

УДК 621.316.1.05:622.3

ПРОБЛЕМЫ ИННОВАЦИОННОГО РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ КАК РЕЦЕПТОРОВ НА БАЗЕ КОНЦЕПЦИИ SMART GRID

Ю. М. Денчик¹, Е. В. Иванова¹, Д. М. Иванов¹, М. Н. Иванов¹, В. В. Рыжаков²,
В. Г. Сальников¹, Н. А. Ковалева³, Е. Ю. Кислицин², А. Ю. Ковалёв³, Д. П. Антипин²

¹Сибирский государственный университет водного транспорта, nsawt_ese@mail.ru

²Сургутский государственный университет, adp1975@rambler.ru

³Нижегородский государственный университет, nata3734@yandex.ru

В статье исследуются параметры электрических сетей (6-110) кВ нефтедобычи, в сфере инновационного развития электроэнергетики развивающихся регионов России. Рассмотрены функционально-технологическая идеология концепции Smart Grid и методологическая база исследования кибернетических свойств электроэнергетической системы с целью определения их идентификации в части решения конкретных задач. Сформулированы выводы.

Ключевые слова: концепция, баланс активных и реактивных мощностей, техническое средство, ключевые ценности, стейкхолдеры, кибернетика электроэнергетических систем, кондуктивные низкочастотные электромагнитные помехи, идентифицируемая по параметрам режима работы модель узла нагрузки, шины бесконечной мощности, системный анализ.

INNOVATIVE DEVELOPMENT PROBLEMS OF ELECTRIC NETWORK OF OIL DEPOSITS AS RECEPTORS ON BASIS OF THE SMART GRID CONCEPT

Yu. M. Denchik¹, E. V. Ivanova¹, D. M. Ivanov¹, M. N. Ivanov¹, V. V. Ryzhakov²,
V. G. Salnikov¹, N. A. Kovaleva³, E. Yu. Kislitsin², A. Yu. Kovalev³, D. P. Antipin²

¹Siberian State University of Water Transport, nsawt_ese@mail.ru

²Surgut State University, adp1975@rambler.ru

³Nizhnevartovsk State University, nata3734@yandex.ru

The article examines electrical networks parameters (6-110) kV of oil production, in the sphere of innovative development of the power industry in developing regions of Russia. The functional and technological ideology of the Smart Grid concept and methodological base for researching electric power systems cybernetics are examined to determine their identification in terms of specific tasks. Conclusions are drawn.

Keywords: concept, active and reactive power balance, technical means, core values, stakeholders, electric power systems cybernetics, conductive low-frequency electromagnetic disturbances, identified by operating parameters model of the load node, infinite buses, system analysis.

Методологический подход к расчетному обеспечению инновационного развития электрических сетей (6-110) кВ месторождений нефти. Задачи исследования

В настоящее время ведутся работы по созданию интеллектуальной энергетической системы в России, особое внимание в которой уделяется проблемам регионально-федерального развития и размещения генерирующих источников всех видов (атомных, гидро, тепловых и др.) исходя из задач рационального использования природных энергетических ресурсов, требований различных потребителей электроэнергии. Это диктует новые требования к структуре топливно-энергетического баланса, новой схеме сегментации и иерархии организационной структуры электроэнергетики, к оптимизации межсистемных перето-

ков базисного и переменного вида, что, в свою очередь, определяет необходимость развития активно-адаптивной сети (магистральных и распределительных линий электропередачи и автоматизированных систем контроля и управления) в рамках Единой национальной электрической сети (ЕНЭС) России и межрегиональных электрических связей [2, 3]. В Евросоюзе [4] и США [5] также наблюдается инновационное преобразование электроэнергетики на базе новой концепции, получившей название Smart Grid.

Основными предпосылками становления новой (инновационной) концепции развития электроэнергетики в мире являются [2, 3]:

- дефицит источников электрической энергии;
- постоянно растущие требования к надежности и качеству электроснабжения со стороны потребителей;
- постоянное повышение стоимости электрической энергии во всем мире;
- рост требований заинтересованных сторон – стейкхолдеров – к результатам деятельности энергетических компаний;
- повышение требований экологической и промышленной безопасности функционирования энергетических объектов;
- необходимость в снижении общесистемных затрат.

Для успешного развития инновационной концепции объединяются усилия крупных энергетических компаний. Так, Российским энергетическим агентством и Агентством по международному развитию США в соответствии с договоренностями, достигнутыми в ходе встречи президентов Российской Федерации и США, подписан Протокол о намерениях в развитии сотрудничества по проблемам чистой энергетики, «умных» сетей и энергоэффективности, содержащий план действий двух стран по развитию сотрудничества в направлении Smart Grid в России [3].

В нормативно-правовом виде этот процесс закреплен в [6–8]:

- «Энергетической стратегии России на период до 2030 года», утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 13.12.2009 г № 1715-р;
- Федеральном законе «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации», № 261-ФЗ от 23.11.2009 г.;
- «Концепции развития интеллектуальной электроэнергетической системы России с активно-адаптивной сетью» от 07.08.2010, разработчики: ФГБУ «Российское энергетическое агентство», Министерство энергетики РФ, ОАО «ФСК ЕЭС», Российская академия наук, ОАО «НТЦ электроэнергетики».

Таким образом, все региональные энергетические компании России обязаны заниматься развитием электроэнергетических систем (ЭЭС) в соответствии с иерархической структурой ЕНЭС России, в том числе, и компании, обеспечивающие электроэнергией месторождения нефти.

В электрических сетях нефтедобывающей отрасли наблюдается рост электрических нагрузок, обусловленный изменением технологии добычи на истощающихся месторождениях. Заметным воздействием подвергаются сети среднего напряжения. Эти явления объективно связаны с тем, что поверхностные нефтеносные слои на многих месторождениях истощены. Внедряются технологии добычи нефти механизированным способом из глубинных скважин. Качественно меняется состав комплексной нагрузки из-за широкого использования электроприемников с нелинейными вольтамперными характеристиками и несимметричными нагрузками по фазам [17].

На истощающихся месторождениях добыча осуществляется с помощью погружных установок электроцентробежных насосов (УЭЦН). Примерно 70 % нефти извлекается на территории Западной Сибири с помощью этих установок и в среднесрочной перспективе за ними остается преимущественная роль. Интенсивно ведутся работы над интеллектуализаци-

ей станций управления УЭЦН [1], улучшением электромагнитной обстановки (ЭМО) в электрических сетях [15], повышением качества электроснабжения путем подавления кондуктивных низкочастотных электромагнитных помех (ЭМП), обеспечением электромагнитной совместимости (ЭМС) технических средств.

Интеллектуальная система – техническая или программная система, способная использовать хранящиеся в ее памяти знания для решения творческих задач, что традиционно считается прерогативой человека.

Техническое средство – изделие, оборудование, аппаратура или их составные части, функционирование которых основано на законах электротехники, радиотехники и (или) электроники, содержащие электронные компоненты и (или) схемы, которые выполняют одну или несколько следующих функций: усиление, генерирование, преобразование, переключение и запоминание (ГОСТ Р 50397-92).

Сложившаяся ситуация на месторождениях нефти объективно обусловила появление новых «управленческих полей», характерных для нефтедобычи, и потребность в решении возникших задач на основе технологий интеллектуальных сетей (Smart Grid).

Наиболее полно общую функционально-технологическую идеологию этой концепции, по-видимому, отражает сформулированное IEEE (The Institute of Electrical and Electronics Engineers – Институт инженеров электротехники и электроники) определение Smart Grid как концепции полностью интегрированной, саморегулирующейся и самовосстанавливающейся электроэнергетической системы, имеющей сетевую топологию и включающей в себя все генерирующие источники, магистральные и распределительные сети и все виды потребителей электрической энергии, управляемые единой сетью информационно-управляющих устройств и систем в режиме реального времени [3].

В свете изложенного качественное функционирование электроснабжения истощающихся скважин нефтедобычи, характеризующееся возрастанием энергозатрат на одну тонну добытой нефти, объективно связывается с прогрессом в эксплуатации электрических сетей. Существующая система пассивных сетей не может удовлетворить возросшие требования к надежности и эффективности электроснабжения интеллектуальных станций управления УЭЦН. Развитие региональных ЭЭС (отраслевой электроэнергетики) в рамках прежней экстенсивной концепции, основанной преимущественно на вводе новых мощностей и развитии сетевой инфраструктуры с улучшением технико-экономических показателей отдельных видов оборудования и технологий, связано с наличием серьезных ограничений [1–3, 13, 15–19].

Пассивная система – управление генерацией, потреблением и распределением электроэнергии путем (за счет) коммутации.

К наиболее значимым ограничениям можно отнести:

- низкий потенциал повышения эффективности использования ресурсов (существующая технологическая база электроэнергетики практически исчерпала возможности значительного повышения производительности оборудования);
- ограниченность инвестиционных ресурсов для строительства новых энергетических объектов и развития сетевой инфраструктуры [3].

К факторам снижения надежности относятся [3]:

- нарастающий уровень износа оборудования;
- необходимость массовых инвестиций в реновацию основных фондов;
- снижение общего уровня надежности электроснабжения;
- высокий уровень потерь при преобразовании, передаче и распределении электроэнергии.

Кроме того, повысились требования в сфере энергоэффективности и экологической безопасности [3].

Идентификация этих условий и факторов выдвинула на передний план проблему совершенствования систем электроснабжения нефтеносных регионов, которая с одной стороны

соответствовала бы современным взглядам, целям и ценностям социального и общественного развития, формирующимся и ожидаемым потребностям людей и общества в целом, а с другой – максимально учитывала основные тенденции и направления научно-технического прогресса во всех отраслях, сферах жизни и деятельности общества [3].

При этом рассматриваемая система электроснабжения должна соответствовать ключевым ценностям концепции Smart Grid [3–5]:

- безопасность;
- гибкость с точки зрения отклика на изменения потребностей потребителей и возникающие проблемы с электроснабжением;
- доступность электроэнергии для потребителей, в частности возобновляемых источников электроэнергии и высокоэффективной локальной генерации с нулевыми или низкими выбросами;
- надежность электроснабжения и качество электроэнергии при обеспечении невосприимчивости к опасностям и неопределенностям;
- экономичность посредством внедрения инноваций, эффективного управления, рационального сочетания конкуренции и регулирования [3].

Принципиально новым является здесь то, что все выдвинутые ключевые требования (ценности) предполагается рассматривать как равноправные, но степень их приоритетности, уровень соотношения не являются общими, нормативно зафиксированными для всех и могут определяться для каждого субъекта энергетических отношений (энергетическая компания, регион, город и т. п.), по существу, индивидуально [18, 19].

В такой постановке задача развития электроэнергетики из преимущественно балансовой (продуктовой), заключающейся в основном в обеспечении баланса производства и потребления электроэнергии и предоставлении потребителю регламентированного спектра услуг с заданными характеристиками, трансформируется в задачу создания, развития и предоставления потребителю и обществу в целом своего рода меню энергетических возможностей (услуг) [3].

В нашем случае электрическая сеть (6-110) кВ месторождения нефти необходимо представлять, как основной объект формирования нового технологического базиса, дающего возможность существенного улучшения достигнутых и создания новых функциональных свойств энергосистемы. Все это носит инновационный характер и отражает переход к новому технологическому укладу в электроэнергетике и в экономике в целом [3].

Технологический уклад – совокупность технологий, характерных для определенного уровня развития производства; в связи с научным и технико-технологическим прогрессом происходит переход от более низких укладов к более высоким, прогрессивным.

При этом взаимосвязь заинтересованных сторон (стейкхолдеров) как представителей традиционной структуры электроэнергетики (генерация, передача, распределение, диспетчеризация, потребление), так и государственных структур (правительство – федеральное, региональное, муниципальное; регулирующие органы), а также производителей оборудования и технологий, исследовательских институтов и организаций, банков и т. д. является основным условием создания активно-адаптивной сети в регионах нефтедобычи. Требования отечественных стейкхолдеров еще четко не сформулированы, поэтому рассмотрим зарубежные [3–5]. В принципе они должны быть одинаковыми. В табл. 1 приводятся ожидания стейкхолдеров, увязанные с их требованиями к интеллектуальной электроэнергетике [3].

Из анализа данных этой таблицы возникают вопросы: можно ли известными методами кибернетики решить задачи, вытекающие из требований? Нужно ли еще какие-то (неизвестные) разработки или методологические подходы?

Для ответа на поставленные вопросы осуществим введение в кибернетику ЭЭС с целью идентификации отдельных подходов к функционально-технологической идеологии концепции Smart Grid, позволяющей использовать методы теории электрических сетей, теории переходных процессов в электрических сетях и т. д. при решении задач инновационного развития.

Таблица 1

Требования стейкхолдеров к реализации концепции Smart Grid [3]

Группы стейкхолдеров	Стейкхолдер	Требования/ожидаемые эффекты
Энергетические компании	Оптовые продавцы электроэнергии/мощности	- оперативные улучшения; - прозрачная система учета и биллинга;
	Розничные продавцы энергосервисных услуг	- управление отключениями в режиме реального времени совершенствование процессов управления энергосистемой;
	Компании по передаче электроэнергии	- снижение потерь электроэнергии; - оптимизация управления активами;
	Распределительные сетевые компании	- системное планирование; - техническое обслуживание и мониторинг в режиме реального времени
Регулирующие органы	Органы государственного регулирования	- повышение надежности электроснабжения; - прозрачная система поставок и учета электроэнергии;
	Оператор оптового электроэнергетического рынка	- совершенствование процессов управления энергосистемой; - снижение потерь электроэнергии;
	Регуляторы надежности	- снижение тарифов на электроэнергию
Конечные потребителей	Промышленные Коммерческие Население	- повышение надежности электроснабжения; - повышение общего уровня сервиса; - доступ информации по электроснабжению в режиме реального времени; - возможность управления расходом электроэнергии; - возможность участия в управлении спросом (demand response); - оптимизированная взаимосвязь распределенной генерации; - возможность продавать электроэнергию на рынок; - потенциал значительного уменьшения расходов на поставку электрической энергии
Государство и общество в целом		- снижение цен на электричество благодаря повысившейся операционной и рыночной эффективности, а также вовлечению потребителя; - снижение потерь потребителей за счет повышения надежности; - улучшение безопасности сети за счет повышения ее устойчивости; - уменьшение выбросов через интеграцию возобновляемых источников энергии и уменьшение потерь; - новые рабочие места и рост ВВП; - возможность инновационного развития сектора передачи и распределения электрической энергии

Идентификация – соответствие одного предмета, явления, понятия другому; отождествление.

Под кибернетикой, согласно определению академика А. И. Берга, понимается наука о целенаправленном, оптимальном управлении сложными, развивающимися системами. Системы, имеющие такое управление, или требующие его, относятся к кибернетическим системам. Кибернетика расширяет возможности исследователя в отношении проводимых им теоретических и аналитических решений и их применения для практических задач. Электроэнергетическая система представляет большую систему, состоящую из отдельных подсистем, имеющих глубокие обратные связи, не позволяющие рассматривать эти системы по «отдельности», поскольку свойства большой системы решающим образом определяются взаимодействием подсистем. Поэтому ЭЭС является большой искусственной системой кибернетического типа [14]. На рис. 1 приведена структурная схема методологической базы исследования кибернетических свойств ЭЭС.

Анализируя эту структурную схему, отметим, что в задачи кибернетики не входит: конструирование машин, аппаратов, регуляторов, устройств автоматического управления, защиты; изготовление технических средств для передачи информации и команд для управления теми или иными объектами системы; расчет и выбор элементов электрических сетей; проектирование электростанций, воздушных линий и т. д. Кибернетика ЭЭС имеет четко очерченный круг вопросов и, не пытаясь подменить собой существующие дисциплины (автоматизированные ЭЭС, релейная защита и сетевая автоматика, электромеханические переходные процессы и т. д.), изучает связь между ними [14]. Это свойство кибернетики ЭЭС является основополагающим для того, чтобы использовать ее методологическую базу исследования (рис. 1) для решения задач (табл. 1) следующих явлений:

- совершенствование процессов управления электроэнергетической системы;
- снижение потерь потребителей за счет повышения надежности;
- улучшение безопасности сети за счет повышения ее устойчивости и др.

Следовательно, все требования стейкхолдеров выполнимы на основе применения известных методов анализа и синтеза ЭЭС.

Однако это не означает, что при этом нет никаких проблем, препятствующих созданию активно-адаптивных сетей. Сущность этих проблем, во многих случаях, состоит в отсутствии объективных оценок (нормированных значений) параметров сетей, при которых они способны эффективно работать в интеллектуальной ЭЭС России или региона.

Например (применительно к условиям нашей задачи), чтобы улучшить безопасность электрических сетей среднего и высокого напряжений месторождений нефти за счет повышения их устойчивости (табл. 1) необходимо знать критерии достаточности запаса, статической устойчивости комплексной нагрузки I и II категорий [23] нефтедобычи как рецептора по напряжению и по скольжению, а на границе балансовой принадлежности промышленных сетей (6-10) кВ и питающих сетей (35-110) кВ энергоснабжающей организации критерий достаточности запаса статической устойчивости комплексной нагрузки по активной мощности [17].

Критерий – признак, на основании которого производится оценка.

Рецептор – техническое средство, реагирующее на электромагнитный сигнал и (или) электромагнитную помеху.

Иными словами электрическая сеть должна обеспечивать: нормированные показатели качества электроэнергии, самозапуск наземных и погружных электродвигателей, надежность электроснабжения потребителей в соответствии с их категориями, предельно возможную эффективность передачи и распределения электроэнергии, гибкость управления системами регулирования напряжения и реактивной мощности.

Изложенное позволяет представить методологическую базу наших исследований.

Методология – это логическая организация научной деятельности, состоящая в определении цели и предмета исследования, принципов, подходов и ориентиров в его проведении, выборе средств и методов, определяющих возможность получения достоверных и обоснованных результатов [30].

Объект исследования – электрические сети (6-110) кВ истощающихся месторождений нефти.

Предмет исследования – свойства электрической сети (6-110) кВ, которые необходимо учитывать при переходе от пассивной к активно-адаптивной сети интеллектуальной ЭЭС.

Целью исследования является определение параметров и режимов электрических сетей (6-110) кВ, при которых обеспечивается управление качеством электроэнергии и эффективным электропотреблением на основе технологий интеллектуальных сетей (Smart Grid).

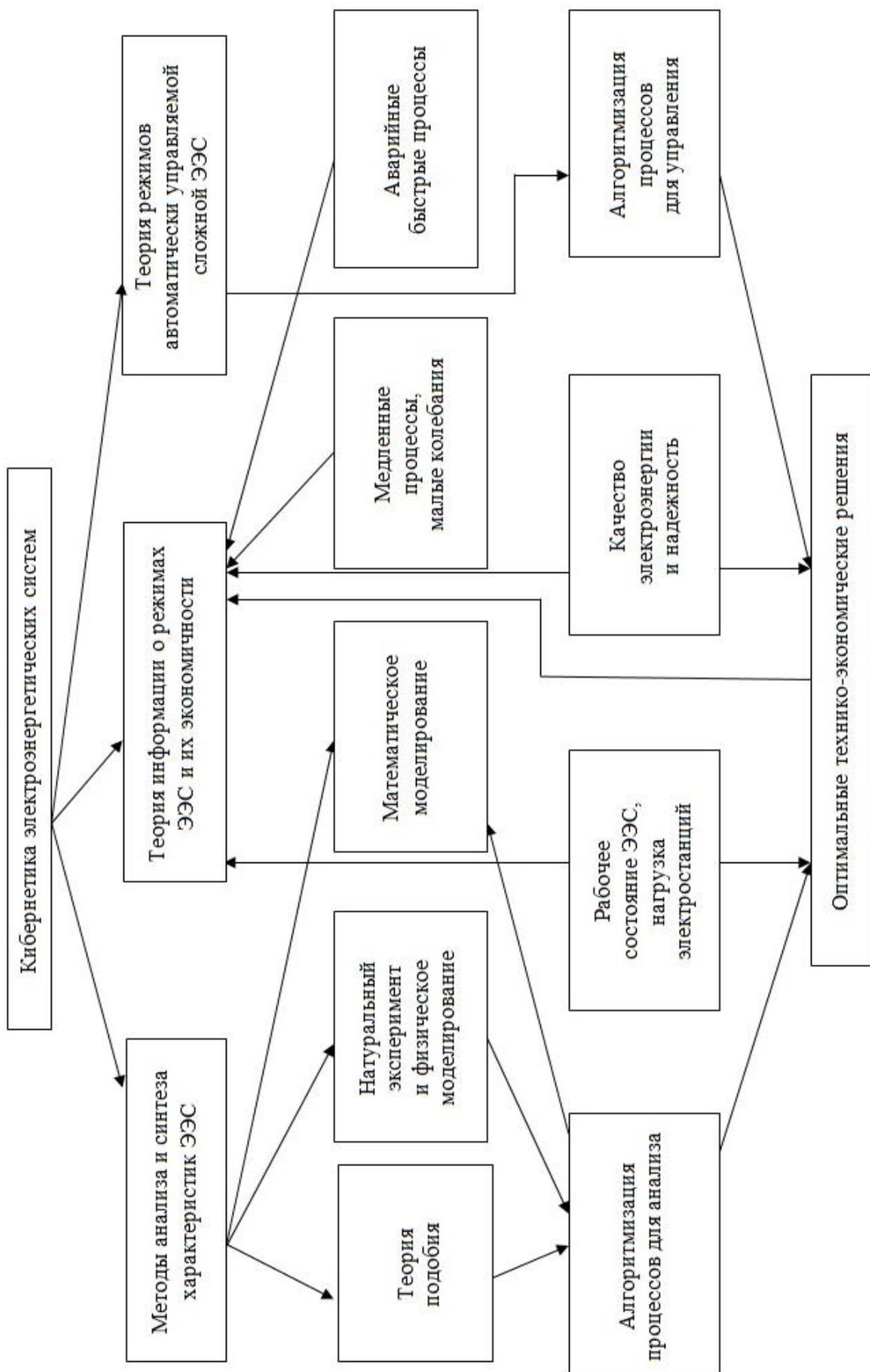


Рис. 1. Структурная схема методологической базы исследования кибернетических свойств ЭЭС (электроэнергетической системы)

Для достижения цели необходимо решить следующие взаимосвязанные задачи:

- представление критического напряжения в промышленной сети (6-10) кВ как физически недопустимого режимного параметра;
- расчеты и обоснования критериев достаточности статической устойчивости: комплексной нагрузки нефтедобычи по напряжению, асинхронной двигательной нагрузки по напряжению и по скольжению;
- определение критерия достаточности статической устойчивости промышленной сети (6-10) кВ по активной мощности на границе балансовой принадлежности с высшей сетью (35-110) кВ, принадлежащей энергоснабжающей организации.

Физические основы представления критического напряжения в промышленной сети (6-10) кВ как недопустимого режимного параметра

Потребность в рассмотрении негативного воздействия критического напряжения в промышленных сетях на электроприемники обусловлена низкой надежностью воздушных линий (ВЛ) электропередачи 6 кВ в северных регионах России. По данным Западно-Сибирского регионального управления ООО «Лукойл-Энергосети» основной причиной этого явления является «выталкивания» из земли опор. Период надежной работы этих опор после монтажа составляет от 2 до 7 лет. После этого наблюдается недопустимый наклон опор, а в отдельных случаях и падения. В этих сетях 6 кВ однофазные замыкания на землю являются обычным явлением и устраняются, с учетом технологических особенностей работы глубоководных скважин и суровых природных условий, в течение нескольких суток (до недели). Из-за этого наблюдается высокий риск появления кондуктивных низкочастотных ЭМП по отклонению напряжения, которые при определенных условиях могут достигать критического значения [15].

Условием существования режима в ЭЭС служит наличие баланса активных и реактивных мощностей [29]:

$$\begin{cases} \sum P_G = \sum P_{\Pi} \\ \sum Q_G = \sum Q_{\Pi} \end{cases} \quad (1)$$

где $\sum P_G, \sum P_{\Pi}$ – суммарная активная мощность генерации и потребления соответственно;

$\sum Q_G, \sum Q_{\Pi}$ – суммарная реактивная мощность генерации и потребления соответственно.

Причем баланс мощности должен удовлетворяться при значениях параметров, которые обеспечивают нормальные условия работы сети и электроприемников.

Таковыми параметрами, от которых зависят условия работы сети и электроприемников, а также мощности генерации и потребления, являются частота f и напряжение U . Эти параметры нормируются ГОСТ 32144-2013 [20]. Кроме того, регламентируются наибольшие рабочие напряжения для электрооборудования и электрической сети при разных номинальных напряжениях (табл. 2).

Таблица 2

Наибольшие рабочие напряжения электрической сети

Номинальное напряжение электрической сети, кВ	6	10	35	110	220	330	500	750
Наибольшее рабочее напряжение электрической сети, кВ	6,9	11,5	40,5	126	252	363	525	787

Известно [14, 15, 17, 29], что:

- изменение баланса активной мощности главным образом влияет на изменение частоты в системе и в меньшей степени – на изменение напряжения. Частота – это системный параметр, т. е. она одинакова во всей энергосистеме. Источником активной мощности служит только синхронный генератор (СГ);

- изменение баланса реактивной мощности в основном влияет на изменение напряжения в системе (уровень напряжения и напряжение в отдельных узлах). Напряжение – локальный параметр; т. е. в той части энергосистемы, где есть избыток реактивной мощности, там повышенные уровни напряжения, а где дефицит – там пониженные. Источником реактивной мощности является СГ, а также синхронные компенсаторы (СК), синхронные двигатели (СД), батареи статических конденсаторов (БСК) и др.

Реактивную мощность нецелесообразно передавать на большие расстояния, поскольку ее передача создает значительные потери мощности и напряжения. Наличие местных генерирующих источников, которые могут быть установлены в центрах потребления, уменьшает передаваемую реактивную мощность от СГ электрических станций. Статические характеристики генерации реактивной мощности по напряжению [$\sum Q_{Г} = f(U)$] и потребления по напряжению [$\sum Q_{П} = f(U)$] представлены на рис. 2. В точках пересечения характеристик, в которых имеет место баланс, выполняется условие существования установившегося режима.

Точка 2 является точкой неустойчивого равновесия. Практически в ней не может существовать режим. Так, если случайным образом напряжение станет даже незначительно меньше U_2 , то будет преобладать «потребление» над «генерацией». Дефицит Q приведет к дальнейшему снижению напряжения. Возникает неуправляемый процесс, называемый *лавинной напряжением*, в результате которого напряжение снизится до нуля. Если напряжение станет больше U_2 , то будет преобладать «генерация» над «потреблением». Избыток Q приведет к увеличению напряжения до U_1 [29].

Точка 1 является точкой устойчивого равновесия, в ней может существовать режим. Если, например, напряжение станет больше U_1 , то будет преобладать «потребление» над «генерацией». Дефицит Q приведет к снижению напряжения до U_1 . Если напряжение станет меньше U_1 , то будет преобладать «генерация» над «потреблением». Избыток Q приведет к увеличению напряжения до U_1 . Если снижать генерацию Q , то будет возможен предельный случай – пересечение характеристик в одной точке (рис. 3).

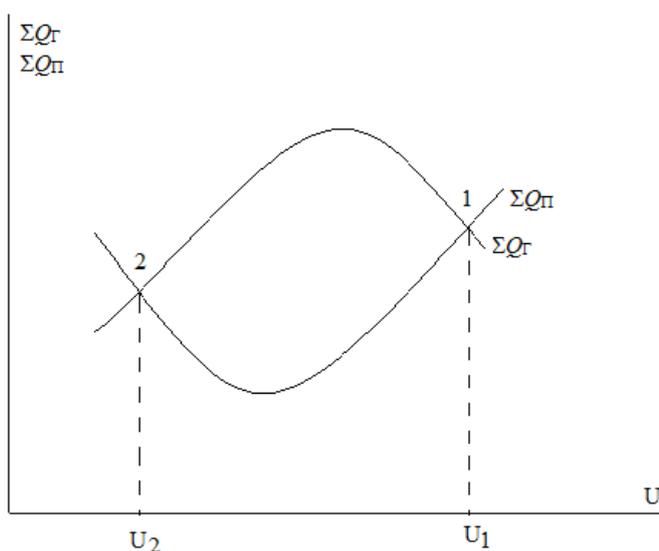


Рис. 2. Статические характеристики реактивной мощности по напряжению

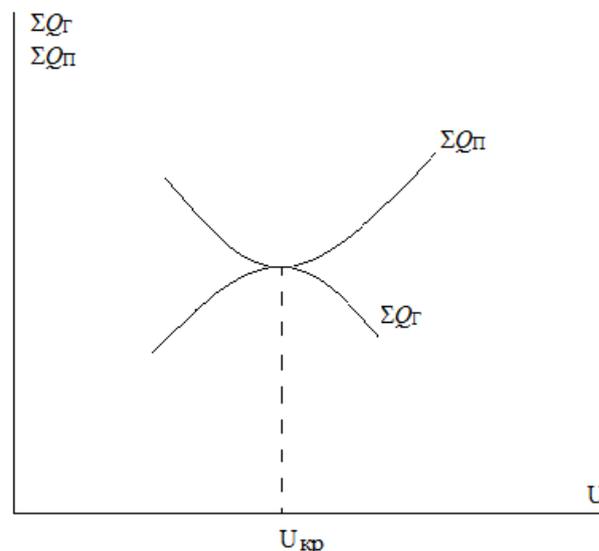


Рис. 3. Статическая устойчивость комплексной электрической нагрузки кустов нефтедобычи

При этом будет минимальное напряжение, и оно является критическим $U_{кр}$. Любое снижение напряжения относительно его приведет к лавине напряжения. Если еще снизить генерацию Q , то характеристики $\sum Q_{Г} = f(U)$ и $\sum Q_{П} = f(U)$ не будут пересекаться и, следовательно, такой режим неосуществим.

Основными источниками генерации реактивной мощности в промышленных сетях (6-10) кВ являются СД и БСК, которые могут осуществлять регулирование $Q_{п}$ как дискретное, так и непрерывное.

Таким образом, основным препятствием при создании активно-адаптивных сетей месторождений нефти является не наличие и достаточность источников реактивной мощности в пассивных сетях, а низкая надежность в работе ВЛ 6 кВ, обусловленная природным явлением.

На истощающихся месторождениях нефти по объективным причинам необходимо повысить качество расчетного обеспечения устойчивой и экономичной работы промышленных сетей среднего напряжения и питающих сетей высокого напряжения. Основным недостатком используемых, в настоящее время, заблаговременно определенных (на стадии проектирования) коэффициента запаса статической устойчивости комплексной нагрузки по напряжению, по активной мощности и по скольжению эквивалентной асинхронной нагрузки, является их несоответствие с действительными значениями [17]. Объясняется это отсутствием информации о критических напряжениях в узлах нагрузок промышленных сетей (6-10) кВ. Отсутствуют директивные документы, определяющие допустимые значения указанных коэффициентов. Наблюдается недостаточность исследований естественных запасов статической устойчивости комплексной нагрузки, которые являются критериями качества функционирования электрической сети.

Для повышения качества расчетного обеспечения статической устойчивости сетей необходимо, первоначально, произвести оценку параметров устойчивости комплексной нагрузки в нормальном режиме работы промышленной сети, прежде всего, для отыскания скрытого резерва электроэнергетической системы пригодного для подавления кондуктивных низкочастотных электромагнитных помех (ЭМП). Определить в условиях действующей промышленной сети 6 кВ коэффициенты запасов статической устойчивости характерной комплексной нагрузки по напряжению, по активной мощности и по скольжению эквивалентной асинхронной нагрузки. Рассчитать уровень напряжения на границе балансовой принадлежности электрооборудования сети электроснабжающей организации 110 кВ и промышленной сети. Определить резерв регулирования напряжения в этой точке электроэнергетической системы в соответствии с директивными документами [18].

Нормальный установившийся режим работы электрической сети предопределяет отсутствие кондуктивных низкочастотных ЭМП, распространяющихся по проводам воздушной линии или жилам кабелей. Эти ЭМП, обусловленные нарушениями нормируемых ГОСТ 32144-2013 показателей качества электроэнергии, появляются в распределительных сетях, если полная мощность искажений нагрузки превышает 2 % от мощности трехфазного короткого замыкания в рассматриваемой точке сети [17]. Это обстоятельство обусловило выбор подстанции 6 кВ с характерной нагрузкой в промышленных сетях Сургутского месторождения нефти, получающих питание от сети 110 кВ мощной электроэнергетической системы ОАО «Тюменьэнерго». Принципиальная схема электроснабжения узла нагрузки с высоковольтными электродвигателями приведена на рис. 4.

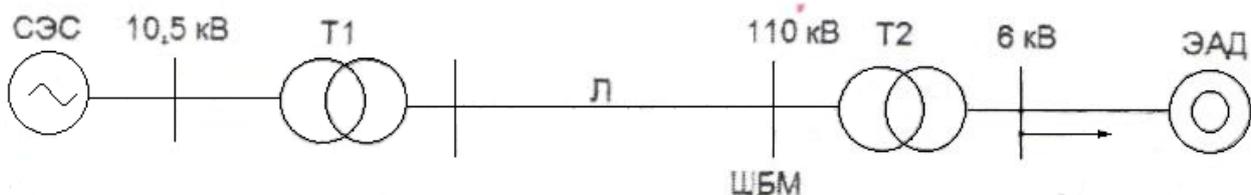


Рис. 4. Принципиальная схема электроснабжения эквивалентной асинхронной нагрузки:
ЭАД – эквивалентный асинхронный двигатель; ШБМ – шины бесконечной мощности

В исследуемой промышленной сети электростанции собственных нужд отсутствуют. Эти электростанции широко применяются в сетях среднего напряжения (6-10) кВ удаленных от градообразующих центров, например, на Ямальском месторождении.

Особенностью выбранного узла нагрузки является наличие высоковольтных синхронных и асинхронных электродвигателей (АД) в определенном соотношении, присущем нефтедобывающей отрасли народного хозяйства. Эти АД являются приводами различных технологических механизмов (насосов, компрессоров и т. д.) и вместе с другими видами нагрузок формируют состав потребителей электроэнергии. По составу электроприемников эта нагрузка соответствует типовому составу комплексной нагрузки нефтедобычи [20], приведенной в табл. 3. Наблюдается значительное превышение электродвигательной нагрузки над другими видами нагрузок, что обуславливает допустимость эквивалентирования этой нагрузки в виде эквивалентного асинхронного двигателя и не противоречит положениям теории статической устойчивости нагрузки. Физически и практически критическое напряжение любого узла нагрузки определяют асинхронные двигатели [21, 25].

Таблица 3

Типовой состав комплексной нагрузки при добычи нефти

Наименование потребителей комплексной нагрузки	Численное значение, %
СД напряжением (6-10) кВ	3
АД напряжением (6-10) кВ	48
АД напряжением 0,4 кВ	30
Потери	5
Электрическое освещение	5
Прочная нагрузка	9
Итого	100

Статические исследования параметров высоковольтных асинхронных двигателей нефтедобычи и обзор технической литературы позволили получить средние значения параметров эквивалентного асинхронного двигателя (о. е.): $K_{II} = 4,1$ – кратность пускового тока; $K_M = 1,7$ – кратность максимального момента; $K_{II.M} = 0,73$ – кратность пускового момента; $\cos\varphi = 0,8$ – коэффициент мощности; $m_{CII} = 0,5$ – статический момент сопротивления.

Эквивалентная асинхронная двигательная нагрузка в узле промышленной сети 6 кВ полигона исследования (рис. 4) фактически получает питание от шин бесконечной мощности (ШБМ) через понижающий трансформатор Т2, технические характеристики которого приведены в табл. 4.

Таблица 4

**Технические характеристики понижающего трансформатора Т2:
ТРДН-63000/110 (рис. 4)**

Номинальная мощность, МВ·А	Сочетание напряжений, кВ		Потери, кВт		Напряжение короткого замыкания, %	Ток холостого хода, %
	ВН	НН	XX	КЗ		
63	115	6,3	50,5	24,5	10,5	0,5

Расчет коэффициента запаса статической устойчивости комплексной нагрузки производим на базе идентифицированной по параметрам режима модели [23]. При этом учитываем, что при анализе режимов асинхронной нагрузки в пределах скольжения $0 \leq S \leq 1,0$ допускается применять Г-образную схему замещения [25, 27]. Схема замещения системы питания комплексной нагрузки приведена на рис. 5. В Г-образной схеме замещения не учитываются потери в стали ротора (ΔP_c), падение напряжения от тока намагничивания в обмотке статора эквивалентного асинхронного двигателя, обуславливающего величину реактивной мощности в режиме холостого хода и потери активной мощности в роторе (ΔP_p), расходуе-

мой на нагрев обмоток. Допустимость применения этой схемы обуславливается тем, что отношения $\Delta P_c/P$, Q_x/Q и $\Delta P_p/P$ (здесь P – активная мощность узла нагрузки, кВт; Q – реактивная мощность, кВАр) не превышают рекомендованной относительной ошибки расчета параметров режима равной $\pm 0,1$.

При составлении схемы замещения (рис. 5) не учитывались сопротивления линии 6 кВ от трансформатора Т2 до подстанции, питающей комплексную нагрузку, так как полное сопротивление Т2 на порядок превышает сопротивление этой линии. Параметры элементов схемы замещения определены в относительных базисных единицах при базисных условиях $S_\delta = 63$ МВА и $U_\delta = 115$ кВ.

Индуктивное сопротивление обмотки статора составляет $X_s = 0,266$, активное сопротивление эквивалентного асинхронного двигателя – $R = 0,0424$, индуктивное сопротивление трансформатора – $X_T = 0,105$.

Величина S характеризует степень отставания частоты вращения ротора эквивалентного асинхронного ω_R двигателя от частоты вращения магнитного поля статора ω и определяется по формуле [17, 25]

$$S = \frac{\omega - \omega_R}{\omega}. \quad (2)$$

Алгоритм решения сформулированных задач исследования основан на известных методах теории переходных процессов в электроэнергетических системах и содержит следующие этапы расчета [25, 27]:

1. *Запас устойчивости комплексной нагрузки по напряжению.* Определяется критическое напряжение $U_{кр}$ на клеммах эквивалентного асинхронного двигателя по формуле [25]:

$$U_{кр} = \sqrt{2P_H X_S}, \quad (3)$$

где P_H – номинальная активная мощность эквивалентной асинхронной нагрузки в нормальном режиме работы, $P_H = 1$ о. е.

Учитывая значения X_S , получаем $U_{кр} = 0,72$. Это означает, что при снижении напряжения на 28 % от номинального значения (U_H) начнется опрокидывание (останов) асинхронных двигателей комплексной нагрузки. При этом коэффициент запаса устойчивости по напряжению комплексной нагрузки, определенный по формуле [25]:

$$K_{3,U} = \frac{(U_H - U_{кр})}{U_H}, \quad (4)$$

составляет 0,28.

2. *Запас устойчивости по скольжению эквивалентной асинхронной нагрузки.* Определяется критическое скольжение эквивалентного асинхронного двигателя по формуле [25]:

$$S_{кр} = R/X_S. \quad (5)$$

При заданных значениях параметров схемы замещения, получаем $S_{кр} \approx 0,16$, то есть, если скольжение ротора превысит 16 %, то начнется процесс опрокидывания асинхронных двигателей.

Определяется номинальное скольжение ротора эквивалентного асинхронного двигателя S_H при условии $P_H = 1,0$, $U_H = 1,0$. Для решения задачи используется математическое выражение зависимости активной мощности асинхронного двигателя от скольжения S [25]:

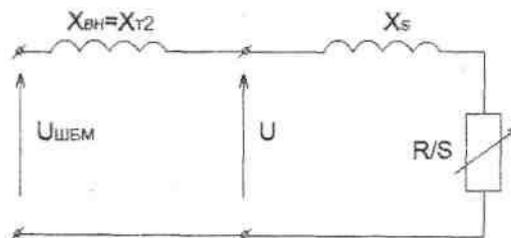


Рис. 5. Схема замещения системы питания комплексной нагрузки при нормальном режиме работы

$$P = U^2 RS / (X_S^2 S^2 + R^2), \quad (6)$$

где P – активная мощность асинхронного двигателя при величине скольжения ротора S , о. е.;

$$R = \text{const};$$

$$S = \text{const}.$$

Отсюда можем записать квадратное уравнение вида [25]:

$$S^2 - \frac{U^2 R}{P X_S^2} S + \frac{R^2}{X_S^2} = 0. \quad (7)$$

В нормальном режиме работы ($U = U_H, P = P_H$) асинхронной нагрузки уравнение имеет два решения (два действительных корня): $S_1 = 0,05, S = 0,55$. Однако, устойчивой работе электродвигателя соответствует только первое значение. Таким образом, $S_H = S_T = 5 \%$.

Коэффициент запаса устойчивости эквивалентной асинхронной нагрузки по скольжению, определенный по формуле [25]:

$$K_{3,S} = (S_{\text{кр}} - S_H) / S_H \quad (8)$$

составляет $K_{3,S} = 2,2$.

3. *Запас устойчивости комплексной нагрузки по активной мощности на границе балансовой принадлежности электрооборудования внешней и промышленной сетей.* Полученные значения коэффициентов запаса устойчивости ($K_{3,U}, K_{3,S}$) отображают качественное функционирование промышленной сети в соответствии с ГОСТ Р 50397-93. Однако, они сохраняются в узле нагрузки промышленной сети, если на границе раздела балансовой принадлежности электроустановок электроэнергетической системы и промышленной сети имеется определенный запас по активной мощности. Поддержание требуемого запаса является одной из основных задач электроснабжающей организации, задачей же персонала промышленных сетей является определение оптимального запаса по мощности. В нашем случае границей балансовой принадлежности являются ШБМ сети 110 кВ. В связи с этим определяется коэффициент запаса по активной мощности в этой точке сети (рис. 2).

Максимальная активная мощность асинхронной нагрузки, или так называемый опрокидывающий момент, достигается при критическом скольжении. $P_{\text{max}} = M_{\text{max}}$. Реактивная мощность Q потребляемая эквивалентным асинхронным двигателем определяется по формуле [25]:

$$Q = \frac{P}{R/S} X_S. \quad (9)$$

Напряжение на ШБМ определяется по формуле [25]:

$$U_{\text{ШБМ}} = \sqrt{\left(U_H + \frac{Q X_{BH}}{U_H}\right)^2 + \left(\frac{P X_{BH}}{U_H}\right)^2}. \quad (10)$$

В нормальном режиме работы имеем $Q = 0,31, U_{\text{ШБМ}} = 1,037$.

Максимальная опрокидывающая мощность эквивалентного асинхронного двигателя определяется по формуле [17]:

$$P_{\text{max}} = \frac{U_{\text{ШБМ}}^2}{2(X_{BH} + X_S)}. \quad (11)$$

При заданных значениях аргументов $P_{\text{max}} = 1,45$.

Коэффициент запаса устойчивости эквивалентной нагрузки по активной мощности, определенной по формуле [25]:

$$K_{3,P} = \frac{P_{\text{max}} - P_H}{P_H}, \quad (12)$$

составляет 0,45.

Таким образом, полученные численные значения коэффициентов запаса статической устойчивости комплексной нагрузки по напряжению ($K_{3,U} = 0,28$) и по скольжению ($K_{3,S} = 2,2$) характеризуют располагаемый запас устойчивости, который достаточен для обеспечения качественного электроснабжения потребителей согласно ГОСТ Р 50397-93. Однако, эти коэффициенты определены при достаточном значении коэффициента запаса статической устойчивости нагрузки по активной мощности ($K_{3,P} = 0,45$) на границе балансовой принадлежности электрооборудования внешней и промышленной сетей. Рекомендуется эти параметры сохранять при усложнении электромагнитной обстановки, возникающем при внедрении мощной искажающей нагрузки (гармоническое воздействие на сеть, несимметрия токов по фазам).

Системный анализ результатов исследования

Системный анализ применительно к результатам исследований предполагает [15]:

- установление границ критериев достаточности запасов статической устойчивости комплексной нагрузки нефтеперерабатывающих скважин по напряжению, по скольжению (для асинхронной нагрузки) и по активной мощности на границе балансовой принадлежности внешней сети 110 кВ и промышленной сети 6 кВ;

- формулировку главного аспекта системного анализа о возможности электрических сетей (6-110) кВ нефтеносных месторождений свободно развиваться на основе концепции Smart Grid.

С учетом этих положений первоначально производится общий анализ полученных результатов, а затем формулируется главный аспект системного анализа. Расчетное обеспечение внедрения концепции Smart Grid возможно на основе методологической базы кибернетики ЭЭС, с помощью которых созданы действующие пассивные сети. Однако это не означает, что при этом нет никаких проблем, препятствующих созданию активно-адаптивных сетей. Сущность этих проблем состоит в отсутствии, во многих случаях, объективных оценок технических средств ЭЭС, которые должны работать в условиях глобальной автоматизации.

Применительно к нефтедобывающей отрасли питающие сети (35-220) кВ и промышленные сети (6-10) кВ должны обеспечивать: нормированные показатели качества электроэнергии у потребителей электроэнергии [20] (кондуктивные ЭМП, обусловленные изменениями напряжений и частоты отсутствуют), самозапуск наземных и погружных электродвигателей, надежность электроснабжения потребителей в соответствии с их категориями [23], предельно возможную эффективность передачи и распределения электроэнергии, гибкость управления системами регулирования напряжения и реактивной мощности, высокую безопасность за счет научно-обоснованной устойчивости [3]. С учетом этого использовалась методологическая база исследования, в которой представлены принципиальные подходы и методы, которые основаны на применении математического моделирования, теории передачи и распределения электрической энергии, теории устойчивости.

К аналитическому заключению относятся следующие положения.

1. Промышленные сети 6 кВ Северных регионов нефтедобычи России из-за непродолжительного периода надежной работы опор ВЛ (от 2 до 7 лет), обусловленного природными явлениями, и достаточно высокой вероятностью появления в сетях кондуктивных низкочастотных ЭМП по отклонению напряжения, вызванных однофазными замыканиями на землю, нельзя отнести к основному элементу сетевой топологии ЭЭС концепции Smart Grid. В этих регионах проблема повышения надежности ВЛ среднего напряжения требует своего решения.

2. Для нефтеносных месторождений, на которых отсутствует или незначительное явление «невосприимчивости недр» опор ВЛ, определены коэффициенты запаса статической устойчивости комплексной нагрузки глубинных скважин:

- коэффициент запаса по статической устойчивости по напряжению составляет 0,28;
- коэффициент запаса статической устойчивости асинхронной нагрузки – 2,2;
- коэффициент запаса статической устойчивости по активной мощности на границе балансовой принадлежности внешней сети 110 кВ и промышленной сети 6 кВ – 0,45.

3. Эти коэффициенты запаса статической устойчивости, полученные на основе исследования в действующих сетях нефтедобывающего региона Сибири, отображают качественное функционирование этих сетей, специфику электроснабжения комплексной нагрузки нефтедобычи и не противоречат каким-либо требованиям директивных документов по статической устойчивости нагрузки [22, 23, 28].

4. Комплексный подход к исследованию статической устойчивости нагрузки во внешней и промышленных сетях позволяет представить полученные показатели устойчивости как критерии достаточности статической устойчивости комплексной нагрузки нефтедобычи для любых режимов работы смежных сетей. При таких показателях устойчивости электрические сети (6-110) кВ обеспечивают ключевые ценности концепции Smart Grid Евросоюза [4] и США [5] в региональных ЭЭС нефтедобывающих регионах: гибкость и экономичность за счет эффективного управления электропотреблением и качеством электроэнергии; надежность и безопасность электроснабжения за счет высокой статической устойчивости комплексной нагрузки по напряжению, скольжению и активной мощности, обеспечивающей самозапуск наземных и погружных электродвигателей.

Системный подход к анализу результатов исследования позволяет определить главный аспект, который интегрально характеризует их с позиции кибернетики электроэнергетических систем.

Главный аспект системного анализа применительно к задачам инновационного развития электрических сетей (6-110) кВ месторождений нефти как рецепторов на базе концепции Smart Grid формулируется как обеспечение: надежной работы воздушных линий электропередачи (опор) на напряжении (6-10) кВ и электромагнитной совместимости смежных электрических сетей на границе балансовой принадлежности питающих 110 кВ и промышленных сетей (6-10) кВ; запасов статической устойчивости комплексной нагрузки по напряжению, по скольжению и по активной мощности не ниже обоснованных значений (критериев достаточности запаса статической устойчивости).

Литература

1. Рыжаков В. В., Денчик Ю. М., Сальников В. Г., Кислицин Е. Ю., Ковалёва Н. А., Антипин Д. П. Энергоэффективность систем электроснабжения истощающихся нефтедобывающих скважин // Вестник кибернетики. 2016. № 1(21). С. 87–97.
2. Логинов, Е. Л., Логинов А. Е. Переход к интеллектуальной электроэнергетической системе с активно-адаптивной сетью: глобализационное конструирование новых управленческих полей в единой энергетической системе России // Национальные интересы: приоритеты и безопасность. 2012. № 33 (174). С. 14–18.
3. Кобец Б. Б. Волкова И. О. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции Smart Grid М. : Энергия, 2010. 208 с.
4. European Technology Platform Smart Grids, Vision and Strategy for Europe's Electricity Networks of the future // European Commission Directorate-General for Research Information and Communication Unit European Communities. Brussels : European Communities, 2006. 40 p.
5. Grids 2030. A National Vision for Electricity's Second 100 years // Office of Electric Transmission and Distribution of USA Department of Energy. 2003.
6. Федеральная сетевая компания [сайт]. URL: <http://www.fsk-ees.ru> (дата обращения: 20.11.2017).
7. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года : Распоряжение Правительства РФ от 13 ноября 2009 г. № 1715-р
8. Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные Законодательные акты Российской Федерации : федер. закон от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ.
9. European Technology Platform Smart Grids. Strategic Deployment Document for Europe's Electricity Networks of the future. 2010.

10. Smart Grid System Report // U. S. Department of Energy. 2009.
11. РАО-ЕЭС [Электронный ресурс]. URL: www.rao-ees.ru (дата обращения: 20.11.2017).
12. Об утверждении целевой организационно-функциональной модели оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России : приказ ОАО РАО ЕЭС России от 30.01.2006 г. № 68.
13. Кобец Б. Б., Волкова И. О., Огороков В. Р., Березин А. В. Анализ мирового и российского опыта использования технологий Smart Grid в российской электроэнергетике : науч.-техн. отчет. М. : ИНВЭЛ, 2010. 110 с.
14. Астахов Ю. Н., Веников В. А., Горский Ю. М. [и др.] Электрические системы. Кибернетика электрических систем : учеб. пособие / под ред. В. А. Веникова. М. : Высш. шк., 1974. 328 с.
15. Данилов Г. А., Денчик Ю. М., Иванов М. Н., Ситников Г. В. Повышение качества функционирования линий электропередачи / под ред В. П. Горелова, В. Г. Сальникова. Новосибирск : Новосиб. гос. акад. водн. трансп., 2013. 559 с.
16. Ковалева Н. А., Глотов А. А., Денчик Ю. М. Основные факторы влияния на качество функционирования электрических сетей северных месторождений полезных ископаемых // Электротехника. Энергетика. Машиностроение: в 3 ч. : сб. научн. трудов I междунар. науч. конф. молодых ученых. Секция Энергетика. г. Новосибирск. 2–6 декабря 2014. Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2014. Ч. 2. 287 с. С. 20–23.
17. Сальников В.Г., Денчик Ю. М., Ковалева Н. А., Кислицин Е. Ю. Критерии достаточности запаса статической устойчивости комплексной нагрузки нефтедобычи для различных режимов работы системы электроснабжения // Науч. проблемы транспорта Сиб. и Дал. Вост. 2015. № 2. С. 206–210.
18. Кобец Б. Б., Волкова И. О. Smart Grid за рубежом как концепция инновационного развития электроэнергетики // Энергоэксперт. 2010. № 2. С. 24–30.
19. Шакарян Ю. Г., Новиков Н. Л. Технологическая платформа Smart Grid (основные средства) // Энергоэксперт. 2009. № 4. С. 42–49.
20. ГОСТ 32144-2013. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. (EN 50160:2010, NEQ). М. : Стандартинформ, 2014. 16 с.
21. Шершова В. О. Определение критических напряжений на шинах комплексной нагрузки в режиме реального времени для задач противоаварийного управления // Науч. проблемы транспорта Сиб. и Дал. Вост. 2014. № 4. С. 287–292.
22. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ. М. : СПО ОРГРЭС, 2003. 172 с.
23. Правила устройства электроустановок. М. : Деан, 2001. 928 с.
24. Иванова Е. В. Кондуктивные электромагнитные помехи в сетях транспортных систем (теория, расчет, подавление) // Трансп. дело России. 2006. № 8. С. 16–20.
25. Переходные процессы в электрических системах : сб. задач / отв. за вып. В. М. Левин. Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2014. 332 с.
26. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / под ред. Б. Н. Неклепаева. М. : ЭНАС, 2011. 144 с.
27. Закорюкин В. П., Крюков А. В., Конг Зянь Ле Математические модели узлов нагрузки электроэнергетических систем, построенные на основе фазных координат. Иркутск : ИрГУПС, 2013. 176 с.
28. Руководящие указания по устойчивости энергосистем. М. : Союзтехэнерго, 1983. 73 с.
29. Шайко В. П. Автоматическое регулирование в электрических системах : учеб. пособ. Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2012. 195 с.
30. Аристер Н. И., Резник С. Д., Сазыкина О. А. Диссертационный менеджмент в вопросах и ответах / под общ. ред. Ф. И. Шамхалова. М. : ИНФРА-М, 2011. 256 с.