

УДК 621.315.1

**ОСОБЕННОСТИ КОНСТРУКЦИЙ ФАЗНЫХ ПРОВОДОВ
РАЗОМКНУТЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, ПИТАЮЩИХ В
СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ***Ю.А. Борисова, В.Г. Гольдштейн, А.Л. Фролов**СамГТУ, Самара, Россия,
julia1810borisova@yandex.ru*

В настоящее время, ввиду необходимости транспортировки электрической энергии на сверхдальние расстояния, более 1000 км, и развития новых нефтяных месторождений, которые неизбежно ведут к строительству электрических подстанций 220 – 230 кВ, возникает своевременная необходимость в создании усовершенствованных двухцепных или одноцепных воздушных линий электропередачи с двусторонним питанием для снижения реактивного сопротивления проводов ВЛ.

Полностью добиться совместно продольной и поперечной компенсации сложно. И так как наиболее нежелательной, в частности, для пропускной способности дальней ЛЭП оказывается продольная индуктивность линии, то одним из возможных вариантов ее компенсации является использование распределенной емкости между проводами, для чего требуется специфическая модификация ЛЭП. В первых конструкциях РВЛ И.И. Соловьева, А.А. Вульфа и Н.Ф. Ракушева [1] используются отдельно стоящие опоры, а передача электрической энергии происходит через емкость, образованную между двумя проводами, один из которых подключен к нагрузке, а второй - к источнику питания.

Недостатком этих разомкнутых линий является необходимость использования большого числа опор для ее сооружения, невозможность сохранения постоянного расстояния между проводами, изменение величины продольной емкости фазы в процессе эксплуатации, что ведет к потерям электрической энергии, снижению статической устойчивости и к удорожанию по сравнению с традиционной трехфазной линией.

В настоящее время предложены конструкции разомкнутых воздушных линий электропередачи высокого напряжения с размещением проводов на опорах двухцепных линий и с использованием конструкций расщепленных фаз с распорками, выполненными из изолирующих материалов. Каждая фаза линии в простейшем виде состоит из двух

расположенных рядом проводов, такая конструкция относится к классу самокомпенсирующихся линий.

Технический результат предлагаемой трехфазной воздушной линии электропередачи заключается в увеличении надежности работы линии и упрощении ее конструкции, в компенсации продольного индуктивного сопротивления линии и повышении пропускной способности.

Разомкнутая воздушная линия электропередачи выполняется трехфазной, причем каждая фаза расщеплена на две или более составляющие, часть которых присоединена к выводу повышающего трансформатора, а другой обратный провод - к сборным шинам приемной подстанции. При достаточной длине линии взаимная емкостная проводимость, созданная обоими проводами, может полностью скомпенсировать собственную реактивную мощность. Передача электрической энергии переменным током происходит через распределенную внутрифазную емкость. Для поддержания значения распределенной емкости на постоянном уровне в нормальных режимах между составляющими расщепленной фазы, на всем протяжении общего участка, устанавливаются жесткие внутрифазные распорки, выполненные из диэлектрического материала.

Авторами настоящей работы для решения научно-практической задачи проектирования и эксплуатации разомкнутых ВЛ предложено использовать реальные возможности конструкций расщеплённых фаз ВЛ с непроводящими изоляционными распорками. Часть расщепленных составляющих каждой фазы работают, как прямые, часть – как обратные.

Обратим внимание на то, что к распоркам не предъявляются высокие требования по электрической прочности, поскольку разности потенциалов между названными фазными составляющими невелики по определению и специфике конструкции.

Внутрифазная изолирующая распорка [3] позволяет поддерживать постоянное расстояние между составляющими расщеплённой фазы разомкнутой воздушной линии электропередачи и создавать электрическую ёмкость между ними, что способствует компенсации продольного реактивного сопротивления линии электропередачи и повышению её пропускной способности.

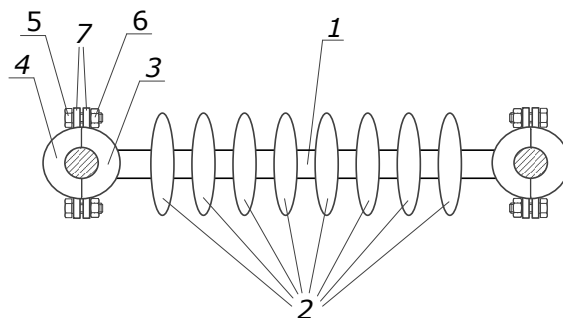


Рис. 1

На рис. 1 представлена конструкция внутрифазной изолирующей распорки, состоящей из корпуса 1, облицованного трекингозащитными рёбрами 2. На концах корпуса неподвижно закреплены плашечные зажимы, состоящие из опорной плашки 3 и нажимной плашки 4, которые соединяются посредством болтов 5 и гаек 6, устанавливаемых на фланцах 7 опорной и нажимной плашек.

Технический результат достигается тем, что внутрифазная изолирующая распорка содержит корпус, соединённый с плашечными зажимами для крепления составляющих расщеплённого провода, каждый из которых снабжён опорной и нажимной плашками, и корпус выполнен в виде осевого стержня из диэлектрического материала и имеет трекингозащитные рёбра, а плашечные зажимы жёстко закреплены на корпусе, причём нажимная и опорные плашки соединяются при помощи болтового соединения.

Конструкция внутрифазной изолирующей распорки выполняется с учётом механических нагрузок, возникающих при работе в нормальных эксплуатационных режимах с целью недопущения её необратимых деформаций и разрушения. Длина корпуса внутрифазной изолирующей распорки и количество трекингозащитных рёбер подбирается в зависимости от необходимой величины расстояния между составляющими расщеплённой фазы. Внутренний диаметр отверстия, образованного опорной и нажимной плашками, выбирается по диаметру провода, составляющего расщеплённую фазу разомкнутой линии электропередачи. Корпус и трекингозащитные рёбра выполняются из диэлектрического материала. Другие элементы внутрифазной изолирующей распорки выполняются из металла.

Провода, составляющие расщеплённой фазы разомкнутой линии электропередачи [2], пропускаются в отверстия, образованные опорными и нажимными плашками и плотно в них фиксируются посредством регулировки болтового соединения. В случае если фаза разомкнутой линии электропередачи расщеплена на две и более составляющие, внутрифазные изолирующие распорки соединяют составляющие этой фазы и жёстко

фиксируют расстояние между ними в условиях воздействия ветровых, гололёдных и иных механических нагрузок, препятствуя схлёстыванию проводов-составляющих, и создавая тем самым неизменную величину электрической ёмкости между ними. Данная электрическая ёмкость в схеме замещения фазы разомкнутой линии электропередачи включена последовательно и компенсирует продольное индуктивное сопротивление проводов-составляющих расщеплённой фазы, что приводит к увеличению пропускной способности разомкнутой линии электропередачи.

Технический результат предложенной конструкции разомкнутых многопроводных ВЛ, использующей расщепление фазных проводов для создания прямых и обратных составляющих, достигается тем, что один прямой провод присоединяется к выводу повышающего трансформатора, а другой обратный провод – к сборным шинам приемной подстанции таким образом, что между проводами образуется электрическая емкость, а фазы разомкнутой трехфазной воздушной линии электропередачи закрепляют на одной опоре таким образом, что прямой и обратный провода на общем участке разделяют жесткими внутрифазными распорками, выполненными из диэлектрического материала, причем длина общего участка, на котором подвешены прямые и обратные провода, подбирается так, чтобы продольное индуктивное сопротивление линии полностью компенсировалось созданной электрической емкостью. Сама линия условно делится на три участка: начальный участок, содержащий только прямой провод; общий участок, содержащий только обратный провод. На начальном и конечном участках провода подвешены на траверсах стандартных одноцепных опор, а на общем участке прямой и обратный провода соответствующих фаз подвешены на противоположных траверсах стандартных двухцепных опор.

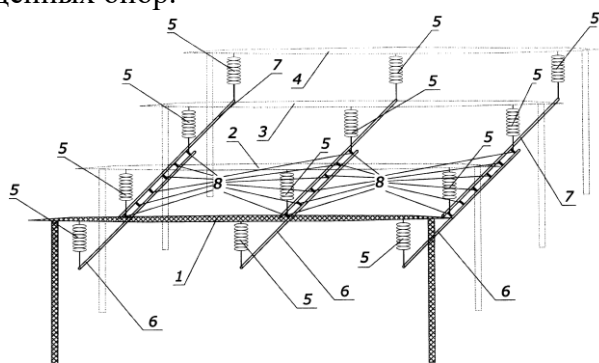


Рис. 2

На рис. 2 изображена условная конструкция разомкнутой трехфазной воздушной линии электропередачи, состоящей из начальной опоры 1, анкерной опоры начала общего участка 2, анкерной опоры конца

общего участка 3 и концевой опоры 4. На участке от начальной опоры 1 до опоры конца общего участка 3 через изоляторы 5 подвешен прямой провод 6, подключенный шинам подстанции узла начала разомкнутой линии. На участке от опоры начала общего участка 2 до концевой опоры 4 через изоляторы 5 подвешен обратный провод 7, подключенный шинам подстанции узла конца разомкнутой линии. На общем участке разомкнутой линии, ограниченном опорой начала общего участка 2 и опорой конца общего участка 3 прямой провод 6 и обратный провод 7 разделены внутрифазными распорками 8, выполненными из твердого диэлектрического материала.

Для реализации конструкции разомкнутой трехфазной воздушной линии электропередачи [4,5] предлагается использовать одноцепные и двухцепные унифицированные опоры. Передача электрической энергии по предлагаемой линии происходит через емкость, образованную между прямым и обратным проводами соответствующих фаз, расположенных на противоположных траверсах двухцепных опор общего участка. Величина емкости устанавливается посредством подбора длины общего участка такой, чтобы индуктивное продольное сопротивление фазы полностью компенсировалось созданным емкостным сопротивлением. При недостаточной для этого длине линии она используется в общем участке полностью, а недостающая емкость включается дополнительно конденсаторами по принципу продольной компенсации. Для поддержания величины емкостного сопротивления на постоянном уровне применяются изолирующие внутрифазные распорки, устанавливаемые между составляющими расщепленной фазы и поддерживающие между ними постоянное расстояние.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Ракушев Н.Ф.* Сверхдальняя передача энергии переменным током по разомкнутым линиям. Основы теории и электрического расчета – Москва: Изд-во: Госэнергоиздат, 1957г.–159с.

2. *Goldstein Valery, Kolcun Michal, Shishkov Evgeny, Vedernikov Alexander.* Calculation of steady state of multichain overhead power transmission line in phase coordinates. Proceedings of 7th International Scientific Symposium on Electrical Power Engineering “ELEKTRO-ENERGETIKA 2013”. Slovak Republic, Cosice. 2013. P. 145 – 148.

3. *Гольдштейн В.Г., Шишков Е.М.* Внутрифазная изолирующая распорка. Патент RU 136930 U1.

4. Патент на полезную модель №2015128472/07. Российская Федерация, МПК H02J 3/20; заявитель и патентообладатель Самарский

государственный технический университет. Дата начала действия патента и приоритет 30.06.2015. Опубл. 20.03.2016. Бюл. №8. – 2 с.

5. *В.Г. Гольдштейн, Е.М. Шишков.* Разомкнутая трёхфазная воздушная линия электропередачи переменного тока. Патент RU 130458 U1.

УДК 621.36

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЭЛЕКТРОТЕРМИИ В НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ

К.С. Андреева, С.А. Заболотько, В.Г. Гольдштейн, А.С. Леоненко

*Самарский Государственный Технический Университет,
г. Самара, Россия, andreevaksu-8@yandex.ru*

В общем случае под понятием «электротермия» подразумевают отрасль науки о преобразовании электрической энергии в тепловую. Понятие «электротермические установки» означает комплекс электротермического оборудования в сочетании с приспособлениями, элементами сооружений и коммуникациями (электрическими, нефтяными, водяными, газовыми, транспортными и др.), которые обеспечивают его нормальное функционирование. Электротермическое оборудование (ЭТО) – это устройства, предназначенные для технологического процесса тепловой обработки с использованием в качестве основного энергоносителя электрической энергии. На рисунке 1 приведена классификация ЭТО [1].

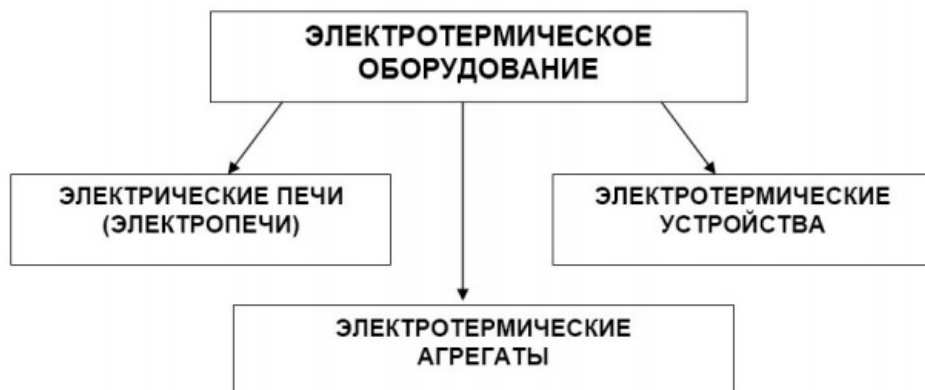


Рис. 1

Основной особенностью электрической печи является наличие нагревательной камеры, в которую помещается нагреваемое тело. Электротермические устройства – это устройства, в которых отсутствует нагревательная камера. Совокупность конструктивно связанных электрических печей и устройств, а также другого технологического оборудования называется электротермическим агрегатом.

В электротермической отрасли для различных нефтяных манипуляций (добыча, переработка, утилизация отходов) средством преобразования электрической энергии в тепло при выполнении различных технологических процессов являются переменные, чаще высокочастотные электромагнитные поля [2]. Предприятия нефтяной отрасли, использующие методы высокочастотного электромагнитного нагрева, вынуждены решать, какой носитель конечной энергии с учетом экономических и технологических критериев обеспечивает по возможности оптимальный процесс нагрева. Степень эффективности выбранного метода нагрева зависит от соотношения между величиной конечной энергии и количеством затраченной первичной энергии. При этом понятие первичной энергии включает в себя всю технологическую цепочку по обеспечению потребителя энергией, где особенно важно выделение углекислого газа при использовании различных носителей конечной энергии, таких как электричество, природный газ, жидкое топливо или уголь [3].

С указанной выше точки зрения использование электрической энергии является наиболее выгодным и эффективным способом нагрева. Во многих случаях рациональное использование теплоты, выделяющихся в электротермических процессах приводит к сокращению потребления энергии, сбережению ресурсов и снижению влияющих на климат выбросов углекислого газа. По своей экономичности, производительности и уровню автоматизации электротермические установки нефтяного промысла являются наиболее конкурентоспособным по сравнению с альтернативными технологиями [4].

Производство электрической энергии возможно из всех носителей первичной энергии. При этом могут применяться малоценные энергоносители, а также такие, как ядерная энергия, мусор или низкосортный каменный уголь, гидроэнергия, ветер и солнечная радиация. Кроме того, особые физические свойства электроэнергии обеспечивают стабильно высокое качество продукции, технологическую гибкость и улучшенные условия труда.

Электротермические процессы в нефтяной отрасли являются необходимой частью многих промышленных технологий, в том числе при

переработке и транспортировке нефти (подогрев трубопроводов). В течение последних нескольких лет электрический нагрев внес значительный вклад в развитие эффективности технологий переработки промышленных нефтяных отходов, которая имеет большое значение для развивающегося индустриального общества. Вследствие уменьшения мировых запасов энергоносителей современный подход к использованию энергии означает ответственную эксплуатацию еще доступных ресурсов [5]. Поэтому непрерывно возрастающие требования к энергосберегающим процессам нагрева должны быть реализованы в промышленности, прежде всего, путем внедрения эффективных технологических процессов.

В то же время эти технологии должны удовлетворять ряду экономических показателей, например, высокой производительности при низкой стоимости производства. Для выработки теплоты может быть использована либо электрическая энергия, либо химическая энергия сжигаемого топлива. Решение «за» или «против» конкретного источника энергии основывается преимущественно на экономических критериях. В нефтехимической промышленности потреблении топливно-энергетических ресурсов определяется главным образом такими энергоемкими продуктами, как аммиак и карбамид [6]. По этой причине для термических процессов все шире используется электрическая энергия вследствие непрерывного ужесточения требований к эффективности и экологической чистоте промышленных процессов, к качеству продукции и, не в последнюю очередь, к улучшению общего энергетического баланса производства. Электротермические установки легко могут быть интегрированы в уже существующие производственные линии, что позволяет значительно улучшить ход процесса.

Применение электротермических установок для термообработки обеспечивает хорошую повторяемость процесса. Это значит, что могут быть получены заданные свойства материала, необходимые для улучшения технических характеристик, к примеру, узлов машин. Высокая скорость нагрева, точное регулирование и равномерное распределение температуры обеспечивают высокую эффективность термических процессов и заметную экономию сырья, в частности, вследствие низких потерь на угар.

При инвестициях в тот или иной метод нагрева решающее значение может иметь не только потребление установкой энергии. Многие другие характеристики метода также влияют на степень эффективности установки для процесса нагрева. Капитальные затраты, являющиеся, как правило, важнейшим критерием при решении вопроса о вложениях, при первоначальном рассмотрении кажутся меньшими при использовании методов пламенного нагрева. Инвестиционные расходы на нагревательную установку меньше, и затраты на топливо заметно ниже расходов на

электроэнергию. Но при этом необходимое для пламенных установок дополнительное оборудование, как, например, дымовая труба, фильтры для отработанных газов или складское хозяйство для топлива, значительно повышает капитальные затраты. Это нередко сводит к минимуму лежащее на поверхности экономическое преимущество пламенных методов нагрева.

Экономически эффективным электротермический процесс становится в результате оптимизации [7]. Этот процесс лежит в основе всей инженерной деятельности, направленной на проектирование новых, более эффективных и менее дорогостоящих нефтедобывающих и нефтеперерабатывающих систем, а также на разработку методов повышения качества функционирования уже существующих. Оптимизация даже при небольшом уменьшении затрат приводит к значительному суммарному экономическому эффекту, который особенно ощутим для массового производства или для объектов с большими капиталовложениями.

Применение методов электрического нагрева имеет дополнительные преимущества в отношении условий труда обслуживающего персонала. Благодаря отсутствию непосредственных выбросов в месте эксплуатации удастся избежать вредного влияния дыма и пыли на обслуживающий персонал. Теплоотдача нефтеустановки непосредственно в окружающую среду также значительно ниже.

ВЫВОДЫ

Эффективность применения электрической энергии для нагрева в нефтяной промышленности объясняется рядом положительных факторов:

1. Значительное снижение степени загрязнения окружающей среды.
2. Преимущественно улучшенные условия труда для обслуживающего персонала.
3. Лучшая гибкость в управлении потоками энергии.
4. Выделение тепловой энергии непосредственно в нагреваемом веществе.
5. Высокая скорость нагрева, точное регулирование и равномерное распределение температуры при использовании электротермических установок.
6. Легкость автоматизации.
7. Экономичность.
8. Получение строго заданных значений температур, в том числе и превосходящих уровни, достигаемые при сжигании любых видов топлива.

9. Строгий контроль и точное регулирование длительности выделения энергии.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Тимофеева В.Н., Головенко Е.А., Кузнецова Е.В. Электротермические процессы и установки, Учебное пособие по теоретическому курсу, Красноярск: Сибирский федеральный университет, 2007., 18-20 с.
2. Донской А. В. и др. Высокочастотные электротермические установки с ламповыми генераторами, Изд. 2-е, перераб. и доп. Л., «Энергия», 1974 г., 3-5 с.
3. Зимин Л.С., Карушин Р.В., Щелочкова А.М. Экологические аспекты энергосбережения в электротермии, Сборник научных трудов II Всероссийской научно-технической конференции, 19-20 марта, том 2 – Уфа: Изд-во: УГАТУ, 2009 г., 60-64 с.
4. Polilov E., Batiushina O. Stability markers in control theory. 12th International Scientific-Technical Conference on Electromechanics and Robotics "Zavalishin's Readings", Curran Associates - 2017. P. 8–12.
5. Данилов Н.И., Щелоков Я.М. Основы энергосбережения, Екатеринбург: Изд-во: УПИ, 2006 г., 155-160 с.
6. Агаларова Е.Г. Малый бизнес как фактор устойчивого развития сельских территорий, Научный журнал КубГАУ, №77(03), 2012 г., 1-10 с.
7. Зимин Л.С., Байкин А.В. Применение индукционного нагрева в «промышленных технологиях», Материалы международной научно-технической конференции «Состояние и перспективы развития электротехнологии» (XVII Бенардосовские чтения), – Иваново, 2013 г., том 1. Электроэнергетика., 3 – 5 с.

УДК 621.365.5

ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЦЕССОВ ИНДУКЦИОННОГО НАГРЕВА НЕФТИ

С.А. Заболотько, К.С. Андреева, В.Г. Гольдштейн, А.С. Леоненко

*Самарский Государственный Технический Университет,
г. Самара, Россия, gavgaf@mail.ru*

В настоящее время в нефтяной отрасли расходы на электроэнергию при добыче, транспорте и подготовке углеводородного сырья составляют десятки миллиардов рублей [1], поэтому проблема повышения эффективности этих технологических процессов весьма значима и актуальна.

Холодные условия месторождений северных районов РФ в значительной мере способствуют повышению вязкости нефти. Это усложняет реализацию названных технологических процессов вследствие необходимости нагрева нефти. Дополнительные трудности возникают в этих районах для часто встречающейся *высоковязкой* нефти, так как она имеет повышенную температуру застывания и сложные реологические характеристики.

Снижение вязкости нефти, то есть улучшение ее технологических свойств, возможно с помощью нагрева. Для этого наиболее перспективны, эффективны, и безопасны индукционные электротермические системы [2]. По своей экономичности, производительности и уровню автоматизации индукционный нагрев нефтяного сырья является наиболее конкурентоспособным по сравнению с альтернативными технологиями [3].

Поэтому для повышения эффективности производства в отрасли необходимо обеспечить наивысшие значения технико-экономических показателей технологических комплексов «индукционный нагрев - обработка вязкой нефти (ОВН)» для дальнейшей оптимизации производства.

Обычно в этом случае решаются локальные задачи оптимизации отдельно для нагревательной установки в жёстких рамках заданных технологических инструкций, формируемых за пределами этих задач [4]. Качественно более широкие возможности появляются при совместной оптимизации этих процессов при системном подходе.

В современном производстве система «индукционный нагрев-ОВН» представляет собой автоматизированный технологический комплекс (АТК) непрерывно-дискретного типа, который объединяет соответствующие

системы с распределёнными параметрами и работает на широкой номенклатуре (дискретном множестве) тип-сорто-размеров обрабатываемых материалов. Специфической чертой таких комплексов является сложность каждого варианта функционирования, их небольшое число и относительно небольшое число возможных альтернатив реализации каждого из них. Поэтому оптимизационные задачи для АТК целесообразно ставить максимально широко, что полностью соответствует принципу генерации альтернатив, который используется в системном подходе. Применение системного подхода в данном случае вызвано тем, что он представляет методологию решения задач, возникающих в сложных системах, к которым может быть отнесён и АТК по следующим признакам: многоцелевое назначение системы (повышение производительности, улучшение качества, снижение производственных затрат); многостадийность протекающих процессов (подготовка нефти, нагрев, транспортировка); многокомпонентность структуры (нагревательные и транспортирующие устройства); множественность связей с внешней средой (с другими системами); действие в системе множества случайных, а также неопределённых факторов, предсказать наличие которых наперёд невозможно.

Системный подход при индукционном нагреве позволяет по-новому увидеть объект проектирования - индукционную нагревательную установку (ИНУ). Действительно, при обычном подходе основной фактор, органически связывающий обе стадии обработки нефти в единый технологический комплекс, заранее фиксируется, а при системном подходе находится исходя из достижения экстремума совокупного экономического показателя работы комплекса [5]. Это становится возможным при постановке проблемы целостности комплекса, вычисления системообразующих связей. Принцип целостности является одним из фундаментальных принципов системного подхода, при котором задача оптимизации рассматривается всесторонне с учётом всех внутренних взаимосвязей системы индукционного нагрева: тип и мощность источника питания; частота тока; размеры индуктора, число и характер распределения его витков и т.д.; всех возможных путей к достижению поставленной цели: одновременное проектирование оптимальных технологических режимов нагрева, конструктивных и энергетических параметров ИНУ, оптимальной системы управления процессом нагрева; всех последствий применяемых решений: капитальные и эксплуатационные затраты, санитарные условия труда, качество продукции.

Процесс оптимизации лежит в основе всей инженерной деятельности, которая направлена, с одной стороны, на проектирование новых, более эффективных и менее дорогостоящих технических систем, и,

с другой стороны, на разработку методов повышения качества функционирования существующих систем. Оптимизация особенно ощутима для массового производства или для объектов с большими капиталовложениями. Проектирование предполагает в общем случае три уровня: первый – выбор наилучшей руководящей идеи, принципа действия; второй - поиск наилучшей структуры в рамках выбранного принципа действия; третий - определение наилучших значений параметров (конструктивных и режимных) - параметрическая оптимизация. Если ограничить класс функций, как это обычно делается, кусочно-непрерывными функциями, то задача также сводится к поиску некоторой совокупности функций и параметров, которые в общем случае должны удовлетворять требованиям взаимной независимости и управляемости. Поскольку объект оптимизации по принципу действия predetermined - ИНУ, то рассмотрению подлежат последние два уровня задачи оптимизации.

Перед параметрическим синтезом необходимо чётко выделить параметры системы, которые в общем случае можно разделить на входные (варьируемые) и выходные (рабочие показатели) [6], изображённые на рисунке 1. Вектор варьируемых параметров значениями своих составляющих однозначно определяет вектор рабочих показателей, определяющий качество системы и характеризующий вариант проекта. Варьируемые параметры, которые, по сути, и являются параметрами оптимизации, в свою очередь можно разделить на внутренние и внешние. Внутренние: размеры индуктора; толщина и термическое сопротивление тепловой изоляции; число витков и секций индуктора; шаг витков. Внешние: мощность источника питания; напряжение на индукторе; частота тока; ёмкость конденсаторной батареи.

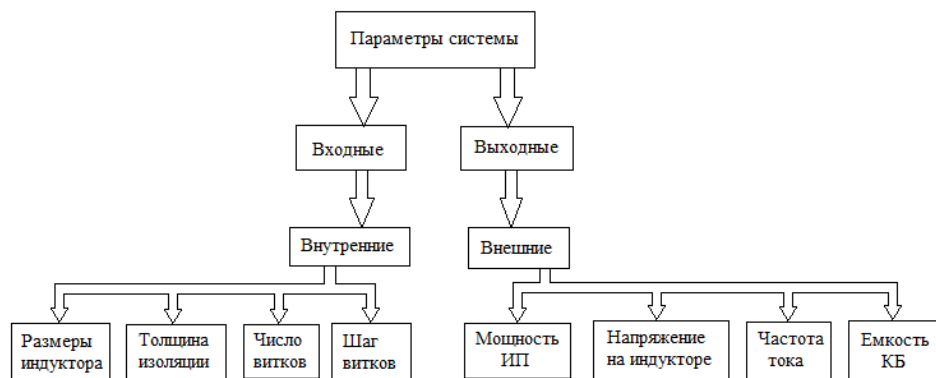


Рис. 1. Параметры системы

Обычно при проектировании решается задача выбора степени неопределённости задания начальных условий, а не задача выбора некоторых фиксированных параметров при неполных данных об этих условиях. В такой постановке рассматриваются множества, которым принадлежат значения режимных и конструктивных параметров, а также множества значений неопределённых параметров.

Задача параметрической оптимизации является разрешимой, если критерий оптимальности достигает экстремума в некоторой внутренней или граничной точке допустимой области. Условия оптимальности, которые должны выполняться в этой точке, формулируются лишь при наличии информации о классе функций, образующих критерий оптимальности и ограничения [7]. Согласно теореме Вейерштрасса, задача параметрической оптимизации разрешима, если критерий является непрерывной функцией, либо полунепрерывной сверху (в задачах на максимум), а допустимая область образует замкнутое ограниченное множество.

Оптимальным является проектное решение, обеспечивающее наибольшую экономическую эффективность производства. Основная трудность в формировании экономического критерия оптимизации обусловлена требованием иметь единый обобщённый показатель, который отражал бы многочисленные частные аспекты. При учёте различных аспектов экономической эффективности можно выделить четыре основных фактора, которые при заданных ценах и нормативных показателях однозначно определяют значения подавляющего большинства остальных показателей: количество и качество продукции, а также эксплуатационные и капитальные затраты на её производство [8].

Учитывая сказанное, в качестве критерия оптимальности, обеспечивающего соизмерение всех четырёх факторов экономической эффективности, целесообразно использовать приведённый доход:

$$I_{\Pi} = C_x \cdot P_{\Gamma} - Z_{\varepsilon} - E_x \cdot Z_k \quad (1)$$

где C_x – отпускная цена на продукт производства (обработанная высоковязкая нефть) комплекса «ИНУ-ОВН», учитывающая его качество, руб.;

P_{Γ} – годовой объём выпуска продукта, 1/год;

Z_{ε} – эксплуатационные затраты, руб./год;

E_x – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений, 1/год;

Z_k – капитальные затраты, руб.

Если некоторые из указанных четырёх факторов фиксированы, то выражение (1) может быть упрощено на основании особенностей

конкретной постановки задачи оптимизации. Так, в качестве основного показателя эффективности действующего производства рекомендуется использовать прибыль, условие максимума которой совпадает с максимумом выражения (1) при $E_x \cdot Z_k = \text{const}$:

$$I_{\Pi} = \Pi_x \cdot \Pi_T - Z_э \quad (2)$$

При этом задача оптимизации комплекса сводится к оптимальному управлению, т.е. оптимизации режимных параметров.

Время цикла или темп выдачи готовой продукции (полуфабриката) определяется в установившемся режиме работы комплекса максимальным временем обработки нефти в одном из активных его элементов. Можно показать, что условие $I_{\Pi} \rightarrow \text{max}$ полностью адекватно режиму максимальной производительности, т.е. критерию быстродействия.

Если максимальная производительность ОВН меньше производительности ИНУ, то для оптимизации ИНУ можно рассматривать условие минимума себестоимости продукции комплекса в части затрат, обусловленных нагревом нефти. Если же объём и качество продукции комплекса заданы ($\Pi_T = \text{const}$, $\Pi_x = \text{const}$), то условие максимума приведенного дохода становится адекватным условию минимума приведённых затрат:

$$I_{\Pi} = Z_э + E_x \cdot Z_k \quad (3)$$

Из приведенных выражений видно, что системному подходу в наибольшей степени соответствует совместное решение задач оптимального управления и проектирования с совокупным критерием приведённого дохода.

ВЫВОДЫ

1. Системный подход наиболее благоприятен для применения при индукционном нагреве высоковязкой нефти, так как он позволяет реализовать решение проблемы проектирования комплекса индукционного нагрева в целом.

2. Для оптимизации системы необходимо определить ее параметры, разделить их на группы и выявить, какие из них являются варьируемыми.

3. По результатам проектных решений в виде выражения (1) определен основной фактор экономической эффективности – приведённый доход, являющийся критерием оптимальности.

4. Заданная фиксация таких факторов, как объём и качество продукции комплекса индукционного нагрева, позволяет существенно упростить нахождение критерия оптимальности по выражениям (2) и (3).

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Табачникова Т.В.* Оптимизация режимов работы электротехнического комплекса предприятий нефтегазодобывающей промышленности – Санкт-Петербург: Изд-во: СПбПУ, 2006 г., 3–6 с.
2. *Хлюпин П.А.* Индукционная нагревательная система для нефтепроводов – Уфа: Изд-во: УГНТУ, 2015 г., 1-3 с.
3. *Polilov E., Batiushina O.* Stability markers in control theory. 12th International Scientific-Technical Conference on Electromechanics and Robotics "Zavalishin's Readings", Curran Associates - 2017. P. 8–12.
4. *Зимин Л.С., Байкин А.В.* Применение индукционного нагрева в промышленных технологиях, Материалы международной научно-технической конференции «Состояние и перспективы развития электротехнологии» (XVII Бенардосовские чтения), том I Электроэнергетика – Иваново: Изд-во: ИГЭУ, 2013 г., 3-5 с.
5. *Асаул А.Н., Капаров Б.М., Перевязкин В.Б., Старовойтов М.К.* Модернизация экономики на основе технологических инноваций - Санкт-Петербург: Изд-во: АНО ИПЭВ, 2008 г., 157-161 с.
6. *Семенов В.С., Золотов В.П.* Системы автоматизации проектных работ - Самара: Изд-во: СамГТУ, 2012 г., 54-59 с.
7. *Нурбосынов Д.Н., Табачникова Т.В., Горшкова К.Л.* Системный подход и анализ иерархических структур при формализации процесса подготовки и транспортировки потоков нефти как объекта, Научно-технический журнал «Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности» – Москва: Изд-во: ОАО ВНИИОЭНГ – 2015 г., 18-25 с.
8. *Земцов А.В.* Оценка эффективности инвестиционного проекта, Методический журнал «Банковское кредитование», выпуск №6 – Москва: Изд-во: Регламент, 2008 г., 19-27 с.

УДК 621.365.5

ОБЩИЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ В ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИИ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ

*А.М. Блинов, Н.С. Васильева, В.С. Романов, Е.В. Ревакина,
В.Г. Гольдштейн*

Самарский государственный технический университет

В современных условиях развития электроэнергетики актуальна разработка Интеллектуальных Электрических Систем с Активно–

Адаптивными Сетями (ИЭС ААС или SmartGrid). В электроснабжении нефтяной отрасли России они получают все более широкое распространение и требуют научно обоснованного анализа, основанного на классификации характерных признаков и особенностей этих сетей и систем, формализованных в [1]:

- живучесть как восстановление с наименьшими потерями после аварий;
- эффективная обратная связь с потребителями в работе сети;
- технически и экономически обоснованная совместная работа централизованных и распределенных источников энергии с общей тенденцией повышения доли последних, особенно для возобновляемых и экологически чистых видов получения энергии;
- устойчивость ИЭС к внешним отрицательным воздействиям и вмешательству;
- обеспечение требований стандартов по надежности и качеству энергии;
- обеспечение директивных эксплуатационных требований по работе комплексов генерации и потребления энергии;
- эффективное безопасное сочетание новых и традиционных технологий и оборудования;
- повышение энергоэффективности энергосбережения работы ИЭС в целом.

Для ИЭС ААС (SmartGrid) в определении перспективы развития технологической платформы в области энергетики нефтяной отрасли характерны следующие функциональные свойства [2, 3]:

- гибкость – возможность оперативных изменений топологии и режимов сети с нуждами потребителей электроэнергии;
- доступность – возможность оперативных изменений сети по составу централизованных и распределенных потребителей и производителей, в том числе возобновляемых;
- надёжность – минимизация перерывов энергоснабжения при условиях защищённости поставки энергии и ее качества в соответствии с современными жесткими требованиями;
- экономичность – минимизация потерь энергии за счет обеспечения наиболее выгодных режимов и широкого внедрения оборудования с принципиально новыми возможностями с точки зрения его собственных затрат на функционирование.

В этом аспекте наиболее перспективны инновационные технологии в построении ИЭС ААС совместно с эффективным управлением и регулированием их режимов.

Основные положения ИЭС определяют важную роль этой концепции в дальнейшем технологическом, экономическом и экологическом развитии общества, уменьшая энергетический дефицит за счёт использования возобновляемых источников энергии и повышая качество и надёжность работы энергосистем.

Решая задачи минимизации таких отрицательных воздействий на окружающую среду, как всеобщее потепление, выбросы в атмосферу продуктов сжигания органических теплоносителей (прежде всего углекислого газа CO_2 , создание ИЭС обеспечивает научно–технический и технико–экономический прогресс в развитии общемировой цивилизации в целом.

Реализация положений этой прогрессивной концепции обеспечит:

- развитие инновационных технологий,
- расширение масштабов производства высокоинтеллектуальной продукции,
- увеличение масштабов нетрадиционного применения электроэнергии, в частности, в транспортной инфраструктуре (автомобили с электродвигателями и др.),
- изменение функционального статуса потребителей на энергетическом рынке от пассивного покупателя до поставщика электроэнергии, имеющего собственные локальные генерирующие источники.

Реализация ИЭС ААС (SmartGrid) как стратегического направления развития не только энергетики, но и всего человеческого общества, позволяет эффективно обеспечить энергетические потребности промышленности, сельского хозяйства, качества жизни людей, снизить нарушения экологии, взаимодействия систем энергетики с окружающей средой и др.

Создание ИЭС ААС (SmartGrid) в энергетике нефтяной отрасли и, в частности, нефтедобыче в настоящее время отвечает общим направлениям развития энергетики страны в целом [3, 4] и использует техническую и организационную базу, для которой, как уже говорилось выше, характерны следующие положения:

- наличие в сетях электроснабжения нефтедобычи комплекса коммутационных аппаратов, автоматически управляющих топологией сети в нормальных и аварийных режимах;
- насыщенность сети активными элементами, позволяющими изменять топологические параметры сети;
- наличие датчиков, измеряющих текущие режимные параметры для оценки состояния сети в различных режимах работы системы энергоснабжения;

– система сбора и обработки данных (программно–аппаратные комплексы), а также средства управления активными элементами сети и электроустановками потребителей нефтяной отрасли;

– наличие необходимых исполнительных органов и механизмов, позволяющих в режиме реального времени изменять топологические параметры сети, а также взаимодействовать со смежными энергетическими объектами;

– автоматическая оценка текущей ситуации и прогнозирование работы сети;

– быстродействующие системы управления и информационного обмена.

На основе указанных признаков можно дать достаточно чёткое определение ИЭС как совокупности подключённых к генерирующим источникам и электроустановкам потребителей цифровых аппаратных средств, а также информационно–аналитических и управляющих систем, обеспечивающих надёжную и качественную передачу электрической энергии от источника к потребителю в соответствии с его технологическими требованиями по времени, количеству и качеству.

В программном отечественном документе – “Энергетической стратегии России на период до 2030 года” [5] определены следующие основные направления научно–технического прогресса, которые находят свое отражение в электроэнергетике нефтяной отрасли:

- создание высокоинтегрированных системообразующих и распределительных ИЭС нового поколения в Единой энергетической системе России (ИЭС ААС, SmartGrid) и, конкретно, в системах энергоснабжения;
- использование высокотемпературных сверхпроводниковых устройств: трансформаторов, кабелей, токоограничителей, накопителей энергии для электрических сетей и гарантированного электроснабжения ответственных потребителей;
- широкое развитие распределенной генерации особенно в районах, не обеспеченных централизованным электроснабжением;
- развитие силовой электроники и устройств на их основе, прежде всего, различного рода сетевых управляющих устройств;
- создание высокоинтегрированного информационно–управляющего комплекса оперативно–диспетчерского управления распределительными и автономными электрическими сетями в режиме реального времени с экспертно–расчётными системами принятия решений;

- создание высоконадёжных магистральных каналов связи между различными уровнями диспетчерского управления и дублированных цифровых каналов обмена информацией между объектами и центрами управления;
- создание и широкое внедрение централизованных и децентрализованных систем противоаварийного управления на всех уровнях систем электроснабжения;
- создание автоматизированных систем управления спросом на электроэнергию;
- создание водородных систем аккумулирования энергии и покрытия неравномерностей графика нагрузки и др.

Для распределительного электросетевого комплекса, обеспечивающего электропотребление нефтедобычи, применение положений ИЭС является одной из важнейших задач. В настоящее время все шире реализуются проекты внедрения интеллектуальных приборов учёта электроэнергии, при этом центры управления ИЭС и учета энергопотребления повышают наблюдаемость ПС.

В “интеллектуализации” распределительной сети интеллектуальный учёт является первоочередной задачей. При этом очевидной становится проблема разнородности систем применяемых приборов учёта по функциональным характеристикам и коммуникационным интерфейсам. Они предполагают создание единого информационного обеспечения системы учёта с возможностью применения открытых, гибких многофункциональных элементов (в частности, приборов учёта), работающих на основе стандарта PnP (*plug and play* – дословно переводится как «включил и работай») [6].

Эта технология ранее называлась NuBus и была разработана Western Digital (компания, производитель компьютерной электроники). Она предназначалась для быстрого определения объектно–ориентированной архитектуры комплекса технических устройств. PnP автоматически распознает объекты и вносит изменения в конфигурацию абонентской системы (в частности, учета энергии в ИЭС), настраивая ее программными средствами. В этом случае опыт западных коллег был бы весьма полезен [6, 7].

Можно констатировать, что построение и развитие в России интеллектуальной энергетики поддерживается на уровне руководства страны в виде инвестиционной программы ОАО «ФСК ЕЭС» по направлению ИЭС ААС (SmartGrid) и соответствующих целевых энергетических отраслевых и местных программ. Кроме того, очевидно, что на концептуальном уровне кардинальных противоречий между западным и отечественным взглядом на развитие ИЭС нет.

Конкретными шагами на пути реализации концепций ИЭС ААС (SmartGrid) на объектах, обеспечивающих в значительной мере электроснабжение нефтедобывающих, транспортных и перерабатывающих предприятий, являются разработки концепции построения ИЭС, а также реализация внедрения инновационных технологий.

Направления работ по созданию концепций и апробации технологий интеллектуальных сетей и систем электроснабжения в России с точки зрения их использования в электроснабжения в нефтяной отрасли можно сформулировать следующим образом.

- Широкое использование возобновляемых источников энергии с дальнейшим включением их не только в отрасли, но и в единую энергетическую систему страны. Это – стратегическая задача, так как запасы органических энергоносителей ограничены.
- Развитие распределённой энергетики, в том числе *когенерации и тригенерации* за счёт модернизации существующих и разукрупнения вновь создаваемых котельных для покрытия максимумов нагрузок и устранения энергодефицита. Это – весьма важная задача для распределительного комплекса энергоснабжения.
- Обеспечение бесперебойной работы системы в условиях роста использования спорадической нагрузки (например, передвижных буровых комплексов и др.).
- Сокращение потерь электроэнергии за счёт построения систем интеллектуального учёта с возможностью учёта качества электроэнергии и ограничений нагрузки.
- Развитие коммуникационной среды, способной надёжно и качественно поддерживать информационный обмен между поставщиками и потребителями энергоресурсов. Одним из способов решения данной задачи является применение беспроводных интеллектуальных коммуникационных устройств.
- Повышение качества электроэнергии за счёт применения устройств компенсации реактивной мощности.
- Применение интеллектуального оборудования и программных комплексов для управления топологией сети с целью обеспечения надёжности функционирования.
- Использование накопителей энергии большой ёмкости для выравнивания графика нагрузки, а также для обеспечения бесперебойной работы особо важных объектов.
- Развитие рыночных отношений в энергобизнесе так, как это уже организовано в ряде зарубежных стран, с привлечением распределённых потребителей–производителей электроэнергии (сети – аналог Microgrids). Имея определённые мощности для производства

электроэнергии (чаще всего, ветрогенераторы и солнечные батареи), они выступают не только по своему прямому назначению, но и как возможные дополнительные поставщики электроэнергии в требуемое время в нужные участки сети. Им требуется поддержка государства или частных энергетических компаний в приобретении и эксплуатации электрооборудования, которое в дальнейшем используется реверсивно на основе долгосрочных контрактов в зависимости от конкретных условий. В большинстве случаев они, обеспечивая собственное энергопотребление, при положительном балансе разницу выдают в общую сеть, а при отрицательном – от нее производится поддержка.

- Разработка и производство отечественными компаниями высокотехнологичной конкурентной продукции для обеспечения функционирования интеллектуальной сети.

Выводы.

1. ИЭС ААС (SmartGrid) – совокупность современных технологий, которые реализуются с помощью комплексов инновационного высокоэффективного оборудования. Ее применение в России, одной из ведущих стран мирового сообщества, несомненно, перспективно и востребовано.

2. Использование принципов и положений ИЭС в энергоснабжении нефтяной отрасли, как важной составляющей энергетики нашей страны, полностью соответствует определенной руководством нашей страны перспективе развития отечественной экономики.

3. В теоретически и практически обоснованном применении в России интеллектуальных технологий и оборудования нефтяной отрасли необходимыми составляющими являются рациональное использование общемирового опыта в сочетании с учетом сложных условий работают отечественные ИЭС.

4. Можно констатировать очевидные преимущества развития рыночных отношений в энергобизнесе, в частности, при использовании распределенных потребителей – производителей электроэнергии. Их привлечение в качестве возможных дополнительных поставщиков электроэнергии требует поддержки государства или частных энергетических компаний.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Электроэнергетика России 2030: Целевое видение / Под общ.ред. Б.Ф. Вайнзихера. – М.: Альпина Бизнес Бук, 2008.

2. *Ледин С.С.* Концепция «электроэнергия — товар» как катализатор развития SmartGrid // Автоматизация в промышленности. № 4, 04.2012.
3. European SmartGrids Technology Platform. Vision and Strategy for Europe's Electricity Networks of the Future. – Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities, 2006.
4. *Дорофеев В.В., Макаров А.А.* Активно-адаптивная сеть – новое качество ЕЭС России // Энергоэксперт, 2009, № 4 (15).
5. Концепция энергетической стратегии России на период до 2030 года (проект). Прил. к журналу “Энергетическая политика”. – М.: ГУ ИЭС, 2007.
6. *Ледин С.С.* Автоматизация и ИТ в энергетике. № 11 (16), 2010.
7. *Ледин С.С., Игнатичев А.В.* Развитие промышленных стандартов внутри- и межсистемного обмена данными интеллектуальных энергетических систем // Автоматизация и ИТ в энергетике, 2010, № 10.

УДК 621.365.5

К ВОПРОСУ ОБ УПРАВЛЕНИИ ЖИЗНЕННЫМИ ЦИКЛАМИ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

Е.В. Ревякина

*Самарский Государственный Технический Университет,
г. Самара, Россия, kate_revyakina@mail.ru*

В современных условиях в эксплуатации и развитием электротехнических комплексов (ЭТК) электрических сетей и систем электроснабжения (ЭССЭ) значительное место занимают проблемы управления производственными активами (ПА). Это – оценка текущих и остаточных технических ресурсов электрооборудования (ЭО), этапов его эксплуатации, модернизации, вывода из работы и замены, прогнозирования жизненных циклов (ЖЦ) на основе диагностики и оценки технического состояния ЭО, анализ и др.

Окружающая среда и само ЭО являются источниками непрерывного потока мощных эксплуатационных физических воздействий (ЭФВ), которые дискретно и непрерывно снижают возможности ЭО сохранять работоспособность, причем последствия этого снижения постепенно ухудшают характеристики и эксплуатационные свойства ЭО. В конечном итоге это непосредственное проявление второго начала термодинамики

приводит к аварийным отказам ЭО. Нередко они развиваются лавинообразно в значительной части ЭССЭ. В значительной мере этим нежелательным последствиям противостоят комплексы защитных противоаварийных средств и действий, а также корректная организация эксплуатации и, прежде всего, диспетчерского управления, технического обслуживания, ремонтов, диагностики, контроля и других мероприятий. Их цель – поддержка технического состояния ЭО на уровне, отвечающем требованиям стандартов, правил и директивных документов в условиях работы существующих и формирования перспективных интеллектуальных электрических сетей и систем электроснабжения.

В связи с этим можно сформулировать направление актуального комплекса исследований, охватывающих, с одной стороны, определение граничных состояний ЭТК с точки зрения возможности его отказа в целом при аварийных нарушениях его элементов. С другой стороны, необходимо предусмотреть средства и мероприятия [1], противостоящие лавинообразному развитию аварийного инцидента. Фактически это определяет условия корректного функционирования и оптимального проектирования ЭТК, которые формируются с учетом имеющегося в настоящее время большого объема информации по аварийности в ЭССЭ.

Она накапливается в многокомпонентных информационных базах и банках данных (ИББД) и содержит сведения о повреждаемости, аварийных инцидентах (отказах) и рисках их отказов (РО), выполнении регламентных процедур обслуживания, анализе технического состояния, а также составе и характеристиках ЭО ЭССЭ [2]. В частности, в СамГТУ проводится анализ и в ряде случаев поддержка актуального состояния 5 ИББД для ЭССЭ Самарского региона в электроэнергетике, нефтегазодобыче и других отраслях.

Изменения работоспособности в условиях названных разнонаправленных процессов реализуются конечным множеством этапов, состояний, режимов и др., определение которого – *жизненный цикл* (ЖЦ) (SMART GRID Life Cycle сформулировано в стандарте ISO/IEC 15288:2008) как «эволюция системы, продукта, услуги или иной созданной человеком сущности от замысла и до изъятия из обращения» в контексте работы ЭССЭ и их элементов. Необходимое условие при этом целенаправленное обеспечение работоспособности ЭО, технически и экономически обоснованной стандартами и нормами. Его *основной проблемой* на всех этапах от разработки проекта до утилизации является *управление ЖЦ и эффективное использование возможностей электротехнических комплексов и отдельных электроустановок с разными сроками и условиями эксплуатации, обслуживания, изготовления и др.*

В отечественных ЭССЭ в настоящее время характерно сочетание в ЭТК электроустановок новых поколений с морально и физически изношенными объектами. Часто они принципиально отличаются не только по техническому состоянию, но и по принципу действия, что требует тщательного технического контроля и технологического обеспечения совместной работоспособности, (токоограничивающие реакторы и ВТСП токоограничители).

И сейчас, и в обозримом будущем известные финансовые причины объективно тормозят темпы кардинальной замены и плановой реновации, которые отстают от интенсивности реального (до 70 % и более) износа ЭО. Это – основная причина отрицательной динамики изменений технического состояния, ресурсов, рисков отказов ЭО и важной проблемы управления ПА – *оптимального выбора между продлением эксплуатации или заменой* старого (не выработавшего полностью свой технический ресурс) на новое ЭО.

Поэтому можно констатировать *острую необходимость* решения проблем управления ЖЦ ПА ЭССЭ с помощью *интеллектуальных информационных технологий (ИТ) на основе системного анализа информации о техническом состоянии и статистических данных об аварийности ЭО*. Эффективным инструментом для этого являются методы:

- оперативной и спорадической диагностики технического состояния,
- оценки работоспособности ЭО под воздействием интенсивного потока ЭФВ,
- статистического определения рисков отказов, остаточного ресурса ЭО,
- оценки текущих и остаточных ресурсов,
- сроков этапов эксплуатации, модернизации, вывода из работы и замены ЭО на основе применения ИТ.

В соответствие с этим и условиями эксплуатации в Поволжском регионе для ЭО ЭТК 6 ÷ 110 кВ, как объектов исследований, проводимых в СамГТУ, сформулирован решается **следующий комплекс задач**:

1. Формализация и классификация задач управления техническим состоянием современных ЭТК передачи, распределения и потребления электроэнергии.
2. Подготовка и обеспечение работоспособного состояния информационного обеспечения по ПА ЭТК сетевых предприятий и систем электроснабжения Поволжского региона.

3. Классификация интеллектуальных ИТ и решение проблем их эффективного применения для управления ПА и организации эксплуатации ЭССЭ.

4. Анализ аварийности оборудования ЭССЭ для эффективного управления ЖЦ ЭО с помощью комплекса методов Дата Майнинг (Data Mining) [3].

5. Управление параметрами ЖЦ ЭО на основе теории рисков и оценки технического состояния по результатам технической диагностики, математических и статистических моделей ЭО и компьютерных экспериментов, по комплексной оценке, рисков отказов.

6. Учет характерных текущих условий работы ЭССЭ (интенсивные потоки ЭФВ, износ и реальные технические ресурсы ЭО, наличие и состояние средств защиты и диагностики и др.).

7. Рекомендации и технические решения по эксплуатации реального парка новейших и изношенных ПА ЭССЭ.

Решение названного комплекса задач реализуется на основе *инновационных положений* построения и эксплуатации современных и перспективных интеллектуальных электрических систем с активно–адаптивными сетями (ИЭС ААС).

1. Управление ПА ЭССЭ на основе интеллектуальных ИТ. Моделирование ЖЦ элементов ЭССЭ на основе теории рисков, данных по реальной аварийности ЭО и оценке их технического состояния.

2. Усовершенствование прогнозирования ЖЦ ЭО и системы управления рисками отказов в ЭССЭ на основе решения задач классификации, кластеризации и регрессионного анализа данных об аварийности ЭО.

3. Новые прямая и инверсионная информационно–математическая модели для решения задач кластерного анализа рисков ЖЦ ЭО на основе методов построения деревьев событий и отказов.

4. Научное обоснование решений и технических рекомендаций по повышению эффективности совместной эксплуатации реального парка новейших и изношенных ПА ЭССЭ.

Анализ основных определений и состояния исследований по проблемам ЖЦ электроустановок ЭССЭ, управления ПА и ресурсами их электроустановок на основе реальной статистики по аварийности наиболее распространенных видов современного ЭО показывает, что в настоящее время практически отсутствуют законченные научно обоснованные решения по ряду технических и методических проблем. Поэтому можно констатировать актуальность имеющих место проблем математического прогнозирования ЖЦ электроустановок и, в частности, ЭО ЭССЭ на основе современных ИТ и эффективных методов извлечения

полезной информации из многокомпонентных баз данных. Не умаляя важности многих других факторов, выделим важнейшие регуляторы ЖЦ:

- *экономико–организационный* – оптимальное управление ПА на основе теории рисков и обеспечения технического состояния ЭО в соответствии со стандартами, нормами и правилами;
- *эксплуатационно–организационный* – выполнение регламентов по качеству эксплуатации, всех видов ремонтов, обслуживания от ввода до списания и утилизации, а также модернизация и реновация ЭО;
- *инновационный аппаратный* – *эффективное ограничение внешних и внутренних ЭФВ* на ЭО в течение всего ЖЦ, то есть управление их энергией и амплитудами, а, следовательно, аварийностью и самим ЖЦ в соответствие с требованиями к эксплуатации, надежности и качеству электроснабжения.

Определим направления ИТ в управлении РО ЭССЭ.

1. Выявление групп ЭО с повышенными рисками отказов (ПРО).
2. Определение особенностей эксплуатации и электропотребления при ПРО.
3. Анализ структуры аварийности и отказов и их прогнозирование.
4. Эффективность оценки технического состояния ЭО, техобслуживания.
5. Стратегия маркетинговых действий для снижения ПРО и повышения надежности ЭССЭ.

Если рассматривать их с точки зрения технических и технологических по–требностей ЭССЭ, в частности, управления РО, то применение методов ДМ эффективно в решении ряда актуальных практических задач, а именно: при анализе технических ресурсов ЭО, прогнозировании ЖЦ ЭО, анализе предпочтений при продлении сроков эксплуатации, модернизации, выводе из работы и замене ЭО, оценке эффективности технической диагностики ЭО, управлении ПА, оценке эффективности работы эксплуатационного персонала сетевых предприятий.

При построении информационной модели для исследования причин аварийности электроустановок для решения задач кластерного анализа и машинного обучения используются алгоритмы на основе ассоциативных правил, которые позволяют находить закономерности между некоторыми событиями, и построения дерева решений, имеющим в Data Mining классификационное обозначение C4.5, используемое в [4]. Это усовершенствованный механизм интеллектуального виртуального анализа данных для решения задач по классификации объектов согласно

сформированному набору условий. В нем добавлены возможности работы с пропущенными данными, улучшен критерий разбиения дерева, предложен механизм извлечения и упрощения правил и структуры дерева решений без потери качества распознавания [4].

Построение дерева событий позволяет последовательно проследить за последствиями каждого возможного исходного события и *вычислить максимальную вероятность главного (конечного) события от каждого из таких инцидентов*. Основное при этом – не пропустить какой-либо из возможных инцидентов и учесть все промежуточные узлы.

При анализе риска развитие процесса происходит в обратную сторону – от известного последствия к возможным причинам. В этом случае мы *получим одно главное событие в корне дерева и множество возможных причин (инцидентов) в его кроне. Эта разновидность носит название дерева отказов и фактически является инверсией названного выше дерева событий* [4, 5].

Научной основой при этом являются положения теории рисков отказов и теории электромагнитной совместимости (ЭМС), а для формирования, анализа, принятия решений и их практической реализации необходимо применение репрезентативного анализа статистики отказов, оценки рисков и положения теории надежности [6].

В работе, как объекты исследования, выбраны многочисленные парки типовых элементов ЭССЭ 6 ÷ 35 кВ [7, 8], в составе которых все большую долю в настоящее время и в перспективе приобретают инновационные электроустановки такие, как трансформаторы с аморфными сердечниками, высокоэффективные коммутационные аппараты и комплексы, в частности реклоузеры, КТП и КРУН последних модификаций и др. Для них в соответствие с разрабатываемой концепцией управления ЖЦ, сформирован научно-технический **комплекс решения названной проблемы** для ЭО 6 ÷ 35 кВ:

- непрерывный сбор и анализ статистической информации о текущем состоянии и аварийности оборудования, как средство информационного обеспечения;
- построение математических и статистических моделей, как средства адекватного отражения поведения природы – парка ЭО;
- оценка технического состояния, как опорная совокупность данных для выбора мероприятий по управлению ЖЦ ЭО.

Иначе говоря, используя в качестве информации критический анализ аварийной статистики парка ЭО, технические данные инновационного и действующего ЭО, математические и статистические модели, оценка технического состояния и другие данные, этот комплекс позволяет осуществить оценку и прогноз ресурсов ЭО, а по их результатам,

соответственно, сформировать тактику и стратегию эксплуатации ЭО для реализации эффективного управления их ЖЦ.

Отказы и нарушения в работе электроустановок ЭССЭ, вызваны потоками разнообразных ЭФВ: *внутренними*, определенной энергией, накопленной внутри данных электроустановок, *внешними* – от окружающей среды (грозовые воздействия) и соседних электроэнергетических, а также нарушения условий эксплуатации и дефекты при изготовлении ЭО. объектов. Основными из них являются износ изоляции и развивающиеся при этом дефекты,

Классификация отказов ЭО вследствие нарушений ЭМС по последствиям была введена в нынешнее поколение российских стандартов по ЭМС (ГОСТ 13109–97) по следующим основным причинам повреждений и отказов электроустановок ЭССЭ. Ниже приведем ее, прежде всего из–за необходимости укрупнения разделов, как по типам и классам, так и по продолжительности и разнообразию условий и ситуаций эксплуатации, при этом, не претендуя на исчерпывающую полноту.

1. Конструкционные ошибки при изготовлении ЭО на заводах–изготовителях.
2. Дефекты и нарушения в конкретных узлах ЭО.
3. Попадание посторонних предметов и частиц внутрь ЭО (металлической стружки от маслосососов, влаги и т.д.).
4. Старение изоляции в связи с длительной эксплуатацией.
5. Воздействие токов КЗ на ЭО.
6. Ошибки персонала, воздействие человеческого фактора.
7. Эксплуатация ЭО с нарушениями нормативных документов и инструкций, в том числе в недопустимых режимах.
8. Атмосферные и коммутационные перенапряжения.

Анализ аспектов и причин эксплуатационных нарушений технического состояния применительно к различным видам ЭО ЭССЭ 6 ÷ 35 кВ, выполненный в первой главе диссертации, позволяет сформулировать обобщенную проблему аварийности, причиной которой является недостаточное внимание к выполнению требований ЭМС, а именно несвоевременность и неполнота проведения текущих и капитальных ремонтов, что приводит к преждевременному выходу ЭО из строя.

В том или ином виде это можно проследить по результатам обработки статистических данных по отказам и нарушениям эксплуатации ЭО 6 ÷ 35 кВ в современных электросетевых (ОАО «МРСК Волги», ОАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Волги») и нефтяных (ОАО «Самаранефтегаз») предприятиях Средней Волги и их предшественниках более чем за 50–летний период наблюдения [7].

Таблица 1.
Выход из строя всего ЭО 6 ÷ 35 кВ в ЭССЭ Самарского региона по эксплуатационным причинам.

№№	Эксплуатационные причины	Относительное значение, %
1	Старение, износ изоляции	28
2	Перенапряжения	19
3	Дефекты изготовления, эксплуатации и ремонта	19
4	Воздействия посторонних лиц и предметов	10
5	Недопустимые режимы сети	6
6	Ошибки персонала	3
7	Воздействия токов КЗ	3
8	Прочее	4
9	Не установлено	8

Таблица 2.
Распределение выхода из строя по эксплуатационным причинам для отдельных видов ЭО 6 ÷ 35 кВ: ВЛ/КЛ, СТ, КА, ОПН, ТТ–ТН.

№ №	Эксплуатационные причины	Относительное значение, %				
		ВЛ/КЛ	СТ	КА	ОПН	ТТ–ТН
1	Старение, износ изоляции	27/24	43	25	24	50
2	Перенапряжения	16/15	23	14	41	16
3	Дефекты изготовления, эксплуатации и ремонта	22/26	10	25	8	2
4	Воздействия посторонних лиц и предметов	14/9	9	11	10	17
5	Недопустимые режимы сети	7/8	3	7	7	6
6	Ошибки персонала	2/5	3	4	3	2
7	Воздействия токов КЗ	3/4	3	4	2	2
8	Прочее	5/6	3	6	2	3
9	Не установлено	4/3	3	4	3	2

Таблица 3.

Распределение выхода из строя по срокам службы (в годах) для отдельных видов ЭО 6 ÷ 35 кВ: ВЛ/КЛ, СТ, КА, ОПН, ТТ–ТН.

№№	Срок службы, лет	Относительное значение, %				
		ВЛ/КЛ	СТ	КА	ОПН	ТТ–ТН
1	До 10	12,4/13,2	11,4	16,9	4,9	12,7
2	10 – 20	7,6/11,8	4,1	10,6	26,5	9,1
3	20 – 30	19,2/16,3	19,5	16,1	9,6	7,3
4	30 – 40	29,9/33,7	39,0	33,1	36,1	49,1
5	40 – 50	30,9/25,0	26,0	23,3	22,9	21,8

Полученные относительные значения (в %) причин выхода из строя разнообразного ЭО ЭССЭ 6 ÷ 35 кВ, представлены в таблице 1.

Так как повреждаемость исследуемого оборудования напрямую оказывает влияние на надежность энергосистемы в целом, особое внимание уделяется поддержанию его в рабочем состоянии и прогнозировании их ЖЦ.

Это в полной мере подтверждает и эксплуатационная статистика результатов повреждений: аварии и отказы, связанные с нарушениями нормальной работы и отказами воздушных и кабельных линий – ВЛ/КЛ, силовых трансформаторов – СТ, нелинейных ограничителей перенапряжений – ОПН, коммутационных аппаратов – КА, трансформаторов тока и напряжения – ТТ и ТН в ЭССЭ 6 ÷ 35 кВ вызывают до 90 % недоотпуска электроэнергии. Поэтому далее приведены результаты обработки статистических данных для названных классов, как для наиболее ответственных и, в то же время, наиболее характерных типов ЭО 6 ÷ 35 кВ: а) ВЛ/КЛ, б) СТ, в) КА, г) ОПН, д) ТТ–ТН в таблице 2 – по причинам выхода из строя, а таблице 3 – по срокам службы (в годах).

На полученных результатах существенно отразилось то, что в настоящее время в эксплуатации сочетаются новое и устаревшее оборудование, уровень износа которого значительно превышает установленный, что при тех же сроках и объемах технических обслуживаний и ремонтов приводит к общему росту интенсивности отказов.

ВЫВОДЫ.

1. В электросетевых и нефтяных предприятиях Средней Волги в настоящее время можно констатировать очевидное общее снижение надёжности эксплуатируемого ЭО из-за увеличения срока его

эксплуатации и недостаточной интенсивности его модернизации и замены инновационным интеллектуальным ЭО.

2. При анализе распределений отказов эксплуатируемого ЭО по срокам службы для СТ, ОПН, КА, ТТ и ТН в ЭССЭ 6 ÷ 35 кВ (табл. 3) установлено, что более 60% эксплуатируемого ЭО выходит из строя до достижения возраста в 30 лет, от 15 до 35% до достижения 20 лет, что при нормативном сроке эксплуатации в 25 лет является недопустимым.

3. Для повышения ресурсов и увеличения срока службы электроустановок ЭССЭ при современном, высоком уровне воздействия внешних и внутренних ЭФВ необходим прогноз ЖЦ названных установок на основе теории рисков, анализа аварийной статистики и математического моделирования с целью проведения своевременных и обоснованных технических и организационных мероприятий, направленных на сохранение работоспособности названного ЭО.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. РД 34.45–51.300–97. Объём и нормы испытаний электрооборудования. М.: НЦ ЭНАС, 2–е изд. с изм., 2002.
2. *Гольдштейн В.Г., Ревякина Е.В., Складчиков А.А.* К вопросу об управлении рисками отказов в электрических сетях и системах. II Межд. науч.–практ. кон. Инновационные технологии в энергетике. Сб. статей. Вып. II. – Пенза: Приволж. Дом знаний, 2014. с. 35–41.
3. *Ревякина Е.В.* Применение методов интеллектуального анализа данных для оценки аварийности электрических сетей. Гольдштейн В.Г., Ревякина Е.В. Матер. Докл. IX молод. науч.–практ. конф. Диспетчеризация и управление в электроэнергетике: – Казань: Казан. гос. энер. ун–т, 2015. с. 371–376.
4. *Барсегян А.А., Куприянов М.С., Степаненко В.В., Холод И.И.* Технологии анализа данных. Data Mining, Visual Mining, Text Mining, OLAP. СПб.: БХВ–Петербург, 2007. – 384 с.
5. *Якимов В.Н., Дьяконов Г.Н., Машков А.В.* Формирование онтологии предметной области на основе анализа NFL–континуума.// Информационные технологии. 2006. № 3. 36–39 с.
6. *Revyakina. E.* To the question about electromagnetic compatibility and electrical isolation resource. Colcun M., Goldstein V., Revyakina. E., Vasilyeva N., Schobak A. Вестник СамГТУ. Серия "Техн. науки". – Самара, №1 (33). 2012 г. с.170 – 177.
7. *Складчиков А.А., Хренников А.Ю., Гольдштейн В.Г.* Анализ аварийности электрооборудования подстанций и линий электропередачи в электрических сетях напряжением 6–500 кВ. Энергетика: экология,

надежность, безопасность: материалы докладов XVI Всероссийской науч. – техн. конф. / Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во ТПУ, 2010. – 321 с. – с. 143 – 146.

8. Goldstein V.G., Khrennikov A.Yu., Skladchikov. An analysis of the condition of the 6–500 kV overhead power lines of the Samara region. Power Technology and Engineering. 2010. Т. 4. № 4. с. 322–326.

9. Карнаушенко А.Н. Вакуумный реклоузер серии РВА/TEL – средство повышения надежности ВЛ 6–10 кВ// Электропанорама. – 2005. – №10. с.74–75.

УДК 621.314.21

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ ПРИ ПРИМЕНЕНИИ ИННОВАЦИОННЫХ КОНСТРУКЦИЙ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ

В.Г. Гольдштейн, А.А. Казанцев, Е.О. Солдусова, А.В. Проничев

*Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
kazantzev@63.ru*

Использование в современных электрических сетях и системах электроснабжения (ЭССЭ) устаревших конструкций трансформаторной техники не отвечает уровню теоретических научно-технических решений и практических технологических принципов современной электротехники, что, несомненно, тормозит технический прогресс в электроэнергетике. Это непосредственным образом отражается на реализации широко декларируемых положений об энергосбережении и энергоэффективности, как в потреблении, так и в процессах передачи и распределения электроэнергии [1, 2].

Потери электроэнергии ΔW в электроустановках ЭССЭ при передаче, распределении и потреблении электроэнергии – это с точки зрения закона сохранения энергии неизбежные энергетические и экономические затраты на обеспечение физической сущности названных технологических процессов. Можно констатировать, что эти затраты, связанные с выделением тепла, за исключением его полезного использования, наносят вред, как самому электрооборудованию, так и окружающей среде.

Поэтому, несмотря на то, что проблема снижения суммарных потерь

электрической мощности и энергии (ПЭМЭ) в электроэнергетике всегда была и есть в центре внимания эксплуатации, научных исследований, проектирования и конструирования новых электроустановок и процессов, можно констатировать ее непреходящую актуальность и необходимость поиска новых решений.

В современных условиях потери электроэнергии и мощности можно существенно снизить применением в конструкциях силовых трансформаторов (СТ) следующих инновационных решений:

Использование эффекта сверхпроводимости (СП) низко- и высокотемпературной (НТСП, ВТСП) для кардинального уменьшения нагрузочных потерь в обмотках СТ [3,4].

Внедрение новых эффективных способов формирования основного магнитного потока СТ с помощью аморфных ферромагнитных материалов (АФМ) и перспективных бессердечниковых конструкций СТ для значительного (в 5-6 раз) снижения потерь холостого хода трансформатора [5,6].

Применение комбинированной конструкции, сочетающей в себе применение АФМ для производства магнитопровода, и материалы, обладающие ВТСП эффектом для изготовления обмоток СТ [1].

Силовой трансформатор является наиболее ответственной и дорогостоящей электроустановкой в ЭССЭ, а применение новых материалов увеличивает его стоимость. Поэтому необходимо, чтобы этот элемент сети функционировал с высокой надёжностью и стабильностью. Внутренние повреждения обмоток, связанные с изоляционными факторами и с недостаточной стойкостью обмоток при протекании токов КЗ являются самыми опасными с точки зрения длительности недоотпуска электроэнергии, финансовых потерь и возможности восстановления трансформаторного электрооборудования [7].

В данной работе проведено моделирование аварийного режима с расчетами токов КЗ на участке сети «Смышляевка-Тяговая» АО «Самарская сетевая компания» на напряжение 10кВ и 20кВ» (рис.1). Для расчёта токов КЗ использовались паспортные и расчетные характеристики СТ напряжением 10, 20 кВ. Значения характеристик для традиционных силовых трансформаторов (ТСТ) с магнитопроводом из электротехнической трансформаторной стали SiFe, и аморфных высокотемпературных сверхпроводниковых трансформаторов (АВТСТ), магнитопровод которых изготавливается из АФМ, а обмотки выполнены из материалов, обладающих ВТСП эффектом, приведены в таблице 1.

Таблица 1

Тип тр-ра	УВН, кВ	$\Delta U_{кз}$, %	$I_{кз}$, %	$\Delta Q_{кз}$, Вар	$\Delta P_{кз}$, Вт	$\Delta Q_{хх}$, Вар	$\Delta P_{хх}$, Вт	$S_{ном}$, кВА
ТМ-400/10	10	4,5	1,8	18000	5500	4000	900	400
АВТСТ-400/10	10	1,75	0,18	7317,07	2235,77	223,46	174,76	400
ТМ-400/20	20	5,36	1,63	19368	6127,00	4456,00	928,50	400
АВТСТ-400/20	20	2,08	0,16	14774,3	2490,65	248,94	180,29	400

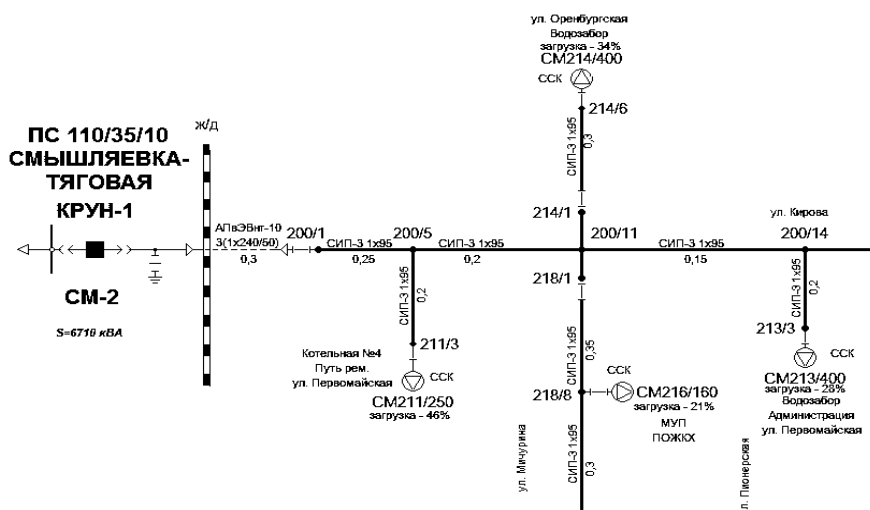


Рис. 1. Участок схемы «Смышляевка-Тяговая» ЗАО «ССК»

Для оценки токов КЗ, из схемы «Смышляевка-Тяговая» был взят участок магистральной линии Ф-2 выполненной проводом марки СИП-3 сечением 95мм² от опоры 200/1 до опоры 200/14 и отпайка от опоры 200/14 до ТП СМ213/400 также выполненной проводом марки СИП-3 сечением 95мм². Схема замещения с расчетными значениями при напряжении 10кВ представлена на рисунке 2. Значения токов КЗ на шинах ПС «Смышляевка-Тяговая» в точке К1 являлись исходными, на линии и на шинах 0,4кВ ТП СМ213/400 в точках К2 и К3 соответственно были рассчитаны для различных типов трансформаторов и величин напряжений.

Результаты расчетов токов КЗ на линии в точке К2 схемы замещения (рис.2) приведены в таблице 2.

Таблица 2

Напряжение, кВ	Ik,кА
10	5,2
20	5,4

Из таблицы видно, что при изменении напряжения с 10кВ на 20кВ ток КЗ на линии выполненной проводом марки СИП-3 сечением 95мм² увеличивается незначительно.

Расчет сопротивления трансформатора выполнялся по следующим выражениям:

$$r_{тр} = \frac{u_k \cdot U_{2ном.тр}}{S_{2ном.тр}}$$

$$z_{тр} = \frac{P_k \cdot U_{2ном.тр}}{100 \cdot S_{ном.тр}}$$

$$x_{тр} = \sqrt{z_{тр}^2 - r_{тр}^2}$$

Результаты расчетов сопротивлений трансформаторов представлены в таблице 3.

Таблица 3

Тип трансформатора	z _{тр}	r _{тр}	x _{тр}
ТМ-400/10	12,4	3,7	11,8
АВТСТ-400/10	4,8	1,5	4,6
ТМ-400/20	53,6	15,3	51,4
АВТСТ-400/20	20,8	6,2	19,8

Из таблицы видно, что сопротивление трансформатора АВТСТ значительно меньше сопротивления традиционного трансформатора марки ТМ.

Результаты расчетов токов КЗ на шинах 0,4кВ ТП СМ213/400 в точке КЗ схемы замещения (рис.2) приведены в таблице 4 и на рисунке 3.

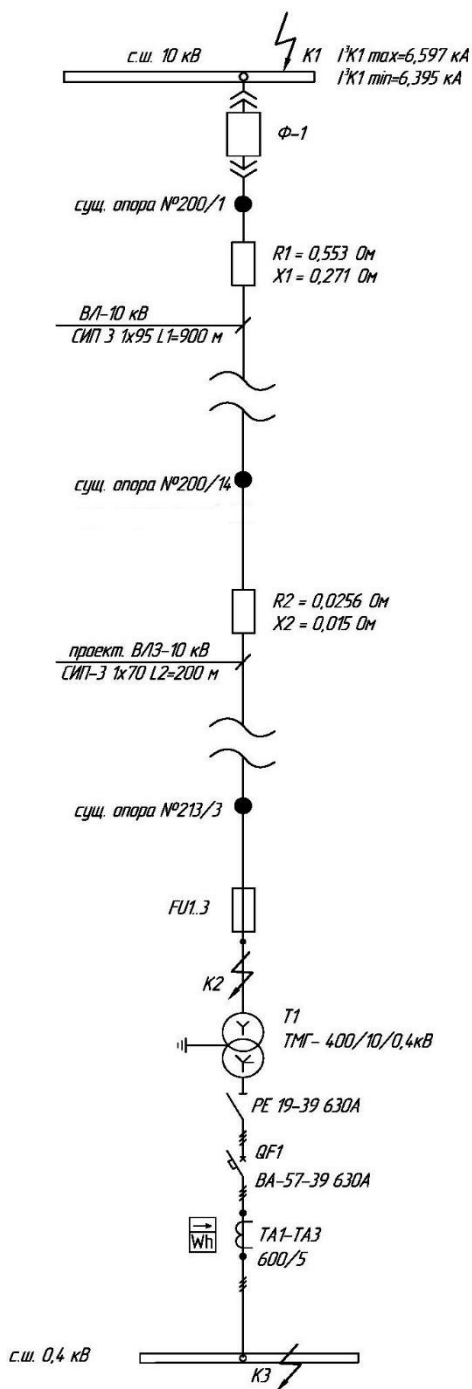


Рис.2. Схема замещения рассматриваемого участка сети

Таблица 4

Тип трансформатора	I_k , кА
ТМ-400/10	0,39
АВТСТ-400/10	0,90
ТМ-400/20	0,09
АВТСТ-400/20	0,24

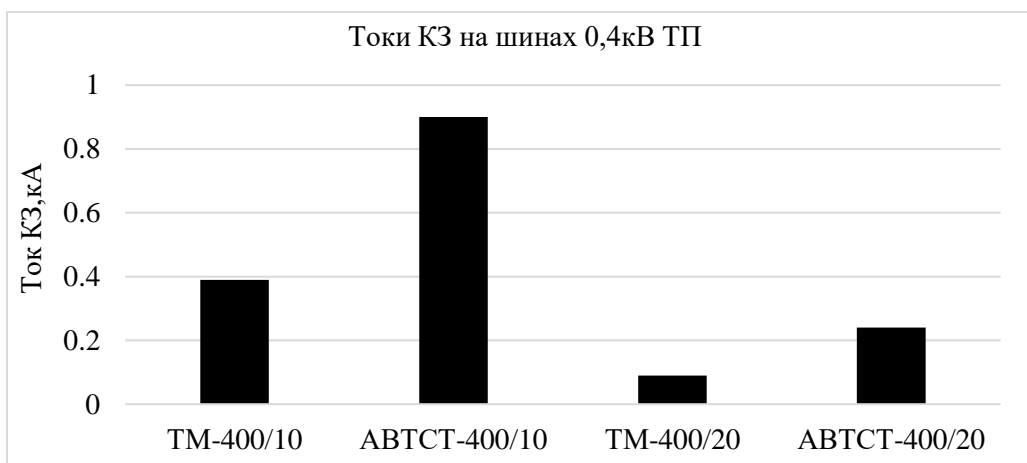


Рис.3. Результаты расчетов токов КЗ на шинах 0,4кВ ТП СМ213/400 в точке КЗ

Из таблицы 4 и рисунка 3 видно, что при первичном напряжении 20 кВ на шинах трансформаторов 0,4кВ токи КЗ значительно меньше, чем при напряжении 10кВ у обоих типов трансформаторов. Сравнивая значения токов КЗ между трансформаторами, можно констатировать, что у АВТСТ при одинаковых условиях работы значения токов КЗ почти в 2,5 раза больше нежели у трансформатора с традиционной конструкцией.

Выводы

При изменении напряжения с 10кВ на 20кВ ток КЗ на линии выполненной проводом марки СИП-3 сечением 95мм² увеличивается незначительно.

Активное, реактивное и полное сопротивление аморфных высокотемпературных сверхпроводниковых трансформаторов (АВТСТ) магнитопровод которых изготавливается из АФМ, а обмотки выполнены из материалов, обладающих ВТСП эффектом значительно меньше сопротивления традиционного трансформатора марки ТМ.

При первичном напряжении 20 кВ на шинах трансформаторов 0,4кВ токи КЗ значительно меньше, чем при напряжении 10кВ у обоих типов

трансформаторов.

У АВТСТ при одинаковых условиях работы значения токов КЗ на шинах 0,4кВ почти в 2,5 раза больше по сравнению с трансформатором с традиционной конструкцией.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Гольдштейн В.Г., Инаходова Л.М., Казанцев А.А.* О проблемах энергосбережения и повышения энергоэффективности при применении современных силовых трансформаторов. Научно-технический журнал «Известия высших учебных заведений. Электромеханика» Новочеркасск: Изд. «ЮРГПУ», №5 2014. – С. 107-111.

2. *Савинцев Ю.М.* Анализ состояния производства в РФ силовых масляных СТ I-III габаритов// Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. – 2012. - №1. – С. 43-53.

3. *Александров Н. В.* Исследование влияния сверхпроводниковых трансформаторов на режимы электроэнергетических систем. Автореферат дис. канд. техн. наук по специальности 05.14.02. НГТУ. Новосибирск. 2014.

4. *Гольдштейн В.Г., Инаходова Л.М., Казанцев А.А., Молочников Е.Н.* Анализ эксплуатационных свойств трансформаторов с сердечниками из аморфных материалов и защита их с помощью нелинейных ограничителей перенапряжений. Вестник СамГТУ. Серия "Техн. науки". – Самара, №4 (40). 2013 г. с. 149-157.

5. *Кузнецов Д.В., Гольдштейн В.Г.* Совершенствование концепции и методов организации энергоснабжения мегаполисов. Промышленная энергетика 2014. №2.

6. *Манусов В.З., Александров Н.В.* Ограничение токов короткого замыкания с помощью трансформаторов с высокотемпературными сверхпроводящими обмотками // Известия ТПУ. - 2013. - №4. - с. 100-105.

7. *Berger A., Cherevatskiy S., Noe M., Leibfried T.* Comparison of the efficiency of superconducting and conventional transformers / A. Berger, // Journal of Physics: Conference Series 234. 2010.

УДК 621.315.052.63

**ПРИМЕНЕНИЕ АППАРАТУРЫ ДЛЯ ПЕРЕДАЧИ И ПРИЕМА
КОМАНД РЗ И ПА ПО ЦИФРОВЫМ КАНАЛАМ НА
НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ***Ю.П. Кубарьков, Е.А. Иванова**СамГТУ, Самара, Россия,
lenochkaivanova350@yandex.ru*

В настоящее время, различные технологические возможности и технический уровень технологических установок добычи нефти во многом определяют электротехнические комплексы и системы.

Электрические сети систем электроснабжения нефтедобывающих предприятий предназначены для передачи и распределения электрической энергии на различных нефтепромысловых объектах [1]. Особенностью месторождений нефтяного сырья является его расположение в труднодоступных малонаселенных районах страны со сложными природными, климатическими и геологическими условиями. В связи с этим, происходит увеличение суммарной длины воздушных (ВЛ) и кабельных (КЛ) линий электропередач разных классов напряжения [2].

Конструкция линии электропередачи, которая определяется ее главным назначением – передачей электрической энергии на расстояние, позволяет использовать линию, в том числе и для передачи информации. Высокий уровень эксплуатации и большая механическая прочность линий обеспечивают надежность каналов связи. Канал связи – совокупность устройств, передающих сигналы. С помощью каналов связи сигналы передаются между объектами. В связи с чем возникает необходимость в создании новых, универсальных и соответствующих определенным требованиям каналов связи.

В настоящее время большинство используемой в энергосистемах аппаратуры каналов высокочастотной (ВЧ) связи по ВЛ основаны на схемах и принципах, разработанных до 1960 г. Давно известные каналы связи (контрольный провод или ВЧ – тракт) все чаще заменяются цифровыми каналами. Специализированные оптоволоконный кабель, мультиплексные оптоволоконные системы становятся доступными для реализации защиты с использованием телеканала связи.

Требования высокоскоростной передачи данных для релейной защиты определяется в спецификациях для телекоммуникации. Современная релейная защита требует минимального времени

реагирования всех составляющих энергосистем, имея при этом один из самых небольших объемов, передаваемых данных. Поэтому может оказаться сложным обосновать создание отдельного канала релейной защиты. Кроме высокоскоростной передачи данных релейная защита выставляет очень высокие требования к надежности. При условии использования цифровой системы связи для ВЧ-защиты или защиты с использованием телеканала связи, надежность срабатывания и несрабатывания сети связи необходимо учитывать для обеспечения надежности всей систем защит [3].

Зачастую использование большого числа специализированных ВЧ каналов вызывает проблемы их электромагнитной совместимости. В то же время, постоянно увеличивающиеся объемы передаваемых данных телемеханики, АСКУЭ, АСУ ТП и т.п. требуют реализации дополнительных каналов ВЧ связи. Выделяют различные схем организации ВЧ каналов (дуплексные, симплексные, точка - многоточка и др.), что предъявляет специфические требования к оборудованию ВЧ связи. Поэтому, в соответствии с концепцией развития ВЧ связи в электроэнергетике РФ, актуальным считается совмещение в одном ВЧ канале функций каналов ВЧ защит с функциями передачи команд РЗ на отдельных локальных участках сети.

В соответствии с принятым в ПАО «ФСК ЕЭС» направлением развития ВЧ связи в части комплексного использования каналов компанией «Прософт - Системы» была разработана аппаратура АВАНТ.

Линейка ВЧ устройств АВАНТ основана на применении новой высокопроизводительной DSP платформы. Эта аппаратура является универсальной, она предназначена не только для замены всех видов, устаревших ВЧ устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики, но также и для организации каналов комплексного использования для передачи сигналов ВЧ защит, команд РЗ и ПА, высокоскоростной передачи данных, диспетчерской связи и т.п.

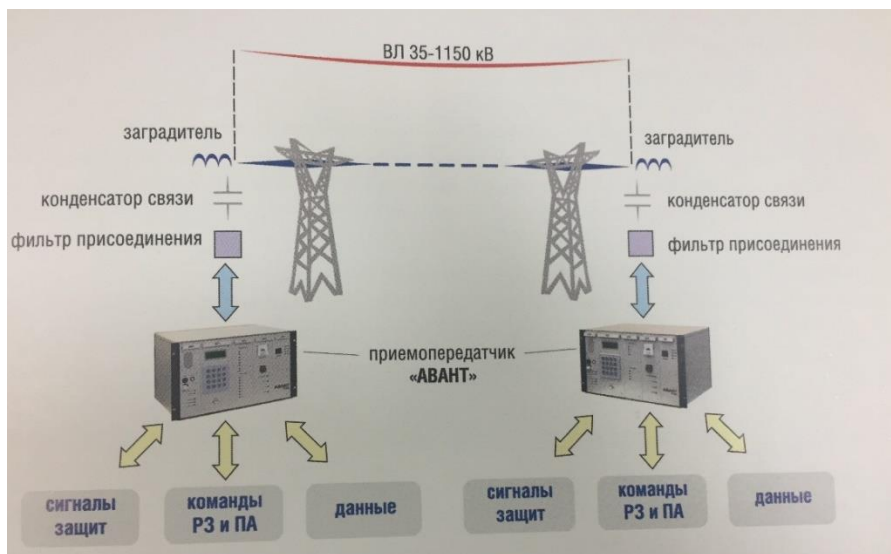


Рис.1

На рисунке 1 представлена структура передачи ВЧ сигналов, с использованием аппаратуры АВАНТ.

Для передачи команд РЗ и ПА по цифровым каналам связи используют различные приемопередатчики, одним из них является АВАНТ К400. Связь может осуществляться как по выделенным каналам волоконно-оптической линии связи (ВОЛС), так и по специализированному оптическому цифровому интерфейсу С37.94, который предназначен для стыковки с мультиплексорами, имеющими аналогичный интерфейс[4].

ВОЛС – это волоконно-оптическая линия связи, которая состоит из пассивных и активных элементов, предназначенных для передачи оптического (светового) сигнала по оптоволоконному кабелю. Медь и кабельные системы передают данные на одном канале с использованием алгоритмов разделения времени, которые делят канал на ультратонкие отрезки. Но в этом случае скорость передачи ограничивается средой кабеля, частота передачи ограничена. Частота передач оптического волокна в 100 раз больше, чем у меди или кабельного телевидения. Поэтому по оптике возможна передача сразу нескольких каналов за счет мультиплексирования, что дает практически неограниченную скорость передачи данных. Данные от многих пользователей распределяют по разным каналам в соответствии с доступными длинами волн и передаются параллельно. По расчетам каждая полоса канала линии ВОЛС сможет передавать данные со скоростью до 40 Гбс.

Приемопередатчик АВАНТ К400 в цифровом исполнении может передавать и принимать по 32 команды, имеет два слота для организации двух независимых каналов передачи/приема. На основе приемопередатчика

АВАНТ К400 имеет возможность организации комбинированных цифровых каналов связи для РЗ и ПА по разным средам передачи, когда один слот работает по выделенному оптоволокну, а другой – по мультиплексированным каналам (Рис.2).

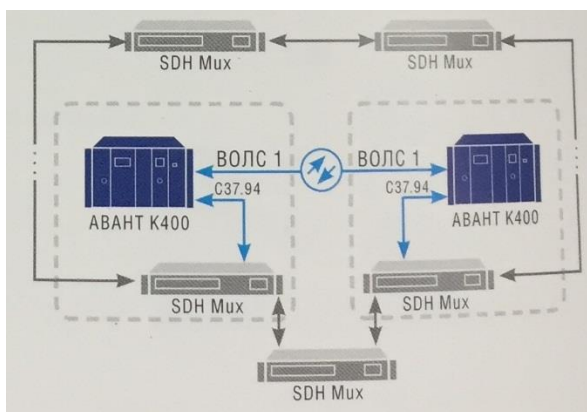


Рис.2

Основные функции приемопередатчика АВАНТ К400:

- передача и прием до 32 команд РЗ и ПА по мультиплексным и/или выделенным каналам ВОЛС;
- передача до 64 команд в одном направлении;
- передача сигналов телемеханики со скоростью 200 бод;
- синхронизация часов передатчика и приемника с точностью 2 мс;
- постоянный контроль всех узлов и блоков;
- постоянный контроль контактов выходных реле в приемнике;
- фиксация всех передаваемых и принимаемых команд.

Отличительными особенностями является:

- одновременная передача всех команд;
- высокая дальность связи от 1 до 200 км (что является одним из главных требований при проектировании канала связи для удаленных нефтепромысловых объектов);
- постоянный контроль канала связи;
- выдача предупреждения и аварии при пропадании канала связи.

Важными задачами в комплексных решениях в энергосвязях являются оптимизация каналов связи с целью повышения надежности работы релейной защиты и противоаварийной автоматики энергосистем, решение проблем дефицита частотных диапазонов ВЧ каналов, снижение эксплуатационных затрат. Все эти требования, которые так же затрагиваются и при проектировании систем электроснабжения

нефтепромысловых объектов, реализуются в различных типах приемопередатчиков АВАНТ.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Белоусенко И.В.* Новые технологии и современное оборудование в электроэнергетике нефтегазовой промышленности / И.В. Белоусенко, Г.Р. Шварц, С.Н. Великий, М.С. Ершов, А.Д. Яризов - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр» 2007. – 478 с.2.

2. *Петухова С.Ю.* Совершенствование системы электроснабжения нефтедобывающего предприятия в условиях развития месторождения с высоковязкими нефтями / Перспективы развития технических наук: сборник научных трудов по материалам Международной научно-практической конференции №3 11 июля 2016. г. Челябинск: ИЦРОН, 2016, с.70-75.

3. *Ward S.* Protection requirements using the telecommunication channel. International conference and exhibition «Relay protection and automation of modern power systems 2007». USA, 2007. P. 677-685.

4. *Чирков А. Г., Смирнов А.Г., Чирков Г.В., Чирков Ю.Г.* Приемопередатчик сигналов ВЧ защит и команд РЗ и ПА «АВАНТ»/Релейная защита и автоматика энергосистем 2006: сборник докладов 16-19 мая 2006. Г. Москва, ВВЦ, с.123-125.

УДК 621.311

ПРОТИВОАВАРИЙНАЯ АВТОМАТИКА В ЕЭС.

В.А. Лобачев, Ю.П. Кубарьков

Самарский государственный технический университет

Самара, Россия

E-mail: uchpwwshdcup@gmail.com

Введение

В ЕЭС России существуют такие районы, в которых генерации недостаточно для покрытия всего потребления в этом районе, т.е. дефицитные по мощности энергорайоны. Подобными районами являются, например, объекты нефте- и газодобычи, работавшие в изолированном режиме, от собственного источника, но в следствие развития нефтяного месторождения и увеличения мощностей получила связь с ЕЭС.

При возникновении аварии в таком районе, может произойти нарушение статической аperiodической устойчивости и привести к возникновению асинхронного режима в сечении и нарушению электроснабжения потребителей.

Существует несколько мероприятий по обеспечению требуемого послеаварийного режима [1].

1) Развитие электрической сети. Данное мероприятие является многозатратным и имеет длительные сроки реализации.

2) Ввод дополнительных генерирующих мощностей. В этом случае стоимость электроэнергии для крупных потребителей и предприятий, осуществляющих сбыт электроэнергии, возрастёт.

3) Применение противоаварийной автоматики, действующей на отключение потребителей в приёмной части сечения.

Автоматическое противоаварийное управление позволяет:

- повысить надёжность параллельной работы участников рынка;
- минимизировать ущерб участников рынка от технологических нарушений в ЕЭС;

- оптимизировать планы ремонта генерирующего и электросетевого оборудования;

- повысить степень использования эффективных по цене поставщиков;

- повысить степень использования пропускной способности сети;

- эффективно снижать величины системных ограничений.

Противоаварийная и режимная автоматика – вынужденное решение, позволяющее при слабых связях обеспечить синхронную работу ОЭС в послеаварийных режимах.

Общие требования к ПА и виды управляющих воздействий

В соответствии с [2], к ПА предъявляются следующие требования:

1) Действие ПА должно быть селективным и не должно приводить к каскадному развитию аварийного режима.

2) Алгоритм функционирования и параметры настройки устройств и комплексов ПА должны соответствовать схемно-режимным условиям работы энергосистемы и обеспечивать минимизацию управляющих воздействий.

3) Команда ПА должна быть реализована:

- при получении в пределах установленного интервала времени (интервала одновременности) на объекте электроэнергетики команд противоаварийной и режимной автоматики на реализацию одного вида УВ;

- при получении в пределах установленного интервала времени (интервала одновременности) на объекте электроэнергетики команд противоаварийной и режимной автоматики на реализацию разных видов УВ на одном и том же оборудовании.

4) ПА должна обеспечивать выполнение своих функций при любом отказе одного устройства ПА, не связанном с аварийным событием, требующим срабатывания ПА.

Функции противоаварийного управления реализуются ПА посредством следующих управляющих воздействий [2]:

- кратковременная (импульсная) и длительная разгрузка энергоблоков ТЭС и АЭС;
- отключение генераторов;
- отключение нагрузки потребителей электрической энергии;
- форсировка возбуждения генераторов;
- деление энергосистемы на несинхронно работающие части;
- автоматическая загрузка генераторов;
- электрическое торможение;
- изменение топологии электрической сети;
- изменение режимов работы и эксплуатационного состояния управляемых элементов электрической сети.

Виды ПА энергосистем

Локальная автоматика предотвращения нарушения устойчивости.

ЛАПНУ предназначена для предотвращения нарушения статической и динамической устойчивости генерирующего оборудования электростанции, узла двигательной нагрузки, контролируемого сечения, энергорайона и предотвращения недопустимых токовых перегрузок ЛЭП и оборудования [2].

Комплексы ЛАПНУ охватывают энергоузлы, энергосистемы, участки основной системообразующей сети энергообъединений, отличающиеся некоторой общностью электрического режима [3].

Например, для транзитной системообразующей сети, передающей на большое расстояние направленные потоки активной мощности из избыточной в дефицитную часть энергосистемы, характерна проблема обеспечения устойчивости при отключении сильно загруженных линий электропередачи на каком-либо из участков, а также при возникновении аварийных небалансов мощности и вызываемых ими набросах мощности на транзитную электрическую сеть. Необходимо разгрузить транзит при отключении загруженных линий электропередачи на любом его участке и

при набросах мощности на него таким образом, чтобы запас статической устойчивости в послеаварийном режиме был не ниже нормативного.

Пусковыми факторами ЛАПНУ являются:

- факт отключения ЛЭП;
- факт отключения двух ЛЭП;
- факт отключения системы шин;
- факт отключения энергоблока;
- факт отключения трансформатора/автотрансформатора;
- факт близкого к шинам электростанции или затыжного КЗ;
- факт превышения перетока активной мощности по контролируемому сечению заданной величины.

Централизованная система противоаварийной автоматики.

Локальный подход к ПА не может обеспечить оптимальный выбор управляющего воздействия, т.к. УВ рассчитывается для наиболее тяжелого режима. Необходим верховой вычислительный комплекс, позволяющий в режиме реального времени оценить текущее состояние энергосистемы и рассчитать управляющее воздействие с использованием текущей модели энергосистемы. Эти задачи выполняет ЦСПА. Основной целью ЦСПА является повышение точности и сокращение избыточности управляющих воздействий.

Структура ЦСПА:

- ПТК верхнего уровня, устанавливаемый в диспетчерском центре ОАО «СО ЕЭС»;
- одно или несколько низовых устройств (ЛАПНУ), устанавливаемых на объектах электроэнергетики;
- оборудование и каналы передачи данных для обмена информацией между ПТК верхнего уровня ЦСПА и каждым из низовых устройств.

Функции ПТК верхнего уровня ЦСПА:

- прием и обработка телеметрической информации из ОИК;
- оценивание состояния и формирование текущей расчетной модели энергосистемы;
- расчет УВ для заданного набора пусковых органов с использованием текущей расчетной модели энергосистемы (принцип I-до);
- передача в низовые устройства ЦСПА таблицы УВ для заданного набора пусковых органов;
- обмен технологической информацией (эквиваленты для расчетных моделей ЦСПА, допустимые набросы и небалансы мощности и т.п.) с КСПА, а также с ЦСПА смежных энергосистем.

Автоматика ликвидации асинхронного режима.

Если по каким-либо причинам происходит нарушение устойчивости системы, то АЛАР должна обеспечить прекращение асинхронного режима путем ресинхронизации или деления электрической сети.

Настройка устройств АЛАР должна обеспечивать:

- исключение (блокировку) срабатывания устройств АЛАР при синхронных качаниях и при КЗ;
- выявление электрического центра качаний;
- учет количества циклов асинхронного режима;
- учет знака скольжения при выборе места ДС.

Автоматика ограничения снижения частоты.

При аварийных возмущениях или разделении системы на несинхронно работающие части может произойти недопустимые отклонения частоты.

Задачей АОСЧ является предотвращение этих отклонений, осуществляя загрузку генераторов электростанции, а также частотную разгрузку энергосистемы посредством отключения части нагрузки потребителей.

Автоматика ограничения снижения частоты включает в себя устройства:

- Автоматического частотного ввода резерва (АЧВР)
- Автоматической частотной разгрузки (АЧР)
- Дополнительная автоматическая разгрузка (ДАР)
- Частотная делительная автоматика (ЧДА)
- Частотное автоматическое повторное включение (ЧАПВ)

Автоматика ограничения повышения частоты.

Устройства АОПЧ предназначены для предотвращения недопустимого повышения частоты в энергосистеме до уровня, при котором возможно срабатывание автоматов безопасности турбин ТЭС и АЭС.

Подсистема АОПЧ воздействует на отключение гидрогенераторов и разгрузку энергоблоков тепловых электростанций при опасных повышениях частоты.

Автоматика ограничения снижения напряжения.

Устройства АОСН предназначены для предотвращения недопустимого по условиям устойчивости генерирующего оборудования и

энергопринимающих установок потребителей электрической энергии снижения напряжения

Устройства АОСН контролируют величину и длительность снижения напряжения на объектах электроэнергетики, на которых они установлены и действуют на:

- в сетях 330 кВ и выше устройства АОСН действуют на изменение режима работы или эксплуатационного состояния СКРМ.
- в сетях 220 кВ и ниже устройства АОСН действуют на изменение режима работы или эксплуатационного состояния СКРМ или на отключение нагрузки потребителей электрической энергии.

Автоматика ограничения повышения напряжения.

Устройства АОПН предназначены для предотвращения недопустимого по величине и длительности повышения напряжения на оборудовании объектов электроэнергетики

Устройства АОПН контролируют величину и длительность повышения напряжения в каждой фазе, а также величину и направление стока реактивной мощности с ЛЭП и действуют:

- Первая ступень с первой выдержкой времени на изменение режима работы или эксплуатационного состояния СКРМ, со второй выдержкой времени на отключение ЛЭП с двух сторон с запретом трехфазного автоматического повторного включения
- Вторая ступень по напряжению должна действовать на отключение ЛЭП с двух сторон с запретом трехфазного автоматического повторного включения.

Автоматика ограничения перегрузки оборудования.

Устройства АОПО предназначены для предотвращения недопустимой по величине и длительности токовой нагрузки электрооборудования и ЛЭП.

АОПО реализует следующие управляющие воздействия:

- АЗГ в дефицитной части энергосистемы
- ОН в дефицитной части энергосистемы
- ДРТ, ОГ генераторов электростанций в избыточной части энергосистемы
- ДС, обеспечивающее перераспределение потоков мощности и ликвидацию перегрузки элемента сети
- отключение с запретом АПВ перегруженного элемента сети

Выводы

В энергосистемах возможны различные отклонения от нормального режима работы, такие, как снижение напряжения или частоты, локальные или системные аварии. В синхронно работающих сбалансированных энергосистемах все элементы и участки должны работать в едином режиме, который необходимо постоянно поддерживать. В случае нарушения режима отдельно взятого участка должна быть обеспечена возможность быстрой локализации этого участка, чтобы авария не переросла в системную. Для решения задач поддержания и обеспечения устойчивости энергосистем применяется противоаварийная автоматика.

Автоматическое противоаварийное управление в энергосистеме реализуется посредством ПА, обеспечивающей выполнение следующих функций:

- предотвращение нарушения устойчивости;
- ликвидация асинхронных режимов;
- ограничение снижения или повышения частоты;
- ограничение снижения или повышения напряжения;
- предотвращение недопустимых перегрузок оборудования.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. СО 153-34.20.576-2003. Методические указания по устойчивости энергосистем. – Введены 30.06.2003. М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2004. – 14 с.
2. СТО 59012820.29.240.001-2011. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования. Введен 19.04.2011. М.: ОАО «СО ЕЭС», 2011. – 30 с
3. Окин А.А. Противоаварийная автоматика энергосистем. М.: Издательство МЭИ, 1995. 212 с

УДК 621.311.17:621.313; 621.311.4

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ ВЫБОР СБОРНЫХ ШИН ПОВЫШЕННЫХ НАПРЯЖЕНИЙ

В.А. Одрузова, А.А. Воронин

*СамГТУ, Самара, Россия,
verona-mail@yandex.ru*

Определение величины максимального перетока мощности в современных схемах распределительных устройств (РУ) является достаточно сложной и трудоемкой задачей без применения вычислительной техники. Именно поэтому была разработана система, позволяющая производить автоматизированный выбор гибких сборных шин повышенных напряжений. Система реализована на алгоритмическом языке Visual Basic [1] и рассчитана на диалоговый режим работы. Для определения наибольшего перетока мощности необходимо рассмотреть несколько режимов в РУ. На Рисунке 1 показана схема замещения системы сборных шин, выполняемой по одной из линейных схем.

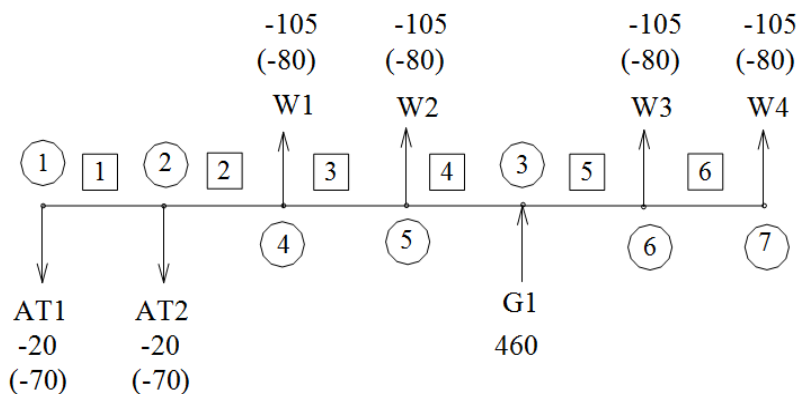


Рис. 1. Расчетная схема замещения сборных шин (линейная схема)

На схеме все точки присоединения блочных трансформаторов, автотрансформаторов (АТ) или трансформаторов связи и линий электропередач (ЛЭП) пронумерованы цифрами в кружочках, и называются узлами. Сначала нумеруются узлы подключения автотрансформаторов или трансформаторов связи, затем блочных трансформаторов, а потом линий электропередач. Последний узел называется базисным и должен обязательно принадлежать ЛЭП.

Нумерация ветвей (цифры в квадратах) производится произвольно. Узлы и ветви нумеруются подряд без пропусков, начиная с единицы. На схеме замещения обязательно указываются величины перетоков мощности по линиям, трансформаторам и автотрансформаторам. Причем, если переток направлен к сборным шинам, то он берется со знаком «+», а если от них, то со знаком «-».

Для расчета перетоков по ветвям схемы используется метод узловых напряжений. Перетоки мощности по ветвям при этом моделируются токами в ветвях, а источники мощности в узлах (трансформаторы, автотрансформаторы, линии электропередач) - источниками токов. Проводимости ветвей принимаются равными единице.

Из проводимостей ветвей формируется матрица узловых проводимостей, элементы которой являются коэффициентами при узловых напряжениях. Правой частью, в сформированной таким образом системе уравнений, являются источники тока, задаваемые в узлах. Причем, необходимо помнить, что источник тока - отходящая линия в базисном узле, не задается. В результате решения системы уравнений определяются напряжения в узлах схемы. Зная напряжения в узлах и величины проводимостей ветвей, легко определить токи в ветвях схемы:

$$I_B = G_B \cdot (E_k - E_j), \quad (1)$$

где: I_B - ток в ветви; G_B - проводимость ветви; E - значение напряжения в узлах схемы; k - номера узлов, обозначающие начала ветвей; j - номера узлов, обозначающие концы ветвей.

Рассчитав по выражению (1) перетоки в ветвях схемы, легко выбрать наибольший переток мощности. Для этого рассматривают нормальный режим и ряд аварийных.

В аварийных режимах сначала попеременно отключают все автотрансформаторы (трансформаторы) связи, затем блочные трансформаторы, а затем линии электропередач. Причем, при отключении одной линии, оставшиеся в работе линии должны пропустить и мощность, передававшуюся по отключенной линии. При отключении одного из автотрансформаторов (трансформаторов) связи, если их два, второй берет на себя всю мощность, которая протекала по отключенному автотрансформатору (трансформатору) связи.

Если схема РУ имеет кольцевую структуру, например, схемы с тремя выключателями на два присоединения, с четырьмя выключателями на три присоединения, различные многоугольники и т.д., то вместе с выбором сечения сборных шин производится и выбор сечения ошиновки, соединяющей сборные шины с выключателями. В этом случае узлы и ветви в расчетной схеме замещения нумеруются следующим образом (Рисунок 2).

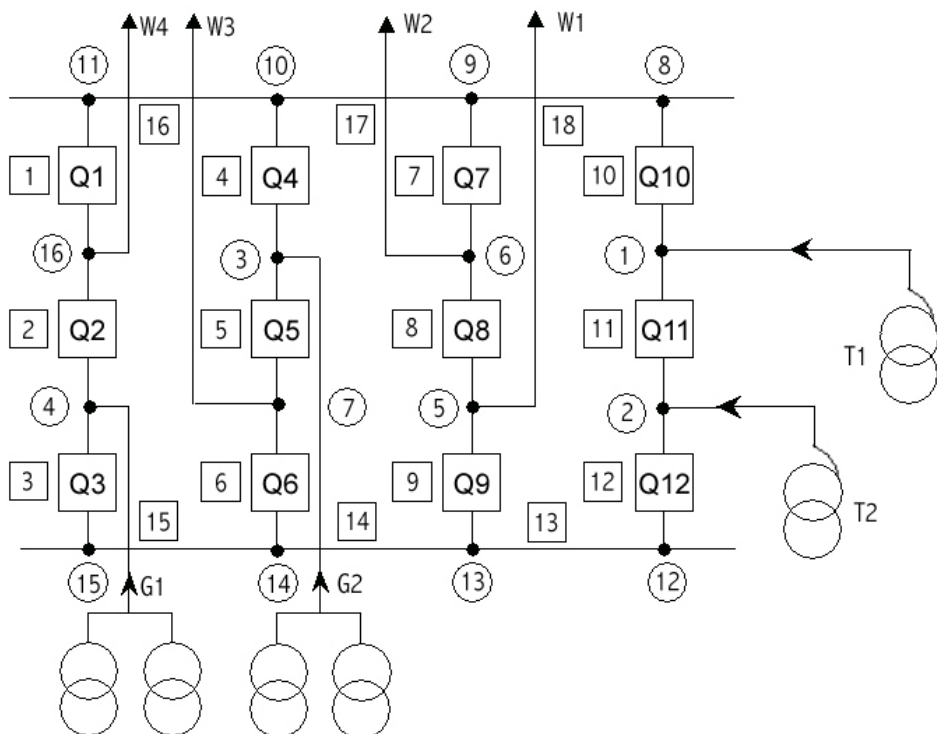


Рис. 2. Расчетная схема замещения сборных шин (кольцевая схема)

Сначала нумеруются узлы подключения автотрансформаторов (трансформаторов) связи, затем блочных трансформаторов, затем ЛЭП. Причем, номер узла подключения последней линии электропередач, которому должен быть присвоен номер базисного узла, сначала пропускается, и номера узлов присваиваются точкам подключения к сборным шинам ошиновки ячеек выключателей. Когда все эти точки будут пронумерованы, тогда нумеруется базисный узел, к которому подключается последняя ЛЭП. Ветви также нумеруются специальным образом. Сначала нумеруются ветви, содержащие выключатели, а затем ветви, заключенные между узлами, в которых подключаются к сборным шинам ошиновка выключателей.

На Рисунке 3 приведена структурная блок-схема системы.

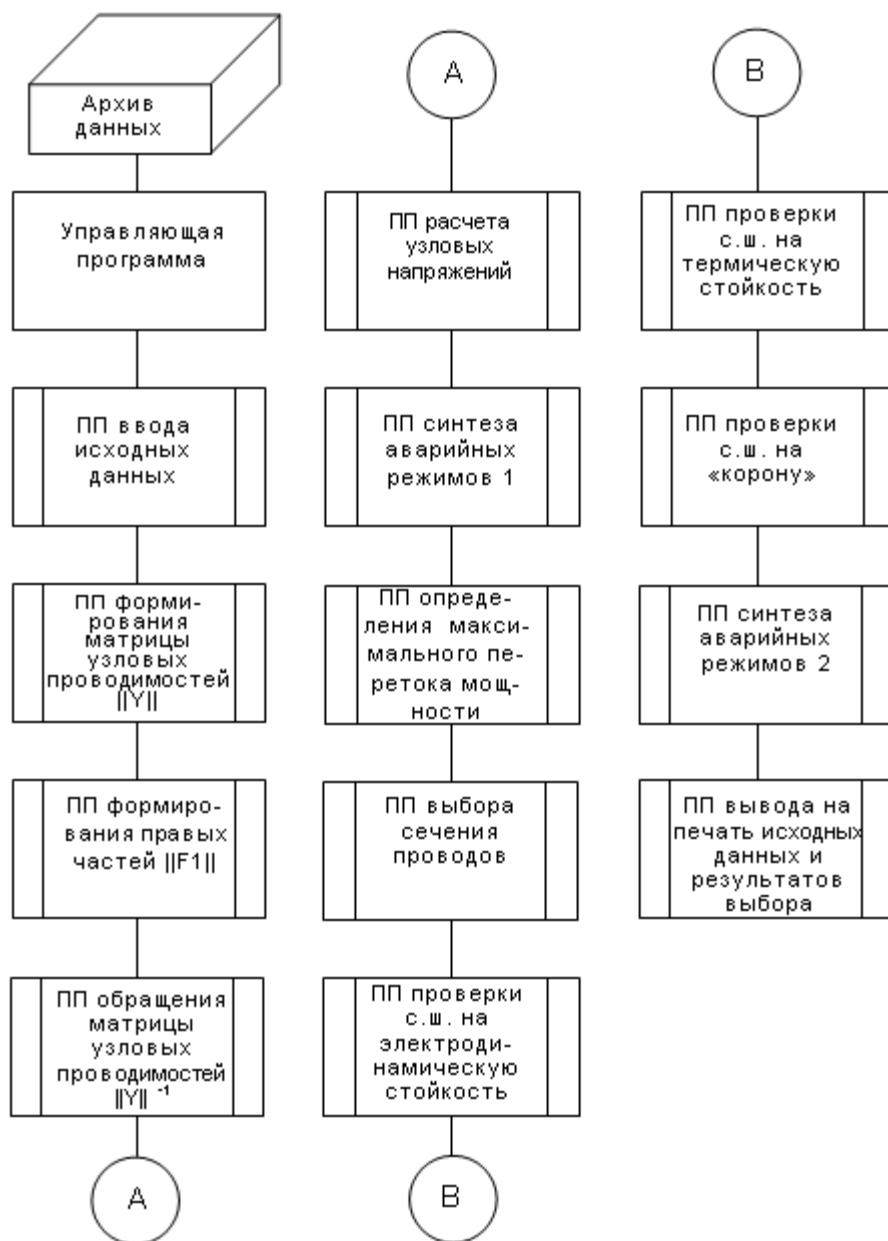


Рис. 3. Структурная блок – схема системы по выбору сборных шин повышенных напряжений.

В программном плане система автоматизированного выбора гибких сборных шин повышенных напряжений состоит из управляющей

программы, архива данных и ряда подпрограмм. Рассмотрим подробнее некоторые из них.

Блок архива данных содержит сведения о технических характеристиках проводов [2], допустимых расстояниях между соседними фазами и между проводами в расщепленной фазе [3]:

- марка провода;
- сечение алюминиевой части провода, мм²;
- сечение стальной части провода, мм²;
- допустимый ток нагрузки вне помещения, А;
- допустимый ток нагрузки внутри помещения, А;
- диаметр провода, мм;
- масса единицы длины провода, кг/км;
- наименьшее допустимое расстояние между соседними фазами, см;
- расстояние между проводами в расщепленной фазе, см.

Архив данных представляет собой одномерный массив [4]. Первые шесть переменных архива расположены в порядке возрастания величины сечения провода - каждому значению индекса соответствует определенное сечение алюминиевой и стальной части провода, а также соответствующие этому сечению величины допустимой токовой нагрузки вне и внутри помещений, диаметр провода и масса единицы его длины. Индексы следующих переменных соответствуют кодам напряжений, на которые выполняются сборные шины.

В подпрограмме ввода исходных данных в диалоговом режиме с клавиатуры дисплея вводятся следующие данные:

- число независимых узлов;
- число ветвей;
- число АТ (трансформаторов) связи, подключенных к РУ;
- число блочных трансформаторов, подключенных к РУ;
- число отходящих ЛЭП;
- $\cos \varphi$ генераторов;
- код типа установки (1 - вне помещения, 2 - внутри помещения);
- величина теплового импульса на сборных шинах РУ, кА²·с (задается только для ЗРУ);
- начальное значение периодической составляющей тока трехфазного к.з. на сборных шинах, кА;
- величина напряжения РУ, кВ;
- код напряжения (1 - 35 кВ, 2 - 110 кВ, 3 - 220 кВ, 4 - 330 кВ, 5 - 550 кВ, 6 - 750кВ, 7 - 1150 кВ).

Далее задается топология схемы замещения:

- номера ветвей;
- номера узлов, обозначающие начала ветвей;
- номера узлов, обозначающие концы ветвей.

Затем задаются:

- код схемы РУ (1 - для линейных схем, 2 - для кольцевых схем);
- число выключателей (задается только для кольцевых схем);
- номер узла источника мощности;
- величина перетока мощности, подходящего к узлу или отходящего от узла.

В подпрограмме формирования матрицы узловых проводимостей из проводимостей ветвей логическим путем производится формирование матрицы узловых проводимостей. Затем эта матрица обращается и в дальнейших расчетах используется уже обратная матрица узловых проводимостей.

Узловые напряжения определяются путем перемножения обратной матрицы на столбец свободных членов, сформированный в отдельной подпрограмме. Каждому рассматриваемому режиму соответствует свой столбец свободных членов.

После выбора сечения провода он проверяется на электродинамическую и термическую стойкость, а также на корону. Проверка на термическую стойкость, согласно ПУЭ, производится только для закрытых РУ. Если провод не проходит по термической стойкости или по короне, то автоматически производится увеличение сечения провода (если это возможно) или же производится дальнейшее расщепление фазы.

Проверка шин на термическую стойкость сводится к определению минимального сечения q_{min} , при котором они будут нагреты до максимально допустимой температуры:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \leq q, \quad (2)$$

где: B_k - тепловой импульс, $A^2 \cdot c$; $C = 91$ - величина характеризующая для алюминиевых шин допустимое тепловое состояние проводника в конце короткого замыкания, $A \cdot c / mm^2$.

Гибкие провода ОРУ напряжением 35кВ и выше проверяются на корону. Условие проверки имеет вид:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0, \quad (3)$$

где: E - напряженность электрического поля около поверхности; E_0 - начальная критическая напряженность электрического поля, кВ/см.

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right), \quad (4)$$

m - коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода; r_0 - радиус провода.

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (5)$$

где: U - линейное напряжение, кВ; D_{cp} - среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см.

В случае необходимости предусмотрено расщепление фазы провода на 2, 3, ..., 8 частей. Напряженность электрического поля (максимальное значение) вокруг расщепленных проводов:

$$E = k \cdot \frac{0,354 \cdot U}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_{эк}}}, \quad (6)$$

где: k - коэффициент, учитывающий число проводов n в фазе; $r_{эк}$ - эквивалентный радиус расщепленных проводов.

После выбора провода, на печать выводятся исходные данные, рассчитываемого режима:

- наибольший переток мощности, МВт;
- наибольший ток, А;
- величина $\cos \varphi$ генераторов;
- величина тока трехфазного к.з., кА;
- класс напряжения РУ, кВ;
- число подключенных к РУ блочных трансформаторов;
- число подключенных к РУ автотрансформаторов или трансформаторов связи;
- число отходящих ЛЭП, подключенных к РУ.

Затем на печать выводятся справочные данные выбранного провода:

- марка выбранного провода;
- сечение алюминиевой части провода, мм²;
- сечение стальной части провода, мм²;
- длительно допустимый ток, А;
- наружный диаметр провода, мм;
- масса провода, кг/км;
- число проводов в расщепленной фазе.

Простота подготовки и ввода данных, небольшое время расчета (около 10 минут вместе с вводом данных и выводом результатов выбора) позволяет пользователю рассчитать не один вариант присоединения линий и трансформаторов, а путем перебора вариантов с различным порядком

присоединения линий и трансформаторов произвести оптимизацию конструкции сборных шин. Разработанная система автоматизированного выбора сборных шин повышенных напряжений может быть использована студентами электроэнергетических специальностей, а также организациями, ведущими работы по проектированию распределительных устройств повышенных напряжений.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Воронин А.А., Одружева В.А.* Система автоматизированного выбора гибких сборных шин распределительных устройств. Электроэнергетика глазами молодежи: материалы VIII Международной научно-технической конференции, 02 – 06 октября 2017, Самара. – В 3 т. Т 1. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2017. – 436 с.
2. *Неклепаев Б.Н., Крючков И.П.* Электрическая часть электростанций и подстанций. – СПб: БХВ–Петербург, 2013. – 608 с.
3. Правила устройства электроустановок. – М: ЮРАЙТ, 2007. – 400 с.
4. Visual Basic for Applications в MS Excel 2010: основы работы: методические указания к выполнению лабораторных работ по информатике для обучающихся по всем программам бакалавриата и специалитета дневной формы обучения / сост. Н. Д. Берман, Н. И. Шадрина. – Хабаровск: Изд-во Тихоокеан. гос. ун-та, 2015. – 55 с.

УДК 621.311.1

АВТОМАТИЗАЦИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ, РЕКОНФИГУРАЦИЯ И УПРАВЛЕНИЕ ПОТОКОРАСПРЕДЕЛЕНИЕМ

А.Е. Пивоваров, Ю.П. Кубарьков

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия
E-mail: diablo1306@gmail.com*

Введение

«Умная» энергетика стремительно развивается по всему миру, охватывая не только крупные страны, но и мировые державы, такие как: США, Швеция, Китай, Дания, Испания, Великобритания. Несколько лет

назад концепция Smart Grid пришла и в Россию. Проектирование, строительство и развитие интеллектуальных сетей Smart Grid стало одним из важнейших направлений энергетической отрасли стратегии России. Согласно планам Президента и Правительства, к 2030 году будут созданы системообразующие и распределительные электрические системы нового поколения. Серьёзность подобных намерений подтверждает включение расходов на автоматизацию в инвестиционную программу ОАО «ФСК ЕЭС».

Институт инженеров электротехники и электроники (IEEE – The Institute of Electrical and Electronics Engineers) устанавливает Smart Grid как электрические сети, удовлетворяющие требованиям энергоэффективного и экономичного функционирования энергосистемы за счёт скоординированного управления при помощи современных двусторонних коммутаций между подстанциями, аккумулирующими источниками и потребителями. В таблице 1 приведено подробное сравнение Intelligrid и традиционной сети.

Табл. 1. Сравнение основных функций интеллектуальной и традиционной сетей

Сеть сегодня	Перспектива (концепция Smart Grid)	развития
Односторонняя коммуникация	Двусторонние коммуникации	
Централизованная генерация	Распределённая генерация	
Радиальная структура (как правило)	Сеточная структура (как правило)	
Оборудование работает до отказа	Жизнь оборудования продлена за счёт самомониторинга и самодиагностики	
Ручное восстановление	Автоматическое восстановление	
Подверженность авариям	Адаптивная защита и автоматика деления сети	системным
Проверка оборудования по месту	Удалённый мониторинг оборудования	
Ограниченный контроль сверхтоков	Управление сверхтоками	
Недоступная или запоздавшая информация о цене потреблённой энергии	Цена в реальном времени	

Помимо модернизации существующих объектов, для полноценного развития энергетики необходимо строить новые сети. Конечно, для этого нужны современные решения, а именно — создание цифровых подстанций

с интеллектуальным первичным и вторичным оборудованием, соединённым посредством протокола связи МЭК 61850. В частности, на новых интеллектуальных объектах должны использоваться цифровые измерительные трансформаторы тока и напряжения (оптические или электронные), многофункциональные приборы измерений и учёта, станционная шина и шина процесса, система синхронизации, новая система отображения и управления подстанцией (SCADA).



Рис. 1. KPU среднего напряжения UniGearDigital

В этом году специалистами компании АВВ была предложена инновационная концепция для создания цифровых распределительных пунктов — KPU (Комплектное распределительное устройство. — Прим. авт.) среднего напряжения UniGear Digital. Это перспективное решение на основе МЭК 61850, главная особенность которого состоит в объединении электронных измерительных трансформаторов (ЭИТ) тока и напряжения. Оно даёт следующие преимущества:

- Экономия до 250 мВт и сокращение выбросов CO₂ на 150 тонн за 30 лет (по сравнению с UniGearZS1 на 14 фидеров. — Прим. авт.) благодаря отсутствию потерь с измерительных трансформаторов;
- Сокращение сроков поставки оборудования, в связи с тем, что ЭИТ являются складской позицией и не требуют производства под проект;
- Сокращается срок ввода объекта в эксплуатацию, т.к. монтажная группа избавлена от трудоёмких работ по монтажу и коммутации тяжёлых трансформаторов тока и напряжения (ТТ и ТН);
- Нет необходимости в объёмных инженерных расчётах для подбора ТТ и ТН. Это связано с тем что ЭИТ охватывает весь диапазон электротехнических параметров, а также при изменении

электротехнических параметров сети можно использовать тот же ЭИТ, в отличие от ТТ и ТН.



Рис. 2. Интеллектуальные электронные устройства серии ABBRelion

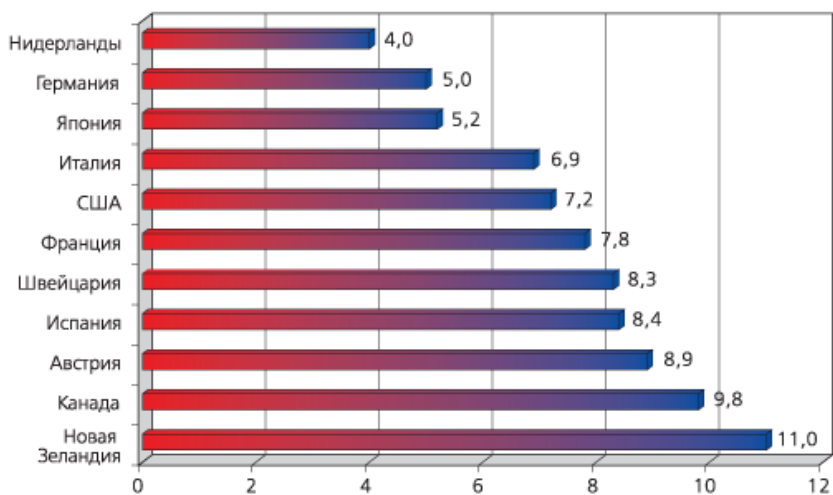
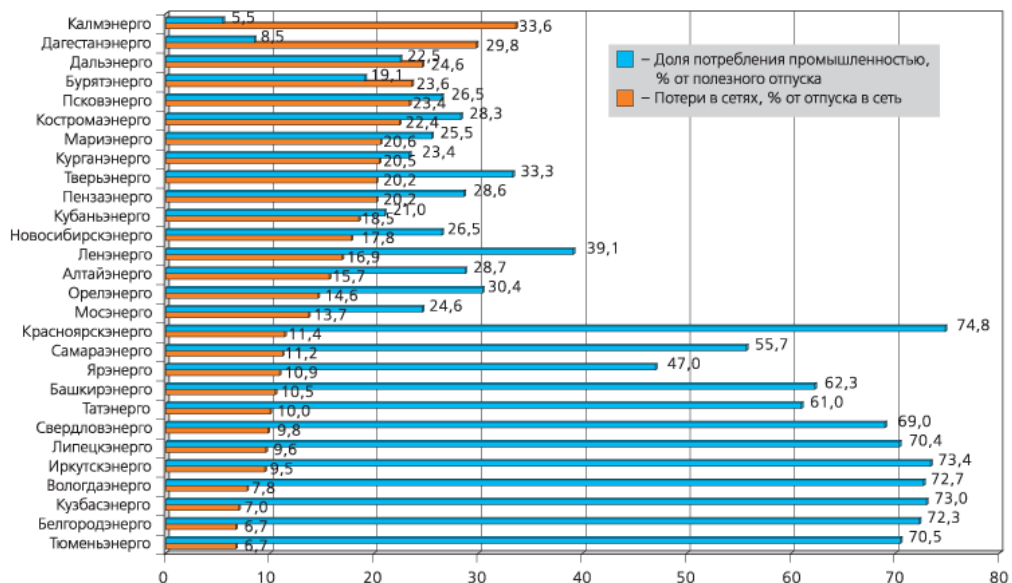
Ячейка UniGear Digital укомплектована интеллектуальными электронными устройствами серии ABB Relion. Они отличаются от аналогов запатентованным блочным дизайном, который позволяет сократить время на установку, настройку и тестирование устройства защиты. Есть возможность монтировать корпуса до поставки самих аппаратов. Кроме того, релейная защита серии ABB Relion осуществляет высокоэффективный обмен GOOSE-сигналами (так называемая «горизонтальная связь»). Коммуникация релейной защиты и автоматики по данному протоколу обеспечивает расширяемость и гибкость системы.

КРУ среднего напряжения UniGear Digital успешно используются в Китае, Великобритании, Германии, Финляндии и других странах.

Благодаря внедрению «умных» сетей человечество вступит в новую фазу существования, которая будет характеризоваться гармоничным взаимодействием с окружающей средой, улучшением качества жизни и общим экономическим подъёмом.

Нами был произведен анализ потерь электроэнергии в России по данным на 2003 год:

ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ



Исследование показало, что стоимость нормативных ТПЭ в общих затратах на передачу электрической энергии разных классов напряжений составляет 10–15% (зависит от класса напряжения), а с учетом всех фактических потерь, включая КПЭ, приближается к 25–30%.

Из всех возможных видов технологических потерь приблизительно 78 % приходится на электрические сети 110 кВ и ниже, в том числе 33,5 % – на сети 0,4–10 кВ.

Если принять во внимание, что коммерческие потери сосредоточены в основном в сетях 0,4–10 кВ, то общая доля потерь в них от суммарных по

стране в целом составляет около 60 %. Учитывая, что по объективным причинам нагрузка электрических сетей 0,4 кВ будет увеличиваться в связи с опережающим ростом бытового потребления электроэнергии, доля потерь в распределительных сетях в ближайшие годы также будет расти. Соответственно должны будут увеличиваться и усилия персонала по снижению потерь в сетях именно этого класса напряжения.

Выполненные энергоэкономические обследования ряда энергоснабжающих организаций (ЭСО) показали следующую структуру КПЭ (в скобках средневзвешенные значения):

- нормативно допустимая погрешность приборов системы учета электроэнергии (ПСУ) – 11...14% (0,3...0,9% от отпуска электроэнергии в сети) (12%);
 - сверхнормативная погрешность ПСУ – 23...48% (36%);
 - недоплата населением и др. потребителями за отпущенную электроэнергию – 16...50% (33%);
 - безучетное потребление электроэнергии (отсутствие приборов учета, оплата по установленной мощности или нормативам муниципалитетов) – 0...31% (14%);
 - хищения электроэнергии (несанкционированный доступ к сети, мошенничество с приборами учета и др.) – 1...10% (5%).

Технические мероприятия для снижения потерь:

- оптимизация схемных режимов;
- перевод электрической сети (участков сети) на более высокий класс напряжения;
- компенсация реактивной мощности;
- регулирование напряжения в линиях электропередачи; - снижение расхода электроэнергии на "собственные нужды" электроустановок;
- внедрение автоматизации и дистанционного управления электрическими распределительными сетями напряжением 6-20 кВ.

Мероприятия по оптимизации режимов электрических сетей и совершенствованию их эксплуатации:

- оптимизация мест размыкания линий 6-35 кВ с двусторонним питанием;
- оптимизация установившихся режимов электрических сетей по активной и реактивной мощности;
- оптимизация распределения нагрузки между подстанциями основной электрической сети 110 кВ и выше переключениями в ее схеме;
- оптимизация мест размыкания контуров электрических сетей с различными номинальными напряжениями;
- оптимизация рабочих напряжений в центрах питания радиальных электрических сетей;

- отключение трансформаторов в режимах малых нагрузок на подстанциях с двумя или более трансформаторами;
- отключение в режимах малых нагрузок линий электропередачи в замкнутых электрических сетях и на двухцепных линиях;
- отключение трансформаторов на подстанциях с сезонной нагрузкой;
- выравнивание нагрузок фаз в электрических сетях 0,38 кВ;
- ввод в работу неиспользуемых средств автоматического регулирования напряжения (АРН);
- выполнение ремонтных и эксплуатационных работ под напряжением;
- сокращение продолжительности технического обслуживания и ремонта основного оборудования сетей линий, трансформаторов, генераторов, синхронных компенсаторов;
- снижение расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Агроскин В.* Распределенная генерация, перспективы и проблемы//В.Агроскин//ЭСКО №7 июль 2003. – с. 5-8.
2. *Воропай Н.И.* Распределенная генерация в электроэнергетических системах//Матер. Междунар. научно-практической конф. «Малая энергетика-2005», 2005. – С. 9-11.
3. *Четошникова Л.М.* Управление электроэнергией и сервис-ориентированные сети / Л.М. Четошникова, Н.И. Смоленцев, С.А. Четошников//Вестник ЮУрГУ. Серия: Энергетика. – 2012. - №16 (275). – С.98-102.

УДК 621.311.1(031)

ПРИМЕНЕНИЕ МИКРОСЕТЕЙ В УПРАВЛЕНИИ ПРОСТЫМИ И СЛОЖНЫМИ СЕТЯМИ С АКТИВНЫМ РАСПРЕДЕЛЕНИЕМ

В.М. Сальникова, Ю.П. Кубарьков

*СамГТУ, Самара, Россия
salnikova.95@bk.ru*

В современном мире энергетика развивается семимильными шагами. Появляется большое количество возобновляемых источников

электроэнергии, развиваются «умные электрические сети». Названные факторы ведут к экологичности и экономичности энергетики.

ЕЭС России составляет совокупность межсистемных связей большой пропускной способности, это способствует рациональному использованию энергетических ресурсов, географически и технологически неравномерно распределенных по территории страны (гидроэнергетические и угольные ресурсы, ГАЭС и АЭС), в целях энергообеспечения крупных центров энергопотребления.

Развитие электрических сетей в будущем подразумевает более широкое включение локальной генерации, обеспечиваемой малыми электростанциями и альтернативными и возобновляемыми источниками энергии, дополняющими электросеть собственной инфраструктурой.

Электроэнергетические системы (ЭЭС) будущего символически можно представить следующим образом (рис. 1),

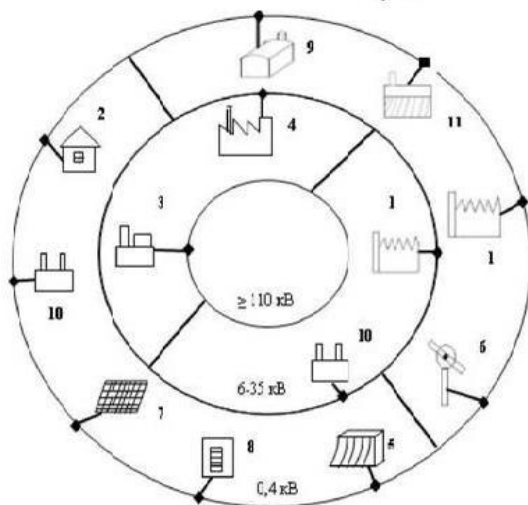


Рис. 1. Электроэнергетическая система будущего: 1 – промышленные потребители; 2 – социально-бытовые потребители; 3 – традиционные крупные электростанции; 4 – малые ГТУ-ТЭЦ; 5 – мини- и микро-ГЭС; 6 – ВЭУ; 7 – солнечные электростанции; 8 топливные элементы; 9 – поршневые двигатель-генераторы; 10 – накопители энергии; 11 – биогаз.

Исходя из рисунка, ЭЭС будущего должны одновременно содержать традиционные источники электроэнергии, без которых электроснабжение крупных потребителей и обеспечение желаемых темпов роста электропотребления проблематично, а также распределенную генерацию.

Централизованная система организации и управления ЕЭС в условиях современной России прошла глубокий реинжиниринг деятельности и продолжает совершенствоваться, в том числе для поддержки развивающихся моделей рынка и обновления технологической инфраструктуры ЕЭС.

Однако отметим, что создававшаяся достаточно давно ЕЭС нуждается в глобальной модернизации основных фондов, как в области замены практически половины устаревшего оборудования, так и во внедрении нового оборудования и технологий, систем управления и информационно-диагностических систем. Нынешние рыночные условия функционирования электроэнергетики и реструктуризация электроэнергетики вносят свои особенности и проблемы. Последние вызывают необходимость создания клиентоориентированной электроэнергетики, обеспечения значительно более надежного электроснабжения потребителей, а также их вовлечения в процесс управления режимами работы энергосистемы. Возникает острая необходимость введения в работу нового энергоэффективного оборудования и новых технологий, обеспечивающих снижение издержек при производстве и передаче электроэнергии, снижение уровня потерь при транспорте тепловой и электрической энергии, оптимизацию величины и размещения резервных мощностей.

Наличие межсистемных связей большой пропускной способности, составляющих Единую национальную электрическую сеть нынешней ЕЭС России, позволяет обеспечить рациональное использование различных энергетических ресурсов, географически и технологически неравномерно распределенных по территории страны (угольные и гидроэнергетические ресурсы, АЭС и ГАЭС), для энергоснабжения крупных центров энергопотребления.

Технологии ИЭС ААС позволяют воплотить радикально новые концепции, к которым, в частности, относятся микросети.

Микросети определяются как сети низкого напряжения с источниками распределенной генерации, контролируемой нагрузкой и накопителями энергии (напр., обогревателями и кондиционерами). Несмотря на работу в рамках распределительной системы, они могут автоматически переводиться в изолированное состояние в случае аварий в сети и восстанавливать синхронизацию с сетью после устранения аварии с поддержанием требуемого качества электроэнергии – это является важным свойством микросетей.

Предполагается, что в будущем функционирование энергосистемы будет осуществляться путем тесного взаимодействия между централизованными и распределенными децентрализованными

генерирующими мощностями. Управление распределенными генераторами может быть собрано в единое целое, образуя *микросети (microgrid)* или «виртуальные» электростанции, интегрированные в сеть или рынок электроэнергии и мощности, что будет способствовать повышению роли потребителя в управлении энергосистемой.

Микросети будут являться частью национальной энергетической системы: они связаны с региональными сетями, и через них – с национальной электрической сетью. Электроэнергия от микросетей будет направляться к потребителям и обратно в региональную сеть в зависимости от условий спроса и предложения. Мониторинг и регулирование в режиме реального времени обеспечит информационный обмен и позволит мгновенно обрабатывать все поставки на национальном уровне. Потребители в этом случае будут иметь возможность корректировки поставки электричества в соответствии со своими потребностями.

Будучи автономными или подключенными к национальной энергетической сети, микросети могут размещаться в непосредственной близости от потребителей (небольших городов, деревень, заводов) и производить электроэнергию «на месте», существенно снижая потери при передаче по проводам и повышая, таким образом, КПД (приложение 1).

Smart-микросети позволяют эффективно покрывать растущий потребительский спрос за счет роста поступлений электроэнергии от возобновляемых источников энергии. В микросети энергетические ресурсы не могут быть полностью «распланированы», интеллектуальные системы сочетаются с коммуникационной инфраструктурой, чтобы обеспечить контроль на стороне спроса, и посредством него – баланс между спросом и предложением. Принцип микросетей может найти намного более широкое применение, чем только для географических островов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Агроскин В.* Распределенная генерация, перспективы и проблемы//В.Агроскин//ЭСКО №7 июль 2003. – с. 5-8.
2. *Воропай Н.И.* Распределенная генерация в электроэнергетических системах//Матер. Междунар. научно-практической конф. «Малая энергетика-2005», 2005. – С. 9-11.
3. *Четошникова Л.М.* Управление электроэнергией и сервис-ориентированные сети / Л.М. Четошникова, Н.И. Смоленцев, С.А. Четошников//Вестник ЮУрГУ. Серия: Энергетика. – 2012. - №16 (275). – С.98-102.

УДК 621.311

АППРОКСИМАЦИЯ ГРАНИЦЫ ОБЛАСТИ УСТОЙЧИВОСТИ СИСТЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

К.М. Чубаров, В.В Сенько

*Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия
chubarov-aees@mail.ru*

В настоящее время актуальность вопросов, связанных с аппроксимацией областей статической апериодической устойчивости в пространстве регулируемых параметров, существенно возросла. Это вызвано широким внедрением в электроэнергетических системах (ЭЭС) новых информационно-вычислительных комплексов для решения задач оперативного диспетчерского и противоаварийного управления. Использование математического аппарата, построенного на уравнениях предельных режимов (УПР), дает ряд преимуществ перед другими методами аппроксимации границ области устойчивости.

Для аппроксимации областей устойчивости используют несколько различных методов:

- метод кусочно-линейной аппроксимации;
- метод кусочно-линейной аппроксимации путём ограничения области существования режимов отрезками прямых;
- метод аппроксимации области устойчивости (ОУ) на основе решения УПР.

Метод аппроксимации на основе решения УПР имеет более общий подход к решению поставленной задачи. В работе [1] предложен оригинальный метод, основанный на применении УПР. Исходя из решения этих уравнений, можно определить значение вектора независимых параметров $x = [x_1 \ x_2 \ x_3 \ \dots \ x_i]^T$. Регулируемые параметры $y = [y_1 \ y_2 \ y_3 \ \dots \ y_i]^T$ находятся из УПР и соответствуют найденным значениям x . Известно, что границы ОУ L_w – это гиперповерхности в многомерном пространстве y и лишены наглядности. Для того, чтобы обеспечить наглядность границ ОУ, используем методику аппроксимации, которая базируется на замене L_w выпуклым многоугольником [2]. Решением УПР являются координаты вектора R , который совпадает с направлением нормали к L_w (рис. 1). В случае составления подобных уравнений для ряда точек L_w можно

(1)

получить кусочно-линейную аппроксимацию границы ОУ для вершины М:

$$\begin{cases} r_i^{(1)}(y_i - y_i^{(1)}) + r_j^{(1)}(y_j - y_j^{(1)}) = 0 \\ r_i^{(2)}(y_i - y_i^{(2)}) + r_j^{(2)}(y_j - y_j^{(2)}) = 0 \end{cases}$$

откуда $y_i = \frac{\Delta_i}{\Delta_0}$; $y_j = \frac{\Delta_j}{\Delta_0}$

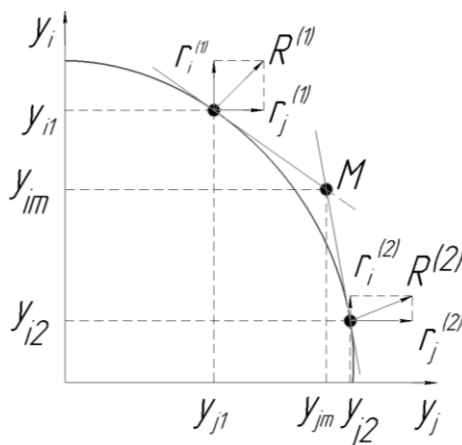


Рис. 1. Кусочно-линейная аппроксимация границ области устойчивости

Наиболее распространённым методом нахождения границ ОУ является методика аппроксимации сечений гиперповерхности квадриками, относящимися к кривым второго порядка [3], которые описываются математическим уравнением:

$$\varphi(Y) = a_{11}y_i^2 + a_{22}y_j^2 + 2a_{12}y_iy_j + c = 0 \quad (2)$$

Используя необходимый математический аппарат, можем представить итоговый результат в виде системы уравнений:

$$\begin{cases} a_{11}y_i^0 + a_{12}y_j^0 = r_i^0 \\ a_{22}y_j^0 + a_{12}y_i^0 = r_j^0 \\ -(r_i^0y_i^0 + r_j^0y_j^0) = c \end{cases} \quad (3)$$

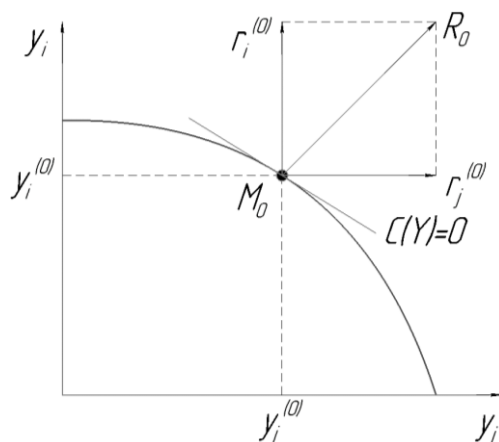


Рис. 2. Аппроксимация сечения L_w

Подобные уравнения составляются для других точек L_w , относительно неизвестных коэффициентов которой получаем расширенную систему уравнений, которая записывается в упрощённом виде как: (4)

$$C A = B,$$

где $A = [a_{11} \ a_{22} \ a_{12} \ c]^T$

Для подтверждения теоретических аспектов практическими результатами была рассмотрена 12 узловая схема ЭЭС, где были сравнены результаты аппроксимации сечения при количестве исходных точек: 2, 5 и 11. Результаты расчётов неизвестных коэффициентов матрицы сведены в таблицу 1.

Таблица 1

Коэффициент	Значения при заданном количестве определённых точек		
	2 точки	5 точек	11 точек
A_{11}	0,0000223	0,0000195	0,0000239
A_{12}	0,00000781	0,00000815	0,00000792
A_{22}	0,0000561	0,0000559	0,0000582
C	-16875,1	-16797,5	-18764,2

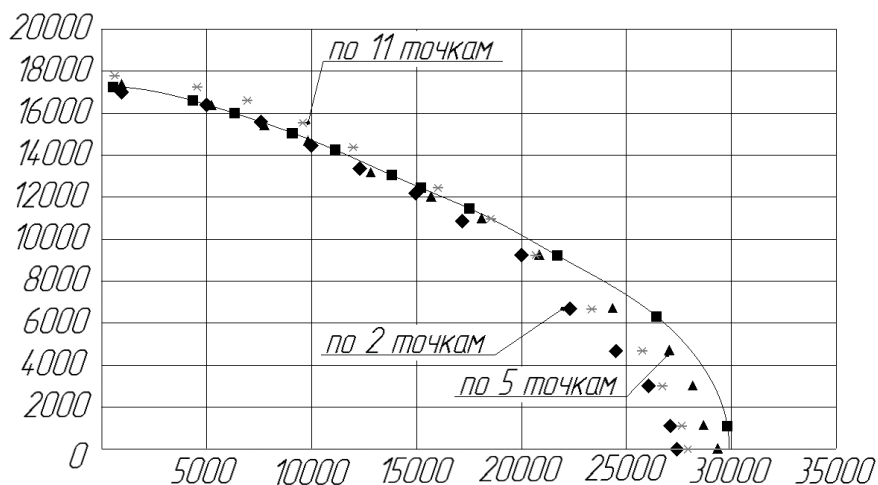


Рис. 3. Аппроксимация сечения L_w 12 узловой схемы

Выводы

1. точность аппроксимации зависит от количества точек и их расположения [4];
2. максимальный избыток ОУ при подобной записи исходных данных не превышает 10% от истинной;
3. данная методика может быть успешно применена для решения актуальных практических задач оперативного управления режимами сложных энергосистем.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Конторович А.М., Лукина М.К.* Уравнения предельных режимов и построение областей устойчивости// Изв. АН СССР, Энергетика и транспорт - 1988, N1. – С. 13-15.
2. *Конторович А.М., Крюков А.В.* Предельные режимы энергосистем. // М.: Вост.-Сиб. технол. ин-т, 1985. -72с.
3. *Арзамасцев Д.А. и др.* Аппроксимация областей устойчивости сложных электроэнергетических систем. Ч.II. // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт.1984. - N2. - С.33-41.
4. *Крюков А.В., Намогуруев Б.Б.* Выбор рациональных мероприятий по повышению устойчивости сложных энергосистем//Сб. науч. тр. ВСТИ. Сер.: техн. науки. - Вып.1.-Улан-Удэ. 1994. -6с.

УДК 621.791

**О СОГЛАСОВАНИИ ДИНАМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ
СИСТЕМЫ ИСТОЧНИКОВ ПИТАНИЯ – ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ДУГА***Д.Н. Чугунов, Е.А. Керженцева, В.М. Мякишев**Самарский государственный технический университет
Самара, Россия*

Электрическая дуга представляет собой дуговой разряд, характеризующийся повышенной плотностью тока, высокой температурой, большим давлением газа и малым падением напряжения на дуговом промежутке. В электроэнергетике возникновение дуги часто приводит к аварийным ситуациям. В связи с этим используются различные меры её гашения в коммутационных аппаратах. Однако, в электросварке и электрометаллургии важной задачей является поддержание устойчивого горения дуги.

Процесс образования электрической дуги и её гашения зависит от поведения системы источник питания – электрическая дуга, то есть от их динамических свойств. [1,2,4,5] Таковую систему, как правило, описывают нелинейные дифференциальные уравнения, приводящие к неоднозначному решению, вследствие чего взаимно рассмотрение динамических процессов в источнике и в дуге является некорректным. Решением данной проблемы является рассмотрение источника питания и электрической дуги отдельно по оценки постоянных времени.

Важными динамическими параметрами дуги является мощность теплоотвода $P_{от}$ и теплосодержание Q_0 на единицу длины дуги. Эти процессы целесообразно характеризовать постоянной времени дуги: $\theta = \frac{Q_0}{P_{от}}$. Если дуговые процессы можно характеризовать постоянной времени дуги, то динамические свойства источника питания определяются параметрами восстанавливающегося напряжения. [3,4,5,8]

В литературе [5] приведен пример аналитического способа определения постоянной времени. Но существует несколько экспериментальных методов определения параметров восстанавливающегося напряжения. [4,7] Для оценки динамических свойств источника удобнее использовать индикаторный метод. Этот метод основан на использовании теоремы Тевенина, которая заключается в том, что восстанавливающееся напряжение цепи по величине и форме совпадает с напряжением, которое необходимо приложить к цепи, чтобы вызвать в

ней протекание тока, равному разрываемому. Так как в сварочной дуге процесс погасания и зажигания совершается при переходе тока через нулевое значение, то осциллографирование восстанавливающегося напряжения данным методом может быть произведено посредством посылки в цепь волны тока, начинающейся с нуля и линейно возрастающей со скоростью рабочего тока. В момент повторного возбуждения дуги скорость нарастания тока может быть выражена как $\frac{di}{dt} = const$. Это означает, что участок синусоиды тока вблизи нуля заменяется прямой.

Поскольку длительность повторного зажигания, т.е. восстановление напряжения, неизмеримо мала по сравнению с периодом тока, то сделанное допущение вполне приемлемо. Это допущение справедливо и при исследовании динамических свойств источника питания с насыщающимся участком магнитопровода, так как в период повторного зажигания дуги магнитная цепь источника не насыщена, а, следовательно, к такой системе применим принцип суперпозиции.

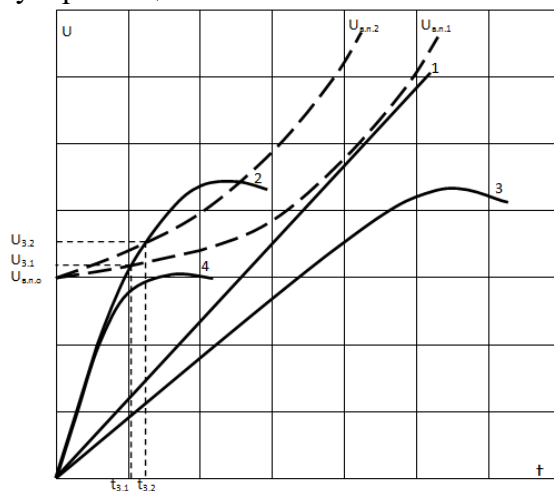


Рис. 1. К вопросу о согласовании динамических свойств сварочной дуги и источника питания

1. Критическая скорость восстановления напряжения ($\tau_{кр}$).
2. $U_{э} > U_{зж}$ и $\tau_u < \tau_{кр}$.
3. $U_{э} > U_{зж}$ и $\tau_u > \tau_{кр}$.
4. $U_{э} < U_{зж}$ и $\tau_u < \tau_{кр}$.

Динамические свойства источника питания могут быть охарактеризованы параметрами восстанавливающегося напряжения, как-то: скоростями восстановления напряжения и величиной, возвращающейся составляющей восстанавливающегося напряжения, т.е. тем наибольшим значением напряжения, которое устанавливается между электродами при обрыве дуги.

На рис.1. показаны варианты процесса повторного возбуждения электрической дуги в зависимости от динамических свойств источника питания и процесс деионизации дугового промежутка. Из этих данных видно, что дуга загорится в том случае, когда скорость и величина восстанавливающего напряжения больше, чем аналогичные параметры дугового промежутка (случай 2.)

Запись восстанавливающегося напряжения можно вести несколькими методами:

1. В сварочную цепь включаются коммутирующее устройство, синхронизированное с осциллографом. При этом методе возникает погрешность, вносимая коммутирующим устройством, избавиться от которой очень трудно.

2. Использование специальных индикаторов восстанавливающегося напряжения, представляющих собой генераторы линейно нарастающих импульсов тока. [7]

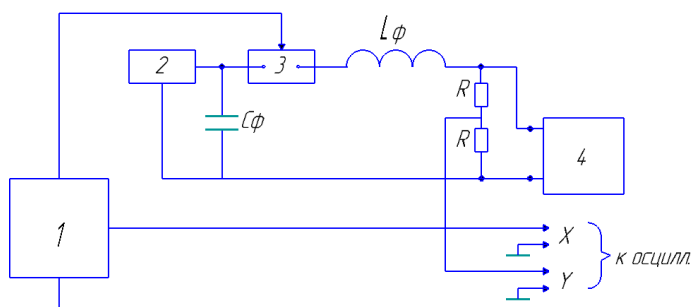


Рис.2. Функциональная схема индикатора восстанавливающегося напряжения.

1-Генератор импульсов; 2-зарядное устройство; 3-ключ; 4-испытуемый объект.

На рис.2. представлена принципиальная схема экспериментального определения параметров восстанавливающегося напряжения. Линейно-нарастающая волна тока, созданная цепочкой C_{ϕ} – L_{ϕ} индикатора, вводится в исследуемую цепь. В качестве коммутирующего элемента может служить, например, управляемый тиристор. Индикатор на тиратроне спроектирован и изготовлен в Самарском государственном техническом университете с учетом специфики восстановления напряжения в сварочных цепях, а именно больших скоростей восстановления напряжения. Он предусматривает многократную синхронизированную подачу импульсов тока, благодаря чему достигается надежная запись кривой восстановления напряжения.

Исходя из ранее сказанного, на практике подробнее изучают входные параметры источника питания. Рассмотрим метод определения и некоторые данные входных параметров источника питания СТШ-500.

При определении входных параметров использовался индикатор восстанавливающего напряжения. [7]

При работе сварочного трансформатора в различных его элементах возникают вихревые токи, оказывающие существенное влияние на процесс восстановления напряжения. В схеме замещения сварочного трансформатора контуры вихревых токов могут быть заменены одним эквивалентным, имеющим магнитную связь с цепью сварочного тока.

На рис. 3 представлена упрощенная схема замещения сварочного трансформатора. Здесь L_1 и r_1 – индуктивность и активное сопротивление источника с учетом сопротивления дуги в процессе горения; $r_в$ и $L_в$ – активное сопротивление и индуктивность эквивалентного контура вихревых токов; r_1 и r_1+r_3 – сопротивление межэлектродного промежутка до и после погасания дуги, демонстрируется размыканием ключа К, т.е. ожидается скачкообразное изменение сопротивления столба дуги от значения r_1 до r_1+r_3 (инерционностью столба дуги пренебрегаем: $\theta=0$). [4,6]

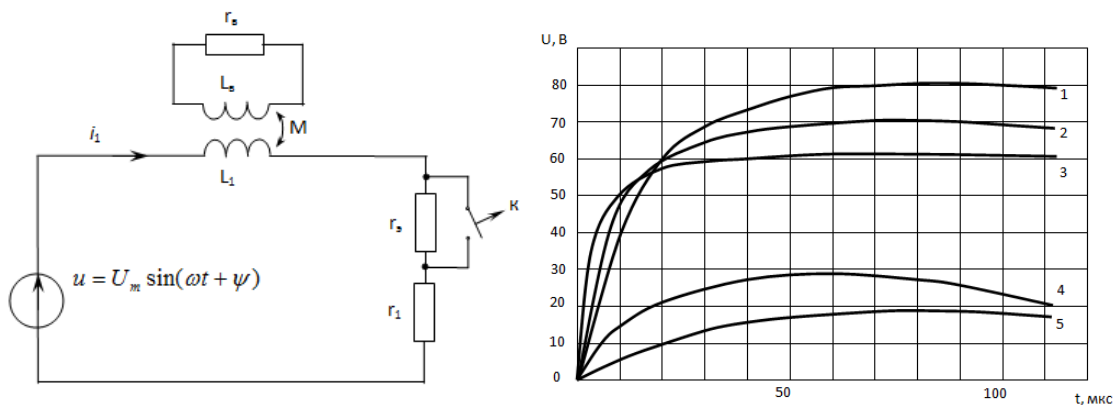


Рис. 3. Схема замещения НИП в переходном режиме
Рис. 4. Кривые восстанавливающегося напряжения сварочных трансформаторов: 1.

- 1. $I_{св}=175$ А 1,2,4-для СТШ-500,
- 2. $I_{св}=250$ А 3-для НИП,
- 3. $I_{св}=80$ А 5-для СТЭ-34 с РТС-500.
- 4. $I_{св}=400$ А
- 5. $I_{св}=450$ А

Из вышесказанного следует, что характер процесса восстановления напряжения зависит от коэффициента «М».

На рис.4. показаны опытные кривые восстанавливающего напряжения при различных положениях магнитного шунта сварочного трансформатора СТШ-500, трансформатора СТЭ-34 и нелинейного источника питания (НИП). Полученные кривые восстанавливающегося напряжения характеризуются уравнением первого порядка, описывающего процесс восстановления напряжения цепи R, L .

Выводы.

Анализ процесса восстановления напряжения позволяет определить динамические свойства источника питания. Из анализа процессов, изображенных на рис.4. следует, что НИП имеет меньшую постоянную времени (при равных значениях сварочного тока), а, значит и большую скорость восстановления напряжения. Это положительно влияет на процесс повторного возбуждения и устойчивость горения сварочной дуги. Таким образом, анализ процесса повторного зажигания электрической дуги удобнее вести по параметрам восстанавливающегося напряжения, согласуя динамические параметры электрической цепи и сварочной дуги.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Мякишев В.М.* Сварочный трансформатор с насыщающимся участком магнитопровода. Самара, СамГТУ, 2010.
2. *Таев И.С.* Электрическая дуга в аппаратах низкого напряжения. – М.-Л., издательство “Энергия”, 1965. – 224 с.
3. *Мякишев В.М., Жеваев М.С., Шишков Е.М.* Способ определения постоянной времени сварочной дуги. «Электротехника», 2009., № 2.
4. *Залесский А.М.* Основы теории электрических аппаратов. Учеб. Пособие для вузов.- М. “Высш. школа”, 1974.
5. *Лесков Г.И.* Электрическая сварочная дуга. – М.: Машиностроение, 1970.
6. *Демирчян К.С., Нейман Л.Р., Коровкин Н.В., Чечурин В.Л.* Теоретические основы электротехники: Учебник для вузов.-М.; СПб: Питер, 2006.
7. *Новиков О.Я., Рябихин Е.А., Галкин А.А., Воронов А.С., Гайнуллин Р.А.* Индикатор восстанавливающегося напряжения. Известия ВУЗов//Энергетика, 1967, № 3.
8. *Мякишев В.М., Жеваев М.С., Красненко В.Н.* Постоянная времени как динамический параметр электрической дуги. Известия ВУЗов //Электромеханика, 2016, № 6.-54с.

ПРОВЕДЕНИЕ АНАЛИЗА МЕТОДИК ПОДБОРА МАТЕРИАЛОВ, ПРИМЕНЯЕМЫХ ДЛЯ БОРЬБЫ С ПОГЛОЩЕНИЯМИ БУРОВОГО РАСТВОРА

К.О. Ковалева, Г.С.Мозговой

СамГТУ

г. Самара, Россия

kovaleva.bur@mail.ru gmsozgovoi@mail.ru

Среди большого количества методик по определению состава вещества для борьбы с поглощением бурового раствора, на наш взгляд практический интерес вызывают следующие методики по подбору кольматирующих агентов:

1. Метод Абрамса.

Абрамс предположил, что размер закупоривающих частиц должен по крайней мере равняться или превышать одну треть средних поровых каналов поглощающей породы, а также концентрация частиц определенного размера должна превышать как минимум на 5% по объему твердой фазы в конечной рецептуре бурового раствора, включая буровой шлам. Только в этом случае будут иметь место разрушающие напряжения. По этому методу при подборе материалов идет упор на рассмотрение большого диапазона размеров частиц, входящих в состав кольматанта, для обеспечения надежного закупоривания.

2. Метод Викерса.

Метод Викерса наиболее эффективен, так как он учитывает широкий диапазон размеров пор, что позволяет подобрать соответствующий состав кольматирующего вещества для достаточно эффективного закупоривания пор пласта. Критерии Викерса для разработки состава закупоривающей смеси:

Д90 – самые крупные поровые связки;

Д75 – $< 2/3$ самых крупных поровых связок;

Д50 – $\pm 1/3$ средних поровых связок;

Д25 – $1/7$ средних поровых связок;

Д10 – $>$ самых мелких поровых связок,

где Д – диаметр пор.

Также этот метод основан на теории идеальной упаковки. Согласно этой теории, идеальная упаковка возникает, когда зависимость совокупного содержания частиц в растворе в процентах от квадратного корня размера частиц представлена прямолинейной зависимостью.

3. Методика, разработанная в «БашНИПИнефть» Н.Я. Семеновым, Н.Ф. Кагармановым и В.Н. Поляковым, подразумевает определение размеров каналов ухода бурового раствора в результате гидродинамических исследований. Согласно этой методике, при среднем эквивалентном диаметре каналов свыше 1 мм и средней эквивалентной раскрытости трещин свыше 0,6 мм для ликвидации поглощения используются наполнители. Размеры частиц, число фракций, концентрацию отдельных фракций и суммарную концентрацию всех фракций наполнителей выбирают в зависимости от средних эквивалентных размеров каналов поглощения по номограмме.

	Метод Абрамса	Метод Викерса	Метод Н.Я. Семенова, Н.Ф. Кагарманова и В.Н. Полякова.
Плюсы	Обеспечивают создание эффективной внешней фильтрационной корки. Подходит в случаях, когда имеется мало информации о распределении пор по размеру в поглощающем пласте.	Приводит к пониженной скорости фильтрации и улучшенным результатам восстановления проницаемости, обеспечивает создание эффективной внутренней фильтрационной корки. Удобен для проектирования улучшенной рецептуры буровых растворов, в случае, когда достаточно достоверно известны размеры пор поглощающих каналов.	Удобен в случаях, когда эквивалентный диаметр каналов свыше 1мм и при раскрытости трещин свыше 0,6 мм.
Минусы	Поддержание определенного размера частиц дисперсной фазы позволяет лишь начать кольматацию, но не обеспечивает полной упаковки пор пласта.	Она в целом основана на оценке среднего размера пор, которая определяется извлечением квадратного корня из величины проницаемости. Точность метода могла бы быть обеспечена, если бы распределение размера пор в породе подчинялось прямолинейной зависимости. На практике линейной зависимости не существует и наиболее часто встречающийся в пласте размер пор не будет равен среднему размеру.	Сложности гидродинамического исследования.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Abrams, A.: «Mud Design to Minimize Rock Impairment Due to Particle Invasion» JPT (May 1977).
2. Состав и свойства буровых агентов Дж.Р.Грей Г.С.Г. Дарли / Перевод с английского Д.Е. Столярова

**ЗАЩИТА ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПРИ КАПИТАЛЬНОМ
РЕМОНТЕ СКВАЖИНЫ**

И.А. Федотов, Г.С.Мозговой

СамГТУ

г. Самара, Россия

Ia-fedotov@mail.ru, GSMozgovoi@mail.ru

При капитальном ремонте скважины необходимо заблаговременно позаботиться о её защите. При проведении ремонтных работ на скважине, её останавливают, т.е. проводят глушение скважины. После глушения в скважине образуется вода, которая и уменьшает эффективную толщину пласта и препятствует поступлению нефти в скважину, следовательно, каналы фильтрации для нефти закрываются, и скважина становится низкодебитной или бесприточной. Также вода имеет свойства как натяжения, так и оттягивания. При натяжении вода препятствует прохождению нефти, и тем самым ухудшается производительность скважины. А при оттягивании мы можем извлечь воду из скважины, тем самым быстрее можем восстанавливать коллекторские свойства скважины.

В данной статье рассматривается жидкость глушения на основе водно-солевого раствора и добавки «Unitech». Основным преимуществом данного способа глушения является добавка «Unitech», использование данных растворов приводит к увеличению фазовой проницаемости продуктивных пластов по нефти, сокращает сроки освоения и вывода скважины на режим, минимизирует риски потери общей продуктивности и обводнения продукции после проведения работ. Приготовление рабочих растворов на промысле не требует привлечения дополнительного оборудования и специализированной техники, все работы производятся штатным звеном бригады ОПЗ.

Основными свойствами «Unitech» являются:

Регулирующаяся плотность в диапазоне от 1,01 до 1,6 г/см³ добавлением карбоната калия(K₂CO₃), хлорида натрия(NaCl);

Приготовленные технологические жидкости сохраняют свои свойства при температуре до 120 С⁰. [1]

Растворы «Unitech» не вызывают коррозию элементов подземного и устьевого оборудования.

Использование этой добавки так же имеет и экономические выгоды. Быстрый и безвредный вывод скважины на её основной уровень добычи нефти имеет безусловно экономические выгоды. В результате использования данного вида глушения мы получаем не ухудшение, а даже улучшение ФЭС за счет гидрофобизации коллектора.

Тем самым можно сделать вывод о том, что данная добавка несет только положительные эффекты, и целесообразным является использование жидкостей глушения с добавлением «Unitech» при глушении скважины.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Мозговой Г.С., Пасленов В.В., Щербакова Ю.К.* «Исследование совместимости жидкости глушения с пластовыми водами месторождения им. В.Н. Виноградова» // Ашировские чтения: сб. науч. тр. Междунар.науч.-практ. конференции. – Самара: СамГТУ,2016-С 241-243
2. *Живаева В.В., Мозговой Г.С.* Практика глушения скважин// Нефть Газ Экспозиция: науч.-техн. журнал №7 ноябрь 2016 С. 39.