразмерному виду. Для масштабирования целевых условий может использоваться формула относительной погрешности (1), поскольку такой вид нормировки является адекватным при построении аддитивной и мультипликативной формы скалярной модели оптимизации [2]:

$$\tilde{\varphi}_i = \frac{\varphi_i - \underline{\varphi}_i}{\overline{\varphi}_i - \underline{\varphi}_i}, \quad (1)$$

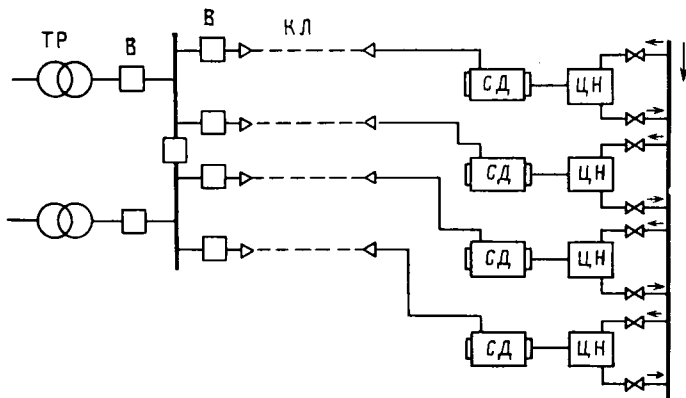
где  $\tilde{\varphi}_i$  — нормализованное выражение целевого условия;  $\underline{\varphi}_i$ ,  $\overline{\varphi}_i$  — наименьшее и наибольшее значения  $i$ -го целевого условия.

Наибольшее и наименьшее значения каждого целевого условия может быть определено, если известны пределы изменения управляющих переменных параметров  $X_j$  ( $j=1, 2, \dots, m$ ).

Однако могут быть использованы другие формулы для нормализации целевых условий и разные предпосылки для определения наибольших и наименьших значений в формуле (1), что ставит под сомнение возможности МО по адекватности параметров решений. Как известно, параметры решений не должны зависеть от способа их получения, т. е. в данном случае — от способа нормализации целевых условий. В таком виде формулируется первая задача о влиянии способа нормализации на соответствие параметров решений.

Вторая задача может быть сформулирована применительно к обоснованиям масштабирования разноразмерных противоречивых целевых условий. По этому поводу могут быть высказаны такие соображения.

Поскольку параметры результирующего решения могут находиться только в пределах КО, то любые соотношения по управляющим переменным параметрам, справедливые для КО, могут быть определены для масштабирования. Кроме того, одинаковая чувствительность нормализованных целевых условий к изменениям управляющих переменных параметров обеспечивает равномерность определения экстремума в области результирующего решения [3].



Структурная схема и целевые условия оптимизации

Поэтому в качестве основных критериев масштабирования могут быть использованы уравнения параллельности градиентов компромиссной области, которые записываются в виде [4]:

$$\frac{\partial \tilde{\varphi}_1}{\partial X_1} = \frac{\partial \tilde{\varphi}_1}{\partial X_2} = \dots = \frac{\partial \tilde{\varphi}_1}{\partial X_m} = \frac{\partial \tilde{\varphi}_2}{\partial X_1} = \frac{\partial \tilde{\varphi}_2}{\partial X_2} = \dots \\ \dots = \frac{\partial \tilde{\varphi}_n}{\partial X_m} = \dots = \frac{\partial \tilde{\varphi}_n}{\partial X_1} = \frac{\partial \tilde{\varphi}_n}{\partial X_2} = \dots = \frac{\partial \tilde{\varphi}_n}{\partial X_m}. \quad (2)$$

Подстановка (1) в (2) дает  $(m \times n - 1)$  уравнений относительно  $2n$  масштабных коэффициентов ( $\varphi_{1,2,\dots,n}; \overline{\varphi}_{1,2,\dots,n}$ ) в виде

$$\frac{\partial}{\partial X_j} \frac{\varphi_i(X) - \underline{\varphi}_i(X)}{\overline{\varphi}_i(X) - \underline{\varphi}_i(X)} = \frac{\partial}{\partial X_{j+\Delta j}} \frac{\varphi_{i+\Delta i}(X) - \underline{\varphi}_{i+\Delta i}(X)}{\overline{\varphi}_{i+\Delta i}(X) - \underline{\varphi}_{i+\Delta i}(X)}, \quad (3)$$

где  $\Delta j = 2, 3, \dots, m$ ;  $\Delta i = 0, 1, 2, \dots, n$ , или в виде

$$\frac{(\varphi_i - \underline{\varphi}_i)(\overline{\varphi}_i - \underline{\varphi}_i) - (\overline{\varphi}_i - \underline{\varphi}_i)(\varphi_i - \underline{\varphi}_i)}{(\overline{\varphi}_i - \underline{\varphi}_i)^2} = \\ = \frac{(\varphi_{i+\Delta i} - \underline{\varphi}_{i+\Delta i})(\overline{\varphi}_{i+\Delta i} - \underline{\varphi}_{i+\Delta i}) - (\overline{\varphi}_{i+\Delta i} - \underline{\varphi}_{i+\Delta i})(\varphi_{i+\Delta i} - \underline{\varphi}_{i+\Delta i})}{(\overline{\varphi}_{i+\Delta i} - \underline{\varphi}_{i+\Delta i})^2}. \quad (4)$$

Если  $(m \times n - 1) > 2n$ , то задача выбора масштабных коэффициентов решается как задача выбора оптимального базиса уравнений (4) по сходимости алгоритма МО и метода последовательных приближений [5]. В качестве первых приближений управляющих переменных параметров  $X_j^0$ , требующихся на первом шаге определения масштабных коэффициентов, принимаются средние значения локально-оптимальных решений:

$$X_j^0 = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m X_j^*(\varphi_i).$$

Если  $(m \times n - 1) < 2n$ , то свободные независимые переменные параметры масштабных коэффициентов могут быть определены путем построения ненормализованных исходных целевых условий и определения их экстремумов  $\varphi_i$  и  $\overline{\varphi}_i$ . Однако определением числа свободных независимых масштабных коэффициентов ( $r = 2n + 1 - m \times n$ ) проблема масштабирования не решается, поскольку из  $2n$  по  $r$  определяется  $k$  сочетаний значений свободных базисных коэффициентов:

$$k = \frac{2n!}{r!(2n-r)!}. \quad (5)$$

В данной статье проблема соответствия решений условиям нормализации рассматривается для задачи управления нормальными установившимися режимами электрических узлов нагрузки перекачивающих станций магистральных нефтепроводов.

Задача оптимизации режимов работы нефтеперекачивающей станции по критерию минимальных затрат электроэнергии на перекачку заданного объема нефти за плановое время сформулирована в [6]. В результате оптимизации режимов по критерию минимальных затрат электроэнергии (критерий экономичности) установлено, что оптимальный план перекачки включает в себя два режима: работа на протяжении времени  $t_1 = 9,37$  ч с одним включенным насосным агрегатом ( $P_1 = 0,71$  МВт)



№	Базисные значения	Значения масштабных коэффициентов					
		$\varphi_1$	$\varphi_2$	$\varphi_3$	$\bar{\varphi}_1$	$\bar{\varphi}_2$	$\bar{\varphi}_3$
1	$\varphi_3, \bar{\varphi}_1, \bar{\varphi}_2, \bar{\varphi}_3$	3,81	-0,21	2,79	29,11	0,1	60,25
2	$\varphi_2, \bar{\varphi}_1, \bar{\varphi}_2, \bar{\varphi}_3$	-15,96	0,05	39,84	29,11	0,1	60,25
3	$\varphi_2, \varphi_3, \bar{\varphi}_1, \bar{\varphi}_3$	—	—	—	—	—	—
4	$\varphi_2, \varphi_3, \bar{\varphi}_1, \bar{\varphi}_2$	-3,64	0,05	2,79	29,11	0,24	60,25
5	$\varphi_2, \varphi_3, \bar{\varphi}_1, \bar{\varphi}_2$	-11,01	0,05	2,79	29,11	0,1	43,12
6	$\varphi_1, \bar{\varphi}_1, \bar{\varphi}_2, \bar{\varphi}_3$	1,99	-0,42	24,6	29,11	0,1	60,25
7	$\varphi_1, \varphi_3, \bar{\varphi}_1, \bar{\varphi}_3$	1,99	-0,12	2,79	34,3	0,1	60,25
8	$\varphi_1, \varphi_3, \bar{\varphi}_1, \bar{\varphi}_2$	—	—	—	—	—	—
9	$\varphi_1, \varphi_3, \bar{\varphi}_1, \bar{\varphi}_2$	1,99	-0,21	2,79	29,11	0,1	56,16
10	$\varphi_1, \bar{\varphi}_2, \bar{\varphi}_2, \bar{\varphi}_3$	1,99	0,05	18,91	20,13	0,1	60,25
11	$\varphi_1, \bar{\varphi}_2, \bar{\varphi}_1, \bar{\varphi}_3$	1,99	0,05	29,38	29,11	0,36	60,25
12	$\varphi_1, \bar{\varphi}_2, \bar{\varphi}_1, \bar{\varphi}_2$	—	—	—	—	—	—
13	$\varphi_1, \bar{\varphi}_2, \bar{\varphi}_3, \bar{\varphi}_3$	1,99	0,05	2,79	41,3	0,29	60,25
14	$\varphi_1, \bar{\varphi}_2, \bar{\varphi}_3, \bar{\varphi}_2$	1,99	0,05	2,79	36,6	0,1	93,11
15	$\varphi_1, \bar{\varphi}_2, \bar{\varphi}_3, \bar{\varphi}_1$	1,99	0,05	2,79	29,11	0,17	67,19

и на протяжении времени  $t_2=14,63$  ч с двумя включенными агрегатами ( $P_2=1,328$  МВт). Расход электроэнергии при этом составляет 26,081 МВт·ч.

Для МО управления функционированием (МО УФ) электрических узлов нагрузки нефтеперекачивающих станций (рисунк), кроме экономичности  $\varphi_1$  учитываются критерии качества  $\varphi_2$  и надежности  $\varphi_3$ :

$$\varphi_1 = Pt, \text{ МВт} \cdot \text{ч};$$

$$\varphi_2 = 1,92 \cdot 10^{-2} P^2 + 5,72 \cdot 10^{-2} P + 5,01 \cdot 10^{-2}, \text{ кВт}^2;$$

$$\varphi_3 = -22,57 P^2 + 96,957 P + 2,79, \text{ час}.$$

Условие оптимизации  $\varphi_2$  учитывает качество питающего напряжения и представляется в виде зависимости квадрата отклонения питающего напряжения от потребляемой в данном узле нагрузки активной мощности. Целевое условие  $\varphi_3$  учитывает надежность схемы электроснабжения — зависимость числа часов планового и аварийного простоя схемы от потребляемой мощности, которая определяется составом включенного в работу оборудования.

Значения всех трех целевых условий в функции от управляющей переменной — суммарной мощности, потребляемой приводными электродвигателями насосных агрегатов, определяются на основе статистического моделирования.

Управление функционированием ведется по трем независимым противоречивым целевым условиям ( $n=3$ ) в зависимости от одного управляющего переменного параметра ( $m=1$ ), поэтому  $r=2n+1-mn=4$ . Значит, для шести возможных сочетаний выбора масштабных коэффициентов необходимо задаться  $r=4$  значениями базисных свободных коэффициентов. Возможное количество сочетаний при этом:

$$k = \frac{6!}{4! (6-4)!} = 15.$$

Следует отметить, что из 15 возможных комбинаций три будут неопределенными, так как содержат сведения об ( $n-1$ ) целевых условиях.

Данные расчетов масштабных коэффициентов по формуле (4) представлены в таблице. Нормализация целевых условий оптимальности производилась по формуле (1) с использованием данных таблицы.

Решения МО УФ определялись по методике, изложенной в [7].

Как показывают результаты расчетов, способ выбора базисных свободных масштабных коэффициентов при определении  $\bar{\varphi}_i$  и  $\varphi_i$  не влияет на параметры результирующего решения.

В результате многоцелевой оптимизации по критериям экономичности, надежности и качества установлено, что при соблюдении двух режимов перекачки ( $t_1=9,37$  ч,  $t_2=14,63$  ч) мощность включенных двигателей должна составлять;  $P_1^*=0,767$  МВт,  $P_2^*=1,431$  МВт. Расход электроэнергии при этом — 28,166 МВт·ч.

Сравнение экономической эффективности решений одноцелевой и многоцелевой оптимизации проводилось с помощью формирования аддитивного скалярного критерия оптимальности:

$$Z = \sum_{i=1}^n \gamma_i c_i \varphi_i, \quad (6)$$

где  $\gamma_i$  — значение весового коэффициента важности критерия;  $c_i$  — коэффициенты перевода значений целевых функций в стоимость (удельные стоимости и ущербы);  $\varphi_i$  — ненормализованные значения целевых функций.

Подставляя в (6) значения  $\varphi_1, \varphi_2$  и  $\varphi_3$ , соответствующие локально-оптимальному решению ( $P_1; P_2$ ) по целевому условию  $\varphi_1$ , получают суммарные затраты на функционирование по параметрам решений одноцелевой оптимизации ( $Z^0$ ). При подстановке значений  $\varphi_1, \varphi_2$  и  $\varphi_3$ , соответствующих многокритериальному решению ( $P_1^*; P_2^*$ ), определяют суммарные затраты  $Z^*$  по параметрам решений МО УФ. Расчеты по формуле (6) показывают, что  $Z^0 > Z^*$ . Весовые коэффициенты важности критериев равны:  $\gamma_1=0,631$ ,  $\gamma_2=0,116$ ,  $\gamma_3=0,253$ .

**Выводы.** 1. Масштабирование противоречивых целевых условий по формулам одинаковой их чувствительности в компримиссионной области обеспечивает адекватность решений по значениям управляющих переменных параметров.

2. Учет целевых условий надежности и качества в задаче управления функционированием узла нагрузки нефтеперекачивающей станции увеличивает необходимый расход электроэнергии (ухудшается локально-оптимальное решение по  $\varphi_1$ ), но суммарные затраты на функционирование для МО УФ с учетом трех целевых условий оказываются меньшими.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Борисов Р. И. Формализация основных решающих правил в многоцелевой оптимизации. — Электричество, 1986, № 1.
2. Растринин Л. А. Системы экстремального управления. — М.: Наука, 1974.
3. Уайлд Д. Дж. Методы поиска экстремума. — М.: Наука, 1967.
4. Борисов Р. И. Многоцелевая оптимизация решений проектирования и управления режимами электрических сетей. — Томск: Изд. ТПИ, 1979.
5. Веников В. А. Теория подобия и моделирования (применительно к задачам электроэнергетики). — М.: Высшая школа, 1976.
6. Батенко А. П. Выбор оптимального графика работы насосов. — Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов, 1972, № 10.
7. Брахман Т. Р. Многокритериальность и выбор альтернативы в технике. — М.: Радио и связь, 1984. — 287 с.

[24.09.86]





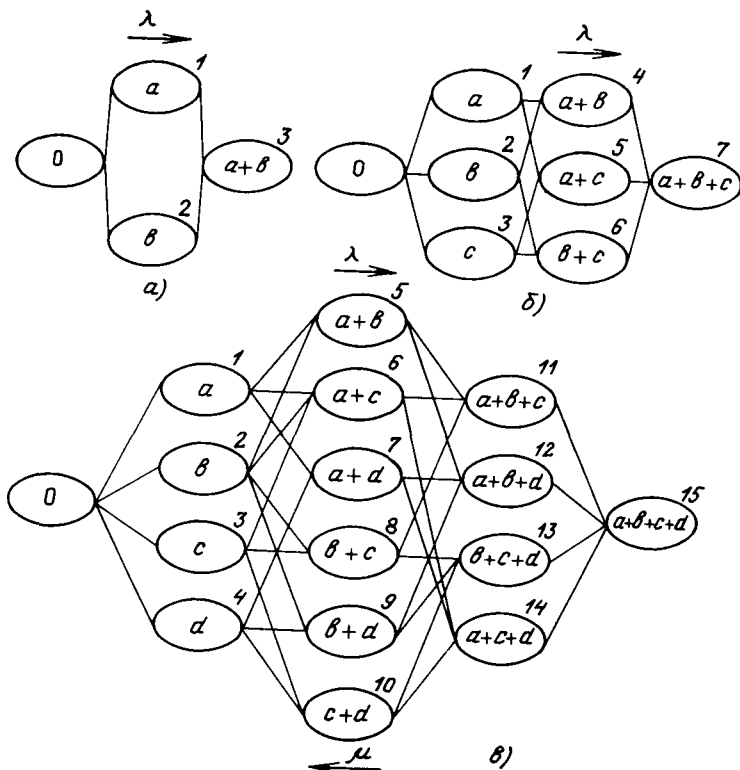
# Описание распределения электрических нагрузок объекта уравнением Пуассона

ВОРОБЬЕВ В. А.

Определение электрических нагрузок на всех ступенях электрических сетей промышленных и сельскохозяйственных предприятий — одна из первых и основополагающих задач проектирования электроснабжения. Точность определения электрических нагрузок остается низкой и не отвечает современным требованиям [1, 2]. Она может быть повышена при использовании математических моделей, более полно отражающих закономерности формирования электрических нагрузок. Ниже рассматривается такая модель.

На любом электрифицированном промышленном, сельскохозяйственном или ином объекте работает множество электроприемников (ЭП), образующих динамическую систему, имеющую определенное количество возможных состояний. Переход из одного состояния в другое осуществляется скачком в результате включения или выключения ЭП, что характерно для систем с дискретными состояниями. Так как данная система может переходить из состояния в состояние любое время, то случайный процесс, протекающий в ней, является процессом с непрерывным временем [3]. Если в системе с дискретными состояниями происходит случайный процесс с непрерывным временем, то переходы системы из состояния в состояние можно рассматривать как некоторые потоки событий. Такими потоками в данной системе являются потоки включений и выключений ЭП. Эти потоки легко зафиксировать с помощью регистрирующих приборов. Исследование указанных потоков показало, что они обладают свойствами ординарности, стационарности и отсутствия последствия, вследствие чего являются простейшими [4]. Ввиду этого случайный процесс, происходящий в системе, является марковским [5].

Марковский процесс, протекающий в динамической системе с дискретными состояниями и непрерывным временем, характеризуется системой линейных дифференциальных уравнений, описывающих вероятности состояний системы. Решая систему этих уравнений, можно установить зависимость значения вероятности одновременной работы любого числа ЭП от режимов их работы (плотности потока включений и среднего времени работы ЭП).



Размеченные графы динамических систем, состоящих: а — из двух электроприемников; б — из трех; и в — из четырех; а, б, с, d — электроприемники; λ, μ — плотности потоков включений и выключений электроприемников.

При составлении дифференциальных уравнений, характеризующих состояния системы ЭП, используем размеченные графы. На рисунке представлены размеченные графы систем, состоящих из двух, трех и четырех ЭП, которые дают наглядное представление об основных процессах, протекающих при формировании электрических нагрузок предприятия. На указанных графах переходы из одного состояния в другое слева направо осуществляются под влиянием потоков включений ЭП, характеризующихся плотностью λ, а справа налево — потоков выключений ЭП с плотностью μ:

$$\lambda = n/T_c; \mu = 1/t_{cp}, \quad (1)$$

где n — общее число работающих ЭП;  $T_c$  — продолжительность смены, ч.;  $t_{cp}$  — среднее время работы одного ЭП в течение смены, ч.

При наличии размеченного графа состояний системы, пользуясь известным мнемоническим правилом А. Н. Колмогорова [3], составляем систему линейных дифференциальных уравнений для различного числа ЭП.

Переходя к предельному режиму, устанавливаемому при  $t \rightarrow \infty$ , и производя упрощения, получаем систему алгебраических уравнений

$$\left. \begin{aligned} \lambda w_0 - \mu w_1 &= 0; \\ \dots \dots \dots \\ \frac{k}{n-k} \lambda w_{k-1} - \lambda w_k + (k+1) \mu w_{k+1} - \frac{k^2}{n-k} \mu w_k &= 0; \\ \dots \dots \dots \\ \lambda w_{n-1} - n \mu w_n &= 0. \end{aligned} \right\} \quad (2)$$

Решая эту систему уравнений, получаем уравнение Эрланга [5]

$$w_k = w_0 \frac{a^k}{k!}, \quad (3)$$

где  $a = \frac{\lambda}{\mu}$ ;  $w_0 = 1 / \sum_{k=0}^n \frac{a^k}{k!}$  — нормирующий множитель.

Таким образом, установлено, что вероятности состояний системы ЭП электрифицированного объекта могут быть описаны уравнением Эрланга.

Нормирующий множитель при  $n \rightarrow \infty$  превращается в  $e^{-a}$ , т. е. при больших значениях n распределение числа работающих ЭП может быть описано уравнением Пуассона.

$$w_k = \frac{a^k}{k!} e^{-a}. \quad (4)$$

Это говорит о возможности использования уравнения Пуассона для определения расчетных электрических нагрузок предприятий.

Состояния системы ЭП любого электрифицированного объекта характеризуются значениями электрических нагрузок на его вводе. Для подтверждения распределения электрических нагрузок по закону Пуассона были взяты суточные реализации силы тока на вводах ряда сельскохозяйственных предприятий с промышленной технологией. Эти реализации определялись с помощью регистрирующих амперметров. После спрямления указанных регистрограмм в получасовых интервалах определялись массивы значений силы тока, на основании которых составлялись вариационные ряды сравниваемые с теоретическими распределениями электрических нагрузок.

Оценка степени соответствия теоретических и статистических распределений электрических нагрузок на вводах названных выше объектов произведена с помощью критериев Колмогорова и Пирсона [6].

Эта оценка показала, что предположение об асимптотическом распределении электрических нагрузок на вводах данных предприятий по уравнению Пуассона не противоречит экспериментальным данным. Аналогичные результаты получены для других электрифицированных объектов [7, 8].

Как показали исследования электрических нагрузок сельскохозяйственных предприятий, вероятность появления рачетных (максимальных) нагрузок на их вводах в подавляющем большинстве была на уровне 0,005. К такому же значению вероятности появления расчетной нагрузки на вводе предприятия можно прийти в результате несложных вычислений



Номер объекта п/п	Электроэнергетические показатели									
	$P_{уст.}$ кВт	$n$	$P_{ср.}$ кВт	$\lambda$ , 1/г	$t_{ср.}$ г	$a$	$k$	$P_p$ кВт	$P_{max.}$ кВт	$\Delta P$ , %
1	2110,3	930	2,27	38,75	2,25	87,2	107	242,89	241,32	0,4
2	1767,88	1310	1,35	54,58	2,65	144,6	168	226,8	226,15	0,29
3	1281,36	266	4,82	11,08	4,14	45,9	60,2	290,16	284	2,2
4	1395,24	129	10,82	5,38	4,56	24,53	36,87	398,93	426	6,4
5	878,8	136	6,46	5,67	3,17	17,97	28	180,88	168,29	7,5
6	635,9	168	3,79	7,0	0,65	4,55	10,89	41,27	39,44	4,6
7	1339,9	869	1,54	36,2	2,57	93,0	113	174,02	181,44	4,1
8	688,5	100	6,9	6,25	3,15	19,7	31,1	214,59	195,64	9,7
9	713,2	78	9,14	4,88	1,91	9,34	17,9	163,61	152,52	7,3
10	1436,06	305	4,71	12,71	6,78	86,17	106	499,26	536,44	6,9

на основе использования функции Лапласа [9], если считать, что максимальные нагрузки появляются в диапазоне от  $2,5\sigma$  до  $3,0\sigma$ , где  $\sigma$  — среднее квадратическое отклонение нагрузки.

Таким образом, можно считать вероятность появления расчетной нагрузки предприятий в интервале, ограниченном  $2,5\sigma$  и  $3,0\sigma$ , равной 0,005. Подставляя это значение вероятности в уравнение Пуассона (4) и производя упрощения, получаем

$$\begin{cases} k = 2,49 a^{0,82} + 2,23 \text{ при } a \leq 45; \\ k = 1,07 a + 13,27 \text{ при } a \geq 45. \end{cases} \quad (5)$$

Формулы (5) связывают  $\lambda$  и  $t_{ср}$  с числом ЭП, работающих в максимуме нагрузки. В таблице представлены результаты расчетов электрических нагрузок для ряда животноводческих объектов (птицефабрик, молочных, свиноводческого комплексов и др.) и оценена их точность. Расчеты показателей, представленных в таблице выполнены по формулам:

$$\lambda = n/2 T_c, \quad (6)$$

где  $\lambda$  — получасовая плотность потока включений ЭП;  $n$  — число ординарных ЭП, т. е. таких, которые включаются в работу различными коммутационными аппаратами;  $T_c$  — продолжительность смены, ч;

$$t_{ср} = \frac{\sum_{i=1}^n t_i P_i}{\sum_{i=1}^n P_i}, \quad (7)$$

где  $t_{ср}$  — среднее время работы  $i$ -го ЭП;  $P_i$  — мощность  $i$ -го ординарного ЭП, кВт;

$$P_{ср} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n P_i = P_{уст}/n, \quad (8)$$

где  $P_{ср}$  — средняя мощность одного ординарного ЭП, кВт.

Ввиду того, что нагрузка электродвигателей влияет на их к. п. д. и что значения коэффициента загрузки электродвигателей малой и средней мощности на сельскохозяйственных предприятиях оказываются соизмеримыми со значениями к. п. д., т. е. коэффициент загрузки компенсирует к. п. д., а также учитывая то, что для ряда ЭП коэффициент загрузки равен единице (осветительные, облучательные, тепловые установки),

в данном сообщении в целях упрощения расчетов коэффициентов загрузки ЭП не учитывались.

Как видно по данным таблицы, ошибка в определении расчетных нагрузок  $P_p$  по сравнению с фактически зарегистрированными значениями получасовых максимальных нагрузок  $P_{max}$  в среднем не превышает 5 % ( $\Delta P_{ср} = 4,94$  %). Такую точность не в состоянии обеспечить ни один из существующих методов расчета электрических нагрузок.

Таким образом, математическая модель электрифицированного объекта, построенная с учетом марковского характера случайного процесса формирования электрических нагрузок на его вводе, обеспечивает высокую точность при расчетах электрических нагрузок и может успешно применяться на практике при проектировании.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Васильев И. Г., Пястолов А. А. Нагрузка трансформаторов сельских сетей. — Челябинск.: Изд. ЧИМЭСХ 1975. — Тр./ Челябинский ин-т механизации и электрификации сельского хозяйства, вып. 106.
2. Кудрин Б. И., Лосев Э. А. О необходимой точности методов расчета электрических нагрузок и оценки надежности систем электроснабжения промышленных предприятий. — Изв. вузов. Электромеханика, 1982, № 12.
3. Вентцель Е. С. Исследование операций. — М.: Наука, 1980.
4. Воробьев В. А. Особенности работы электроприемников сельскохозяйственного предприятия. — Механизация и электрификация сельского хозяйства, 1984, № 5.
5. Гнеденко Б. В., Коваленко И. Н. Введение в теорию массового обслуживания. — М.: Наука, 1966.
6. Пустыльник Е. И. Статистические методы анализа и обработки наблюдений. — М.: Наука, 1968.
7. Воробьев В. А. Исследование распределений электрических нагрузок сельскохозяйственных предприятий. — Изв. Моск. Тимирязевской сельскохоз. академии, 1974, вып. 4.
8. Воробьев В. А. К расчету электрических нагрузок сельскохозяйственных предприятий. — Изв. Моск. Тимирязевской сельскохоз. академии, 1980, вып. 1.
9. Смирнов Н. В., Дунин — Барковский И. В. Курс теории вероятностей и математической статистики. — М.: Наука, 1965. [01.12.86]

УДК 621.311.014.38:519.251.8

## Апериодические составляющие токов короткого замыкания в сетях сверхвысокого напряжения

АЛЕКСЕЕВ В. Г.

Апериодические составляющие токов короткого замыкания (к. з.) в сетях высших классов напряжения являются важным фактором, влияющим на режим работы высоковольтного оборудования. Известно, что такие параметры апериодических составляющих, как начальная амплитуда и постоянная времени затухания, носят вероятностный характер и могут изменяться в широком диапазоне значений. При проектировании высоковольтного оборудования выбор расчетных условий в целом ряде случаев целесообразно производить с учетом функций распределения

апериодических составляющих. На основе информации о функциях распределения можно, например, обоснованно выбрать характеристики магнитной системы трансформаторов тока с учетом требований к точности работы в переходных режимах. Однако расчет функций распределения априори связан со значительными трудностями из-за многообразия случайных влияющих факторов. В наибольшей мере это касается токов к. з. на землю, когда переходное сопротивление в месте повреждения и сопротивление растекания могут изменяться от единиц до со-



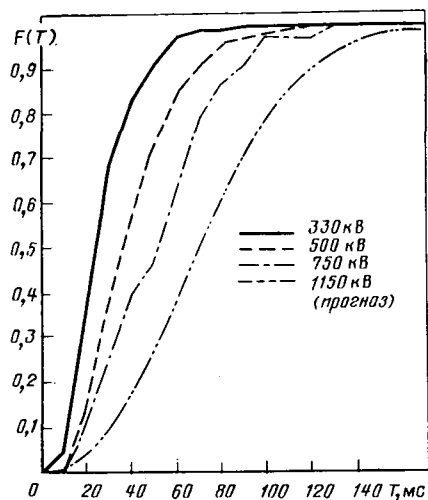


Рис. 1

тен Ом [1]. Эти сопротивления зависят от окружающих условий, температуры, влажности грунта и целого ряда других факторов, полный учет которых при расчете практически невозможен. Значения этих сопротивлений в большинстве случаев существенно больше активного сопротивления проводов, и именно они являются определяющим фактором для величины постоянной времени затухания апериодической составляющей тока.

Другим случайным фактором, распределение которого почти не поддается расчету априори, является остаточная электрическая прочность в месте повреждения. Достаточно часто в месте к. з. не происходит полного соприкосновения токоведущих частей с землей или другой фазой. В этих случаях при неуспешных АПВ и опробованиях короткое замыкание возникает через дугу по достижении определенного значения мгновенного напряжения. Как показало проведенное исследование, это напряжение может достигать 60—100 % фазного. Более того, в половине случаев неуспешных АПВ остаточная электрическая прочность в момент включения превышает фазное напряжение, и поврежденное оборудование в течение некоторого времени выдерживает рабочее напряжение, а затем происходит повторное к. з. Такой характер повреждения приводит к тому, что к. з. возникает не в момент включения выключателя как это обычно принято считать [2, 3], а с некоторым запаздыванием. При этом углы возникновения к. з. смещаются так, что апериодические составляющие большой амплитуды встречаются гораздо реже, чем при включении на металлосоединение к. з. [4].

Названные выше факторы предопределяют существенное отличие значений параметров апериодических составляющих при реальных непреднамеренных к. з. от значений, полученных при всевозможных опытах, когда принимаются специальные меры с целью обеспечения надежного контакта между токоведущими частями в месте повреждения. В этих условиях становится актуальными сбор и статистическая обработка данных по реальным токам к. з. в энергосистемах, а также исследование закономерностей изменения их параметров в зависимости от класса напряжения. В настоящей статье приведены результаты анализа параметров апериодических токов в сетях 330, 500 и 750 кВ на основе обработки записей аварийных осциллограмм. Сбор статистической информации по сети более высокого напряжения потребует еще очень большого времени, поэтому для этого случая сделана попытка прогнозировать параметры апериодических составляющих по полученным результатам для сетей более низких классов напряжения. В работе была использована методика обработки осциллограмм, изложенная в [4]. Кривая апериодической составляющей выделяется из кривой тока к. з. методом скользящего среднего. Затем методом наименьших квадратов полученная кривая аппроксимируется эквивалентной экспонентой, для которой определяется начальная амплитуда в момент возникновения к. з. и постоянная времени затухания.

Основное отличие параметров распределения постоянных времени затухания апериодических токов в сетях разных классов напряжения определяется различием удельных параметров линий. Известно, что с ростом класса напряжения удельное активное и реактивное сопротивления линий снижаются, причем активное сопротивление снижается в значительно большей степени. Это предопределяет рост собственных постоянных вре-

Таблица 1

Вид к. з.	Класс напряжения, кВ	Число измерений	Среднее значение, мс	Стандартное отклонение, мс	Максимальное значение, мс	Параметры аппроксимирующего распределения, мс	
						a	b
Междуфазные	330	104	36,5	18,5	100,5	41,2	2,08
	500	51	44,9	15,7	77,8	50,1	3,11
Однофазные	330	379	27,3	15,2	128,7	30,9	1,92
	500	420	40,1	20,7	112,3	45,4	2,07
	750	76	52,0	25,8	129,0	58,7	2,12
	1150	прогноз	73,2	34,2	—	82,6	2,27

Таблица 2

Режим возникновения к. з.	Класс напряжения, кВ	Число измерений	Среднее значение, отн. ед.	Стандартное отклонение, отн. ед.	Параметр аппроксимирующего распределения c
Внезапные к. з.	330	785	0,199	0,205	0,283
	500	568	0,220	0,217	0,320
	750	103	0,224	0,221	0,329
Включение выключателя	330	140	0,381	0,266	0,783
	500	167	0,440	0,233	1,080
	750	30	0,538	0,255	1,606
Все случаи к. з.	330	925	0,225	0,225	0,344
	500	735	0,270	0,239	0,447
	750	133	0,295	0,263	0,493

мени линий. При трехфазном и двухфазном к. з. собственные постоянные времена могут быть рассчитаны исходя из геометрических параметров линий и активного сопротивления проводов. При усредненных параметрах эти постоянные времена составляют 23 мс для ЛЭП-330, 42 мс для ЛЭП-500, 54 мс для ЛЭП-750 и 78 мс для ЛЭП-1150. Эта зависимость может быть приближенно аппроксимирована степенным законом:

$$T_{cp} = 0,1U^{0,95},$$

где  $T_{cp}$  — среднее значение постоянной времени в миллисекундах;  $U$  — класс напряжения в киловольтах.

При к. з. на землю собственные постоянные времена линий увеличиваются из-за высокой индуктивности в канале нулевой последовательности, которая особенно возрастает при переходе к низким частотам, характерным для спектра апериодической составляющей [5]. Переходное сопротивление в месте повреждения практически не зависит от класса напряжения и проявляется как статистический фактор с неизвестной постоянной функцией распределения.

Результаты статистической обработки данных эмпирических измерений постоянных времени при к. з. в энергосистемах приведены в табл. 1, а функции распределения при однофазных к. з. — на рис. 1. Эмпирические функции распределения хорошо аппроксимируются распределением Вейбулла:

$$F(T) = 1 - \exp \left[ - \left( \frac{T}{a} \right)^b \right].$$

Приведенные в табл. 1 параметры аппроксимирующего распределения найдены по эмпирическим данным методом наибольшего правдоподобия. Как показывает сравнение для разных классов напряжения (рис. 2), средние значения постоянных времени растут несколько медленнее класса напряжения. Зависимость средних значений  $T_{cp}$  и стандартных отклонений  $S_T$  постоянных времени в миллисекундах от класса напряжения  $U$  в киловольтах приблизительно подчиняются степенному закону:

$$T_{cp} = 0,3U^{0,78}; S_T = 0,35U^{0,65}.$$

Используя эти зависимости при экстраполяции на напряжение 1150 кВ, по ГОСТ 11.007—75 можно определить ожидаемые параметры распределения Вейбулла для этого класса напряже-



ния. Для однофазных к. з. соответствующая функция распределения приведена на рис. 1. Прогнозирование постоянных времени при междуфазных к. з. в сети 1150 кВ из-за недостаточной информации по сети 750 кВ проведено путем линейной экстраполяции, которая дает оценку для средней постоянной времени в 76 мс, что очень близко к расчетному значению по параметрам ЛЭП. В соответствии с полученными функциями распределения для развитых сетей 1150 кВ с вероятностью 0,997 не следует ожидать постоянных времени более 180 мс при всех видах к. з.

Для уточнения прогнозирования целесообразно было бы оценить средние постоянные времена в сетях других классов напряжения. Однако непосредственные измерения в сетях 220 кВ и ниже по принятой методике [4] связаны с недопустимыми погрешностями из-за малых значений получаемых постоянных времени. Измерение по осциллограммам значений менее 10 мс особенно затруднено при запаздывании пуска аварийных осциллографов. По зарубежным данным [6] при применении цифровых регистраторов для классов напряжения 4—35 кВ получены средние значения постоянной времени 3,74 мс при стандартном отклонении 4,06 мс. Это в целом хорошо согласуется с полученной кривой, аппроксимирующей зависимость средних значений от класса напряжения.

Начальная амплитуда апериодической составляющей тока к. з. является случайной величиной, зависящей от угла возникновения к. з., фазного угла тока к. з. и значения тока предшествующего режима. Значение начального апериодического тока удобно выражать в относительных единицах, приняв за базисную величину амплитуду периодической составляющей. Результаты статистической обработки измерений начальных амплитуд приведены в табл. 2. Сглаживающая аппроксимация эмпирических распределений может быть произведена функцией распределения вида

$$F(I_a) = I_a^c \cos\left(\frac{\pi I_a}{2}\right), \quad 0 \leq I_a \leq 1.$$

Приведенные в таблице параметры аппроксимирующего распределения найдены методом минимизации критерия  $\omega^2$ .

Для анализа все случаи к. з. целесообразно разделить на две группы. К первой относятся внезапные к. з., возникшие после нормального предшествующего режима, а ко второй — к. з. при неуспешных АПВ и опробованиях, причем возникшие не позднее, чем через 10 мс после включения выключателя. Эмпирические функции распределения начальных амплитуд приведены на рис. 3. Из сравнения функций распределения для разных классов напряжения можно заметить, что при внезапных к. з. распределения начальных амплитуд отличаются незначительно. Проверка по критерию Вилкоксона позволяет отнести все измерения к единой генеральной совокупности, а критерий Пирсона позволяет при 2 %-ном уровне значимости принять гипотезу об одинаковости законов распределения. Напротив, для случаев включения выключателей на к. з. в параметрах распределения наблюдаются существенные отличия. Эти отличия можно объяснить наличием остаточной электрической прочности в месте повреждения, определяемой послеаварийным сближением токоведущих частей. Если принять, что абсолютное значение остаточной электрической прочности мало зависит от класса напряжения, то ее влияние на угол возникновения к. з. с ростом класса напряжения будет уменьшаться. Условия возникновения к. з. все более будут приближаться к режиму включения выключателя на металлическое замыкание. При этом будет возрастать вероятность возникновения больших значений начальных амплитуд апериодической составляющей тока, что и имеет место в действительности. С ростом класса напряжения можно было ожидать определенного снижения вероятности больших значений начальных амплитуд при внезапных к. з., поскольку для этих значений необходимы все более высокие скорости сближения токоведущих частей. Однако этого не наблюдается. По-видимому, большие начальные амплитуды при внезапных к. з. связаны в основном с грозовыми перекрытиями, которые эквивалентны мгновенному сближению токоведущих частей независимо от класса напряжения.

При рассмотрении всех случаев доля к. з., связанных со включением выключателей, относительно невелика, и в первом приближении можно считать, что для всех классов сверхвысокого напряжения значения начальных амплитуд распределены одинаково. Это видно из полигонов распределения, представленных на рис. 4. Подобное распределение, по-видимому, характерно и для более низких классов напряжения. Приведенные в [6] данные сетей 4—35 кВ из-за различия в методике обработки не позволяют провести полное сравнение функций распределе-

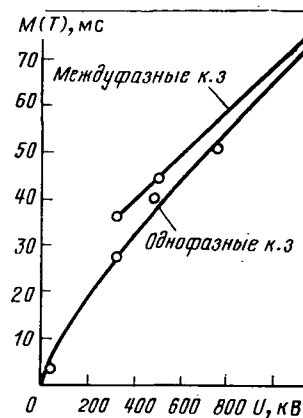


Рис. 2

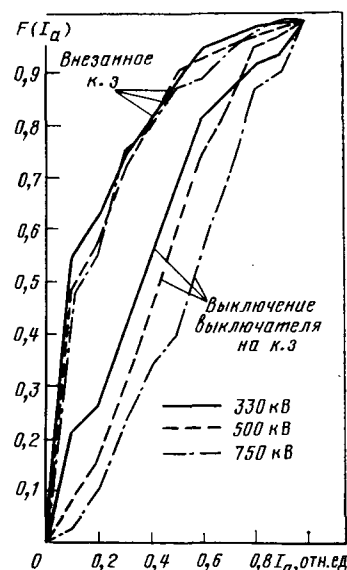


Рис. 3

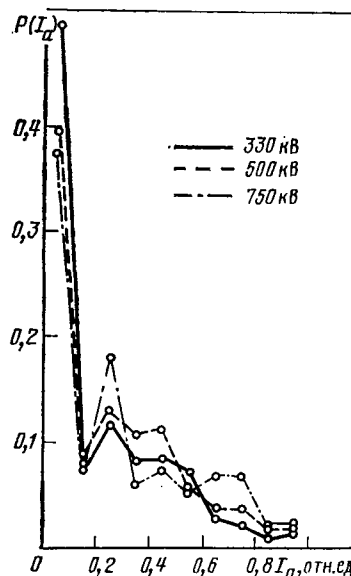


Рис. 4

ния, но вероятность возникновения к. з. без апериодической составляющей тока, равная 0,46, весьма близка к данным, полученным для сетей 330—750 кВ.

С целью проверки стабильности полученных параметров апериодических составляющих тока к. з. по годам (информация собрана примерно за 15 лет) был проведен корреляционный анализ взаимозависимости параметров и времени. Вычислены коэффициенты парной корреляции между значениями постоянной времени и начальной амплитуды апериодических токов с одной стороны и порядковым номером измерения при расположении данных в хронологическом порядке — с другой. Анализ показал, что для всех классов напряжения коэффициенты корреляции по модулю не превышают 0,09. При 5 %-ном уровне значимости доверительные интервалы для коэффициентов корреляции включают нулевое значение, что позволяет принять гипотезу об отсутствии зависимости параметров апериодических составляющих от времени. На отсутствие тенденций к изменению по времени указывают также результаты проверки методом Фостера — Стюарта [7].

**Выводы.** 1. Средние значения постоянных времени затухания апериодических составляющих токов однофазных к. з. в сетях сверхвысокого напряжения с ростом класса напряжения увеличиваются приблизительно по степенному закону с показателем степени 0,78.

2. Начальные амплитуды апериодических составляющих для всех высших классов напряжения распределены прибли-



ельно одинаково. При этом от 40 до 50 % всех токов к. з. практически не содержат аperiodической составляющей, а ее начальное значение, превышающее 0,8 от периодической, встречается не более чем в 5 % всех случаев.

3. Полученные функции распределения параметров аperiodической составляющей не имеют тенденции к изменению по одам и могут быть использованы при разработке технических требований на высоковольтное оборудование.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Найфельд М. Р. Заземления и защитные меры безопасности. — М.—Л.: Энергия, 1965.
2. Стогний Б. С., Оробец Ю. Н., Петренко Ю. П. Методика моделирования случайных значений параметров тока короткого замыкания для анализа работы трансформаторов тока. — Техническая электродинамика, 1982, № 2.

3. Вероятность возникновения больших погрешностей трансформаторов тока в переходных режимах и оценка действия релейных защит / А. Д. Дроздов, В. А. Гармаш, М. А. Беркович, В. В. Ильиничин. — Электричество, 1978, № 6.

4. Алексеев В. Г. Статистический анализ параметров аperiodических составляющих токов к. з. в сети 500 кВ. — Электричество, 1986, № 3.

5. Львов Ю. Н., Чернова Ю. Р. Экспериментальное определение параметров нулевой последовательности опытно-промышленной электропередачи 750 кВ. — Электричество, 1973, № 1.

6. Burke J. J., Lawrence D. J. Characteristics of fault currents on distribution systems. — IEEE Trans. on PAS, 1984, vol. 103, N 1.

7. Четыркин Е. М. Статистические методы прогнозирования. — М.: Статистика, 1975.

[09.09.86]



УД К 621.311:621.313.322.018.782.3.001.57

## Выбор упрощенных математических моделей синхронных генераторов при решении задач управления электромеханическими переходными процессами

ГУСЕЙНОВ А. М., ЭФЕНДИЕВ С. Э.

Математическая модель (ММ) электрической системы (ЭС), описывающая электромеханические переходные процессы, основывается на известных нелинейных дифференциальных уравнениях синхронных генераторов (СГ) Парка — Горева [1], дополняемых уравнениями переходных процессов в системах регулирования возбуждения СГ и скорости турбин, а также уравнениями баланса мощностей в узлах сети, зависимостями мощностей потребления от частоты и напряжения и т. д. Высокий порядок ММ ЭС главным образом определяется порядком ММ СГ, и поэтому их упрощение является важным аспектом создания эффективных ММ для управления режимами ЭС на всех временных уровнях управления, и в особенности — на низких уровнях (оперативное и автоматическое), где выдвигаются жесткие требования к скорости реализации управляющих воздействий.

Эффективное упрощение ММ ЭС для управления электромеханическими переходными процессами может быть достигнуто при комплексном подходе путем:

выделения подсистем и упрощения их схем замещения и ММ относительно выделенных узлов примыкания сокращением числа активных и пассивных элементов;

понижения порядка ММ той части ЭС, где действует возмущение, в результате чего вырабатывается управляющее воздействие и реализуется функция управления при сохранении в ней элементов, принимающих участие в управлении.

В данной статье рассматривается упрощение ММ СГ, работающих в вышеуказанной части системы, применительно к управлению электромеханическими переходными процессами на низших временных уровнях управления.

Возможность и степень упрощения ММ СГ определяется целым рядом взаимосвязанных факторов: характером решаемой задачи; содержанием внутренних процессов в СГ; видом и характером возмущений, их величинами и местами приложения и т. д. В зависимости от отношения СГ к этим факторам возможен дифференцированный подход к моделированию каждого конкретного СГ и степени упрощения его ММ.

Существуют конкретные рекомендации [2, 3] по упрощению ММ СГ, которые несмотря на свой априорный характер использовались при решении задач на уровнях планирования (долгосрочного и краткосрочного). На этих уровнях вопрос решался дискретно: для конкретного вида, места и величины возмущения конкретная ММ предварительно упрощалась с использованием априорных допущений.

Учитывая особенности низших временных уровней [4, 5], такой подход нельзя считать обоснованным. Во время переходного процесса возмущения в системе могут переходить из одного вида в другой, изменяются их величины и место приложения. В этих условиях изменяется отношение СГ к фактору возмущения, и, следовательно, упрощенная ММ каждого СГ не может быть жестко фиксированной и непрерывно изменяется.

При этом меняется порядок ММ отдельных СГ и, следовательно, порядок ММ всей системы.

Естественно, что формирование ММ СГ в условиях непрерывно и быстро изменяющейся ситуации должно быть возложено на ЭВМ, в которую должны быть заложены формализованные признаки или критерии выбора для каждого СГ обоснованной ММ в различные моменты времени. Эти критерии представляются в виде конкретных количественных характеристик, которые гарантируют переход в ММ различной степени упрощения для каждого СГ при сохранении заданной погрешности воспроизведения процессов.

В данной статье обсуждаются возможность и пути построения таких формализованных признаков.

Вначале необходимо задать виды или набор упрощенных уравнений СГ, из которых будет проводиться формализованная выборка, а затем выделить формализованные признаки перехода к ним.

Анализ упрощенных ММ СГ и опыт их практического использования при исследовании электромеханических переходных процессов сложных ЭС позволяют выделить следующие упрощенные ММ:

1) уравнения Парка — Горева без учета переходных процессов в статорной цепи, с учетом процессов в демпферных контурах по осям  $d$  и  $q$ , с учетом действия регуляторов возбуждения и скорости;

2) уравнения, учитывающие электромагнитные переходные процессы только в цепях возбуждения (уравнения Лебедева — Жданова);

3) уравнения движения ротора СГ при принятии э. д. с. за реактансом СГ постоянной с приближенным учетом (при необходимости) демпфирования пропорционально скольжению СГ.

В качестве определяющего фактора выбирается фактор возмущения. Следует отметить, что в отечественной и зарубежной практике уже имели место попытки представить влияние фактора возмущения на СГ в виде количественных показателей [6—9], называемых «F — фактором», фактором «удаленности по восприимчивости», «электрической удаленности» и т. д. Однако все они получены с учетом наложения определенных ограничивающих условий, в частности, применительно к схеме «станция — шины» неизменного напряжения, где исключаются влияния фактора приемной системы и др.

Покажем возможность получения критериев перехода к упрощенным ММ СГ для более общего случая, схема замещения которого представлена на рис. 1. Все СГ системы снабжены АРВ сильного действия и АРС, а нагрузка представлена своими динамическими характеристиками.

Рассматриваются условия перехода к упрощенной ММ Г1 при возмущении в узле 4 в виде 3-фазного к. з. При этом ММ Г2 и Г3 представляются в виде полных уравнений Парка — Горева.



Электрическое удаление СГ варьировалось изменением сопротивления связи Г1 с точкой приложения возмущения в пределах  $X_{св} = (0,5 \div 5) X_s$ , где  $X_s$  — индуктивное сопротивление рассеяния обмотки статора Г1.

Исходная ММ Г1 представлялась полной системой уравнений Парка — Горева и осуществлялся поиск критериев перехода к упрощенным ММ: 4-го порядка, полученным без учета переходных процессов в статорных цепях и продольном демпфере контуре ротора; 2-го порядка, полученным без учета влияния электромагнитных переходных процессов во всех контурах ГГ.

По предварительной оценке было известно, что при  $X_{\text{св}} = 0,5X_s$  Г1 не может быть представлен упрощенными уравнениями ввиду существенного расхождения характеристик переходного процесса, полученных при использовании исходной и упрощенной моделей. Исследования показали, что по мере удаления Г1 от точки приложения возмущения необходимость представления его полными уравнениями отпадает.

В качестве критерия перехода к упрощенной ММ СГ может быть принят минимум расхождения кривых изменения взаимных углов  $\delta_{ij}(t)$ , определенных для всех расчетных вариантов, получаемых решением полных и упрощенных уравнений переходного процесса. Соответствующая погрешность оценивается как интегральное среднеквадратичное отклонение изменения углов  $\delta_{ij}(t)_{\text{полн}}$  и  $\delta_{ij}(t)_{\text{упр}}$ :

$$\varepsilon = \frac{\sqrt{\int_0^{\tau} [\delta_{ij}(t)^{\text{полн}} - \delta_{ij}(t)^{\text{упр}}]^2 dt}}{\sqrt{\int_0^{\tau} \delta_{ij}^2(t)^{\text{полн}} dt}} \cdot 100\%, \quad (1)$$

где  $\tau$  — длительность переходного процесса.

Рассматривались варианты для следующих двух характерных случаев:

СГ неупрощаемой части системы ( $\Gamma_2$  и  $\Gamma_3$ ) имеют симметричные параметры;

СГ неупрощаемой части системы имеют несимметричные параметры.

Очевидно, что при симметрии параметров в возмущенных режимах колебания  $\Gamma 2$  и  $\Gamma 3$  будут происходить синфазно. Поэтому в этом случае исходная исследуемая ЭС получается двухмашинной, и задача решается при различных соотношениях мощностей обоих СГ.

Из проведенного исследования и построенных номограмм (рис. 2) следует:

а) погрешность упрощения ММ ( $\epsilon$ ) при  $X_{св} < X_{св.пред}$  зависит от соотношения мощностей ( $K_p$ )  $G_1$  и  $G_2$ , и по мере увеличения  $K_p$  эта погрешность уменьшается;

б) граничные значения  $X_{св}$  для упрощения ММ Г1 остаются практически неизменными как при одинаковом, так и при различных соотношениях мощностей Г1 и Г2.

Анализом и обобщением полученных результатов установлено, что исходная ММ исследуемого ГП может быть заменена: системой уравнений 4-го порядка при удалениях его от точки приложения возмущения на  $X_{св} \geq 3X_s$  или уравнением 2-го порядка при  $X_{св} \geq 4X_s$ . Погрешность при этом в соответствии с (1) не превышает 10 %.

С целью учета влияния всевозможных сочетаний изменения режимных и структурных параметров ЭС на результаты упрощения ММ Г1 может быть использован также следующий математический аппарат. В качестве независимых факторов примем:

- электрическую удаленность  $K_{уд}$  Г1 от точки к. з.;
- соотношение постоянных инерции  $K_T$  Г2 и Г3;
- соотношение переходных индуктивных сопротивлений  $K_x$  Г2 и Г3;

соотношение активных мощностей  $K_p$  Г2 и Г3;  
длительность приложения возмущений  $t_{к.з}$  (с).

Диапазоны вариаций этих факторов от своих базовых значений установлены исходя из практических соображений на основе анализа их реальных значений.

После статистической обработки результатов  $N=2^5 \cdot 32$  матрицы экспериментов и оценки значимости коэффициентов по критерию Стьюдента получены уравнения регрессии для упрощения ММ СГ:

при переходе от исходной модели к модели 4-го порядка:

$$\varepsilon = 9,6 - 2,8 K_{y\pi} + 0,63 K_T - 0,47 K_x - 0,52 K_n + 0,8 t_{K.3} \quad (2)$$

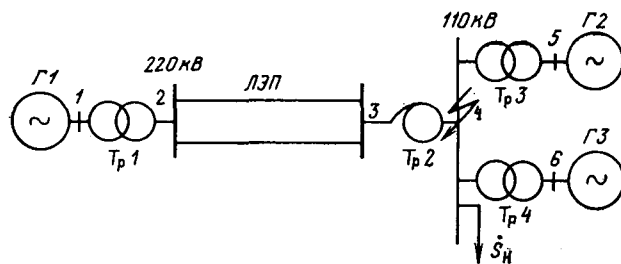


Рис. 1. Исходная трехмашинная схема ЭЭС

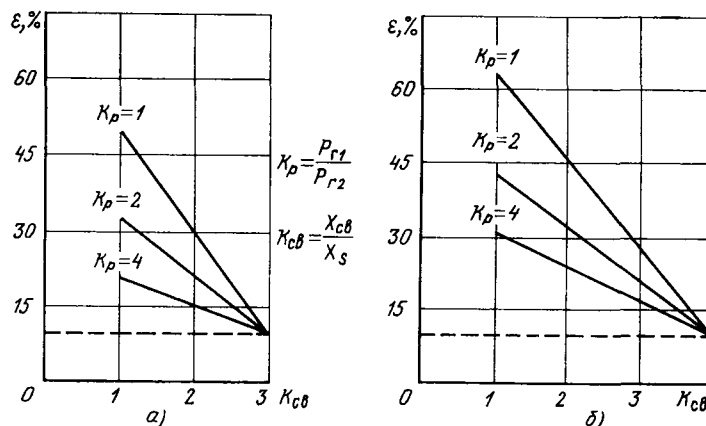


Рис. 2. Номограммы для перехода от полной модели СГ к упрощенным моделям 4-го (а) и 2-го (б) порядка

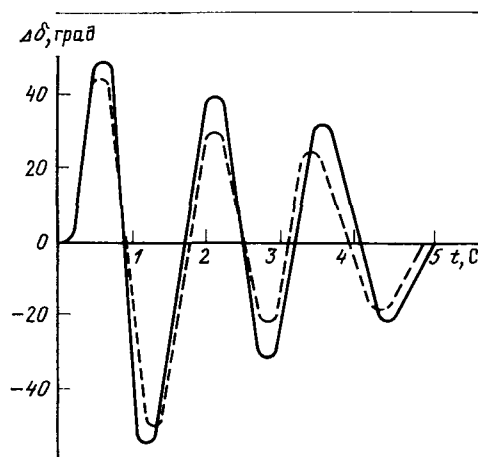


Рис. 3. Кривые изменения угла (в единицах отклонения от исходного) ротора СГ при полном (сплошная линия) и упрощенном (пунктирная линия) моделировании

при переходе от исходной модели к модели 2-го порядка:

$$\varepsilon = 12,3 - 4,2 K_{\text{уд}} + 0,65 K_T - 0,59 K_x - 0,6 K_p + 0,95 t_{k.3} \quad (3)$$

Проверка полученных уравнений (2) и (3) с помощью критерия Фишера показала их адекватность с доверительной вероятностью 0,95.

Как видно из уравнений (2) и (3), основным фактором, влияющим на погрешность упрощения ММ СГ, является электрическая удаленность ( $K_{уд}$ ) СГ от места приложения возмущения, а также продолжительность возмущения ( $t_{н.з}$ ). Влияние соотношений параметров  $K_T$ ,  $K_p$ ,  $K_x$  менее существенно и взаимокompенсируется. Это упрощает задачу выбора упрощенных ММ.

Полученные номограммы (рис. 2) и уравнения вида (2) и (3) были использованы при упрощении ММ СГ Апшеронской части ЭС Азглавэнерго. Кривые переходных процессов СГ не преобразуемой части ЭС Азглавэнерго, рассчитанные по полным и упрощенным уравнениям, достаточно хорошо совпадают



(например, на рис. 3 приведены кривые изменения угла, наиболее близко расположенного к месту к. з. СГ ГРЭС Али-Байрамлы).

Результаты исследования как в виде номограмм, так и в виде регрессионных уравнений могут быть использованы для автоматизации выбора упрощенных в допускаемой степени ММ СГ. Особенно это эффективно для тех СГ, которые находятся в зоне действия системы противоаварийного управления. Так, при реализации управления по принципу «до» с помощью ЭВМ типа ЕС можно, используя номограммы и регрессионные зависимости, сформировать варианты ММ СГ при возможных возмущениях в контрольных точках системы, а при формировании и реализации управляющих воздействий осуществлять их выборку.

Вышеизложенное иллюстрирует возможность и целесообразность построения формализованных признаков выбора ММ СГ различной степени сложности и детализации.

**Выводы.** 1. Эффективное эквивалентное упрощение ММ ЭС может быть достигнуто как упрощением выделенных схем замещения участков электрических систем относительно узлов примыкания, так и путем дифференцированного подхода к выбору упрощенных ММ СГ, находящихся вблизи или в зоне действия систем противоаварийного управления.

2. Одним из основных факторов, определяющих возможность использования тех или иных упрощенных уравнений СГ без увеличения погрешности воспроизведения переходного процесса и выработки управляющих воздействий, является фактор возмущения. Он может быть использован для построения системы формализации выбора упрощенных и обоснованных, с точки зрения погрешности упрощения, ММ различных СГ ЭС.

3. Формализация выбора различных упрощенных ММ для

конкретных СГ может осуществляться с помощью номограмм или регрессионных уравнений, указывающих на возможность перехода к упрощенным ММ в соответствии с допускаемой погрешностью и применительно к конкретным условиям.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Горев А. А. Переходные процессы синхронной машины. — М.: Л.: Госэнергоиздат, 1950.
2. Гусейнов Ф. Г. Упрощение расчетных схем электрических систем. — М.: Энергия, 1978.
3. Веников В. А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. — М.: Высшая школа, 1978.
4. Гусейнов Ф. Г., Гусейнов А. М. О системном подходе к эквивалентированию электрических систем в задачах управления их режимами. — Электричество, 1984, № 5.
5. Автоматизация управления энергообъединениями / Под ред. С. А. Савалова. — М.: Энергия, 1979.
6. Lee S. T. Y., Schweppe F. C. Distance measures and coherency recognition transient stability equivalents. — IEEE Trans. PAS., 1973, vol. 92, N 5.
7. Chafurian A., Cory B. J. Improvements in the calculation of transient stability in large interconnected power systems. — Proc. 5-th Iran. Conf. Elec. Eng., Siraz, 1975, vol. 1, s. i., s. a.
8. Воропай Н. И. Упрощение математических моделей динамики электроэнергетических систем. — Новосибирск: Наука, 1981.
9. Зохранов А. Э. Разработка новых инженерных методов эквивалентирования сложных ЭЭС в режимах больших колебаний: Автореф. дис. ... канд. техн. наук, Баку, 1983.

[12.11.86]

УДК 621.313.013.001.24

## Применение метода конечных элементов для расчета внешнего магнитного поля электрических машин

БОРИСКИНА Л. П., ВАРШАВСКИЙ В. Д., ЕФИМЕНКО Л. А., ЦУКЕРМАН И. А.

Ленинград

Для задач расчета магнитного поля электрических машин характерны сложная конфигурация границ раздела сред и сложный характер распределения токов. В таких условиях метод конечных элементов (МКЭ) [1] обладает значительными вычислительными преимуществами по сравнению с методами сеток [2, 3], интегральных уравнений, аналитическими [4—5]. Непосредственное применение МКЭ для расчета внешнего магнитного поля (ВМП), однако, связано с увеличением размеров расчетной области и, следовательно, с резким возрастанием объема вычислительной работы. Применение «внешних конечных элементов» [6] вызывает трудности при стыковке базисных функций на внутренних и внешних элементах, приводит к увеличению заполненности матриц систем алгебраических уравнений МКЭ и, кроме того, не отличается универсальностью, поскольку требует явного аналитического представления решения во внешней области в виде ряда Фурье.

В статье предлагается метод расчета ВМП электрической машины, основанный на результатах вычислений ее внутреннего поля. При этом размеры расчетной области МКЭ принимаются практически такими же, как и при решении внутренней задачи.

Поясним основную идею метода. На некоторой границе  $S^1$  (рис. 1), как и при традиционном применении МКЭ, задают нулевые значения потенциала, принимая во внешней области  $\mu = \infty$  и исключая тем самым ее из рассмотрения. Рассчитывают значения магнитного поля на поверхности  $S$ . Очевидно, они могут быть интерпретированы как результат суммарного действия внутренних по отношению к  $S$  источников магнитного поля и источников, распределенных на  $S^1$  [7]. Если граница расчетной области  $S^1$  расположена не слишком близко к сердечнику или магнитному корпусу электрической машины, то распределение внешних источников поля слабо влияет на внутренние источники. Таким образом, значения на  $S$  поля внутренних источников — это значения, которые имели бы место в случае пространственно неограниченной расчетной области. Итак, чтобы использовать информацию об  $S$  для опре-

деления ВМП, необходимо выделить из нее ту часть, которая обусловлена действием собственно машины, и «отфильтровать» то, что добавляется из-за ограничения области расчета внутреннего поля. Необходимо также располагать математическим описанием взаимосвязи ВМП и его граничных значений на замкнутой поверхности. Этим двум требованиям удовлетворяет интегральная формула Грина [8].

**Исходные соотношения.** Если  $u_e$  — потенциал поля, создаваемого внешними источниками, то формула Грина описывает его следующим образом:

$$\frac{1}{4\pi} \int_S \left[ u_e(S) \frac{\partial}{\partial N} \left( \frac{1}{r_{PS}} \right) - \frac{1}{r_{PS}} \frac{\partial u_e}{\partial N_i} \right] dS = \begin{cases} u_e(P), & \text{если } P \in V_i; \\ 0, & \text{если } P \in V_e. \end{cases} \quad (1)$$

Аналогично выражается потенциал  $u_i$  внутренних источников:

$$\frac{1}{4\pi} \int_S \left[ u_i(S) \frac{\partial}{\partial N_e} \left( \frac{1}{r_{PS}} \right) - \frac{1}{r_{PS}} \frac{\partial u_i}{\partial N_e} \right] dS = \begin{cases} 0, & \text{если } P \in V_i; \\ u_i(P), & \text{если } P \in V_e, \end{cases} \quad (2)$$

где  $P$  — точка, в которой вычисляется поле;  $S$  — охватывающая машину замкнутая поверхность, значения поля на которой известны;  $V_i$ ,  $V_e$  — внутренний и внешний объемы;  $N_i$ ,  $N_e$  — нормали, направленные во внутреннюю и внешнюю области;  $r_{PS} = |\vec{r}_P - \vec{r}_S|$ ;  $\vec{r}_P$  — радиус-вектор точки  $P$ ;  $\vec{r}_S$  — радиус-вектор точки на поверхности  $S$ ;  $\partial u / \partial N = -N_N(S)$  — нормальная компонента вектора напряженности.



Суммируя потенциалы (1) и (2), можно записать

$$\frac{1}{4\pi} \int_S \left\{ \left[ u_i(S) + u_e(S) \right] \frac{\partial}{\partial N_e} \left( \frac{1}{r_{PS}} \right) + \right. \\ \left. + \frac{1}{r_{PS}} \frac{\partial (u_e + u_i)}{\partial N_e} \right\} dS = u_i(P), \text{ если } P \in V_e, \quad (3)$$

т. е. формула Грина дает ВМП внутренних источников по граничным значениям, обусловленным совместным действием и внутренних (электрическая машина), и внешних (граница) источников. Далее индексы  $e$  и  $i$  опущены.

Напряженность ВМП выражается векторным аналогом формулы Грина [9]:

$$\vec{H}(P) = -\frac{1}{4\pi} \int_S \left\{ \left[ \vec{N}, \vec{H}(S) \right], \text{grad}_S \frac{1}{r_{PS}} \right\} + \\ + (\vec{N}, \vec{H}(S)) \text{grad}_S \frac{1}{r_{PS}} \Big\} dS. \quad (4)$$

Эта формула позволяет пересчитать поле с любой окружающей машину поверхности на произвольную точку внешнего пространства. Правда, приходится всякий раз вычислять поверхностный интеграл. Более простой путь — оценивать ВМП по тем составляющим, которые заведомо преобладают в его пространственном спектре. Имеется ввиду мультипольный спектр [10] гармонической функции — скалярного магнитного потенциала:

$$u(P) = \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{r_P^{n+1}} \left[ \frac{\alpha_{n0}}{2} P_n(\cos \theta_P) + \sum_{m=1}^n P_n^m(\cos \theta_P) \times \right. \\ \left. \times (\alpha_{nm} \cos m \varphi_P + \beta_{nm} \sin m \varphi_P) \right], \quad (5)$$

где  $r_P$ ,  $\varphi_P$ ,  $\theta_P$  — сферические координаты точки  $P$ ;  $P_n(\cos \theta_P)$  — полином Лежандра;  $P_n^m(\cos \theta_P)$  — присоединенная функция Лежандра порядка  $n$  и степени  $m$ ;  $\alpha_{n0}$ ,  $\alpha_{nm}$ ,  $\beta_{nm}$  — коэффициенты  $n$ -го мультиполя.

**Предположения о характере ВМП.** Изменение потенциала (5) по координате  $\varphi$  обычно считается синусоидальным с числом волн по окружности, равным числу пар полюсов  $p$  электрической машины, поэтому

$$\alpha_{nm} = 0, \quad \beta_{nm} = 0 \quad \text{при } m \neq p. \quad (6)$$

Кроме того, для машины, симметричной относительно средней диаметральной плоскости, в разложении (5) отсутствуют нечетные гармоники:

$$\alpha_{nm} = 0, \quad \beta_{nm} = 0 \quad (7)$$

при  $m+n$  — нечетном.

При удалении от поверхности машины (т. е. при увеличении  $r_P$ ) соотношение пространственных составляющих изменяется в пользу низших порядков (малых  $n$ ), так как мультиполи высоких порядков убывают быстрее. Оценку ВМП достаточно производить по самым слабозатухающим мультиполям.

Формулы для мультипольных коэффициентов имеют вид поверхностных интегралов, куда входят граничные значения поля и не входят координаты точек внешней области. Они, конечно, не зависят и от формы поверхности  $S$ . Например [11]:

$$\vec{M} = \int_S \left\{ (\vec{H}(S), \vec{N}) \vec{r}_S + \frac{1}{2} \left[ [\vec{H}(S), \vec{N}], \vec{r}_S \right] \right\} dS, \quad (8)$$

где  $\vec{M}$  — дипольный магнитный момент источника поля;

$$M_x = 4\pi\alpha_{11}; \quad M_y = 4\pi\beta_{11}; \quad M_z = 2\pi\alpha_{10}. \quad (9)$$

Отметим, что [9]

$$u_{\text{дип}}(P) = \frac{(\vec{M}, \vec{r}_P)}{4\pi r_P^3}. \quad (10)$$

Более общие формулы можно получить из выражения (4), если записать его для  $z$ -компоненты вектора напряженности, затем в левой части  $H_z$  представить с помощью ряда (5), разложить в правой функцию  $1/r_{PS}$  и сопоставить одинаковые по пространственному распределению члены. Подробный вывод дан в приложении 1.

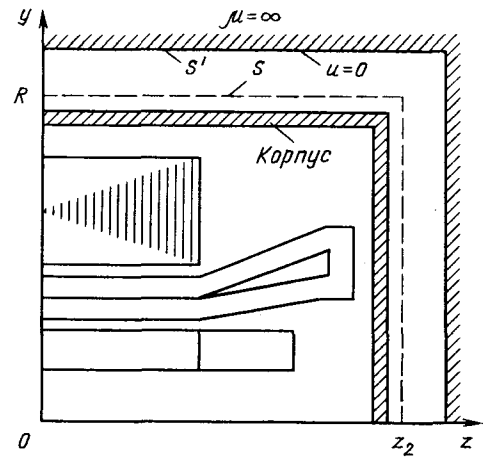


Рис. 1

Итак, в разложении ВМП электрической машины

$$\alpha_{nm} = \frac{1}{4\pi} \int_S \left\{ H_z(\vec{N}, \text{grad}_S A_{nm}) - N_z(\vec{H}, \text{grad}_S A_{nm}) + \right. \\ \left. + (\vec{N}, \vec{H}) \frac{\partial A_{nm}}{\partial z} \right\} dS; \quad (11)$$

$$\beta_{nm} = \frac{1}{4\pi} \int_S \left\{ H_z(\vec{N}, \text{grad}_S B_{nm}) - N_z(\vec{H}, \text{grad}_S B_{nm}) + \right. \\ \left. + (\vec{N}, \vec{H}) \frac{\partial B_{nm}}{\partial z} \right\} dS, \quad (12)$$

где

$$A_{nm} = \frac{2(n-m)!}{(n+m+1)!} r_S^{n+1} P_{n+1}^m(\cos \theta_S) \cos m \varphi_S; \quad (13)$$

$$B_{nm} = \frac{2(n-m)!}{(n+m+1)!} r_S^{n+1} P_{n+1}^m(\cos \theta_S) \sin m \varphi_S. \quad (14)$$

(Ниже индекс  $S$  у координат точек на поверхности интегрирования не указывается.)

Выражения (11), (12), как и формула Грина, обладают разделительным свойством: каковы бы ни были граничные значения  $\vec{H}(S)$ , обусловленные внешними источниками, они не изменяют значений интегралов.

Значения  $A_{nm}$  и  $B_{nm}$  в цилиндрической системе координат для нескольких первых индексов приведены далее:

$n$	$m$	$A_{nm}$	$B_{nm}$
1,	0	$(1/2)(2z^2 - \rho^2)$	0
1,	1	$z \rho \cos \varphi$	$z \rho \sin \varphi$
2,	0	$(1/3)z(2z^2 - 3\rho^2)$	0
2,	1	$(1/4)\rho(4z^2 - \rho^2) \cos \varphi$	$(1/4)\rho(4z^2 - \rho^2) \sin \varphi$
2,	2	$(1/4)z\rho^2 \cos 2\varphi$	$(1/4)z\rho^2 \sin 2\varphi$

**Форма поверхности  $S$ .** Наиболее подходящая для электрической машины поверхность — цилиндр  $x^2 + y^2 = R^2$  при  $z_1 \leq z \leq z_2$  и плоскости  $z = z_1$ ,  $z = z_2$  при  $\rho \leq R$ . На этой поверхности в случае  $2p$ -полюсной машины

$$\left. \begin{aligned} H_\rho(\rho, \varphi, z, t) &= H_\rho(\rho, z) \sin(p\varphi - \omega t + \varphi_0); \\ H_\varphi(\rho, \varphi, z, t) &= H_\varphi(\rho, z) \cos(p\varphi - \omega t + \varphi_0); \\ H_z(\rho, \varphi, z, t) &= H_z(\rho, z) \sin(p\varphi - \omega t + \varphi_0). \end{aligned} \right\} \quad (15)$$

**Расчет ВМП двухполюсной машины.** С учетом (6), (7), (15) для двухполюсной электрической машины получаем следующие коэффициенты первых пространственных составляющих:

$$\alpha_{10} = \alpha_{20} = \alpha_{21} = \alpha_{22} = \beta_{21} = \beta_{22} = 0; \quad (16)$$

$$\alpha_{11} = -C_{11} \sin(\omega t - \varphi_0); \quad (17)$$

$$\beta_{11} = C_{11} \cos(\omega t - \varphi_0), \quad (18)$$



где

$$C_{11} = \frac{R}{2} \int_0^z [z H_z(R, z) + R H_\rho(R, z)] dz + \frac{1}{2} \int_0^R \{ \rho H_z(\rho, z_2) - z_2 [H_\rho(\rho, z_2) + H_\varphi(\rho, z_2)] \} \rho d\rho. \quad (19)$$

Потенциал по формуле (5)

$$u_{11}(P) = \frac{C_{11} \sin \theta_P \sin(\varphi_P - \omega t + \varphi_0)}{r_P^2}. \quad (20)$$

Компоненты дипольной составляющей вектора напряженности  $\vec{H} = -\text{grad } u$ :

$$H_{r11}(P) = \frac{2C_{11} \sin \theta_P \sin(\varphi_P - \omega t + \varphi_0)}{r_P^3}; \quad (21)$$

$$H_{\varphi11}(P) = -\frac{C_{11} \cos(\varphi_P - \omega t + \varphi_0)}{r_P^3}; \quad (22)$$

$$H_{\theta11}(P) = -\frac{C_{11} \cos \theta_P \sin(\varphi_P - \omega t + \varphi_0)}{r_P^3}. \quad (23)$$

Модуль вектора напряженности

$$H_{11}(P) = \frac{C_{11}}{r_P^3} \sqrt{3 \sin^2 \theta_P \sin^2(\varphi_P - \omega t + \varphi_0) + 1}. \quad (24)$$

Расчет ВМП четырехполюсной машины. Из (6) и (7) следует

$$\alpha_{10} = \alpha_{11} = \alpha_{20} = \alpha_{21} = \beta_{11} = \beta_{21} = 0; \quad (25)$$

а из (11), (12), (15)

$$\alpha_{22} = -C_{22} \sin(\omega t - \varphi_0); \quad (26)$$

$$\beta_{22} = C_{22} \cos(\omega t - \varphi_0), \quad (27)$$

где

$$C_{22} = \frac{R^2}{8} \int_0^z [2z H_z(R, z) + R H_\rho(R, z)] dz + \frac{1}{8} \int_0^R \{ \rho H_z(\rho, z_2) + 2z_2 [H_\varphi(\rho, z_2) - H_\rho(\rho, z_2)] \} \rho^2 d\rho. \quad (28)$$

Потенциал

$$u_{22}(P) = \frac{3C_{22} \sin^2 \theta_P \sin(2\varphi_P - \omega t + \varphi_0)}{r_P^3}. \quad (29)$$

Соответственно

$$H_{r22} = -\frac{\partial u_{22}}{\partial r_P} = \frac{9C_{22} \sin^2 \theta_P \sin(2\varphi_P - \omega t + \varphi_0)}{r_P^4}; \quad (30)$$

$$H_{\varphi22} = -\frac{\partial u_{22}}{r_P \sin \theta_P \partial \varphi_P} = -\frac{6C_{22} \sin \theta_P \cos(2\varphi_P - \omega t + \varphi_0)}{r_P^4}; \quad (31)$$

$$H_{\theta22} = -\frac{\partial u_{22}}{r_P \partial \theta_P} = -\frac{6C_{22} \sin \theta_P \cos \theta_P \sin(2\varphi_P - \omega t + \varphi_0)}{r_P^4}. \quad (32)$$

В приложении 2 приведен пример расчета магнитного момента двухполюсного турбогенератора.

Приложение 1. Перепишем формулу (4) в виде

$$\vec{H}(P) = \frac{1}{4\pi} \int_S \left\{ \vec{H}(\vec{N}, \text{grad}_S \frac{1}{r_{PS}}) - \vec{N}(\vec{H}, \text{grad}_S \frac{1}{r_{PS}}) + (\vec{N}, \vec{H}) \text{grad}_S \frac{1}{r_{PS}} \right\} dS, \quad (П1-1)$$

откуда

$$H_z(P) = \frac{1}{4\pi} \int_S \left\{ H_z(\vec{N}, \text{grad}_S \frac{1}{r_{PS}}) - N_z(\vec{H}, \text{grad}_S \frac{1}{r_{PS}}) + (\vec{N}, \vec{H}) \frac{\partial}{\partial z_S} \left( \frac{1}{r_{PS}} \right) \right\} dS. \quad (П1-2)$$

Левая часть

$$H_z(P) = \sum_{n=0}^{\infty} \frac{1}{r_P^{n+1}} \left[ \frac{\alpha_{n0}^z}{2} P_n(\cos \theta_P) + \sum_{m=1}^n P_n^m(\cos \theta_P) \times \right. \\ \left. \times (\alpha_{nm}^z \cos m \varphi_P + \beta_{nm}^z \sin m \varphi_P) \right], \quad (П1-3)$$

где [12]

$$\alpha_{nm} = \frac{\alpha_{(n+1)m}^z}{(n-m+1)}; \quad \beta_{nm} = \frac{\beta_{(n+1)m}^z}{(n-m+1)}. \quad (П1-4)$$

Функция  $1/r_{PS}$  также удовлетворяет уравнению Лапласа

$$\Delta_P \left( \frac{1}{r_{PS}} \right) = 0 \text{ и, следовательно, раскладывается в ряд}$$

$$\frac{1}{r_{PS}} = \sum_{n=0}^{\infty} \frac{1}{r_P^{n+1}} \left[ \frac{\alpha_{n0}^r}{2} P_n(\cos \theta_P) + \sum_{m=1}^n P_n^m(\cos \theta_P) \times \right. \\ \left. \times (\alpha_{nm}^r \cos m \varphi_P + \beta_{nm}^r \sin m \varphi_P) \right]. \quad (П1-5)$$

С другой стороны, известно, что

$$\frac{1}{r_{PS}} = \frac{1}{r_P} \sum_{n=0}^{\infty} \left( \frac{r_S}{r_P} \right)^n P_n(\cos \gamma), \quad (П1-6)$$

где

$$\cos \gamma = \cos(\widehat{\vec{r}_P, \vec{r}_S}).$$

По теореме сложения

$$P_n(\cos \gamma) = P_n(\cos \theta_P) P_n(\cos \theta_S) + 2 \sum_{m=1}^n \frac{(n-m)!}{(n+m)!} \times \\ \times P_n^m(\cos \theta_P) P_n^m(\cos \theta_S) (\cos m \varphi_P \cos m \varphi_S + \sin m \varphi_P \sin m \varphi_S). \quad (П1-7)$$

Подставляя (П1-7) в (П1-6) и сравнивая результат с (П1-5), получим

$$\alpha_{nm}^r = \frac{2(n-m)!}{(n+m)!} r_S^n P_n^m(\cos \theta_S) \cos m \varphi_S; \quad (П1-8)$$

$$\beta_{nm}^r = \frac{2(n-m)!}{(n+m)!} r_S^n P_n^m(\cos \theta_S) \sin m \varphi_S. \quad (П1-9)$$

Подставляя затем в левую часть (П1-2) ряд (П1-3), а в правую — ряд (П1-5) и приравнявая одинаковые члены, получим

$$\alpha_{nm}^z = \frac{1}{4\pi} \int_S \left\{ H_z(\vec{N}, \text{grad}_S \alpha_{nm}^r) - N_z(\vec{H}, \text{grad}_S \alpha_{nm}^r) + \right. \\ \left. + (\vec{N}, \vec{H}) \frac{\partial \alpha_{nm}^r}{\partial z_S} \right\} dS; \quad (П1-10)$$

$$\beta_{nm}^z = \frac{1}{4\pi} \int_S \left\{ N_z(\vec{H}, \text{grad}_S \beta_{nm}^r) - N_z(\vec{H}, \text{grad}_S \beta_{nm}^r) + \right. \\ \left. + (\vec{N}, \vec{H}) \frac{\partial \beta_{nm}^r}{\partial z_S} \right\} dS. \quad (П1-11)$$

Отсюда с учетом (П1-4), (П1-8) и (П1-9) следуют формулы для мультипольных коэффициентов (11)–(14).

Приложение 2. В качестве примера применения предложенного метода приведем некоторые результаты, полученные при расчете внешнего магнитного поля турбогенератора мощностью 300 МВт с немагнитными ротором и корпусом для режима холостого хода. Внешний диаметр сердечника статора — 2,62 м,



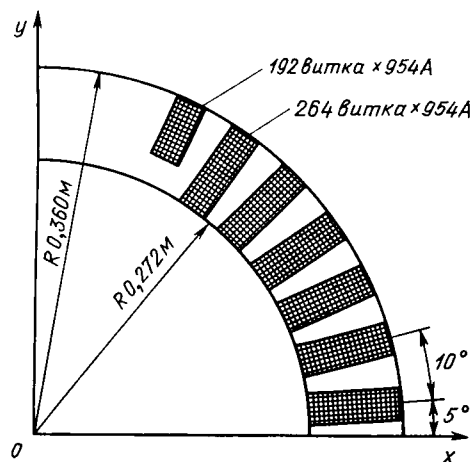


Рис. 2

длина сердечника — 2,99 м. Основные параметры обмотки возбуждения для рассматриваемого варианта конструкции генератора показаны на рис. 2. Длина обмотки возбуждения — 2,32 м.

На первом этапе расчета получено распределение магнитного поля внутри цилиндра, ограниченного поверхностями  $R=1,8$  м;  $z_1=-2,7$  м,  $z_2=2,7$  м, на котором задавалось нулевое значение скалярного магнитного потенциала<sup>1</sup>. Распределение компонент напряженности на поверхности  $S$  с размерами  $R=1,5$  м,  $z_2=2,4$  м показано на рис. 3 и 4.

На втором этапе расчета, воспользовавшись формулами (9), (17), (18) для двухполюсного генератора и вычислив интеграл (19) методом трапеций, получаем:  $C_{11}=9,41 \cdot 10^3$  А·м<sup>2</sup>;  $M_x=-1,18 \cdot 10^6 \sin \omega t$  А·м<sup>2</sup>;  $M_y=1,18 \cdot 10^6 \cos \omega t$  А·м<sup>2</sup>.

Заметим, что полученный эквивалентный магнитный момент обмотки возбуждения, экранированной сердечником статора, примерно в 30 раз меньше магнитного момента обмотки при отсутствии сердечника ( $M_{об.возб}=3,91 \cdot 10^6$  А·м<sup>2</sup>).

Максимальные значения магнитного поля по формуле (24) различных расстояниях от геометрического центра генератора равны:

$r$ , м	2	3	4	5	6	7	8
$H_{11 \max}$ , А/м	2350	697	294	150	87	55	37

Примечание. Расчетная формула (8) для магнитного момента приводит в рассматриваемом случае к иному выражению, чем формула (19):

$$C_{11} = \frac{R}{4} \int_0^{z_2} [z H_z(R, z) + 2 R H_\rho(R, z) - R H_\varphi(R, z)] dz + \frac{1}{4} \int_0^R \{2 \rho H_z(\rho, z_2) - z_2 [H_\varphi(\rho, z_2) + H_\rho(\rho, z_2)]\} \rho d\rho.$$

Математически эта формула эквивалентна (19) и при численном интегрировании дает практически тот же результат ( $C_{11}=0,973 \cdot 10^4$  А·м<sup>2</sup>).

<sup>1</sup> Численный расчет выполнен с использованием пакета программ, разработанных Ю. П. Кизимовичем и И. А. Цукерманом.

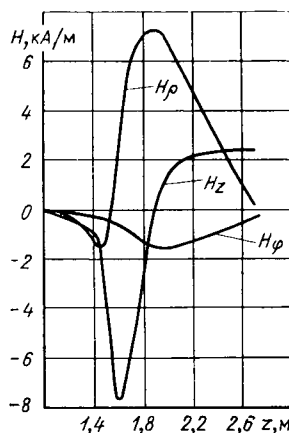


Рис. 3

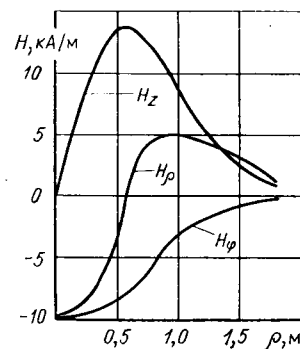


Рис. 4

Метод конечных элементов, позволяющий вычислить поле на охватывающей электрическую машину поверхности, можно использовать для определения магнитного поля в произвольной точке внешней области, дополнив его расчетом соответствующих поверхностных интегралов.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Некоторые итерационные методы решения вариационно-разностных аналогов уравнений стационарных полей / Ю. В. Ракитский, Е. Б. Белопольская, Ю. П. Кизимович, И. А. Цукерман — Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1986, № 1.
2. Демирчян К. С., Солнышкин Н. И. Конечно-разностный метод исследования магнитных полей криоэлектрических машин в неограниченных областях. — Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1972, № 4.
3. Галайко Л. П., Котельников С. Л., Калинин Ю. С. Расчет внешнего магнитного поля криогенного синхронного генератора. — Вестник Харьк. политех. ин-та, 1983, № 206.
4. Финкельштейн В. Б., Захаров Е. Е. Расчет внешнего магнитного поля электрической машины конечной длины. — Техническая электродинамика, 1981, № 1.
5. Романов В. В., Смирнов В. А. Расчет индукции на внешней поверхности корпуса турбогенератора. — Электричество, 1984, № 8.
6. Кирьяков А. М. Применение внешних конечных элементов при расчете плоскопараллельных потенциальных полей. — Электричество, 1985, № 7.
7. Гринберг Г. А. Избранные вопросы математической теории электрических и магнитных явлений. — М.—Л.: Изд. АН СССР, 1948.
8. Тихонов А. Н., Самарский А. А. Уравнения математической физики. — М.: Наука, 1972.
9. Страттон Д. А. Теория электромагнетизма. — М. — Л.: Гостехтеоретиздат, 1948.
10. Корн Г. и Корн Т. Справочник по математике. — М.: Наука, 1973.
11. Краснов И. П. Об определении магнитных моментов по результатам измерения на замкнутых поверхностях. — Геомагнетизм и аэрономия, 1981, т. XXI, № 1.
12. Ефименко Л. А. Мультипольный спектр магнитного поля замкнутого токового контура. — Электричество, 1982, № 5.

[17.12.86]



## 0 параметрах схемы замещения трехобмоточных трансформаторов

ВОСКРЕСЕНСКИЙ А. А., ЧЕРВЯКОВ Л. Н., ЧИСТЯКОВА Н. П.

Известен способ [1] определения комплексных сопротивлений лучей в схемах замещения трехобмоточных трансформаторов (рис. 1) по сопротивлениям, измеренным в трех опытах короткого замыкания (к. з.) обмоток, выбранных попарно из числа следующих:

$$\left. \begin{aligned} x_{I} &= 0,5 (x_{K12} + x_{K13} - x_{K23}); \\ x_{II} &= 0,5 (x_{K12} + x_{K23} - x_{K13}); \\ x_{III} &= 0,5 (x_{K13} + x_{K23} - x_{K12}); \\ R_I &= 0,5 (R_{K12} + R_{K13} - R_{K23}); \\ R_{II} &= 0,5 (R_{K12} + R_{K23} - R_{K13}); \\ R_{III} &= 0,5 (R_{K13} + R_{K23} - R_{K12}), \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

где  $x_{I1}$ ,  $x_{II1}$ ,  $x_{III1}$ ,  $R_{I1}$ ,  $R_{II1}$ ,  $R_{III1}$  — реактивные и активные составляющие комплексных сопротивлений в трехлучевой схеме замещения;  $x_{K12}$ ,  $x_{K13}$ ,  $x_{K23}$ ,  $R_{K12}$ ,  $R_{K13}$ ,  $R_{K23}$  — реактивные и активные составляющие комплексного сопротивления при к. з. обмоток попарно.

Помимо этого способа возможно вычисление тех же величин по сопротивлениям, измеренным в трех опытах, где при питании одной из обмоток замкнуты накоротко две другие обмотки (трех-обмоточный режим). Для трехобмоточного режима измерений параметры схемы замещения вычисляются по проводимостям, измеренным в опытах к. з. с участием всех трех обмоток [2]:

$$\left. \begin{aligned} y_{12} &= 0,5(y_I + y_{II} - y_{III}); \\ y_{31} &= 0,5(y_I + y_{III} - y_{II}); \\ y_{23} &= 0,5(y_{II} + y_{III} - y_I), \end{aligned} \right\} \quad (2)$$

где  $y_{12}$ ,  $y_{31}$ ,  $y_{23}$  — комплексные проводимости ветвей треугольной схемы замещения трехобмоточного трансформатора;  $y_I$ ,  $y_{II}$ ,  $y_{III}$  — комплексные проводимости с участием трех обмоток.

По найденным проводимостям треугольной схемы замещения вычисляются сопротивления ветвей трехлучевой схемы  $z_I$ ,  $z_{II}$ ,  $z_{III}$  путем преобразования треугольника сопротивлений в эквивалентную звезду.

При использовании той же исходной информации для опытов к. з. трех обмоток те же сопротивления схемы замещения могут определяться решением системы уравнений:

$$\left. \begin{aligned} z_{K123} &= z_I + \frac{z_{II} z_{III}}{z_{II} + z_{III}}; \\ z_{K213} &= z_{II} + \frac{z_I z_{III}}{z_I + z_{III}}; \\ z_{K312} &= z_{III} + \frac{z_{II} z_I}{z_{II} + z_I}, \end{aligned} \right\} \quad (3)$$

где  $Z_{k123}$ ,  $Z_{k213}$ ,  $Z_{k312}$  — комплексные сопротивления при к. з. в случае питания одной обмотки (первая цифра индекса) и одновременно к. з. двух других (две последующие цифры индекса).

Вычисление по (3) дает полную сходимость результатов с расчетными данными по (2).

В [2] отмечено, что вследствие зависимости потерь при опытах к. з. от распределения потоков рассеяния вокруг обмоток, сопротивление отдельных обмоток многообмоточных трансформаторов не является постоянной величиной, а зависит от токораспределения в обмотках. Наличие магнитно неуравновешенных параллельных ветвей в многообмоточном трансформаторе ска-

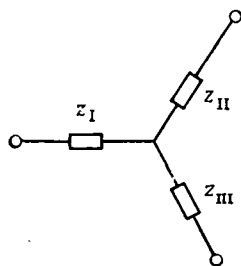


Рис. 1

зывается также на индуктивных сопротивлениях отдельных пар обмоток. В большинстве случаев это не вносит больших ошибок в параметры схем замещения силовых трансформаторов, вычисленные по [1]. Однако, когда активная составляющая в комплексном сопротивлении, так же как и индуктивная, являются определяющими параметрами, может оказаться необходимым определение параметров схемы замещения по результатам измерений в трех-обмоточном режиме согласно (2) и (3). Необходимость такого определения параметров выявилась при исследовании конкретного устройства [3].

Ниже приведены результаты опытов и расчетов параметров схемы замещения модели трехобмоточного трансформатора, которая существенно отличалась от силовых трансформаторов тем, что реактивная составляющая одного из лучей схемы замеще-

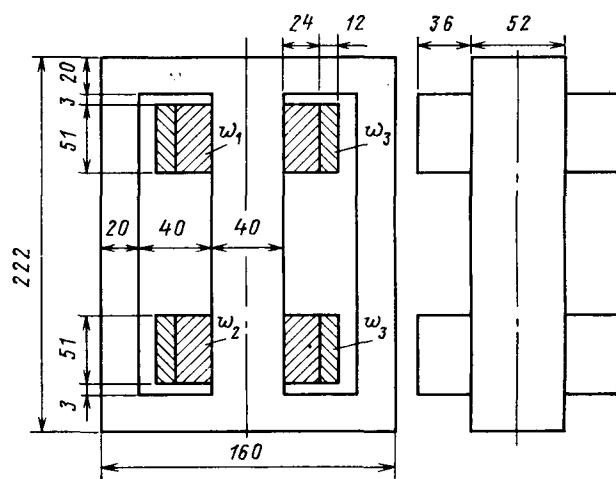


Рис. 2

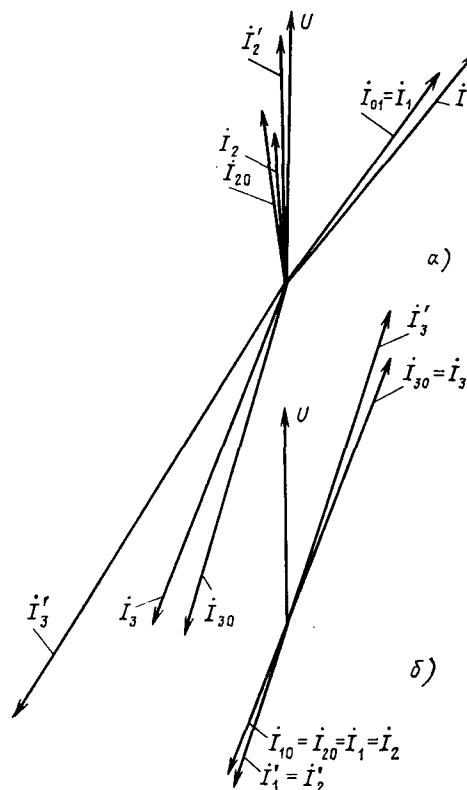


Рис. 3



Таблица 1

Данные	$z_{к 12}$	$z_{к 23}=z_{к 31}$	$z_{к 123}=z_{к 213}$	$z_{к 312}$
Опытные	$2,30 + j 19,5$	$2,20 + j 5,27$	$4,84 + j 3,10$	$1,72 + j 0,65$
Расчетные	$8,05 + j 18,5$	$3,73 + j 5,27$	$4,79 + j 3,10$	$1,6 + j 0,5$

Таблица 2

Способ расчета	$z_I=z_{II}$	$z_{III}$
По (1)	$1,15 + j 9,75$	$1,00 - j 4,40$
По (2) и (3)	$4,02 + j 9,25$	$-0,30 - j 4,00$

ния при модуле, соизмеримом с сопротивлением других лучей, имела отрицательный знак. Такое соотношение сопротивлений сильно сказывалось на токораспределении в обмотках в режимах к. з. обмоток попарно и трехобмоточном режиме и наглядно иллюстрировало приведенные выше положения из [2].

Испытывавшаяся модель (рис. 2) представляет трансформатор с тремя обмотками, расположенными на среднем стержне замкнутого Ш-образного магнитопровода. Сечение стали крайних стержней составляет половину сечения среднего стержня  $S=20,8 \text{ см}^2$ . Первая и вторая обмотки с числом витков  $w_1=w_2=288$  выполнены проводом диаметром 1,35 мм и имеют вид отдельных катушек, которые могут перемещаться вдоль стержня магнитопровода. Третья обмотка  $w_3$  состоит из двух секций, соединенных последовательно, намотанных поверх первой и второй обмоток. Каждая секция третьей обмотки имеет 144 витка. Сопротивления обмоток постоянному току при температуре  $20^\circ\text{C}$  равны соответственно 0,89, 0,845 и 1,05 Ом.

Измерения проводились при максимальном удалении катушек 74 мм.

Питание осуществлялось от сети 50 Гц с регулировкой напряжения автотрансформатором в пределах 0—50 В. Ток холостого хода при измерениях составлял 0,02—0,05 А. Соответственно сопротивление ветви намагничивания более чем на два порядка превышало измеряемые величины сопротивлений к. з.

Для уменьшения влияния температурной зависимости активной составляющей комплексных сопротивлений все измерения проводились при токах 2—2,5 А после прогрева модели током 2 А до установившегося температурного режима.

Результаты измерений и расчетов, выполненных на ЭЦВМ, приведены в табл. 1 и 2. В табл. 1  $z_{к12}=z_I+z_{II}$  и т. д., где  $z_I, z_{II}, z_{III}$  найдены из (2) и (3) по данным опытов в трехобмоточном режиме;

в последних двух столбцах приведены сопротивления к. з. в трехобмоточном режиме по параметрам схемы замещения, вычисленным по результатам опытов к. з. обмоток попарно. В табл. 2 приведены расчетные сопротивления лучей трехлучевой схемы замещения трансформатора.

Как следует из табл. 1, режим трехобмоточного к. з. по сравнению с режимом попарного к. з. обмоток характеризуется значительным увеличением активной составляющей комплексного сопротивления  $R_{123}, R_{231}, R_{312}$  при относительно меньших изменениях реактивной составляющей. Это сказывается на параметрах трехлучевой схемы замещения (табл. 2). Активная составляющая сопротивлений лучей схемы замещения по сравнению с режимом попарного к. з. обмоток измеряется вплоть до перемены знака в луче с отрицательной реактивной составляющей.

Поскольку параметры схем замещения прямо связаны с токораспределением в обмотках, изменение сопротивлений в зависимости от режимов к. з. и погрешности при измерениях наглядно прослеживаются на совмещенных векторных диаграммах (рис. 3). На рис. 3, а  $I_{10}, I_{20}, I_{30}$  — векторы токов, измеренных при питании со стороны обмотки 1 и короткозамкнутых обмотках 2 и 3. С этой диаграммой хорошо согласуется диаграмма токов  $I_1, I_2, I_3$ , определенных из параметров лучей схемы замещения для режима трехобмоточного к. з. по (2) или (3). Расхождение токов по величине и углу отражает погрешности измерений. Диаграмма токов  $I'_1, I'_2, I'_3$ , вычисленных по параметрам режимов к. з. обмоток попарно согласно (1) показывает расхождения, вызванные отличиями токораспределения в обмотках при к. з. с участием трех обмоток.

На рис. 3, б показаны совмещенные векторные диаграммы токов при питании со стороны обмотки 3 и короткозамкнутых обмотках 1 и 2 при тех же обозначениях векторов тока. В этом случае имеет место полная сходимость рассчитанных по (2) и (3) значений токов  $I_1, I_2, I_3$  с экспериментальными  $I_{10}, I_{20}, I_{30}$  и заметные отклонения от расчетных значений  $I'_1, I'_2, I'_3$ , определенных по (1) при режиме попарного к. з.

Опыты показали, что схема замещения трехобмоточного трансформатора, параметры которой вычислены из опытов к. з. обмоток попарно, в некоторых случаях может быть недостаточно точной в режиме одновременной работы трех обмоток вследствие различного характера токораспределения в обмотках в парном и трехобмоточном режимах.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Костенко М. П., Пиотровский Л. М. Электрические машины, ч. 1. — М.: Энергия, 1972.
2. Петров Г. Н. Трансформаторы, т. 1. — М.: Энергоатомиздат, 1934.
3. А. с. 968876 (СССР). Устройство для компенсации емкостного тока однофазного замыкания на землю / А. А. Воскресенский, Г. П. Малюшицкий, Л. Н. Червяков, Н. П. Чистякова. Оpubл. в Б. И., 1982, № 39.

[27.03.85]

УДК 62-83-52

## О минимизации потерь энергии при управлении током якоря и потоком двигателя в процессе изменения скорости

ПАНАСЮК В. И., ЛОПАТИН Ю. В., ЮДЕНКОВ В. С., АНХИМЮК В. Л., ПАНАСЮК А. И.

Минск

Задача оптимального управления двигателем постоянного тока (ДПТ) по критерию минимума потерь энергии имеет большое практическое значение при разработке систем управления электроприводами различного назначения [1—4]. В этой статье рассматривается задача оптимального по полному потерям управления скоростью электродвигателя постоянного тока по цепи якоря и возбуждения с учетом ограничений тока якоря  $I_a$ .

Задача оптимального управления по минимуму энергии полных потерь заключается в обеспечении в каждый момент времени таких значений тока  $I_a$ , протекающего в якорной цепи,

и потока возбуждения  $\Phi$ , которые, изменяясь совместно, доставят минимум энергии потерь  $Q$ , выделяющихся в двигателе за время его включения в цикл:

$$Q = \int_0^{T_B} \Delta P_{\Sigma} dt = \int_0^{T_{п.п}} \Delta P_{\Sigma} dt + \int_0^{T_y} \Delta P_{\Sigma} dt \rightarrow \min, \quad (1)$$

где  $\Delta P_{\Sigma}$  — полные потери в двигателе, Вт;  $T_{п.п}$  — продолжительность переходных процессов в цикле, с;  $T_y$  — продолжительность статических режимов в цикле, с;  $T_B = T_{п.п} + T_y$  — время включения в двигатель в цикле, с.



В [4] получены следующие условия функционирования двигателя с минимумом энергии потерь в статических и динамических режимах за время включения в цикл

$$-I_{\text{я}}^2 R_{\text{д}} + G(\omega) K^2 \Phi^2 + \frac{\Phi}{2} \frac{\partial}{\partial \Phi} \Delta P_{\text{в}}(\Phi) = 0; \quad (2)$$

$$\frac{\Delta P_{\Sigma}}{2 I_{\text{я}}^2 R_{\text{д}}} = 1 - \frac{M_{\text{с}}}{I_{\text{я}} K \Phi}, \quad (3)$$

где  $\omega$  — угловая скорость, рад/с;  $R_{\text{д}}$  — внутреннее сопротивление якорной цепи, Ом;  $K$  — конструктивный коэффициент двигателя;  $G(\omega)$  — переменный коэффициент, характеризующий зависимость потерь в стали двигателя от скорости;  $\Delta P_{\text{в}}(\Phi)$  — активные потери в обмотке возбуждения, Вт;  $M_{\text{с}}$  — момент статического сопротивления на валу двигателя, Н·м.

Выполнение условий (2), (3) обеспечивает достижение минимума функционала качества

$$Q_{\text{п}} = \int_{\omega_1}^{\omega_2} \frac{J \Delta P_{\Sigma}}{I_{\text{я}} \Phi - M_{\text{с}}} d\omega = \int_{\omega_1}^{\omega_2} F(I_{\text{я}}, \Phi, \omega) d\omega \quad (4)$$

при совместном регулировании тока якоря и потока возбуждения двигателя и тем самым обеспечивает минимум потерь энергии в двигателе за время процесса без учета ограничений, накладываемых на фазовые координаты ДПТ (ток якоря и ток возбуждения). При использовании формул (2), (3) получается абсолютный минимум функции качества  $F(I_{\text{я}}, \Phi, \omega)$  с координатами  $i^*$  и  $\varphi^*$  (точка А на рис. 1) [4]. Как правило, точка абсолютного минимума лежит вне допустимой области фазовых координат. Выбор же в качестве точки минимума точки пересечения какого-либо ограничения (например, по току якоря) с кривой, соответствующей уравнению (2) (точка В, рис. 1) [4], приводит к некоторой погрешности (расстояние на рис. 1 между точками В и С, где С — точка истинного минимума с учетом ограничений по току якоря), которая может возрастать с увеличением расстояния от точки А до ограничения по току якоря.

В данной работе за счет более точного определения минимума функции качества  $F(I_{\text{я}}, \Phi, \omega)$  с учетом ограничений, накладываемых на фазовые координаты и управление двигателем, получено снижение потерь энергии в двигателе и уменьшение времени переходного процесса. При достижении током якоря значения  $I_{\text{м}}$ , являющегося его ограничением по условиям коммутации двигателя, управление формируется при токе  $I_{\text{я}}^* = I_{\text{м}}$ , а поток возбуждения определяется из условия обеспечения минимума функции качества:

$$F(I_{\text{я}}, \Phi, \omega) = \frac{\Delta P_{\Sigma}}{I_{\text{м}} \Phi - M_{\text{с}}} = \frac{I_{\text{м}}^2 R_{\text{д}} + I_{\text{в}}^2 R_{\text{в}} + G(\omega) K^2 \Phi^2 + \Delta P_{\text{мех}}}{I_{\text{м}} \Phi - M_{\text{с}}}; \quad (5)$$

$$\frac{\partial F(\cdot)}{\partial \Phi} = \frac{\left( 2 I_{\text{в}} \frac{\partial I_{\text{в}}}{\partial \Phi} R_{\text{в}} + 2 G(\omega) K^2 \Phi \right) (I_{\text{м}} \Phi - M_{\text{с}}) - I_{\text{м}} \Delta P_{\Sigma}}{(I_{\text{м}} \Phi - M_{\text{с}})^2}, \quad (6)$$

где  $\Delta P_{\text{мех}}$  — механические потери, Вт;  $I_{\text{в}}$  — ток возбуждения двигателя, А;  $R_{\text{в}}$  — сопротивление обмотки возбуждения, Ом.

Учитывая (5), получаем закон управления потоком двигателя при выходе тока якоря на ограничение

$$\left( I_{\text{в}} R_{\text{в}} \frac{\partial I_{\text{в}}}{\partial \Phi} + G(\omega) K^2 \Phi \right) (I_{\text{м}} \Phi - M_{\text{с}}) - \frac{I_{\text{м}}}{2} \Delta P_{\Sigma} = 0. \quad (7)$$

Использование закона (7) для управления ДПТ позволяет по сравнению с управлением по закону (2) [4] уменьшить потери электроэнергии и время переходного процесса. Справедливость этого подтверждается в следующем числовом примере.

Для общности рассуждений и простоты расчета используем систему относительных единиц, а кривую намагничивания ДПТ (рис. 2) аппроксимируем функцией [5]:

$$i_{\text{в}} = a\varphi + b\varphi^3 + c\varphi^5, \quad (8)$$

где  $i_{\text{в}} = I_{\text{в}}/I_{\text{в.н}}$  — ток возбуждения ДПТ;  $I_{\text{в.н}}$  — номинальное значение тока возбуждения;  $\varphi = \Phi/\Phi_{\text{н}}$  — магнитный поток ДПТ;  $\Phi_{\text{н}}$  — номинальный магнитный поток;  $a=0,55$ ,  $b=-0,1243$ ,  $c=0,5866$  — коэффициенты аппроксимации кривой намагничивания, определяемые методом наименьших квадратов.

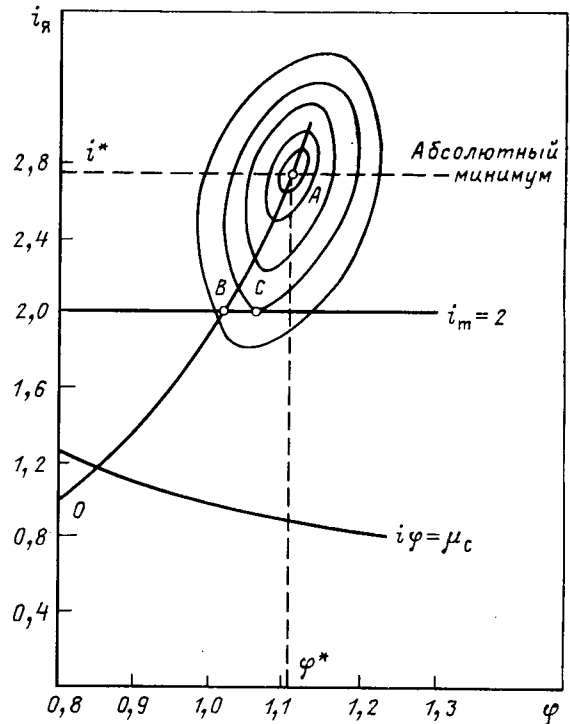


Рис. 1. К определению минимума функции  $F(I_{\text{я}}, \Phi, \omega)$  по двум переменным  $I_{\text{я}}$  и  $\Phi$

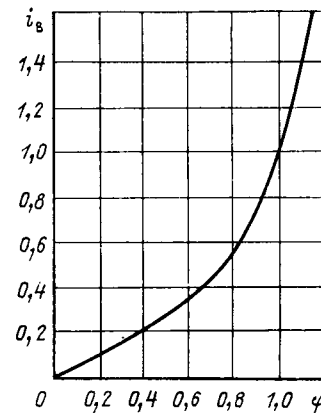


Рис. 2. Универсальная кривая намагничивания двигателя постоянного тока

Положив  $G(\omega)=0,05$ ;  $\rho=\alpha\rho_{\text{в}}=0,1$ ,  $K=1$ , получим выражение для функции качества:

$$F = \frac{i^2 \rho + G(\omega) \varphi^2 + \alpha \rho_{\text{в}} (a\varphi + b\varphi^3 + c\varphi^5)^2}{i\varphi - \mu_{\text{с}}} = \frac{0,1 i^2 + 0,05 \varphi^2 + 0,1 (0,55\varphi - 0,1243\varphi^3 + 0,5866\varphi^5)^2}{i\varphi - \mu_{\text{с}}} \rightarrow \min, \quad (9)$$

где  $i = I_{\text{я}}/I_{\text{я.н}}$  — ток якоря ДПТ;  $I_{\text{я.н}}$  — номинальный ток якоря;  $\mu_{\text{с}} = M_{\text{с}}/M_{\text{э.н}}$  — относительное значение момента статического сопротивления;  $M_{\text{э.н}}$  — номинальный электромагнитный момент ДПТ;  $\nu = \omega/\omega_{\text{н}}$  — частота вращения;  $\omega_{\text{н}}$  — номинальная частота вращения;  $\rho = \frac{I_{\text{я.н}} R_{\text{д}}}{E_{\text{н}}}$  — относительное сопротивление якорной цепи;  $E_{\text{н}}$  — номинальная э. д. с. ДПТ;  $\rho_{\text{в}} = \frac{I_{\text{в.н}} R_{\text{в}}}{E_{\text{н}}}$  — относительное сопротивление обмотки возбуждения;  $\alpha$  — коэффициент.

Функция качества  $F$  для закона управления [4] получает



ся из (9) при подстановке  $i$ , определяемого по (2):

$$\frac{\partial}{\partial \varphi} (i_{\text{в}}^2(\varphi)) = 2(a + 3b\varphi^2 + 5c\varphi^4)(a\varphi + b\varphi^3 + c\varphi^5); \quad (10)$$

$$i_{\text{в}}^2 \rho = G(v) \varphi^2 + \alpha_{\text{РВ}}(a\varphi + b\varphi^3 + c\varphi^5)(a\varphi + 3b\varphi^3 + 5c\varphi^5). \quad (11)$$

в этом случае (9) примет вид:

$$F = \frac{2G(v) \varphi^2 + \alpha_{\text{РВ}}(a\varphi + b\varphi^3 + c\varphi^5)(a\varphi + 3b\varphi^3 + 5c\varphi^5) + \alpha_{\text{РВ}}(a\varphi + b\varphi^3 + c\varphi^5)^2}{\varphi \sqrt{\frac{1}{\rho}(G(v)\varphi^2 + \alpha_{\text{РВ}}(a\varphi + b\varphi^3 + c\varphi^5)(a\varphi + 3b\varphi^3 + 5c\varphi^5) - \mu_{\text{с}}}}}. \quad (12)$$

Определим численным методом минимум функции  $F(\varphi)$  по  $\varphi$ . При  $\mu_{\text{с}}=1$  получим, что  $F_{\text{min}}$  достигается при  $\varphi^*=1,10499$  и  $i^*=2,748318$ . Примем, что допустимый по условиям коммутации ток перегрузки двигателя не должен превышать  $i_{\text{м}}=2$ .

Сравним время переходного процесса  $T$  и потери  $Q$  для законов управления (2) и (6) по формулам:

$$T = \frac{\Delta v}{i\varphi - \mu_{\text{с}}}; \quad Q = \frac{i^2 \rho + G(v) \varphi^2 + \alpha_{\text{РВ}} i_{\text{в}}^2}{i\varphi - \mu_{\text{с}}} \Delta v. \quad (13)$$

Подставим в (2)  $i^*=i_{\text{м}}=2$  и решив трансцендентное уравнение  $i_{\text{м}}^2 \rho = G(v) \varphi^2 + \alpha_{\text{РВ}}(a\varphi + b\varphi^3 + c\varphi^5)(a\varphi + 3b\varphi^3 + 5c\varphi^5)$ , получим

$$i^*=i_{\text{м}}=2, \quad \varphi^*=1,021875, \quad F_1=0,5456333.$$

Ток возбуждения при этом  $i_{\text{в}1}^*=1,083$ .

Исследовав численным способом функцию

$$F_2(\cdot) = \frac{i^2 \rho + G(v) \varphi^2 + \alpha_{\text{РВ}}(a\varphi + b\varphi^3 + c\varphi^5)^2}{i\varphi - \mu_{\text{с}}} \text{ при } i^*=i_{\text{м}}=2$$

и  $\mu_{\text{с}}=1$ , получим  $\varphi_2^*=1,059375$ , что соответствует  $\min F_2(\cdot)$  при ограничении  $i^*=i_{\text{м}}=2$ ,  $F_2(\cdot)=0,5402105$ . Ток возбуждения в этом случае составит  $i_{\text{в}2}^*=1,218$ .

Подставляя  $i^*$ ,  $\varphi_1^*$ ,  $\varphi_2^*$  в (13), получим:

для закона управления (2)

$$T_1 = \frac{\Delta v}{2 \cdot 1,021875 - 1} = 0,9518; \quad Q_1 = 0,5456 \Delta v;$$

для закона управления (6)

$$T_2 = \frac{\Delta v}{2 \cdot 1,05937 - 1} = 0,8939 \Delta v; \quad Q_2 = 0,5402 \Delta v.$$

Относительный выигрыш при управлении по закону (6) по сравнению с управлением по закону (2) по времени процесса составляет

$$T = \frac{T_1 - T_2}{T_2} 100 \% = \frac{0,9518 - 0,8939}{0,8939} = 7,186 \%$$

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Петров Ю. П. Оптимальное управление электроприводом с учетом ограничений по нагреву. — Л.: Энергия, 1971, 144 с.
2. Панасюк А. И., Панасюк В. И. Асимптотическая оптимизация нелинейных систем управления. — Минск, БГУ, 1977, 206 с.
3. Панасюк В. И. Оптимальное управление электроприводом при одновременном воздействии на ток и поток двигателя. — Электричество, 1983, № 9.
4. Кацевич В. Л., Никольский А. А., Чулин В. И. Оптимальное по критерию минимума потерь управление электроприводом постоянного тока. — Электричество, 1981, № 8.
5. Вешеневский С. Н. Характеристики двигателей в электроприводе. М., Энергия, 1977.

[21.11.86]



## УВАЖАЕМЫЙ ЧИТАТЕЛЬ!

Энергоатомиздат информирует о книгах, вышедших в свет и переданных в книготорговую сеть во II квартале 1987 г.

#### Учебная литература

Гаврилов Е. И. Топливо-транспортное хозяйство и золотодобыча на ТЭС.

Ляпидевский В. К. Методы детектирования излучений. Минералогия и геохимия редких и радиоактивных металлов / И. И. Егоров, И. М. Баюшкин, Д. А. Минеев, В. Я. Терехов. Орлова М. П., Погорелова О. Ф., Улыбин С. А. Низкотемпературная термометрия.

Рихтер Л. А., Елизаров Д. П., Лавыгин В. М. Вспомогательное оборудование тепловых электростанций.

#### Справочная литература

Козлов В. Ф. Справочник по радиационной безопасности. Материалы для электротермических установок / Под ред. М. Б. Гутмана.

Ривкин С. Л. Термодинамические свойства газов. Справочник механика энергетического строительства / Е. Г. Гологорский, А. И. Кравцов, В. Д. Маслов и др.

Справочник по электроснабжению и электрооборудованию. Т. 2. Электрооборудование.

#### Научная литература

Аблеков В. К., Денисов Ю. Н. Проточные химические лазеры.

Бабаев Н. С., Семенов Б. В., Нерсисян А. Н. Международное агентство по атомной энергии.

Дейч М. Е., Филиппов Г. А. Двухфазные течения в элементах.

Меерович Э. А., Мейерович Б. Э. Методы релятивистской электродинамики в электротехнике и электрофизике.

Обатуев Г. М. Биофизические модели радиобиологических эффектов.

Петин В. Г. Генетический контроль модификаций радиочувствительности клеток.

Половин Р. В., Демущий В. Г. Основы магнитной гидродинамики.

Применение вычислительных методов в энергетике: Обзор докладов VIII Международной конференции по применению вычислительной техники в энергетике / Под ред. В. А. Веникова, Ю. Ф. Архипцева.

Глухих В. А., Тананаев А. В. Магнитная гидродинамика в ядерной энергетике.

Фисенко В. В. Сжимаемость теплоносителя и теплотехническая надежность контуров циркуляции ЯЭУ.

Шубик В. М. Иммунологические исследования в радиационной гигиене.

#### Научно-популярная литература

Ядерная и термоядерная энергетика будущего / Под ред. В. А. Чуянова.

#### Производственно-техническая литература

Аргал Э. С. Омоноличивание бетонных плотин цементацией строительных швов.

Атомные электрические станции: Сб. статей. Вып. 9 / Под ред. Л. М. Воронина.

Айзенберг А. М., Хазин П. М. Газоснабжение тепломонтажных работ.

Бушуев В. В. Динамические свойства электроэнергетических систем.

Белкин С. А., Ворновицкий И. Н. Технология сварки при монтаже оборудования АЭС с реакторами РБМК.

(Продолжение на с. 77)



## Об использовании линий электропередачи постоянного тока в электроэнергетических системах

(статья Ершевича В. В. и Шлимовича В. Д. — «Электричество», 1987, № 9)

НИКУЛИН И. А.

В статье приведены обоснования целесообразности дальнейшего развития ЕЭЭС СССР путем сооружения сверхдальних — до 5 тыс. км — и сверхмощных — до 12—15 ГВт — линий электропередачи постоянного тока (ППТ).

Обоснования построены на противоречивых утверждениях: с одной стороны, говорится, что энергетическая программа «предполагает в целом энергетически сбалансированное развитие главных регионов ЕЭС СССР и не содержит экономических предпосылок для электронного транспорта энергии на большие расстояния»;

с другой стороны, сказано, что рост единичной мощности энергоблоков и электростанций требует постоянного наращивания пропускной способности системообразующей сети и далее — одним из главных факторов, воздействующих на развитие системообразующей сети ЕЭЭС СССР и относительно легко поддающихся количественной оценке, является неоднородность структур производства электроэнергии и электропотребления в двух крупных регионах страны — европейской части и Сибири... Указанное противоречие может быть разрешено только при сооружении между этими регионами магистральных ЛЭП большой пропускной способности.

Из приведенных выдержек очевидно, что предложения авторов вопреки ссылке на энергетическую программу базируются на отсутствии баланса в главных регионах ЕЭЭС и ориентированы на гигантскую концентрацию мощностей электростанций — ГРЭС (КАТЭКа и Экибастуза) и АЭС (в европейских энергосистемах). Допущенные в течение трех десятилетий крупные просчеты и диспропорции в развитии ЕЭЭС СССР предлагается узаконить, а вместо мер по исправлению этих диспропорций предлагаются многомиллиардные затраты, направленные по существу на их наращивание, которое неизбежно при отвлечении крупных капиталовложений в создание ППТ.

Причины, последствия и пути устранения указанных диспропорций рассмотрены автором в выступлении в дискуссии<sup>1</sup>.

Идеи широкого применения «управляемых сечений» — ВПТ и ППТ — являются нереальной попыткой преодолеть искусственно созданную в прошлые годы разбалансированность основных узлов ЕЭЭС СССР.

В обсуждаемой статье сказано: «Сооружение ППТ и ВПТ как элементов основной сети существенно изменяет условия развития и управления режимами всей ЭЭС. Основная сеть ЭЭС приобретает качественно новые свойства: регулирование потока по каждой связи постоянного тока осуществляется изменением углов зажигания вентилей (выпрямителей и инверторов), тогда как в сети переменного тока можно воздействовать только на потоки в сечениях ЭЭС путем изменения нагрузок генераторов по одну или по обе стороны от сечения». Представляется, однако, очевидным, что использование этого свойства ППТ и ВПТ возможно только в пределах, допустимых по условию баланса активной мощности по обе стороны сечения (рис. 1).

Изменение потока по ППТ или ВПТ на величину  $\Delta P_{\Pi}$  в условиях обеспечения нормального режима (по частоте) неизбежно вызовет соответствующие изменения нагрузок генераторов по обе стороны сечения:  $\Delta P_{\Pi} = \Delta P_{Г1} = \Delta P_{Г2}$ , такие же, как и при регулировании перетока по линии: переменного тока. ППТ и ВПТ внесут лишь несопоставимые с ЛЭП переменного тока осложнения и удорожание этой простейшей операции.

Разница заключается только лишь в разделительном (по

частоте) свойстве ППТ и ВПТ, т. е. возможности с их помощью осуществить переток из узла I в узел II за счет нарушения баланса и понижения частоты в узле I.

Нормальная работа и дальнейшее развитие ЕЭЭС СССР возможны только при обеспечении в любой момент времени (и в приростах) положительного баланса активной мощности в каждом ее узле:

$$P_{вр} \pm P_{переток}^{сальдо} > P_{потр},$$

где  $P_{вр}$  — вращающаяся мощность.

Абсолютные значения и структура левой части этого неравенства определяют капитальные вложения и эксплуатационные расходы в каждом узле.

Удельный вес второго члена левой части неравенства определяет долю капиталовложений в пассивную часть основных промышленно-производственных фондов (ОППФ) энергосистем, а также эксплуатационные расходы и потери электроэнергии в основной электрической сети.

Высокая эффективность капиталовложений и эксплуатационных расходов в каждый узел и ЕЭЭС в целом может быть обеспечена только при наивыгоднейшем размещении электростанций относительно центров электропотребления и при подборе типов, оптимальной мощности и энергетических характеристик электростанций в соответствии с графиками электропотребления, т. е. при минимальных размерах и оптимальной структуре приведенных затрат, необходимых для покрытия заданных приростов электропотребления  $P_{потр}$  в каждом узле ЕЭЭС.

В условиях постоянного многолетнего дефицита мощности в отдельных узлах ЕЭЭС около 60 млн. кВт установленной мощности электростанций не принимало участия в покрытии ежегодных максимумов нагрузки (около 30 % фактически достигаемого всеми электростанциями ЕЭЭС максимума нагрузки).

Если не учитывать мощность 15—17 млн. кВт оборудования, находившегося во всех видах ремонта, то при прохождении годовых максимумов мощность 43—45 млн. кВт не использовалась, так как по величине и энергетическим характеристикам она не соответствовала графикам нагрузки энергосистем, где она была размещена или заперта.

В этих условиях представляется очевидным, что капиталовложения, силы и ресурсы необходимо направить на ликвидацию допущенных в прошлые годы диспропорций: форсирование строительства электростанций в дефицитных узлах ЕЭЭС — например на Урале; приведение структуры мощностей в соответствие с графиками нагрузки — например базисных ТЭС в Сибири и маневренных мощностей в европейской части СССР, а также на строительство десятков тысяч километров ЛЭП напряжением 220, 330, 500 и 750 кВ, остро необходимых для повышения эффективности использования действующих электростанций в пределах отдельных энергосистем и ОЭЭС.

Изложенное в обсуждаемой статье предложение соорудить ППТ 1500 кВ протяженностью около 5 тыс. км, «свободную от распределительных функций», с целью привлечения неиспользуемой пиковой мощности ГЭС Сибири для регулирования неравномерного графика нагрузок в европейской части СССР родилось в ходе дискуссии, вызванной мотивированным предложением Госстроя СССР, внесенным в конце 1985 г., об исключении из Государственного плана развития народного хозяйства на 12 пятилетку строительства ППТ 1500 кВ Экибастуз — Тамбов.

ППТ Экибастуз — Тамбов в своем проектном неререверсивном варианте для передачи мощности 6 млн. кВт (42 млрд. кВт·ч в год) дешевой электроэнергией Экибастузских ГРЭС в европейские районы страны в ближайшее десятилетие использована быть не может из-за отсутствия мощности на Экибастузских ГРЭС и потребности в европейских энергосистемах. С середины

\* Никулин И. А. Дискуссия по статье Васильковой Т. В., Иофьева Б. И., Колпаковой А. И. «Управляемое сечение в большой электроэнергетической системе» и Веникова В. А. «Единая электроэнергетическая система — быть или не быть» — «Электричество», 1987, № 3.



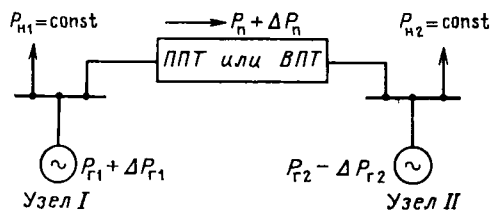


Рис. 1

70-х годов существует крупный поток электроэнергии в обратном направлении, который будет нарастать при выполнении программы строительства АЭС в европейской зоне.

Рассмотрим некоторые экономические аспекты этой проблемы.

1. Сметная стоимость ППТ Экибастуз — Тамбов, пересчитанная в новые цены, составляет 956,7 млн. руб., а ее протяженность равна 2414 км. На 1 км этой электропередачи приходится капиталовложения в размере 0,4 млн. руб., что соизмеримо с затратами на расширение пропускной способности железной дороги для перевозки экибастузского угля на электростанции при их размещении в центрах нагрузки европейских районов СССР. Поэтому в первоначальном проекте этой конкретной ППТ приведенные затраты в нее оказались равнозначными с приведенными затратами при размещении ТЭС не в Экибастузе, а в центрах нагрузки европейских районов страны. Подавляющее большинство специалистов в области электрических систем<sup>2</sup> при рассмотрении этого проекта высказались за альтернативный вариант линии постоянного тока, имея в виду, что при этом резко возрастает надежность электроснабжения потребителей в европейской части и снижаются потери электроэнергии в электросетях, а расширение железной дороги решает множество других важных народнохозяйственных и стратегических задач.

Однако, несмотря на возражения электриков и многих экономистов, проект ППТ Экибастуз — Тамбов был утвержден как элемент Экибастузского топливно-энергетического комплекса.

На практике, как известно, альтернативный ППТ вариант осуществляется, и на экибастузском угле успешно работают немало крупных электростанций на Урале и других удаленных от Экибастуза электростанций.

Из приведенных факторов видно, что экономическая целесообразность строительства ППТ Экибастуз — Тамбов и в проекте ее назначения была спорной, хотя на бумаге решалась крупная и конкретная энергетическая задача по передаче в год 42 млрд. кВт·ч на расстояние 2414 км с соответствующей разгрузкой железнодорожного транспорта от перевозок угля на этом участке.

2. В новом, непроектом назначении энергетический и экономический эффект незначителен: суточное сальдо по перетокам по ППТ Экибастуз — Тамбов равно нулю, а регуляторный эффект в европейской части оценивается привлечением 3—5 млн. кВт пиковой мощности ГЭС Сибири, расположенных на расстоянии 5 тыс. км. Потребность в пиковой мощности европейских энергосистем составляет 30—35 млн. кВт, львиная доля которой сосредоточена в ОЭС Северо-Запада.

3. ППТ Экибастуз — Тамбов экономически обосновывается в статье как альтернатива ГАЭС, расположенных в европейской части СССР. Сравнение затрат в ППТ и ГАЭС выполнено некорректно: в варианте ППТ не учтены затраты в создание ее участков за пределами ППТ Экибастуз — Тамбов: от Тамбова до Киева и от Экибастуза до Братской ГЭС. Существующие, строящиеся и запроектированные ЛЭП переменного тока на этих участках суммарной длиной по трассе более 2000 км загружены распределительными функциями и не пропустят ежесуточный реверсивный потокообмен между ГЭС Сибири и АЭС европейской части СССР в намечаемом размере до 6 млн. кВт. Не учтена отпайка с инверторно-преобразовательной подстанции на Урале. Не учтены затраты на пиковую мощность ГЭС Сибири, без которых сравнимые варианты в энергетическом отношении не равноценны.

При объективном учете всех затрат вариант ППТ будет в несколько раз дороже самой дорогой ГАЭС в европейской части СССР.

Но даже при явном занижении затрат в ППТ проект оказался конкурентоспособным только при удельных капиталовложениях в ГАЭС, превышающих 300 руб./кВт.

ГАЭС таких всего оказалось две: Средне-Волжская и Центральная, ввод которых намечается к 2000 году. Все остальные первоочередные ГАЭС — Загорская, Ленинградская, Кайшадорская, Коневская, Пана-Ярвинская и другие — имеют удельные капиталовложения ниже 300 руб./кВт на 30 % и более, что делает по мнению авторов «оправданным» их строительство в сравнении с ППТ. В то же время принятие предложения авторов обсуждаемой статьи с соответствующими затратами в несколько миллиардов рублей на ППТ приведет к дальнейшей отсрочке решения давно назревшей и нарастающей острейшей проблемы регулирования графика нагрузки в европейских энергосистемах.

Абсолютно эффективны по сравнению с ППТ для достижения намечаемых авторами целей ГТУ, ПГУ и маневренные ТЭС в европейских районах. Утверждение авторов о том, что их применение ограничено топливными ресурсами, принципиально неверно. Когда речь идет о современных пиковых электростанциях, работающих кратковременно, с числом часов использования установленной мощности 2000 и менее, с топливными затратами во всем мире не считаются. Эти затраты окупятся экономией на базисных электростанциях, которые будут работать в оптимальном режиме, соответствующем наивысшим технико-экономическим показателям: наименьшим удельным расходам топлива и себестоимости электроэнергии, максимальным фондоотдачей, рентабельности и производительности живого труда.

При отсутствии пиковых электростанций происходящие сейчас постоянные глубокие разгрузки и остановки большого числа энергоблоков на ТЭС в часы ночных провалов нагрузки, в выходные и праздничные дни приводят к таким пережогам топлива, ускоренному старению оборудования и экономическим потерям, ликвидация которых сама по себе окупит создание и эксплуатацию пиковых мощностей любых современных классов. Можно с уверенностью утверждать, что сравнение затрат на ППТ с затратами на создание пиковых мощностей неправомерно, если не сказать больше.

4. Удельные капиталовложения в передаваемую мощность и энергию по ППТ Экибастуз — Тамбов при полной ее загрузке составляют 160 руб./кВт и 2,28 коп./кВт·ч, что соизмеримо с соответствующими показателями всех действующих конденсационных тепловых электростанций (КЭС).

На деньги, необходимые для сооружения только одного участка ППТ Экибастуз — Тамбов, составляющего половину всей намечаемой магистрали, в европейских районах СССР можно построить высокотемпературные КЭС на кузнецких углях мощностью 5—6 млн. кВт или в Сибири (по очень дорогой цене Березовской ГРЭС КАТЭКа) — базисные мощности не менее 4 млн. кВт, получив не менее 25 млрд. кВт·ч дешевой электроэнергии. В то же время только потери электроэнергии ППТ Экибастуз — Тамбов составят до 4,2 млрд. кВт·ч в год (до 1,5 млн. т у. т.). Кроме того, данная альтернатива ППТ направлена на исправление структуры мощностей электростанций в Сибири и европейской части СССР, т. е. на устранение истинной причины искусственно созданных и нарастающих трудностей.

5. Для строительства участка ППТ Экибастуз — Тамбов согласно проекту необходимо изготовить и смонтировать 440 тыс. м<sup>3</sup> сборного железобетона, 161 тыс. т металлоконструкций и 102,3 тыс. т проводов и тросов. Этих ресурсов достаточно, чтобы построить 10 тыс. км ЛЭП — 500 кВ или 25 тыс. км ЛЭП 220—330 кВ, строительство которых, как указывалось,

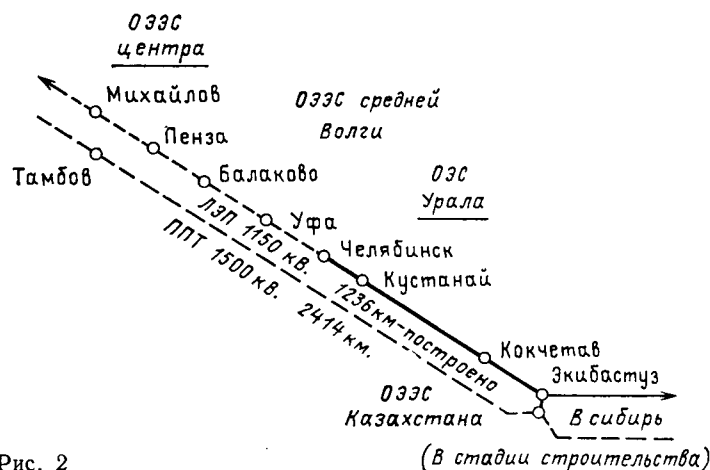


Рис. 2

<sup>2</sup> Автор принимал участие в рассмотрении проекта.



откладывается десятилетиями из-за недостатка капиталовложений, ресурсов и сил. Отвлечение столь крупных ресурсов и сил в ППТ Экибастуз — Тамбов, а затем их удвоение на строительство всей предлагаемой трассы недопустимо, да и нереально ввиду неизбежной необходимости строить другие линии для выдачи мощности действующих и вновь вводимых электростанций и распределения электроэнергии потребителям.

6. На ориентировочной схеме (рис. 2) видно, что ППТ Экибастуз — Тамбов на половине своей длины проходит параллельно построенной (1236 км) ЛЭП 1150 кВ Экибастуз — Челябинск, которая имеет по проекту аналогичную с ППТ пропускную способность — 5,5 млн. кВт. Дублирование на большом протяжении двух не освоенных в эксплуатации, одинаково уникальных по мощности линий нерационально и нелогично.

Согласно балансам Минэнерго СССР существующий с 70-х годов дефицит мощности на Урале продлится в 12 и 13 пятилетках и будет покрываться, как и прежде, из европейских энергосистем с загрузкой в пиковый и дневной полупиковый периоды суток действующих с запада ЛЭП 500 кВ на Урал до предела их пропускной способности.

Экибастузские ГРЭС при любых реальных темпах их строительства смогут покрыть только приросты нагрузки Казахстана и Средней Азии.

В этих условиях ввод в 12 пятилетке ППТ Экибастуз — Тамбов приведет к тому, что большую часть суток она будет загружена потоком, предназначенным для покрытия дефицита мощности на Урале; в результате образуются противопотоки электроэнергии по параллельно идущим ППТ Тамбов — Экибастуз и ЛЭП 1150 кВ Экибастуз — Челябинск.

Если учесть, что в рассматриваемый период львиная доля электроэнергии в европейской части СССР будет производиться на газомазутных ТЭС, то образуется тройная петля транспорта энергоресурсов: нефть и газ с востока на запад, электроэнергия сначала с запада в Экибастуз, а затем обратно из Экибастуза на Урал.

Для исключения столь нерациональных противопотоков энергоресурсов необходимо форсировать вместо ППТ строительство ЛЭП 1150 кВ на запад по проектной трассе: Челябинск — Уфа — Балаково — Пенза — Михайлов (рис. 2). При этом между ОЭЭС Центра, Средней Волги, Урала и Казахстана будет создана равнопрочная по всей длине электрическая связь проектной мощностью 5,5 млн. кВт.

Надежность и экономическая эффективность связи по ЛЭП 1150 кВ за счет ее секционирования в восьми основных узлах четырех ОЭЭС будет несравненно выше проходящей мимо их всех ППТ Экибастуз — Тамбов.

#### ВЕНИКОВ В. А.

Рассматриваемая статья по своему содержанию шире названия. Она, в частности, в несколько завуалированной форме поддерживает предложение о делении ЕЭЭС СССР на отдельные подсистемы, в данном случае — с помощью передач постоянного тока. Идея эта высказывалась неоднократно, однако, не будучи обоснована, является по сути дела намечаемым волевым решением без рассмотрения возможных вариантов, сопоставлением которых и могла бы быть разрешена проблема целесообразности именно такого, а не другого построения.

Вопрос о применении вставок постоянного тока в ЕЭЭС СССР с целью устранения зависимости работы европейских энергосистем от ее частоты должен был бы также рассматриваться не как заданный, а подлежащий сравнительной проработке. Должен был бы рассматриваться, например, вариант со связями в виде линий постоянного тока, а также варианты, когда в ЕЭЭС СССР жестко поддерживалась бы постоянная частота, и связи Востока и Запада осуществлялись бы на переменном токе. Преимущества и недостатки вариантов с нестабильной частотой и варианта с постоянной частотой в ЕЭЭС СССР должны были бы быть наконец четко выявлены.

Возможно, хотя это и представляется маловероятным, что поддержание стабильной частоты в ЕЭЭС СССР окажется менее выгодным, чем работа при нестабильной частоте. Тогда сооружение ряда вставок между европейскими энергосистемами и энергосистемами на востоке будет оправдано. Однако это и следовало показать в статье с помощью соответствующего технико-экономического анализа. Представляется, что на суд научно-технической общественности надо выносить не директивные, а альтернативные решения. Рассматриваемая же статья по существу исходит из одновариантного решения, принятого волевым порядком ее авторами.

Одновременное строительство двух параллельных ЛЭП нового класса напряжения приведет к распылению капиталовложений, ресурсов и сил, в то время как сроки строительства ЛЭП 1150 кВ, как и линий всех других напряжений, систематически срываются именно из-за недостатка средств.

Отказ на современном этапе развития ЕЭЭС от строительства ППТ вообще и ее участка Экибастуз — Тамбов в частности позволит сосредоточить максимум сил и средств на строительстве ЛЭП 1150 кВ между всеми основными узлами ЕЭЭС, позволит обеспечить экономия не только капиталовложений, но и времени — самого ценного и важного фактора интенсификации, что в полной мере будет соответствовать курсу на ускорение.

Как объект новой техники, ЛЭП 1150 кВ в плане ускорения ввода в действие тоже выгодно отличается от ППТ, поскольку требуется освоить в эксплуатации только новый класс напряжения и увеличенные мощности обычного оборудования, и этот процесс уже начался на большом участке Экибастуз — Кокчетав — Кустанай — Челябинск. ППТ потребует, кроме этого, решения множества разнообразных проблем, от экологических до создания таких мощных тиристорных и всего сложнейшего комплексуемого оборудования и приборов, которые оказались бы по своим рабочим характеристикам на уровне лучших мировых образцов в период ввода в эксплуатацию ППТ.

Основные выводы и конкретные альтернативные предложения, касающиеся проблемы использования ППТ и ВПТ, сводятся к насущной необходимости решительного отказа от ориентации дальнейшего развития ЕЭЭС СССР на «сверхвысокую» концентрацию электрической мощности в Экибастузе, КАТЭС и АЭС в европейских энергосистемах, на «сверхдальние» и «сверхмощные» электропередачи.

Формирование энергосистем, ОЭЭС и ЕЭЭС СССР — не самоцель, а лишь путь к достижению конечной цели: обеспечению все возрастающей потребности в электроэнергии потребителей, рассредоточенных на территории, занимающей одну шестую часть земной поверхности. Имея в виду очень высокую фондоемкость электроэнергетики (более 100 млрд. руб. и 15 % всей суммы ОППФ страны), достигать этой цели необходимо при наименьших капиталовложениях и эксплуатационных расходах, а это возможно лишь при условии, что все вопросы формирования ЕЭЭС будут решаться без отрыва от конечной цели, от характера и динамики роста электропотребления в каждом отдельном узле и ОЭЭС. Для осуществления такой стратегии нет никаких препятствий, но есть жизненно важная необходимость, продиктованная решениями XXVII съезда КПСС.

Кроме этих общих замечаний нужно отметить, что нельзя согласиться с авторами статьи, рассматривающими электрическую сеть ЕЭЭС как некое соединение ЛЭП, связывающих отдельные электрические станции, местоположение которых и мощности априорно жестко заданы. Здесь неизбежна очевидная обратная связь с развитием станций. Вопрос же об их размещении, в частности, о дальнейшем размещении АЭС на территории Украины и наращивании их мощности должен иметь решающее значение для создания высоковольтных сетей. Необходимо учесть, что жизнеспособность атомной станции составляет 25 лет. Сеть высокого напряжения ЕЭЭС, во всяком случае ее трасса, должна служить дольше, и поэтому необходимо увязать вопрос о дальнейшем увеличении мощности АЭС по территории страны с учетом срока их службы с предлагаемой конфигурацией ЕЭЭС.

Если новые АЭС, а возможно и существующие, в их дальнейшем развитии будут дислоцироваться в северных районах страны, как это уже неоднократно предлагалось, то, очевидно, конфигурация сети может быть иной. Линии передач постоянного тока могут иметь не обязательно широтное, но и меридиональное направление, и соответственно конфигурация всей сети высокого напряжения ЕЭЭС и постоянного, и переменного тока будет иной. Только широтное направление электропередач постоянного тока будет убедительным, если дальние передачи обеспечат электроэнергией, вырабатываемой в Сибири, европейскую часть СССР с существенным сокращением в ней числа АЭС. Насколько можно понять из статьи, в виду имеется не это, а использование сверхмощных электропередач для разгрузки АЭС европейской части и снятия пиков нагрузки и соответственно разгрузки ГЭС Сибири.

Таким образом, предполагается, что сверхдальние мощные электропередачи будут работать в режиме реверсивной, пере-



менной, в том числе и неполной нагрузки, и очевидно, что их к. п. д. будет низок. Следовательно, оправданность в этих условиях таких электропередач вызывает сомнение, которое может быть разрешено только тщательным анализом и опять же сопоставлением вариантов, о чем в статье ничего не говорится. Здесь, как и в других вопросах, создается впечатление, что авторы исходят из заранее принятой единственной концепции, применительно к которой проводятся все решения. Между тем задача о рациональном построении ЕЭЭС является многовариантной уже хотя бы потому, что при ее решении должно быть учтено по крайней мере три аспекта. Так, кроме чисто технического аспекта, должен был бы быть более тщательно рассмотрен и социально-экономический аспект, и аспект экологический. Эти аспекты неизбежно требуют рассмотрения не просто заданной конфигурации сети ЕЭЭС с заданными точками питания и нагрузками, но и обратной связи с анализом размещения электростанций, в особенности, АЭС в европейской части СССР.

В свете такой постановки вопроса более тщательно должна была бы быть рассмотрена целесообразность отказа от гидроаккумулирующих станций в европейской части СССР и передачи по сути дела их функций водохранилищам ГЭС Сибири. Возможно, конечно, хотя и сомнительно, что создание аккумуляющих установок, отодвинутых от тех источников энергии, которые должны их заряжать, на огромное расстояние в данном случае целесообразно. Однако целесообразность эту необходимо показать тщательным исследованием, учитывающим потери энергии при передаче мощности, необходимой для сохранения воды в водохранилищах ГЭС Сибири (накапливание энергии европейских станций на этом огромном удалении). При этом сопоставлении необходимо учесть, что водохранилища ГАЭС в случае создания в европейской части будут не только играть роль аккумуляторов электроэнергии, но и определенным образом оказывать влияние на водный баланс именно европейской части страны. Это, видимо, должно быть существенно. Без такого системного анализа предлагаемое решение не выглядит убедительно, как и утверждение, что к. п. д. передачи энергии в Сибирь и обратно «не ниже, чем к. п. д. аккумуляирования энергии на ГАЭС». Кстати, вызывает удивление, что и на отдаленную перспективу АЭС мыслятся авторами статьи как абсолютно нерегулируемые, вопреки мировому опыту. Почему это так, видимо, надо было бы сказать в принципиальной постановочной статье.

#### РОЗАНОВ М. Н.

В обсуждаемой статье рассматривается, в частности, вопрос о создании сети «Восток — Запад». Необходимость ее определяется географическим положением Советского Союза, расположением энергоресурсов, а также сдвигом во времени светового дня между восточными и западными районами. Эта сеть «Восток — Запад» в будущем составит основу Единой электроэнергетической системы (ЕЭЭС) СССР. Пути формирования и обеспечения надежности функционирования этой сети и обсуждаются ниже.

1. Очевидно, что сооружение ЛЭП высших классов напряжения (1150 кВ переменного тока и 1500 кВ постоянного тока) должно вестись с учетом логичного вписывания их в будущую сеть «Восток — Запад», о которой мы уже сейчас должны иметь достаточно ясное представление. Эта сеть окажет также влияние на развитие сетей низших ступеней напряжения (500, 220 кВ), что должно учитываться при планировании развития последних. Очевидно также, что схема и параметры сети «Восток — Запад» для высших классов напряжения должны выбираться по критерию минимума затрат в нее с учетом надежности при фиксированных структуре и размещении генерирующих мощностей в ЕЭЭС.

В качестве исходной для разработки сопоставляемых вариантов представляется целесообразным принять схему трехцепного разнесенного транзита с резервирующими перемычками (рис. 1). Транзит имеет на восточном конце ГРЭС КАТЭКа и Туруханскую ГАЭС, а на западном — сеть 750 кВ европейской части ЕЭЭС.

В основу этой схемы положены следующие принципы: длина участка линии транзита не более 500 км, что при передаваемой мощности, равной натуральной, соответствует углу между векторами напряжений на его концах 30°;

длина участка транзита может быть более 500 км при установке на нем управляемых источников реактивной мощности; в нормальных режимах каждый участок транзита резервируется двумя параллельно с ним включенными линиями; отказ узла с отключением 3-х или 4-х линий также резервируется параллельными цепями транзита; разнесение параллельных цепей транзита на расстояние не

Сочетание линий передач постоянного тока, описанных в статье, с линиями переменного тока не выглядит очевидным. Они зачастую как бы дублируют друг друга, причем возможность увеличения пропускной способности передач переменного тока не учтена и не убедителен отказ от возможности повышения напряжения передач постоянного тока.

Оценивая статью в целом, можно заметить, что она представляет несомненный интерес, освещая один из возможных вариантов развития сети ЕЭЭС с использованием электропередач постоянного тока, однако вызывает неудовлетворение тем, что этот возможный вариант принят волевым порядком и потому неубедителен. Он подан как единственный, не имеющий каких-либо альтернатив, которые, несомненно, должна иметь программа развития такого грандиозного сооружения как ЕЭЭС СССР. В этом плане возникают многие аналогичные замечания.

Поскольку статья отражает результаты разработок одной из проектных организаций, то хочется в связи с этим заметить, что проектирование таких уникальных сооружений должно было бы поручаться нескольким организациям, а не только одной организации, работы которой выведены в настоящее время из сферы широкой критики. Вполне было бы возможно поручить решение поставленной задачи по крайней мере двум-трем институтам и одной-двум группам вузов страны. Работа стоила бы дороже, но нахождение подлинно оптимальных решений оправдало бы удорожание. Полученные результаты соответствовали бы идее комплексного конкурсного проектирования и во всяком случае дали бы возможность после обсуждения более уверенно подойти к выбору варианта развития ЕЭЭС.

В настоящее время при монополии на проектирование таких сооружений вопрос о конкурсном проектировании, разумеется, не может и ставиться.

Отсутствие альтернативных решений при проектировании и полное отсутствие гласности уже неоднократно приводило в нашей энергетике, и, очевидно, может приводить и в дальнейшем к нежелательным последствиям. Настоящая статья еще раз подтверждает мысль о необходимости рассмотрения различных вариантов развития и конкурсного проектирования. Возможно, такое проектирование и подтвердило бы описанные авторами статьи рекомендуемые решения развития ЕЭЭС, но вероятно, что это привело бы к новым решениям, которые были бы более целесообразны. Почему бы не поискать их и не обсудить...

менее 200 км практически исключает одновременные их отказы вследствие неблагоприятных природных воздействий; суммарная пропускная способность транзита при выполнении его на переменном токе равна примерно трем натуральным мощностям;

желательно, чтобы в каждом из узлов транзита собственная генерирующая мощность составляла не менее 30—50 % нагрузки; возможна работа транзита как с замкнутыми, так и с разомкнутыми шунтирующими сетями низших напряжений; в вынужденных режимах возможно повышение пропускной способности транзита средствами противоаварийной автоматики, производящей адаптивную разгрузку транзита;

при каскадном развитии аварий для обеспечения живучести, т. е. предотвращения отключения больших участков ЕЭЭС, возможно деление по всем (или части) линиям сети (включая шунтирующие их линии) с сохранением электроснабжения потребителей каждого из выделившихся узлов в объеме, соответствующем собственной генерирующей мощности.

При составлении сравниваемых вариантов рассматривается возможность уменьшения количества цепей или совмещения их трасс, а также замены переменного тока постоянным. Кроме того, может варьироваться конструкция воздушных линий переменного тока для изменения их натуральной мощности. Естественно, сопоставление вариантов должно проводиться с учетом динамики развития ЕЭЭС. Видимо, необходимо рассматривать не менее трех уровней развития, например, 2000, 2010 и 2020 гг.

При уменьшении числа цепей транзита может казаться заманчивым повышение номинального напряжения, например, до 1800 кВ переменного тока или 2200 кВ постоянного тока. Однако введение более высокого класса номинального напряжения может быть целесообразно лишь после окончания формирования сети «Восток — Запад» со схемой, подобной рис. 1, на напряжениях соответственно 1150 и 1500 кВ. Тогда эта сеть сможет обеспечить резервирование при отказах ЛЭП более высокого напряжения.

На рис. 2 показан вариант сети с учетом приведенных выше принципов и сооружений, которые в настоящее время ЛЭП Экибастуз —



Урал (Экибастуз — Кокчетав — Кустанай — Челябинск) 1150 кВ переменного тока и Экибастуз — Тамбов 1500 кВ постоянного тока.

Трехцепный транзит с перемычками достаточно логично вписывается в сеть европейской части ЕЭЭС, если сделать два ответвления от передачи постоянного тока для связи с ОЭЭС Урала и Средней Волги, где и образуются перемычки. При указанных выше напряжениях ЛЭП постоянного и переменного тока пропускная способность этой части транзита может составить 10—15 ГВт.

В восточной части сети идея разнесенного трехцепного транзита в чистом виде не реализуема, так как сооружаемые передачи постоянного и переменного тока сходятся в Экибастузе, а в сечении Урал — Казахстан и Западно-Сибирский нефтегазовый комплекс (Зап.-Сиб. НГК) образуются четыре параллельных цепи. Кроме того, протяженность перемычки Сургут — Экибастуз равна около 1300 км, что делает сомнительной возможность использования ее для резервирования линий транзита. В этой части сети более логичны две саморезервирующиеся ветви электропередач — северная (Туреханская ГЭС — Зап.-Сиб. НГК — Урал) и южная (Итат — Экибастуз — Урал).

Очевидно, что будущая сеть «Восток — Запад» будет иногда работать, а системообразующие сети ЕЭЭС СССР уже сейчас часто работают в таких режимах, когда отключение одной из их линий приводит к нарушению статической устойчивости. Очевидно, устойчивость будет сохранена, если в узле, откуда в линию поступала мощность, отключить генераторы, а в узле, куда выдавалась мощность из линии, отключить нагрузку мощностью, равной передаваемой на линии. При этом режим остальной части системы не изменится. Очевидно также, что отключаемые мощности генераторов и нагрузки или, иначе говоря, мощность балансирующей разгрузки может быть уменьшена за счет увеличения загрузки связей, шунтирующих отключенную линию, как минимум на разность в запасах устойчивости нормального и послеаварийного режимов. И, наконец, далее снизить мощность разгрузки можно, если отключение генераторов (ОГ) производить в головном, а отключение нагрузки (ОН) — в конечном узле (или узлах) транзита мощности, в который входит рассматриваемая отключаемая линия.

Так, например, если мощность передается из ОЭЭС Северо-Запада в ОЭЭС Казахстана транзитом через ОЭЭС Центра, Средней Волги и Урала, а отключается одна из линий на связи между ОЭЭС Средней Волги и Урала, то отключать генераторы надо в ОЭЭС Северо-Запада, а нагрузку — в ОЭЭС Казахстана. При этом послеаварийный режим будет оптимальным и по потерям мощности.

Выявить узлы, разгрузка в которых будет соответствовать минимально необходимой для обеспечения устойчивости послеаварийного режима, можно на основе анализа векторной диаграммы узловых напряжений транзитной сети. Пусть в сети, приведенной на рис. 3, направления потоков мощности соответствуют стрелкам, а расположение векторов узловых напряжений — показанному на рис. 4. Тогда при отключении, например, линии

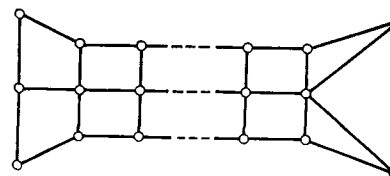


Рис. 1

6—7 отключения генераторов нужно начинать в узле 2, затем в узлах 1, 3 и т. д., а нагрузки — в узлах 4, 10, 9 и т. д.

На этом принципе может быть построен алгоритм адаптивной противоаварийной автоматики для обеспечения статической устойчивости при отключениях ЛЭП системообразующих транзитных сетей ЕЭЭС СССР. Он будет состоять из следующих операций: расчет установившегося режима для сети при отключении рассматриваемой линии; при запаса устойчивости меньше нормативного или при несуществовании этого режима выявление зоны транзитного перетока для данной линии по векторной диаграмме узловых напряжений доаварийного режима; выбор приоритетных узлов разгрузки (ОГ и ОН); определение минимально необходимой разгрузки постепенным ее увеличением в соответствии с заданными ее ступенями.

Подобные расчеты должны производиться периодически (каждые 10—20 с) для всех линий, отключение которых может привести к нарушению статической устойчивости, с использованием данных текущего режима, полученных из оперативно-информационного комплекса (ОИК) объединенных диспетчерских управлений (ОДУ). В случае, когда зона транзитного перетока выходит за пределы ОЭЭС, в которой находится рассматриваемая линия, необходим обмен информацией между ОИК соответствующих ОДУ, что требует специальной проработки.

В заключение остановимся на вопросе живучести ЕЭЭС. Прежде всего следует отметить, что создание резервированной, а следовательно, относительно надежной сети «Восток — Запад» не может предотвратить системные аварии с нарушениями устойчивости, асинхронным ходом, ликвидируемым делением системы, и т. д. с опасностью погашения большого числа потребителей электроэнергии.

Обеспечение живучести возможно лишь средствами автоматического управления, а соответствующая задача может быть сформулирована в следующем виде. Требуется выбрать автоматическое управление, которое обеспечило бы поддержание режимов в системе или ее отдельных узлах (районах) с отклонениями частоты, не превышающими допустимые для аварийных режимов. При этом все генерирующие агрегаты электростанций должны быть сохранены в работоспособном состоянии.

Развитие процесса каскадной аварии невозможно прогнозировать. Следовательно, автоматика должна работать в условиях неопределенности, т. е. используя лишь параметры текущего режима.

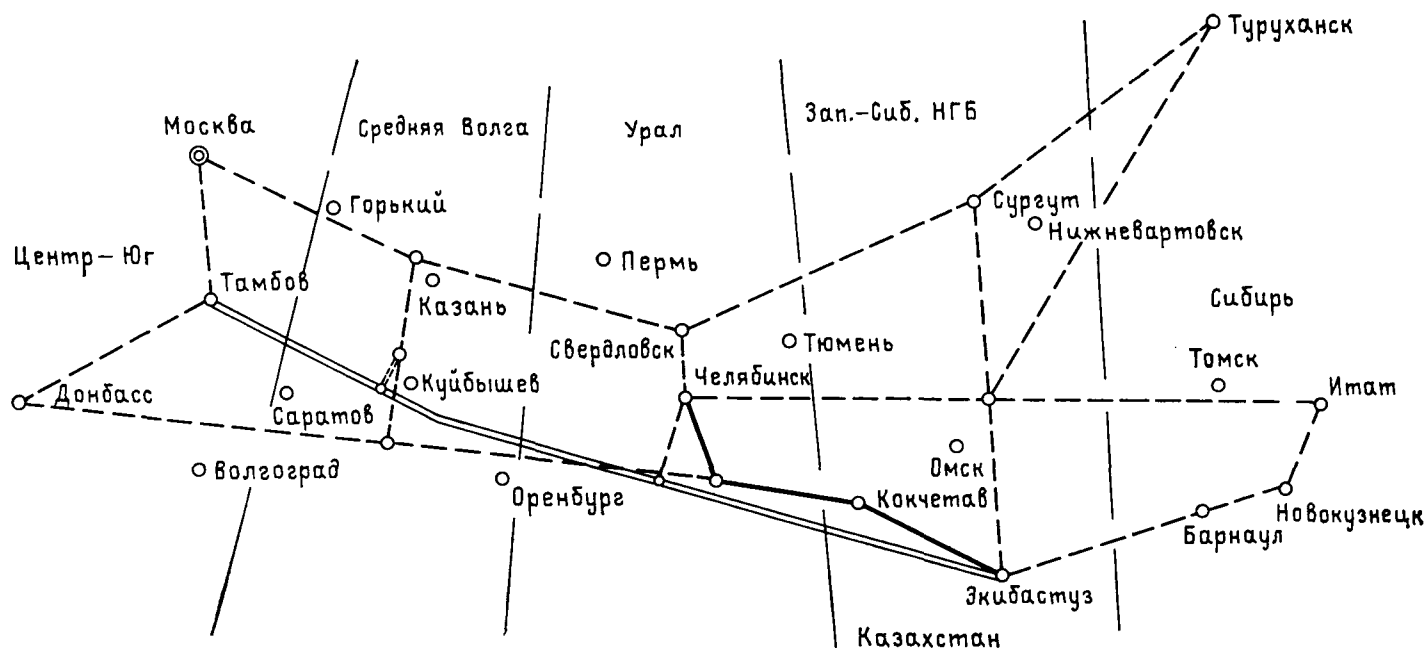


Рис. 2



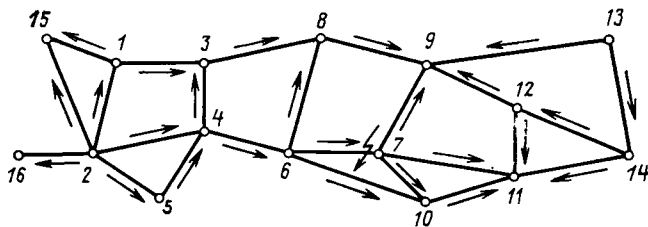


Рис. 3

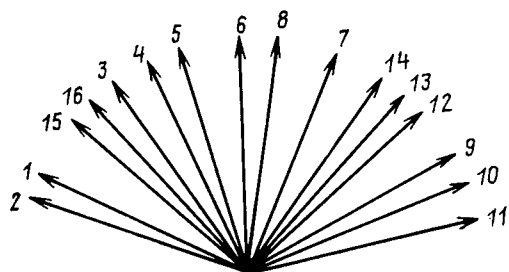


Рис. 4.

Каскадный процесс развития аварии может привести к нарушению устойчивости, действию автоматики ликвидации асинхронного режима и делению системы в самых неожиданных сечениях. Это особенно опасно, так как может сопровождаться выделением узлов с мощностью источников питания ниже критической, т. е. не обеспечивающей электроснабжение ответственных потребителей.

Поэтому при каскадном развитии аварийного процесса необходимо произвести принудительное деление системы на локальные узлы (районы) с генерирующей мощностью больше критической. Для этого должны быть предварительно выбраны сечения. Деление может осуществляться как автоматически, так и по распоряжению диспетчера. В дальнейшем в каждом из узлов поддержание частоты возлагается на автоматическую частот-

ную разгрузку (АЧР) и адаптивную систему управления генерирующей мощностью (АСУМ).

Во время процесса развития каскадных аварий в энергосистеме имеют место, о чем свидетельствует печальный опыт эксплуатации, не только дефициты, но и избытки генерируемой мощности и, соответственно, не только снижение, но и повышение частоты. В последнем случае возможно срабатывание стопорных клапанов паровых турбин с последующим их останом, что в ряде случаев усугубляло развитие аварии и сопровождалось полным отключением отдельных районов энергосистемы.

АЧР ограничивает отклонение частоты в сторону ее снижения. Назначение АСУМ — не допустить повышения частоты, приводящего к полному закрытию регулирующих клапанов паровых турбин и срабатыванию стопорных клапанов с останом турбин, что может вызвать неуправляемый процесс изменения частоты в узле. При разработке АСУМ можно исходить из следующих положений.

В узле, содержащем тепловые станции, быстродействующие системы регулирования скорости<sup>1</sup> (АРС) дополняются контролем величины суммарной генерируемой мощности на каждой из станций. При выходе суммарной мощности за границу регулируемого диапазона станции с составом оборудования, находящимся в работе в данный текущий момент времени, производится автоматическое отключение очередного блока (турбогенератора).

В узле, содержащем также гидростанции, где, несмотря на работу АРС, возможно повышение частоты до значений, опасных, в частности, для паровых турбин, необходимо опережающее отключение гидрогенераторов специализированной защитой от повышения частоты.

Кроме того, на каждой станции должны быть предусмотрены меры, обеспечивающие надежное электроснабжение их собственных нужд во всех возможных режимах во время рассматриваемого переходного процесса.

**Вывод.** Реализация предложенных принципов построения сети «Восток — Запад» и алгоритм противоаварийной автоматики обеспечит надежность функционирования ЕЭС СССР. Выбор рода тока этой сети должен производиться на основе технико-экономического сопоставления ее вариантов, отключающихся применением ЛЭП постоянного тока, с учетом надежности.

<sup>1</sup> Действие АРС не должно блокироваться регуляторами «до себя».



УДК 621.316.1.016.4.015.2:658.562(083.74)

## О совершенствовании нормирования качества электроэнергии

(статьи Железко Ю. С.; Мамошина Р. Р. и Никифоровой В. Н., «Электричество», 1987, № 4)

ЛЕВИН М. С.

Чтобы более точно очертить требования к документам, регламентирующим качество электрической энергии [1, 2], полезно оценить те изменения, которые произошли в понимании проблемы за двадцатилетний период действия ГОСТ 13109—67.

На наш взгляд, эти изменения в основном сводятся к более глубокому осознанию сложности и многогранности вопросов оценки и нормирования качества электрической энергии (КЭ). Основоположающими здесь, по-видимому, являются два положения. Во-первых, все глубже укореняется представление о том, что в общем случае изменение мгновенных значений напряжений каждой фазы трехфазной системы является нестационарным случайным процессом. Во-вторых, все более очевидным становится недетерминированность (неоднозначность, неопределенность, нечеткость) связей между показателями качества электрической энергии (ПКЭ) и технико-экономическими характеристиками электрической системы, включающей систему электроснабжения и электроприемники (ЭП).

Рассмотрим эти положения подробнее. Признание случайного характера изменения мгновенных значений напряжения и, следовательно, любых определяемых на основании этого изменения ПКЭ означает, что эти показатели в течение рассматриваемого периода принимают множество значений. Наибольший объем информации об этом множестве содержит соответствующий закон распределения, который представляет наиболее полный критерий (мерило оценки), характеризующий интересующее нас свойство. Если учесть нестационарность процесса, то в общем случае (например, при прогнозировании будущих

характеристик системы) приходится считаться и с отсутствием фиксированного закона распределения, т. е. с явно выраженной нечеткостью исследуемого множества, для которого в лучшем случае можно определить лишь крайне численные значения.

Иногда приходится сталкиваться с недооценкой той дополнительной сложности, с которой связан переход от детерминированных к вероятностным и тем более нечетким моделям технических задач. Этот переход в полной мере можно отнести к резким, скачкообразным изменениям уровня познания, в результате которых коренным образом меняется глубина понимания проблемы.

Дается это совсем не просто, и первый шаг здесь состоит в отказе от обычного подхода даже к простейшим операциям сравнения и оценки.

Рассмотрим, например, такой показатель как отклонение напряжения. Для простоты предположим, что режим трехфазной системы симметричен, напряжение синусоидально, и будем считать известным закон распределения действующих значений напряжения (за сутки или другой период). Пусть требуется сравнить качество напряжения, характеризующееся несколькими законами распределения.

К сожалению, человеческое мышление мало приспособлено к сравнению законов распределения. По традициям инженерной психологии сопоставление нескольких вариантов и ранжировки их по показателям «лучше» или «хуже» обычно связано с использованием терминов «больше» или «меньше», что в данном случае бессодержательно. Понятно, что подобное сравнение нескольких



законов распределения в общем случае неизбежно субъективно.

Задача еще больше усложняется при попытках нормировать рассматриваемый показатель, т. е. сравнить несколько законов распределения, приписав им оценки «удовлетворительно» или «неудовлетворительно». Здесь в силу вступает второе из указанных выше положений, а именно — неоднозначность сложнейших зависимостей между технико-экономическими характеристиками электрической системы и законами распределения ПКЭ. Эта неоднозначность характерна и для системы электроснабжения, и для ЭП. Например, различна чувствительность разных ЭП к изменениям отклонений напряжения. Более того, на один и тот же ЭП, например, асинхронный двигатель, в зависимости от его загрузки одинаковые изменения питающего напряжения оказывают различное влияние [1]. Между тем, как известно, к одному и тому же узлу сети, как правило, присоединяется большое число разнородных ЭП, причем соотношения между их мощностями в общем случае также изменяются во времени.

Но и на этом перечень усложняющих проблему причин не заканчивается. В [1] уже отмечалось, что в настоящее время мы в лучшем случае умеем оценивать влияние на ЭП отдельных факторов — отклонений напряжения (при условии симметрии трехфазной системы), несимметрии, несинусоидальности и т. п. Количественная же оценка совместного влияния этих факторов, особенно при их изменении во времени, — задача настолько сложная, что проблематичной в этих условиях становится сама возможность формального решения задачи нормирования ПКЭ путем оценки влияния этих показателей на режим ЭП. Очевидно, что эта задача может быть решена лишь неформальными процедурами типа экспертных оценок.

Из сказанного вытекает любопытное свойство взаимной связи задач выбора и определения ПКЭ, с одной стороны, и их нормирования — с другой. Оказывается, что чем сложнее математическая модель, на основе которой определен и выбран некоторый ПКЭ, и чем, казалось бы, эта модель «ближе» к жизни, тем сложнее получить обоснованное суждение о допустимых количественных значениях этого показателя, т. е. тем сложнее решается задача нормирования. И наоборот, чем проще наше представление о процессе изменения этого показателя, тем легче установить для него некоторые количественные оценки.

Следовательно, если исходить из случайного характера изменения основных величин, характеризующих режим электрической системы, показателями качества электрической энергии должны служить некоторые статистические характеристики этих величин (закон распределения, числовые характеристики, пределы изменения с определенной достоверностью и т. п.), содержащие возможно больший объем информации о системе. С другой стороны, не должно вызывать больших практических затруднений нормирование экспертным путем количественных оценок этих характеристик. Эти два требования противоречивы, и поэтому реальное решение задачи выбора показателя — это практически всегда компромисс между указанными требованиями.

В проблеме качества электрической энергии неразрывно связаны между собой три задачи: собственно выбор и строгое определение самих ПКЭ; их нормирование; их контроль. Нетрудно убедиться, что указанные выше особенности характерны для связей между всеми указанными задачами. Действительно, чем сложнее формальное определение выбранного показателя, тем, как правило, сложнее схема его измерения и сам измерительный прибор. Правда, в отличие от предыдущей ситуации, принципиально непреодолимых трудностей здесь нет, однако при выборе излишне усложненных показателей дополнительные затраты на измерения и контроль могут оказаться существенными.

Требование сравнительной простоты количественной экспертной оценки должно определять выбор критериев, пригодных для оценки КЭ и в наиболее сложных ситуациях, например, в электрических сетях крупных металлургических предприятий, где реально приходится иметь дело со случайными изменениями во времени мгновенных значений напряжений всех трех фаз. Разумеется, можно в теоретическом плане ставить вопрос о поиске некоторых «обобщенных» показателей, вычисляемых на основе спектрального или другого метода анализа случайных процессов. Однако вряд ли следует ожидать, что экспертная группа инженеров-электриков сумеет достаточно обоснованно указать допустимые количественные значения этих обобщенных показателей. Более реальный путь, по-видимому, заключается в расчленении одного сложного вопроса на несколько более простых и привычных. Практически это означает выбор и использование по возможности более простых показателей качества, соответствующих упрощенному представлению о процессе. При этом, естественно, предполагается существование методики, позволяющей однозначно определять значения этих показателей

по экспериментально снятым осциллограммам или регистрограммам.

Важно подчеркнуть, что процедура перехода от рассмотрения трех реальных случайных процессов изменения мгновенных фазных напряжений к анализу процессов изменения пяти-шести показателей качества, как и любое моделирование, неизбежно связана с некоторым обеднением реальности и с потерей части информации (например, учитываются не все гармоники и т. п.) Однако подобные приемы в технических расчетах применяются повседневно и повсеместно.

Попытаемся с изложенных выше общих позиций рассмотреть спорные положения [1, 2]. Представляется, что главные расхождения во взглядах авторов связаны с вопросами осреднения ПКЭ, установления различий между «быстрыми» и «медленными» изменениями напряжения и, наконец, нормирования нулевой последовательности напряжения.

Сторонники осреднения показателей качества наиболее часто ссылаются на так называемый «кумулятивный» принцип, согласно которому воздействие напряжения на ЭП проявляется не мгновенно, а за некоторые промежутки времени, различные для разных электроприемников. Для сравнения приводятся примеры контактной электросварки, где к появлению брака может привести уменьшение напряжения в пределах десятых долей секунды, и электродвигателя, для которого с точки зрения нагрева это несущественно. Поэтому изменение КЭ следует оценивать значениями соответствующих показателей, осредненных за специфические для каждого ЭП промежутки времени.

Это утверждение по меньшей мере спорно. На самом деле практически все ЭП реагируют на изменение напряжения мгновенно. Поэтому промежутки осреднения не имеют физического смысла и их введение излишне. Пример же с двигателем вообще к делу не относится, потому что его «продукцией» как электроприемника является момент вращения, а он, как известно, пропорционален квадрату действующего значения напряжения. Таким образом, воздействие напряжения и здесь проявляется по существу мгновенно. И вообще, касаясь использования приема осреднения напряжения с точки зрения влияния на нагрев ЭП, нелишне напомнить, что этот прием уже изначально применен при введении понятия действующего значения напряжения.

Можно привести и другие возражения против введения дополнительной операции осреднения. Выше уже указывалось, что при стремлении к наиболее общей оценке КЭ следует исходить из совокупного воздействия множества случайных значений изменяющихся во времени показателей, причем наиболее полно это совокупное воздействие характеризуется законом распределения соответствующей случайной величины. Но при этом операции осреднения, выполняемые внутри рассматриваемого множества, лишь искажают реальные соотношения между числовыми характеристиками рассматриваемой случайной величины. Значит, операция осреднения — лишняя. Перефразируя известную мысль академика А. Н. Крылова, можно считать, что введение лишней операции — ошибка большая, чем отказ от нее.

В [1] отмечалось, что к одному узлу сети обычно присоединено большое количество разнотипных ЭП. Каким же должен быть нормируемый интервал осреднения, если согласиться со сторонниками его введения в ГОСТ? Очевидно, что следуя их логике, этот интервал следует выбирать с учетом свойств наиболее чувствительных ЭП (например, аппарата электросварки). Тогда интервал осреднения будет минимально возможным и, следовательно, достаточно ориентироваться на осреднение, осуществляемое самими измерительными приборами.

Наконец, достаточно ярко избыточность операции осреднения проявляется в том, что ее сторонники оставляют неизменными численные значения нормируемых показателей, установленные ранее экспертным путем для неосредненных показателей. По нашему мнению, ПКЭ следует ввести в ГОСТ как текущие значения соответствующих величин, полученные с помощью цифровых или стрелочных приборов.

Особо стоит вопрос об использовании операции осреднения при определении «дозы колебаний», допустимой с точки зрения утомления зрения. Здесь и только здесь в полной мере проявляется кумулятивный принцип, что объясняется особыми свойствами участвующего в процессе биологического объекта.

Еще один спорный вопрос связан с нормированием напряжения нулевой последовательности. Введение этого показателя связано, по-видимому, со стремлением ограничить потери энергии в четырехпроводных электрических сетях. Однако вопросы снижения потерь энергии, как нам представляется, могут решаться в эксплуатируемых сетях вне связи с нормами на качество напряжения. Кроме того, в настоящее время отсутствуют результаты исследований, которые могли служить основой хотя



бы для экспертной оценки предлагаемых норм. Недостаточно убедительно представляется и ссылка на зарубежный опыт. Поэтому введение в ГОСТ норм на коэффициент напряжения нулевой последовательности, по нашему мнению, преждевременно.

Для обоснованного выбора ПКЭ большое значение имеет положение, которое неоднократно подчеркивал один из создателей ГОСТ 13109—67, ныне покойный проф. Н. А. Мельников: разнообразие задач практической электротехники, которые решаются с помощью нормируемых показателей качества электрической энергии.

В последние годы исследования КЭ часто проводились в сетях крупных металлургических и других подобных предприятий, где, как уже отмечалось, приходится считаться с местными изменениями всех показателей качества напряжения, в том числе несинусоидальности напряжения и относительной величины напряжения обратной последовательности. При этом на первый план выступает задача контроля качества напряжения в условиях эксплуатации, причем несоблюдение соответствующих норм может явиться основанием для предъявления претензий. По аналогичной причине в обоих обсуждаемых проектах ГОСТ [1, 2] предлагается нормировать частоту и длительность посадок (вырезов) напряжения, что имеет существенное значение для ряда потребителей.

Однако не следует упускать из вида, что такой показатель как отклонение напряжения (а иногда и колебание напряжения) используется в проектной практике. Например, во многих случаях сечение проводов сельских электрических линий (являющихся основным потребителем проводникового металла в стране) приходится выбирать по допустимым отклонениям напряжения. При этом используют специальные модели в виде так называемых

мных таблиц отклонений напряжения (см., например, [3]), соответствующих упрощенной схеме электрической сети и не учитывающих другие показатели, кроме отклонений напряжения. Таким образом, в рассматриваемой проектной задаче показатели отклонений напряжения имеют самостоятельное значение, а их предполагаемые значения определяют по простейшей схеме. Аналогично может выполняться и расчет колебаний напряжения в проектируемой сети [4]. Следовательно, одно из требований к ПКЭ должно заключаться в возможности их сравнительно несложного расчета при решении проектных задач.

Наконец, ПКЭ служат важной исходной информацией при разработке технических требований на вновь создаваемое электротехническое оборудование. Следует согласиться с предложениями о подробном отражении этих вопросов в технических условиях и в инструкциях по эксплуатации ЭП [1]. Разумным является и создание отдельного документа по вопросам искажений, вносимых в сеть электроприемниками и потребителями в целом [1].

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Железко Ю. С. О совершенствовании нормирования качества электроэнергии. — *Электричество*, 1987, № 4.
2. Мамошин Р. Р., Никифорова В. Н. О совершенствовании нормирования качества электрической энергии. — *Электричество*, 1987, № 4.
3. Будзко И. А., Гессен В. Ю. Электроснабжение сельскохозяйства. — М.: Колос, 1979.
4. Левин М. С., Мурадян А. Е., Сырых Н. Н. Качество электроэнергии в сетях сельских районов. — М.: Энергия, 1975.

#### КАРТАШЕВ И. И.

За время, прошедшее после введения действующей редакции ГОСТ 13109—67, произошли существенные изменения в области разработки и применения средств контроля и компенсации показателей качества электроэнергии (ПКЭ). Появился комплекс измерительных приборов, выпускаемых Житомирским заводом «Электроизмеритель», который позволяет вести измерения ПКЭ [1] и одновременно обрабатывать их результаты статистически с выдачей числовых характеристик. Созданы и применяются статические тиристорные компенсаторы (СТК), в частности, управляемые дискретно тиристорами конденсаторные батареи типа ИРМ—МЭИ [2]. Опыт применения многофункциональных СТК в системах электроснабжения 0,4 кВ с резкопеременной и нелинейной нагрузкой дает основания предложить некоторые рекомендации по совершенствованию нормирования ПКЭ для проекта новой редакции ГОСТ. Они разработаны по результатам оценки допустимости фактических показателей качества напряжения для технологического оборудования и средств компенсации [3].

Конденсаторная батарея (КБ) представляет собой особый вид нагрузки, которая, если не принять специальных мер, как правило, способствует росту несинусоидальности и несимметрии напряжения. С другой стороны, КБ как средство компенсации определяет существенную долю затрат в мероприятиях по обеспечению ПКЭ. На сегодняшний день эти затраты составляют от 8 до 15 руб/кВ·А в зависимости от способа регулирования мощности конденсаторов.

Существование таких средств компенсации не может ни отразиться на нормировании ПКЭ. Опыт эксплуатации КБ, управляемых тиристорами, в системах электроснабжения промышленных предприятий позволяет утверждать, что принципиально к значениям ПКЭ можно предъявить сколь угодно жесткие требования. Этот вывод можно распространить как на значения ПКЭ, так и на скорость их изменения. При этом следует исходить из того, что тиристоры как средство управления весьма распространены во многих технологических процессах, связанных с преобразованием электроэнергии у потребителя. Здесь же сосредоточена большая часть (70—80 %) всех КБ, установленных в электрических сетях. Таким образом, интервал времени, с которым могут изменяться режимы таких потребителей, составляет 15—30 мс при частоте до 25 Гц. Видимо, эти характеристики и должны лечь в основу определения периода осреднения ПКЭ, значение которого, закрепленное ГОСТ, отразится на технических требованиях, предъявляемых не только к средствам компенсации, но и к измерительным приборам для оценки ПКЭ.

Исходя из этого, следует рекомендовать оценивать ПКЭ по их фактическому значению, не вводя периода осреднения. При

необходимости осреднение может вводиться, но не в связи с требованием ГОСТ, а по условиям работы потребителя и применяемых средств компенсации.

Предлагаемые условия осреднения могут показаться слишком жесткими, если учесть, что доля потребителей, относящихся к резкопеременной нагрузке, составляет 20—26 %. Альтернативным представляется вариант, когда для различных потребителей или их групп, а также в зависимости от точки системы, в которой измеряются ПКЭ, устанавливаются и различные периоды осреднения. Однако и в этом случае период, равный 5—30 мин, нельзя считать приемлемым при установленной интегральной вероятности 0,95, когда время, в течение которого допускается отклонение ПКЭ от заданного норматива, может составлять 15—90 с.

Принципиальная возможность разделения потребителей по времени, в течение которого ПКЭ оправданы технико-экономические, очевидно должна учитываться при выборе средств регулирования, но не при нормировании самого периода осреднения, которое должно быть единым в ГОСТ. В противном случае это может только запутать контроль ПКЭ. Поэтому, учитывая, что в новой редакции ГОСТ предложения по выбору периода осреднения (1,5—3 с и 5—30 мин) основаны на экспертной оценке, предпочтение, безусловно, следует отдать меньшим значениям. Это тем более целесообразно и потому, что в этом случае не потребуются разделения ПКЭ на быстро и медленно изменяющиеся.

В силу того, что природа таких изменений (например, изменений действующего значения напряжения) одинакова, одинаковы по своему принципу действия и средства компенсации, позволяющие снизить размах изменений напряжения. Различают быстро и медленно действующие компенсирующие устройства, но не вызывает сомнения, что быстродействующее устройство с успехом компенсирует как быстрые, так и медленные изменения. Желание разделить таким образом ПКЭ приведет к искусственным и формальным приемам оценки каждого из них. В результате единый параметр режима при оценке его вероятностно-статистическими методами будет иметь различные числовые характеристики. Опыт автора, накопленный в процессе измерения ПКЭ, показал, что подобное разделение технически сложно, а практически не нужно. Снятые регистрограммы изменения напряжения (размахи напряжения) и построенные по ним гистограммы дают полную картину вариаций этого параметра, позволяют правильно выбрать параметры компенсирующего устройства (быстродействующего) и закон его регулирования. Следует заметить, что для снятия регистрограмм использовались быстродействующий измеритель-преобразователь напряжения и регистрирующий прибор, способный фиксировать изменения измеряемого параметра с частотой более 50 Гц, т. е. практически без



какого-либо осреднения. Полученные таким образом фактические изменения напряжения и подлежали статистической обработке.

Такой подход не исключает необходимости введения в ГОСТ в качестве ПКЭ дозы фликера как показателя, для которого должно быть установлено определенное ограничение. Практически этот показатель следует рассматривать как приоритетный при определении требования к осветительным сетям. Фликер является специфическим показателем, отражающим поведение осветительной нагрузки в зависимости от размаха и частоты колебаний напряжения. Вполне допустимо считать, что такие же специфические показатели со временем будут установлены для отдельных технологических процессов (например, для сварки, систем управления), где для их электроснабжения требуются особые условия. Со временем, по мере накопления информации, необходимость в разработке специфических показателей качества возникнет. Видимо, они будут носить внутриведомственный характер и иметь право на введение при условии, что выполняются требования ГОСТ в точке балансовой принадлежности, где ПКЭ должны быть едиными.

Рассматривая мероприятия по совершенствованию нормирования ПКЭ, следует заметить, что предложения по их оценке не на зажимах потребителя, а на шинах питающей сети, безусловно, оправданы, особенно в связи с тем, что действующий ГОСТ так и не выполняет своих нормирующих функций, допуская возможность для энергоснабжающей организации и потребителя оставаться «при своих интересах». В результате техническая политика, направленная на снижение потерь и обеспечение качества электроэнергии, имеет слабую организационную основу, недостаточную приборную обеспеченность, не способствует совершенствованию средств компенсации и их широкому внедрению.

Для решения технико-экономических задач кроме разработки более совершенных нормативов на отдельные ПКЭ необходимы также исследования по оценке отрицательного воздействия на ЭП нескольких искажающих факторов. Так, например, не всегда известны последствия воздействия на ЭП нескольких искажений, каждое из которых остается в норме, до-

пустимой ГОСТ. Устанавливая ПКЭ для сети, вполне закономерно допустить, что в этой сети такая комбинация искажений возможна. Тогда потребитель, который сам по себе никаких искажений не вносит, испытывает воздействие, не установленное в этом случае. Следовательно, необходима как оценка последствий такого воздействия на ЭП, так и выработка нормативов, ограничивающих присоединение к сети потребителей, совокупное воздействие которых может привести к недопустимому влиянию на экономичный режим работы сети в целом.

**Выводы.** 1. Оценку ПКЭ следует вести по фактическому значению параметра режима, т. е. без введения периода осреднения. В случае необходимости отстроиться от случайных процессов (пуск двигателей, переходные процессы, вызванные другими причинами) можно считать допустимым периодом осреднения 1,5—3 с.

2. Разделение изменений напряжения на быстрые и медленные целесообразно при выборе средств компенсации. В качестве соответствующего ПКЭ следует ввести единый показатель. При этом дозу фликера необходимо рассматривать как специфическое ограничение, применимое только для осветительных сетей.

3. Дальнейшее совершенствование нормирования ПКЭ необходимо вести в направлении выработки нормативов на совокупное воздействие двух и более искажающих факторов.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Железко Ю. С. Компенсация реактивной мощности и повышение качества электроэнергии. — М.: Энергоатомиздат, 1985.
2. Регулирование реактивной мощности в системах электроснабжения с помощью быстродействующего устройства ИРМ — МЭИ / И. И. Карташев, А. П. Антипов, А. Ю. Воробьев и др. — Промышленная энергетика, 1983, № 9.
3. Регулируемая тиристорными конденсаторная батарея ИРМ — МЭИ в системе электроснабжения с резкопеременной нагрузкой / И. И. Карташев, А. П. Антипов, А. В. Антонов и др. — Промышленная энергетика, 1986, № 11.

#### ХУДЯКОВ В. В.

Прежде всего необходимо отметить, что появление несинусоидальных и нелинейных нагрузок вызывает необходимость введения некоторых новых показателей качества электрической энергии (ПКТ) и уточнения уже имеющихся. Эти вопросы и являются предметом настоящей дискуссии.

**Необходимые требования к ГОСТу на качество электрической энергии.** 1. ГОСТ должен распространяться лишь на нормальные, установившиеся режимы работы электрической сети в проектом варианте. При изменении схемы сети в процессе развития следует предусмотреть меры для соблюдения ГОСТа в новой схеме.

2. Нормы ГОСТа могут быть установлены для сетей различного напряжения (в этом случае некоторые из них могут меняться), а также для разных шин, например, для шин электроприемников (ЭП) и для шин раздела балансовой принадлежности электрических сетей. Однако эти нормы должны быть обязательны и едины для всех типов ЭП или электрических сетей, присоединенных к данным шинам.

3. ПКЭ должно быть как можно меньше, и они должны быть предельно четкими и ясными. Нужно обеспечить возможность измерить любой ПКЭ с требуемой точностью как энергоснабжающей организации, так и потребителю. Для этого должны быть разработаны, выпущены в необходимых количествах и проданы соответствующим организациям необходимые измерительные приборы.

4. Общеизвестно, что в течение 20 лет существования ГОСТа 13109—67 [1] он многократно нарушался. Если ГОСТ не соблюдается годами, то либо он не нужен, либо не осуществим, и его следует в этом случае упразднить. Если же этот, ГОСТ нужен, надо сделать невозможным его несоблюдение например, ввести госприемку на соблюдение этого ГОСТа с правом энергоснабжающей организации отключать потребителя, не соблюдающего ГОСТ, и с правом потребителя взыскать убытки от несоблюдения ГОСТа с энергоснабжающей организации, если будет доказана ее вина.

5. Если требования ГОСТа соблюдаются на шинах каждого потребителя, но не соблюдаются в общем узле сети, то энергоснабжающая организация должна принять меры по устранению этого несоответствия путем установки в этом узле соответствующих компенсирующих устройств (КУ) либо с помощью других мер, например, изменения соподчинения сети.

6. Все требования ГОСТа должны быть записаны в относительных единицах, кроме частоты, для которой удобнее абсолютные цифры.

7. ПКЭ должны быть предельно допустимыми значениями за заданный интервал наблюдения  $T$  с интегральной вероятностью 95 %. Интервал наблюдения выбирается в зависимости от типа нагрузки. Для большинства ПКЭ никаких осреднений не требуется, кроме дозы фликера, которая может усредняться за 30 мин. Примерные значения периода наблюдения в зависимости от характера нагрузки приведены ниже:

Вид нагрузки	Период наблюдений, Т, ч
Машиностроительные заводы	24
Сельское хозяйство	24
Дуговые сталеплавильные печи	1
Электросварка	1
Коммунально-бытовая нагрузка	1
Прочие	24

8. Для исключения влияния переходных процессов допустимо усреднение некоторых ПКЭ за 3 с. Разделение на быстрые и медленные изменения напряжения удобно проводить по диапазону частоты этих изменений. При этом, если действующее значение напряжения в узле нагрузки изменяется с частотой от 0 до 0,003 Гц, такие изменения следует относить к отклонениям напряжения. Если напряжение в узле нагрузки изменяется с частотой от 0,003 до 25 Гц, его надо рассматривать как колебания напряжения.

9. Наиболее веским обоснованием для введения ГОСТа должны служить показатели технологического ущерба и стоимость потерь электроэнергии из-за отступления от норм ГОСТа в энергосистемах. Кроме того, нужно учитывать, что Советский Союз продает электрическую энергию в другие страны. Следовательно, качество электроэнергии (КЭ) в СССР должно соответствовать нормам, установленным МЭК и рекомендованным СИГРЭ.

10. ГОСТ на КЭ должен быть основным документом, регламентирующим взаимоотношения энергоснабжающей организации и потребителя. ГОСТы и технические условия на электротехни-



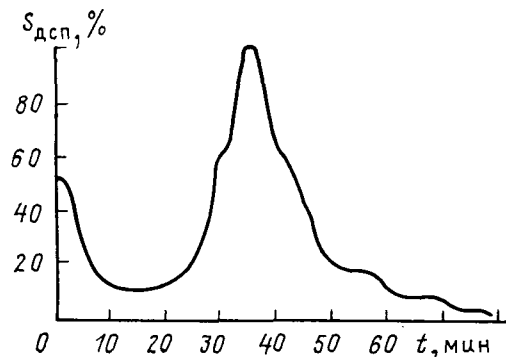


Рис. 1

ческое оборудование не должны противоречить ГОСТу на КЭ. Содержащиеся в них нормы могут отличаться от норм на КЭ лишь в сторону ужесточения (при необходимости). Целесообразно разработать ряд руководящих указаний по проектированию схем электроснабжения нагрузок, искажающих КЭ, с учетом КУ, а также по проектированию новых элементов энергосистем, компенсирующих эти искажения — статических компенсаторов, фильтров высших гармоник, шунтовых конденсаторных батарей, преобразовательных подстанций электропередач и вставок постоянного тока и пр. с учетом требований ГОСТа на КЭ [2].

11. Если для питания потребителя требуются более жесткие нормы КЭ, чем по ГОСТу, то в схеме электроснабжения этого потребителя должны быть предусмотрены соответствующие КУ, разработанные специально для данного потребителя. И наоборот, если, например, бытовой прибор может вносить искажения в сеть, нарушающие требования ГОСТа, то к этому бытовому прибору должно присоединяться КУ, которое целесообразно встраивать в бытовой прибор.

По данным энергетических компаний ряда стран (Электрисите де Франс (ЭДФ), Франция; ЭНЭЛ, Италия; Би — Ай — Си — Са, Великобритания и др.) наибольшее отрицательное влияние на работу энергосистемы оказывают фликер и высшие гармоники. Поэтому эти явления ниже рассмотрены подробно.

**Физическая сущность явления фликера и способы его измерения.** Фликером называются колебания напряжения в диапазоне частот от 1 до 25 Гц амплитудой до 1 % номинального напряжения, наложенные на напряжение сети и вызывающие мерцание света.

Причиной возникновения фликера являются большие частоты колебания напряжения, возникающие при работе дугowych сталеплавильных печей (ДСП). Изменения мощности ДСП в период расплава, вызывающие колебания напряжения на шинах 33 кВ с частотой 5,6 Гц, приведены на рис. 1 [3]. Работа ДСП в период расплава характеризуется упомянутыми амплитудно-частотными колебаниями питающего напряжения. Если от тех же шин питается трансформатор освещения, то мерцание света от лампы накаливания, вызванное колебаниями напряжения при частоте около 9 Гц, становится невыносимым для человека даже при очень малой глубине модуляции. Пример модуляции напряжения  $U_1$  частотой  $f=50$  Гц синусоидальным сигналом частотой  $f_0 = \frac{1}{T} = \frac{\omega_0}{2\pi}$  и глубиной модуляции  $A$

приведен на рис. 2. Фликер может возникать и при работе стиральных машин.

В ФРГ были проведены опыты над людьми с целью определения чувствительности человеческого глаза к глубине и частоте модуляции при разных формах модулирующего сигнала [4]: пила, треугольник, синусоида; прямоугольник (рис. 3). Наиболее удобна для воспроизведения синусоидальной форма модулирующего сигнала. При ней минимальная частота модулирующего сигнала  $f_0=8$  Гц, а минимальная глубина модуляции  $\delta U = A/U_1 \times 100 \% = 0,22 \%$ , как следует из рис. 3, т. е. это частота, когда чувствительность человеческого глаза наибольшая.

Можно показать, что модулирующий сигнал любой формы, изображенный на рис. 3, можно выразить через модулирующий сигнал синусоидальной формы, амплитуда которого будет найдена из разложения сигнала другой формы в ряд Фурье. Фликерметр компании ЭДФ основан на измерении дозы фликера при синусоидальном модулирующем сигнале. Обозначим:  $y(f)$  — функция, характеризующая амплитудно-частотный порог чувствительности при модуляции синусоидальным сигна-

лом;  $y(f)$  — синусоидальный сигнал модуляции амплитудой, отличной от  $y_0$ ;  $\left(\frac{y}{y_0}\right)^2$  — плотность дозы мешающего влияния.

Эта плотность равна отношению дозы мешающего воздействия, полученной наблюдателем за 1 с при колебаниях светового потока, вызываемых синусоидальной модуляцией амплитудой «у» напряжения частотой 50 Гц, к дозе мешающего влияния за то же время и при той же частоте допустимого предела синусоидального фликера.

Для определения полной дозы мешающего влияния нужно вычислить сумму доз элементарных воздействий, вызванных различными частотами модуляции за заданный интервал времени наблюдения. Фликерметр ЭДФ вычисляет среднюю за интервал наблюдения  $T$  дозу фликера по выражению

$$D = \frac{1}{T} \sum_{i=0}^N \int_0^T A^2(i\Delta\omega, \Delta\omega, t) G^2(i\Delta\omega) dt, \quad (1)$$

где  $A$  — амплитуда модулирующего сигнала;  $i\Delta\omega$  — частота настройки фильтра;  $\Delta\omega$  — полоса пропускания фильтра;  $t$  — время прохождения сигнала;  $G(\omega)$  — функция ответа системы «лампа — газ» на модуляцию светового потока;  $\omega_0/2\pi$  — предельная частота модуляции;  $N=\omega_0/\Delta\omega$  — относительная предельная частота модуляции.

Поскольку амплитуда модулирующего сигнала оценивается в процентах от амплитуды напряжения, то доза фликера измеряется в  $(\%)^2$  мин/мин.

Итальянская энергетическая компания ЭНЭЛ на основе проведенных измерений пришла к выводу, что порог чувствительности человеческого глаза к мерцанию света находится на частоте 10 Гц и составляет 0,29 % [3]. Доза фликера по данным ЭНЭЛ определяется выражением

$$G = \int_0^T F_{10}^2(t) dt, (\%)^2 \text{ мин}, \quad (2)$$

где

$$F_{10} = \sqrt{\sum_{i=1}^N F_i^2 K^2(f_i)}; \quad (3)$$

$F_{10}$  — амплитуда эквивалентной модуляции синусоидой при частоте 10 Гц, %;  $F_i$  — амплитуда синусоидальной модуляции при

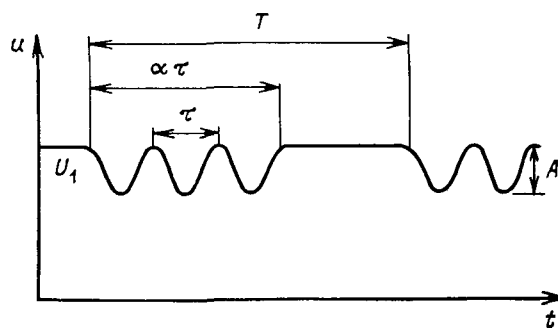


Рис. 2

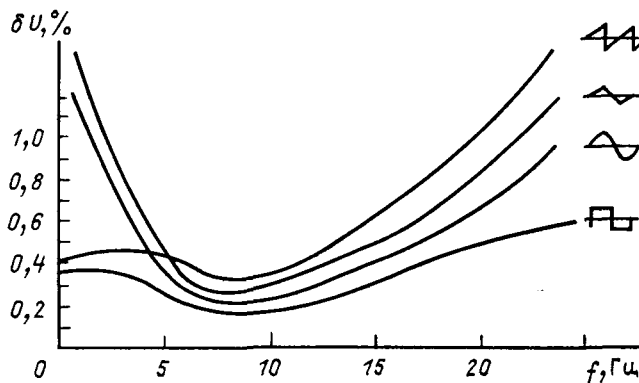


Рис. 3



Таблица 1

Виды потребителей	Нормы допустимых искажений напряжения
Силовые конденсаторы	$\Delta U \leq 10\%; k_{nc} \leq 46\%; I \leq 1,3I_n$
Асинхронные электродвигатели	$\Delta U \leq 5\%; U_2 \leq (1,5 \div 3,5)\%; I_{(2)} \leq 10\%$
ЭВМ	$\Delta U \leq 7\%; k_{nc} \leq 5\%$
Синхронные машины	$\Delta U \leq 5\%; U_{(2)} \leq (1,8 \div 3,0)\%$
Силовая электроника	$\Delta U \leq 5\%; k_{nc} \leq 10\%; k_{\varphi} \leq 10\%$
Телемеханика с учетом несущей частоты 175 Гц	$U_3 \leq 7\%; U_4 \leq 1,5\%; U_5 \leq 8\%$
Реле защиты статические	$U_3 \leq 5\%; U_5 \leq 5\%$

Таблица 2

$\nu$	3	5	7	9 и 11	13	Нечетные между 15 и 39	2	Четные между 4 и 40
$U_{\nu}\%$	0,85	0,65	0,60	0,40	0,30	0,25	0,30	0,20

частоте  $f_i$ , %;  $K(f_i) = S_{10}/S_{f_i}$  — коэффициент влияния;  $S_{10}$  — порог чувствительности человека при частоте 10 Гц;  $S_{f_i}$  — порог чувствительности человека при частоте  $f_i$ .

Поскольку вычисляется полная доза фликера, а не среднее значение, то эта величина растет со временем. Допустимое значение дозы фликера в зависимости от времени по данным фирмы ЭНЭЛ приведено на рис. 4 [3]. Средняя за период наблюдений допустимая доза фликера определится как  $D = (1/T)G = 0,09 (\%)^2$  мин/мин, как следует из рис. 4.

Источники высших гармоник и рекомендации по их ограничению. Источниками токов высших гармоник в энергосистеме являются:

а) Силовые трансформаторы. Ток намагничивания трансформаторов содержит гармоники, кратные 3.

б) Выпрямители, инверторы, статические компенсаторы (СТК). Ток 6-фазного выпрямителя, инвертора или СТК содержит гармоники, кратные  $\nu = 6k \pm 1$ , где  $k = 0, 1, 2, \dots$ . При 12-фазном преобразовании  $\nu = 12k \pm 1$ . Однако кроме этих так называемых канонических гармоник преобразователи выдают в сеть и неканонические гармоники  $\nu = 2, 4 \dots$ . Амплитуды неканонических гармоник тока низкой частоты соизмеримы с амплитудами канонических гармоник тока высокой частоты.

в) ДСП, генерирующие весь спектр гармоник тока  $\nu = 2, 3, 4, \dots$ , причем амплитуды этих гармоник изменяются по случайному закону, что затрудняет непосредственное измерение их и требует статистической обработки результатов измерений. Практикуется, например, оценка доли времени, в течение которого данная гармоника не превосходит заданной величины.

Влияние высших гармоник на энергосистему сказывается двояко. Во-первых, отдельные источники гармоник, которые можно представить как источники токов гармоник, создают падение напряжения от гармонического тока на сопротивлении местной сети. Во-вторых, возникает суммарное искажение напряжения, создаваемое источниками гармоник, находящимися весьма далеко от данной точки сети. Токи гармоник от этих источников распространяются по сети и создают искажение напряжения в данной точке. Рассмотрим гармоники тока, создаваемые выпрямителем. Идеальный выпрямитель можно представить в виде последовательно соединенных источников тока высших гармоник  $I_{\nu} \propto \nu^{-2}$ , где  $\nu$  — порядок гармоники. Так как сопротивление сетей низкого и высокого напряжения индуктивное, то при протекании тока высшей гармоники на нем выделяется напряжение высшей гармоники  $U_{\nu} \propto \nu^4$ . При протекании тока  $I_{\nu}$  по сети среднего напряжения в диапазоне частот выше резонансной сопротивление оказывается емкостным, и поэтому  $U_{\nu} \propto \nu^{-3}$ .

Гармоники, создаваемые разными источниками, усиливаются благодаря сложению векторов этих гармоник в сети. Измерения высших гармоник в сети должны проводиться в среднем за 1 с по данным ЭДФ [5] или за 3 с по данным [6]. Усиление ряда гармоник в сети происходит с коэффициентом усиления

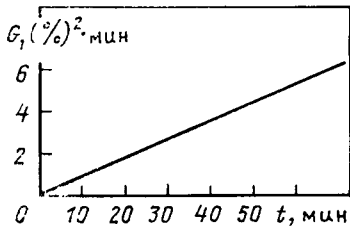


Рис. 4

ния  $k_{\nu} \approx N^{-\frac{1}{2}}$ , где  $N$  — число векторов гармоник. В сетях среднего, высокого и очень высокого напряжения гармоники сильно колеблются по амплитуде и фазе. В этих случаях источники гармоник — трехфазные квазиуравновешенные потребители и тиристорные выпрямители. В сетях низкого напряжения источники высших гармоник — в основном однофазные потребители и однофазные выпрямители на диодах. Поэтому напряжения и токи гармоник в этих сетях мало изменяются по амплитуде и фазе. Это большей частью гармоники, кратные [3]. Величина гармоник, кратных [3], в четырехпроводных низковольтных сетях больше остальных гармоник. В сетях среднего напряжения за трансформатором, наоборот, больше гармоник, не кратных 3, поскольку обмотка высокого напряжения трансформатора соединена в треугольник. При числе источников высших гармоник на фазу от 10 до 512 коэффициент усиления высших гармоник, кратных 3, в сети низшего напряжения составляет 1,4 [5]. Большое значение имеет 5-я гармоника — это наибольшая гармоника 6-фазного выпрямителя. Практические измерения показывают, что бытовые ЭП создают напряжение 5-й гармоники 0,4 % на нагрузке, а промышленные ЭП — 1 %.

По данным ЭДФ предельным может считаться напряжение одной гармоники 7 %. Напряжение высшей гармоники от 7 % до 10 % может привести к повреждениям потребителей или нанести им ущерб. Измерения, проведенные ЭДФ в 1976 г. [5], показали, что наибольшие напряжения отдельных гармоник 3—13 составляют:

в сетях низкого напряжения (НН) 0,22—0,4 кВ — 0,4 %; в сетях среднего напряжения (СН) 10—22 кВ — 10 %; в сетях высокого напряжения (ВН) 110 кВ и выше — 3,5 %.

Отклонения напряжения в сетях НН приводят к значительному изменению амплитуды и фазы гармоник тока. Так, отклонение напряжения на +20 % приводит к увеличению тока 7-й гармоники почти в 2 раза и к изменению ее фазы на 90°. Наибольший вред наносят гармоники сетям СН, где вследствие применения кабелей и конденсаторов возникают резонансные явления, вызывающие перенапряжения. Кратность перенапряжений из-за гармоник характеризуется значениями 1,0 для сетей НН, 3,0 для сетей СН и 2,0 для сетей ВН [5].

Считается, что для ограничения гармоник надо ограничивать мощность источников высших гармоник по отношению к мощности подстанций следующими значениями:

35 % для сетей НН;  
25 % для сетей СН;  
15 % для сетей ВН.

В ЭДФ действуют следующие нормы допустимых искажений напряжения для различных нагрузок [5] (табл. 1).

В табл. 1 обозначено:  $\Delta U$  — отклонение напряжения от номинального;  $k_{nc} = \left[ \sum_{\nu=2}^{\infty} \left( \frac{U_{\nu}}{U_n} \right)^2 \right]^{\frac{1}{2}}$  — коэффициент несинусоидальности;  $U_{(2)}$ ,  $I_{(2)}$  — напряжение и ток обратной последовательности;  $k_{\varphi}$  — сдвиг фазы напряжения в % к радиану.

Условия электромагнитной совместимости потребителей, вносящих искажение в энергосистему (нормы ЭДФ) для всех напряжений:

$$U_{\nu}/U_n < 1\%, \text{ если } \nu \text{ — нечетное;} \\ U_{\nu}/U_n < 0,6\%, \text{ если } \nu \text{ — четное;} \\ k_{nc} < 1,6\%,$$

где  $U_{\nu} = I_{\nu} z_{\nu}$ ;  $I_{\nu}$  — измеренный ток в наиболее неблагоприятной фазе;  $z_{\nu}$  — сопротивление сети на гармонике  $\nu$ , которое рассчитывается по одной из следующих формул в зависимости от напряжения сети:

$$z_{\nu} = [0,4^2 + (\nu \cdot 0,25)^2]^{\frac{1}{2}} \text{ для сети НН [5] при бытовых пот-}$$



Таблица 3

Названия норм качества электроэнергии		Значения норм				
		ГОСТ 13109—67	[7]	[8]	ЭДФ	Предлагаемые рекомендации
$\Delta f$ , Гц		$\pm 0,1$	$\pm 0,2$	$\pm 0,2$	$\pm 0,05$	$\pm 0,5$
$\delta f$ , Гц		0,2	0,2		—	1,0
$\Delta U$ , %		$+5, -2,5; \pm 5$	$\pm 5; \pm 10$	$+5; \pm 7,5$	$\pm 10$	$\pm 5$
$\delta U$ , %		0,4 при 10 Гц	0,29 при 8,8 Гц	0,25—0,8 при 9 Гц	0,3 при 8 Гц	0,25 при 9 Гц
$k_{нс}$ , % при напряжении	до 1 кВ	5	5	5	1,6	2,5
	6—20 кВ	5	4	4	1,6	2,5
	35 кВ	5	3	3	1,6	2,0
	110 кВ и выше	5	2	2	1,6	2,0
$\varepsilon_2$ , % при напряжении	до 1 кВ	2	2	2	2	2
	6—20 кВ	2	2	2	2	2
	35 кВ	2	1,5	2	2	2
	110 кВ и выше	2	1,0	2	2	2
$\varepsilon_0$ , %		—	—	—	—	2
$U_v$ , % четные при напряжении	до 1 кВ	—	2	1,0	0,6	0,6
	6—20 кВ	—	1,5	0,75	0,6	0,6
	35 кВ	—	1,0	0,50	0,6	0,6
	100 кВ и выше	—	0,5	0,25	0,6	0,6
$U_v$ , % нечетные при напряжении	до 1 кВ	—	4	4	1,0	1,0
	6—20 кВ	—	3	3	1,0	1,0
	35 кВ	—	2	2	1,0	1,0
	110 кВ и выше	—	1	1	1,0	1,0
$D$ (%) <sup>2</sup> мин/мин		—	0,02	0,02	0,08	0,10
$\Delta \varphi$ , эл. град <sup>1</sup>		—	10	10	—	—
$k_{п}$ , %		8	—	—	—	5
Период измерения КЭ		30 мин — 2 суток	—	24 ч	—	1—24 ч
Период осреднения ПКЭ		—	3 с	5—30 мин	—	3 с
$k_{св}$ (THFF), %		—	—	—	2,0	2,0

<sup>1</sup> Изменение фазы напряжения ЭП.

$z_v = vz_c$  для сети НН с промышленными потребителями;

$z_v = 3vz_c$  — для сети СН;

$z_v = 2vz_c$  для сети ВН.

Здесь  $z_c$  — полное сопротивление к. з. системы в точке подключения потребителя.

$U_v = I_v z_v$  для любой сети.

Для сети ВН требуется построить частотную характеристику системы  $z_v = f(v)$  относительно точки включения несинусоидального потребителя.

Для выбора фильтров высших гармоник на стороне переменного тока в различных странах мира используются нормы качества напряжения, применяемые в этих странах и для других ЭП [6]:

коэффициент искажения напряжения — от 2,5 до 3 %; допустимые значения отдельных гармоник напряжения — от 0,5 до 1,5 %.

Коэффициент влияния на линии связи THFF — от 0,5 до 2 %.

По данным ЭНЭЛ (Италия) рекомендуются следующие

нормы ограничения гармоник напряжения в сети, вызванных нагрузкой [3] (табл. 2).

**Допустимые отклонения частоты.** По данным [3] допустимые отклонения частоты по условиям вибрации лопаток паровых турбин и работы собственных нужд электрических станций составляют  $\pm 10$  %. При резких отклонениях частоты могут возникать явления перевозбуждения трансформаторов, реакторов, асинхронных электродвигателей, а также расстройки силовых фильтров высших гармоник. Однако кратковременные отклонения частоты не представляют опасности для элементов энергосистемы и нагрузок. Для электростанций допустимыми являются отклонения частоты 5 %, однако автоматика разгрузки по частоте начинает работать значительно раньше и действует либо на отключение нагрузки, либо на ввод горячего резерва мощности электростанций.

По данным [3] в соответствии с Британским стандартом вводится понятие коэффициента несимметрии величины, равного отношению обратной и прямой последовательностей этой величины. Коэффициент несимметрии может быть определен как для напряжений, так и для токов. Большое значение имеет



коэффициент несимметрии для асинхронных электродвигателей. Так как реактанс обратной последовательности асинхронных электродвигателей много меньше реактанса прямой последовательности, то даже незначительное увеличение коэффициента несимметрии напряжений приводит к значительному росту коэффициента несимметрии токов, что ведет к перегреву обмоток электродвигателя, как показано ниже:

Коэффициент несимметрии напряжений, %	0	2,0	3,5	5,0
Ток обратной последовательности, %	0	15	27	38
Увеличение температуры обмоток. °C	60	65	75	90

Для выпрямительных нагрузок независимо от числа фаз выпрямителя в выпрямленном напряжении появляется напряжение частотой 100 Гц, если он питается от несимметричной сети.

Исходя из отечественного и зарубежного опыта, а также рекомендаций СИГРЭ и МЭК можно характеризовать КЭ следующими показателями:

отклонение частоты	$\Delta f = f - f_n$
размах колебаний частоты	$\delta f = f_{\max} - f_{\min}$
отклонение напряжения	$\Delta U = \frac{U - U_n}{U_n} 100\%$
размах колебаний напряжения	$\delta U = \frac{U_{\max} - U_{\min}}{U_n} 100\%$
коэффициент несинусоидальности напряжения	$k_{\text{нс}} = \left[ \sum_{v=2}^{40} \left( \frac{U_v}{U_n} \right)^2 \right]^{\frac{1}{2}}$
коэффициент несимметрии напряжения	$\varepsilon_2 = \frac{U_2}{U_n} 100\%$
коэффициент неуравновешенности напряжения	$\varepsilon_0 = \frac{U_0}{U_n} 100\%$
гармоника напряжения	$U_v = \frac{U_v}{U_n} 100\%$
коэффициент пульсаций выпрямленного напряжения	$k_{\Pi} = \frac{\left[ \sum_{v=6}^{40} U_v^2 \right]^{\frac{1}{2}}}{U_n} 100\%$
коэффициент влияния на линию связи	$k_{\text{св}} = THFF = \frac{1}{U_n} \left[ \sum_{v=2}^{40} (k_v p_v U_v)^2 \right]^{\frac{1}{2}} 100\%$

средняя доза фликера

$$D = \frac{1}{T} \sum_{i=0}^{\frac{\omega_0}{\Delta\omega}} \int_0^T A^2(i\Delta\omega, \Delta\omega, t) \times \\ \times G^2(i\Delta\omega) dt (\%)^2 \text{ мин/мин}$$

В этих выражениях индекс «н» означает номинальный;  $U_v$  — гармоника напряжения кратности  $v=f/f_0^*$ ;  $f$  — частота гармоники;  $f_0$  — частота сети;  $U_2$  — напряжение обратной последовательности;  $U_0$  — напряжение нулевой последовательности;  $k_v=v/16$  — коэффициент связи;  $p_v=p_f$  — психометрический коэффициент веса гармоники частоты  $f$ ;  $T$  — период полосы частот от 0 до  $\omega_0/2\pi$ ;  $A(i\Delta\omega, \Delta\omega, t)$  — амплитуда модулированного сигнала, входящего в фильтр, настроенный на частоту  $i\Delta\omega$  и имеющий полосу пропускания  $\Delta\omega$ , в функции времени  $t$ ;  $G(i\Delta\omega)$  — ответ системы «лампа — глаз» на искажения напряжения на частоте 10 Гц.

Первые 8 из этих ПКЭ должны быть нормированы для любого потребителя и должны задаваться как на шинах потребителя, так и на шинах раздела балансовой принадлежности электрических сетей.

Нормы для отклонений и колебаний частоты должны устанавливаться исходя из влияния на устойчивость энергосистемы. Никаких других ПКЭ, например, кратковременных понижений и повышений напряжения, вырезов и пиков на синусоиде напряжения применять не следует, так как любые искажения напряжения учитываются коэффициентом несинусоидальности, а любые изменения напряжения — отклонениями и колебаниями напряжения.

На основании изложенного можно дать рекомендации по изменению и дополнению ПКЭ по сравнению с нормами, содержащимися в ГОСТ 13109—67. Эти рекомендации предлагаются обсудить наряду с нормами ЭДФ и предложениями авторов обсуждаемых статей [7, 8]. Сводка норм и предложений приведена в табл. 3.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ГОСТ 13109—67. Нормы качества электрической энергии у ее приемников, присоединенных к электрическим сетям общего назначения.
2. Электротехническое оборудование для обеспечения качества электрической энергии / И. М. Бортник, В. В. Худяков В. Н. Ивакин и др. — Электротехника, 1981, № 3.
3. International Conference on Sources and Effects of Power System Disturbances. — IEEE Conference Publication. 1974, N 110.
4. Bergeal J. Etude critique des methodes de mesures du phenomene de flicker. — Electricite de France, HR-22-0621, du Fevrier, 1978.
5. Lemoine M. Elements d'informatoин sur les limitations de pollution harmonique. — Electricite de France, HR-22-0616-MLe, du Fevrier, 1978.
6. A. с. harmonic filter and reactive compensation for HVDC. — Electra, 1979, N 63.
7. Железко Ю. С. О совершенствовании нормирования качества электроэнергии. — Электричество, 1987, № 4.
8. Мамошин Р. Р., Никифорова В. Н. О совершенствовании нормирования качества электрической энергии. — Электричество, 1987, № 4.

\* В выражении для  $k_{\Pi}$  — на стороне постоянного тока, в остальных — на стороне переменного тока.





## Юлий Маркович Элькинд

(К 80-летию со дня рождения)

Исполнилось 80 лет одному из старейших энергетиков страны, доктору технических наук, профессору Элькинду Юлию Марковичу.

Ю. М. Элькинд начал трудовую деятельность техником-электриком. После окончания в 1930 г. Московского энергетического института сначала работал в Энергострое, затем в ОРГРЭС. Работы Ю. М. Элькинда того периода, направленные на совершенствование электроизмерительной техники, способствовали качественному росту молодой в то время советской электроэнергетики.

В 1944 г. Ю. М. Элькинд, будучи переведенным в ЦНИЭЛ МЭС (ныне ВНИИЭ) на должность заместителя главного инженера, принимал активное участие в организации и становлении научно-исследовательской работы.

Ю. М. Элькинд возглавил новое направление работ по комплексному изучению электромеханических явлений в электрических машинах, что способствовало выбору критериев допустимости специальных режимов, усовершенствованию конструкции и повышению надежности эксплуатации синхронных генераторов. Под руководством и при личном участии Ю. М. Элькинда разработана и широко внедрена методология исследования механических характеристик электрических машин и создан комплекс средств для экспериментальных исследований.



В 1966 г. Ю. М. Элькинд защитил докторскую диссертацию, обобщив свои обширные теоретические и экспериментальные исследования электромеханических процессов в статорах гидрогенераторов.

По инициативе Ю. М. Элькинда и под его руководством начаты и ведутся работы по созданию средств и систем

диагностики эксплуатационного состояния мощных синхронных генераторов.

Ю. М. Элькинд является автором около 100 печатных работ, в том числе шести книг и четырех брошюр. Научно-производственную деятельность Ю. М. Элькинд плодотворно сочетает с подготовкой научных и инженерных кадров.

Активно участвуя в научно-общественной жизни, Ю. М. Элькинд в разное время являлся заместителем председателя Комитета по эксплуатационной прочности и вибрациям электрических машин при техническом совете МЭС, председателем Комиссии по разработке норм на вибрацию крупных синхронных агрегатов, членом экспертного совета по осциллографам при Министерстве приборостроения.

За участие в комплексе работ по созданию метрологического обеспечения и широкому внедрению методов и средств контроля надежности сооружений и оборудования ГЭС и ГАЭС Ю. М. Элькинд удостоен премии Совета Министров СССР. Он награжден орденом «Трудового Красного Знамени», многими медалями, отмечен знаком «Отличник энергетики и электрификации СССР», знаком «60 лет ГОЭЛРО» и медалью «Ветеран труда».

Полный новых творческих замыслов, Ю. М. Элькинд и сегодня продолжает плодотворно трудиться на благо советской энергетики.

Группа товарищей

Белосельский Б. С., Вдовченко В. С. Контроль твердого топлива на электростанциях.

Бургсдорф В. В., Якобс А. И. Заземляющие устройства электроустановок.

Васильев Ю. С., Виссарионов В. И., Кубышкин Л. И. Решение гидроэнергетических задач на ЭВМ.

Вилинская Е. Д., Куликовская Т. Н., Знаменская О. А. Нефтяные масла для паровых турбин.

Гельфанд Я. С. Релейная защита распределительных сетей.

Живилова Л. М., Маркин Г. П. Автоматический химический контроль теплоносителя ТЭС.

Жилин В. Г. Волоконно-оптические измерительные преобразователи скорости и давления.

Захаров Е. И., Рябчиков Б. Е., Дьяков В. С. Ионнообменное оборудование атомной промышленности.

Зверков В. В., Игнатенко Е. И., Волков А. П. Резервы повышения мощности действующих АЭС с ВВЭР-440.

Инструкция по оказанию первой помощи пострадавшим в связи с несчастными случаями при обслуживании энергетического оборудования.

Каган Б. М., Сташин В. В. Основы проектирования микропроцессорных устройств автоматики.

Кричевский Е. С., Волченко А. Г., Галушкин С. С. Контроль влажности твердых и сыпучих материалов / Под ред. Е. С. Кричевского.

Кузнецов И. А. Переходные режимы работы реакторов на быстрых нейтронах.

Ларионов А. М., Майоров С. А., Новиков Г. И. Вычислительные системы, комплексы и сети.

Мадоян А. А. Повышение маневренности тепловых электростанций. -

Методы воздействия на напряженное состояние бетонных массивов гидротехнических сооружений / Л. М. Гаркун, А. П. Епифанов, В. Б. Идельсон и др.

Розенталь Э. С. Электроустановочные устройства.

Сидоров В. И., Мищенко Г. Г. Температурные измерения на АЭС.

Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок.

Черноруцкий И. Г. Оптимальный параметрический синтез, электрические устройства и системы.

Шахтарин Б. И. Квазигармонический метод и его применение к анализу нелинейных фазовых систем.

### Переводная литература

Радиационная защита населения: Публикация № 40 и № 43 МКРЗ: Пер. с англ.

Справочник по теплообменникам. Т. 1 и Т. 2: Пер. с англ.

Схемы распада радионуклидов. Энергия и интенсивность излучения: Публикация № 38 МКРЗ. Ч. 2, кн. 1, 2: Пер. с англ.

Тиль Р. Электрические измерения неэлектрических величин: Пер. с нем.

По вопросу приобретения литературы рекомендуем обращаться в книжные магазины. Издательство книги не распространяет.



Дале В. А., Кришан З. П., Паэгле О. Г. Математические модели оптимизации развития сетей электроэнергетических систем	1	СООБЩЕНИЯ	
Богрунов В. Г., Лазарева Л. Б., Самородов Г. И. Несимметричные режимы в электропередачах сверхвысокого напряжения при переходных процессах	6	Борисов Р. И., Тайлих Я. В. Об условиях многоцелевой оптимизации управления функционированием объектов энергетики	48
Ершевич В. В., Шлимович В. Д. Об использовании линий электропередачи постоянного тока в электроэнергетических системах	10	Воробьев В. А. Описание распределения электрических нагрузок объекта уравнением Пуассона	50
Кадомская К. П., Лавров Ю. А., Мишкель И. И. Защита от перенапряжений, воздействующих на изоляцию кабельных перемычек ГЭС	15	Алексеев В. Г. Аперiodические составляющие токов короткого замыкания в сетях сверхвысокого напряжения	51
Новиков В. В. Выбор оптимальных типоразмеров проводов автономных электроэнергетических систем	20	Гусейнов А. М., Эфендиев С. Э. Выбор упрощенных математических моделей синхронных генераторов при решении задач управления электромеханическими переходными процессами	54
Костырев М. Л. Области вентильного самовозбуждения асинхронного генератора с короткозамкнутым ротором	25	Борискина Л. П., Варшавский В. Д., Ефименко Л. А., Цукерман И. А. Применение метода конечных элементов для расчета внешнего магнитного поля электрических машин	56
Каримов Х. Г., Тупогуз Ю. А. Метод построения электрически совмещенных обмоток машин переменного тока	29	Воскресенский А. А., Червяков Л. Н., Чистякова Н. П. О параметрах схемы замещения трехобмоточных трансформаторов	60
Жилияков В. И., Дрючин В. Г. Синтез оптимальных управлений двухмассовой электромеханической системы	38	Панасюк В. И., Лопатин Ю. В., Юденков В. С., Анхимюк В. Л., Панасюк А. И. О минимизации потерь энергии при управлении током якоря и потоком двигателя в процессе изменения скорости	61
Ефремов И. С., Карибов С. И. Об автоколебаниях в тяговом электроприводе локомотива при боксованиях	42	ДИСКУССИИ	64
		ХРОНИКА	77

CONTENTS

Dale V. A., Krishan Z. P., Paegle O. G. — Mathematical Models for Optimization of the Development of Networks in Power Systems	1	REPORTS	
Bogrunov V. G., Lazereva L. B., Samorodov G. I. — Unsymmetrical Conditions on EHV Transmission Systems During Transients	6	Borisov R. I., Tailikh J. B. — On Conditions for Multi-Purpose Control Optimization of Installations in the Power Industry	48
Yershevitch V. V., Shlimovitch V. D. — On the Use of HVDC Transmission Lines in Power Systems	10	Vorobiev V. A. — Description of Electric Load Distribution in an Installation Employing Poisson's Equation	50
Kadomskaya K. P., Lavrov U. A., Mishkel I. L. — Overvoltage Protection for the Insulation of Jumper Cables at Hydro-Electric Power Stations	15	Alexeyev V. G. — DC Components of Fault Currents in EHV Networks	51
Novikov V. V. — Selection of Optimum Types and Sizes for Conductors in Self-Contained Power Systems	20	Guseinov A. M., Efendiev S. E. — Development of Simplified Mathematical Models for Synchronous Generators in Electromechanical Transient Control Problems	54
Kostirev M. L. — Regions of Electronic Self-Excitation for an Induction Generator With a Squirrel-Cage Rotor	25	Boriskina L. P., Varshavski V. D., Yefimenko L. A., Tsukerman I. A. — Application of the Finite Element Method in Calculating the External Magnetic Field of Electric Machines	56
Karimov H. G., Tupoguz U. A. — A Method for Designing Electrically Aligned Windings in DC Machines	29	Voskresenski A. A., Chervyakov L. N., Chistiakova N. P. — On Equivalent Circuit Parameters for Three-Winding Transformers	60
Zhilyakov V. L., Driuchin V. G. — Synthesis of Optimum Control for a Two-Mass Electromechanical System	38	Panasiuk V. I., Lopatin U. V., Yudenkov V. S., Ankhimiuk V. L., Panasiuk A. I. — On Minimization of Energy Losses in Controlling Armature Current and Flux in a Motor Under Changing Speed Conditions	61
Yefremov I. S., Karibov S. I. — Self-Sustained Oscillations in an Electric Traction Drive for a Locomotive Under Special Conditions	42	DISCUSSION	64
		CHRONICLE	77



# Рефераты публикуемых статей

УДК 621.316.11.001.57

Математические модели оптимизации развития сетей электроэнергетических систем. Дале В. А., Кришан З. П., Паэгле О. Г. — «Электричество», 1987, № 9  
Рассмотрены вопросы методики планирования перспективного развития электроэнергетических систем (ЭЭС) с применением динамических математических моделей. Дана оценка существующего состояния методики с точки зрения современных задач планирования ЭЭС. На примерах показаны пути решения основных проблем, заключающихся в высокой размерности оптимизационных задач и сложности анализа условий функционирования перспективных ЭЭС. Рассмотрены принципы декомпозиции задач большой размерности с применением формализованных итерационных процедур динамической оптимизации развития ЭЭС. Изложен метод многокритериальной динамической оптимизации развития ЭЭС, проводимой с целью учета технических факторов функционирования перспективных ЭЭС. Библ. 14.

УДК 621.315.1.018.782.3:681.14.001.24

Несимметричные режимы в электропередачах сверхвысокого напряжения при переходных процессах. Богрунов В. Г., Лазарева Л. Б., Самородов Г. И. — «Электричество», 1987, № 9  
Предложена методика расчета электромеханических переходных процессов при сложносимметричных возмущениях, позволяющая осуществлять поэтапный анализ режимных параметров электрической сети. Приведен пример расчета. Библ. 9.

УДК 621.311.12.024.1

Об использовании линий электропередачи постоянного тока в электроэнергетических системах. Еревич В. В., Шлимович В. Д. — «Электричество», 1987, № 9  
Рассмотрены возможности использования линий электропередачи постоянного тока в ЕЭС СССР для усиления основной сети, присоединения к сложившимся электроэнергетическим системам и энергообъединения периферийных районов и энергоузлов, а также для создания управляемых межсистемных связей. Библ. 7.

УДК 621.311.21:621.315.2.015.38.001.24

Защита от перенапряжений, воздействующих на изоляцию кабельных перемычек ГЭС. Кадомская К. П., Львов Ю. А., Мишель И. М. — «Электричество», 1987, № 9  
Приведены расчетные выражения для определения первичных параметров кабелей с учетом проникновения магнитного потока в толщу стенки трубы. Показано, что исследование грозовых перенапряжений может проводиться в однофазной постановке задачи. Анализ неограниченных грозовых перенапряжений показал, что расчетными воздействиями являются близкие удары молнии на расстоянии не более 2 км от ОРУ. При установке на подстанции нелинейных ограничителей перенапряжений с уровнем ограничения порядка  $2U_{фн}$  импульсное испытательное напряжение изоляции кабелей 500 кВ может быть уменьшено до уровня порядка  $4,5 U_0$  (вместо  $8,5 U_0$ ). Токовые нагрузки ограничителей перенапряжений не превышают допустимых. Библ. 7.

УДК [621.316.174:629.13].001.24

Выбор оптимальных типоразмеров проводов автономных электроэнергетических систем. Новиков В. В. — «Электричество», 1987, № 9  
Приведена совокупность методов, позволяющих осуществлять выбор оптимальных типоразмеров проводов систем распределения электроэнергии практически без ограничений по количеству искомым переменных. Библ. 23.

УДК 621.313.332.013.62

Области вентильного самовозбуждения асинхронного генератора с короткозамкнутым ротором. Костырев М. Л. — «Электричество», 1987, № 9  
Рассмотрена сущность эффекта вентильного самовозбуждения асинхронного генератора. Методом основной гармоники получены границы области самовозбуждения. Сформулированы необходимые и достаточные условия вентильного самовозбуждения и указан диапазон частот вращения, при котором генератор самовозбуждается на холостом ходу. При работе под нагрузкой верхнее значение частоты вращения ограничивается статической перегрузаемостью, а нижнее — насыщением магнитной цепи. Библ. 15.

УДК 62-83-52

Синтез оптимальных управлений двухмассовой электромеханической системы. Жиликов В. И., Дрючин В. П. — «Электричество», 1987, № 9  
Синтезируется система управления на базе концепции Ляпунова о возмущенном-невозмущенном движении. Излагается методика синтеза по прямым показателям качества, что позволяет исключить проблему выбора весовых коэффициентов функционала. Библ. 6.

УДК 621.311.008.2

Об условиях многоцелевой оптимизации управления функционированием объектов энергетики. Борисов Р. И., Тайлих Я. В. — «Электричество», 1987, № 9  
Рассмотрена проблема соответствия решений условиям нормализации разноразмерных и противоречивых целевых условий в задачах многоцелевой оптимизации управления функционированием объектов энергетики (на примере узла нефтеперекачивающей станции). Предложен способ нормализации, который дает одинаковые решения при различных независимых коэффициентах масштабирования. Библ. 7.

УДК 621.311.153:517.9.001.57

Описание распределения электрических нагрузок объекта уравнением Пуассона. Воробьев В. А. — «Электричество», 1987, № 9  
Предложена математическая модель, наиболее полно отражающая закономерности формирования электрических нагрузок на всех ступенях сетей промышленных и сельскохозяйственных предприятий. Показано, что такая модель обеспечивает высокую точность при расчетах электрических нагрузок и применима на практике. Библ. 9.

УДК 621.311.014.38:519.251.8

Апериодические токи короткого замыкания в сетях сверхвысокого напряжения. Алексеев В. Г. — «Электричество», 1987, № 9  
Приведены результаты статистического анализа параметров апериодически составляющих токов к. з. в сетях 330, 500 и 750 кВ. Определены параметры их функций распределения. Показано, что с ростом класса напряжения средние значения постоянных времени растут по степенному закону с показателем степени 0,78, а распределение начальных амплитуд апериодических токов мало зависит от класса напряжения. На основе полученных закономерностей для сетей 1150 кВ прогнозируются среднее значение постоянной времени 75 мс и максимальное значение (с вероятностью 0,99) не более 165 мс. Библ. 7.

УДК 621.311:621.313.322.018.782.3.001.57

Выбор упрощенных математических моделей синхронных генераторов при решении задач управления электромеханическими переходными процессами. Гусейнов А. М., Эфендиев С. Э. — «Электричество», 1987, № 9  
Показана необходимость дифференцированного подхода к выбору упрощенных математических моделей синхронных генераторов при решении задач противоаварийного управления и возможность построения формализованных признаков, в соответствии с которыми производится выборка математических моделей синхронных генераторов с различной степенью упрощения. В качестве таких признаков рекомендуются номограммы и регрессионные уравнения, устанавливающие связь погрешности перехода к упрощенной модели с удалением синхронного генератора от места приложения возмущения и соотношениями основных режимных и структурных параметров системы. Библ. 9.

## РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ:

Бертинов А. И., Будзко И. А., Веников В. А., Глебов И. А., Евсеев Б. Н. (зам. главного редактора), Ефремов И. С., Иванов-Смоленский А. В., Ильинский Н. Ф., Комельков В. С., Костенко М. В., Лабунцов В. А., Ларионов В. П., Лидоренко Н. С., Лизунов С. Д., Мамиконянц Л. Г. (главный редактор), Мучник Г. Ф., Нетушил А. В., Сабинин Ю. А., Слежановский О. В., Свалов С. А., Тареев Б. М., Тиходеев Н. Н., Толстов Ю. Г., Федосеев А. М., Шакарян Ю. Г., Шаталов А. С., Шилин Н. В.

Научные редакторы: Б. Д. Макашкин, А. Л. Прилуцкий

Адреса редакции: 103012, Москва, К-12, Б. Черкасский пер., 2/10. Телефон 924-24-80

101000 Москва, Главный почтамт, абонентный ящик № 648

Адрес для телеграмм: МОСКВА, 12, ЭЛЕКТРИЧЕСТВО

Технический редактор Н. Н. Хотулева

Сдано в набор 10.07.87 Подписано в печать 02.09.87 Т-19319 Формат 60×90<sup>1</sup>/<sub>8</sub> Печать высокая Усл. печ. л. 10 Усл. кр.-отт. 10,5  
Уч.-изд. л. 13,18 Тираж 5705 экз. Заказ 1998

Энергоатомиздат, 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10  
Ордена Трудового Красного Знамени Чеховский полиграфический комбинат ВО «Союзполиграфпром» Государственного комитета СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли, 142300 г. Чехов Московской области

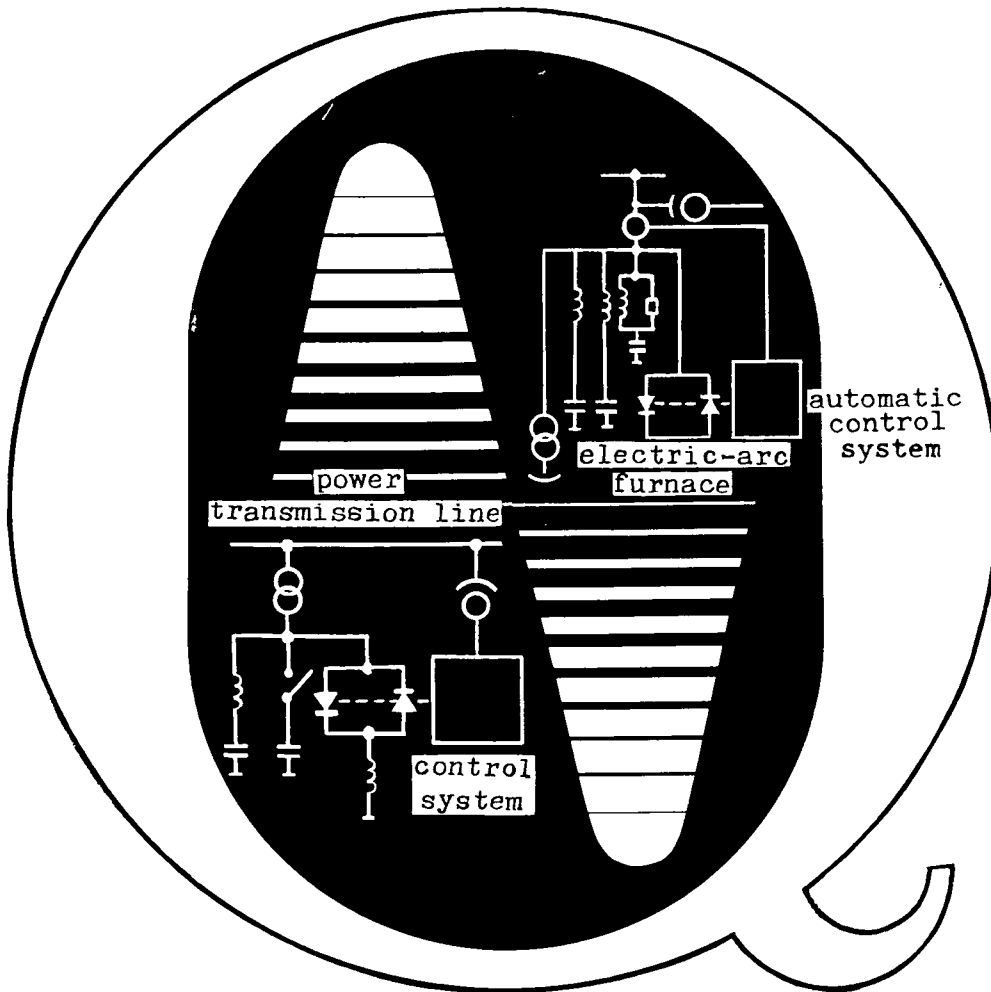
Вологодская областная универсальная научная библиотека  
www.booksite.ru



# FOR ALL THESE APPLICATIONS— THYRISTORIZED STATIC COMPENSATOR (TSC)

filtering-out higher harmonics  
adding reactive power  
voltage fluctuation  
voltage balancing  
quick phase-wise reactive power control  
saving electric power and sharply upgrading  
its quality  
custom-designed for exact fit  
with individual requirements and applications  
of every Customer

## Basic connection diagrams



**SOVELECTRO**

Exported by V/O SOVELECTRO in collaboration  
with NOKIA OY, Finland  
For more information apply to V/O SOVELECTRO  
4/1, Deguninskaya ul. 127486 Moscow, USSR  
Tel. 487-31-82      Telex 411965