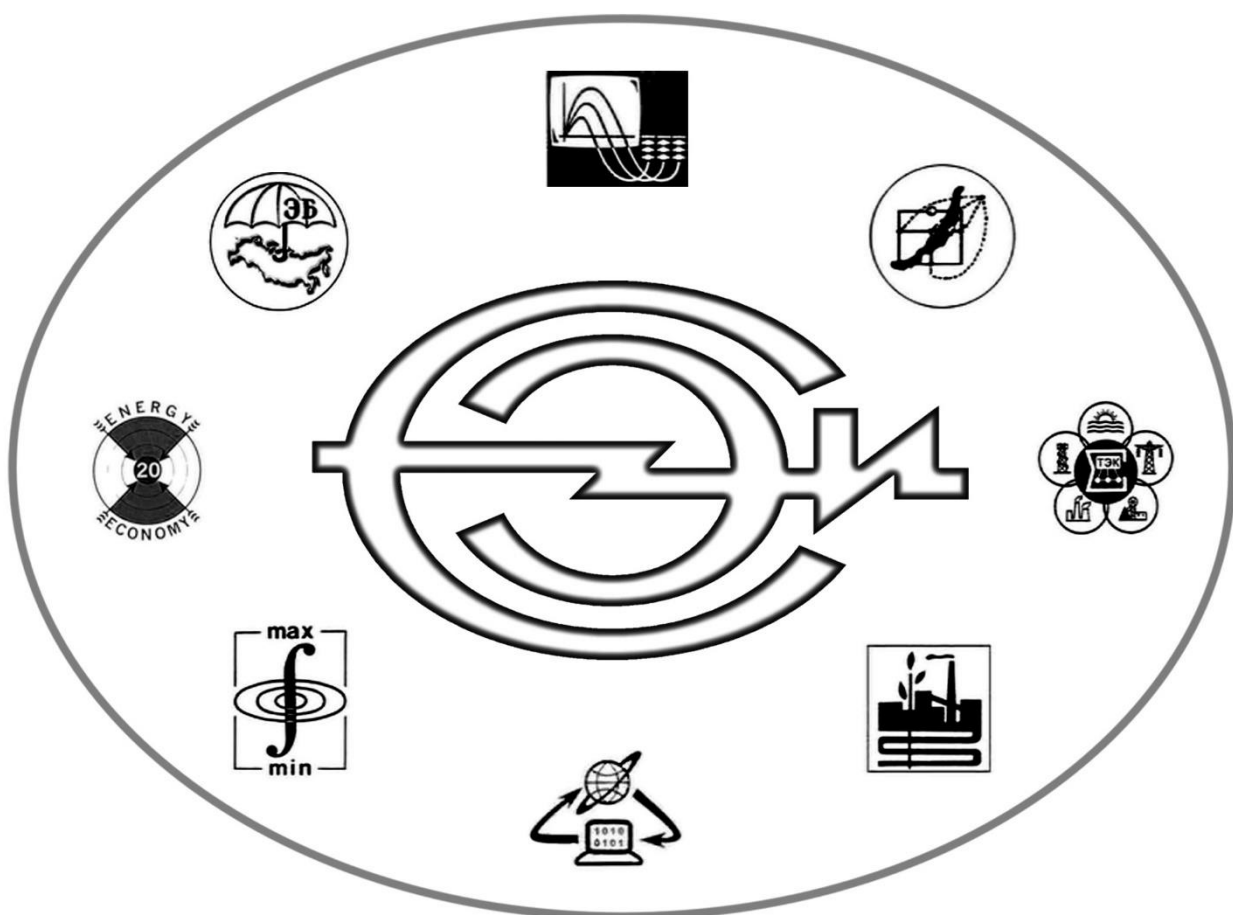


---

**ИНСТИТУТ СИСТЕМ ЭНЕРГЕТИКИ ИМ. Л.А. МЕЛЕНТЬЕВА  
СИБИРСКОГО ОТДЕЛЕНИЯ РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК**

---

# **СИСТЕМНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ**



---

**СБОРНИК ТРУДОВ МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ**

---

**ВЫПУСК 48**

ИНСТИТУТ СИСТЕМ ЭНЕРГЕТИКИ  
им. Л.А. Мелентьева СО РАН



## **СИСТЕМНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ**

Труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН

Выпуск 48

Ответственный редактор  
кандидат физико-математических наук С.М. Пержабинский

Иркутск  
2018 г.

УДК 620.9.001.57

**Системные исследования в энергетике** / Труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН, Вып. 48. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2018. – 131 с.

ISBN 978-5-93908-160-3

Рассматриваются результаты исследований в области функционирования и развития систем энергетики, а также управления ими. Обсуждаются подходы к численному описанию процессов в энергетических установках, трубопроводных и электроэнергетических системах, а также затрагивающих топливно-энергетический комплекс. Исследуются возможности применения новых информационных технологий для решения задач энергетики.

Сборник адресован научным работникам и специалистам в области системных исследований в энергетике, может быть полезен студентам и аспирантам энергетических специальностей.

ISBN 978-5-93908-164-1

© Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, 2018

## ПРЕДИСЛОВИЕ

Работы, вошедшие в сборник, представлены на ежегодной конференции научной молодежи ИСЭМ СО РАН, которая проходила с 26 марта по 11 апреля 2018 г. На сорок восьмой конференции заслушано двадцать три доклада. Представленные работы посвящены результатам исследований в различных областях энергетики.

Конференция проходила в три этапа: подготовительный, отборочный и заключительный. На подготовительном этапе осуществлялся прием заявок и выпуск сборника тезисов докладов, а также рецензирование работ.

На отборочном этапе участники представляли свои работы на четырех секциях Ученого совета: специализированные системы энергетики; межотраслевые, региональные и экологические проблемы развития энергетического комплекса; научно-технический прогресс в энергетике; прикладная математика и информатика.

Члены секций Ученого совета выполняли функции жюри данного этапа – оценивали доклады участников конференции по трем критериям (научная ценность, самостоятельность автора и качество выступления). По результатам голосования в каждой секции были выбраны лучшие доклады для представления в заключительном этапе.

Оргкомитет конференции выражает благодарность рецензентам докладов и научным редакторам.

*Оргкомитет XLVIII конференции-конкурса  
научной молодежи ИСЭМ СО РАН*



## ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие		3
Оглавление		4
<b>Специализированные системы энергетики</b>		<b>6</b>
Кузькина Я.И.	Определение нагрузок первичной распределительной сети	7
Луценко А.В.	Оптимизация гидравлических режимов разветвленных тепловых сетей с насосными станциями	14
Сурнин Н.В.	Оценка надежности газотранспортной системы, формируемой на востоке России	23
Уколова Ев.В.	Классификация средств обеспечения качества электроэнергии и надежности систем электроснабжения	29
Уколова Ек.В.	Разработка модели интегрированной энергетической системы на основе концепции хаба	34
<b>Научно-технический прогресс в энергетике</b>		<b>39</b>
Алексеюк В.Э.	Усовершенствованная методика идентификации математических моделей теплоэнергетического оборудования	40
Забуга Ф.В.	Использование математической модели действующего энергоблока для модернизации его технологической схемы	51
<b>Межотраслевые, региональные и экологические проблемы развития энергетического комплекса</b>		<b>57</b>
Балдынов О.А.	Комплексная оценка систем энергоснабжения потребителей от удаленных источников возобновляемой энергии	58
Губий Е.В.	Анализ эффективности энергетических плантаций	63
Максакова Д.В.	Механизмы разработки залежей сланцевого газа: опыт США и китайская специфика	71
Пасечников Т.С.	Обоснование эффективности функционирования солнечной электростанции в поселке Нерха Нижнеудинского района Иркутской области	81
Трофимов И.Л.	Способы представления данных из энергетических балансов в геоинформационной вычислительной системе	87
<b>Прикладная математика и информатика</b>		<b>96</b>
Бояркин Д.А.	Классификация состояний электроэнергетической системы при оценке балансовой надежности методом Монте-Карло	97
Кузьмин В.Р.	Возможность применения комплекса SEMPTAO для разработки языка ситуационного управления	104
Марков Р.Ю.	Разработка геосервиса для визуальной аналитики на основе яндекс-карт	108
Пестерев Д.В.	Метод создания продукционных правил на основе когнитивных моделей	113

Хайруллина Е.П.	Информационные технологии построения хранилища данных и знаний для задач научно-технологического прогнозирования и исследования критических инфраструктур в энергетике	119
Якубовский Д.В.	Анализ моделей минимизации дефицита мощности при оценке балансовой надежности электроэнергетических систем	123

# Специализированные системы энергетики

## **ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАГРУЗОК ПЕРВИЧНОЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ**

Я.И. Кузькина

### **Введение**

Методы оценивания состояния (ОС) режима электрической сети нашли широкое применение в системообразующих сетях высокого и сверхвысокого напряжения, по которым осуществляется транспорт электроэнергии от электрических станций до распределительных сетей (РС). ОС таких сетей производится по синхронизированным векторным измерениям токов и напряжений, Phasor Measurement Unit (PMU) [1].

В результате ОС по PMU могут быть определены мощности, передаваемые в первичную РС среднего напряжения (СН), но не могут быть получены ни суммарные нагрузки трансформаторных пунктов (ТП), ни тем более нагрузки вторичной РС низкого напряжения (НН). Анализируется возможность определения эквивалентных нагрузок первичной РС (среднего значения мощности, поступающей в сеть СН) по результатам расчета потокораспределения и ОС вторичной низковольтной РС по измерениям интеллектуальных счетчиков.

### **Традиционные и активные распределительные сети низкого напряжения**

В традиционных РС, как правило, известна только энергия (и вычисляемая на ее основе средняя мощность), поступающая в сеть от первичной распределительной подстанции [2].

При расчете потокораспределения и потерь мощности (энергии за заданный интервал времени) средняя мощность в [2] распределялась пропорционально номинальной мощности трансформаторов ТП и корректировалась с учетом потерь мощности в первичной сети и в трансформаторах ТП, а суммарная нагрузка ТП распределялась между нагрузками фидера равномерно или по заявленной мощности потребителей.

Переход от традиционной к активной РС прежде всего связан с использованием источников возобновляемой генерации, вызывающих появление в ветвях сети быстроизменяющихся разнонаправленных перетоков, а также перенапряжений как в узлах с источниками, так и в смежных с ними узлах. Использование для контроля напряжений в узлах РС НН результатов расчета потокораспределения по нагрузкам, полученным при распределении поступающей в РС мощности, невозможно даже для традиционных сетей, а тем более для активных.

В качестве иллюстрации используется тестовая схема трехфазной, четырехпроводной РС НН 0,4 кВ, содержащая 33 узла с несимметричными нагрузками фаз (рис. 1), для которой известны суточные графики нагрузок для каждого часа суток по трём фазам и произведен расчет установившегося режима [3-5].

При введении в сеть (рис. 1) источников возобновляемой генерации, фотовольтаиков, нагрузочные узлы 4, 8, 14, 16, 22, 24, 27, 30 и 32 становятся генераторными (рис. 2), возникают перенапряжения в узлах 22, 27 и 32 (рис. 3).

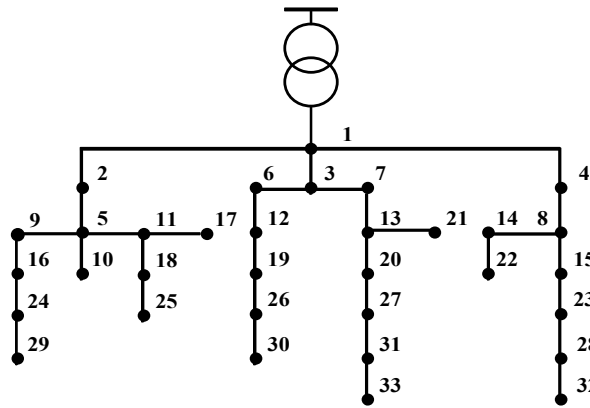


Рис. 1. Пример 33-узловой трехфазной четырехпроводной распределительной сети 0,4 кВ с несимметричной нагрузкой фаз

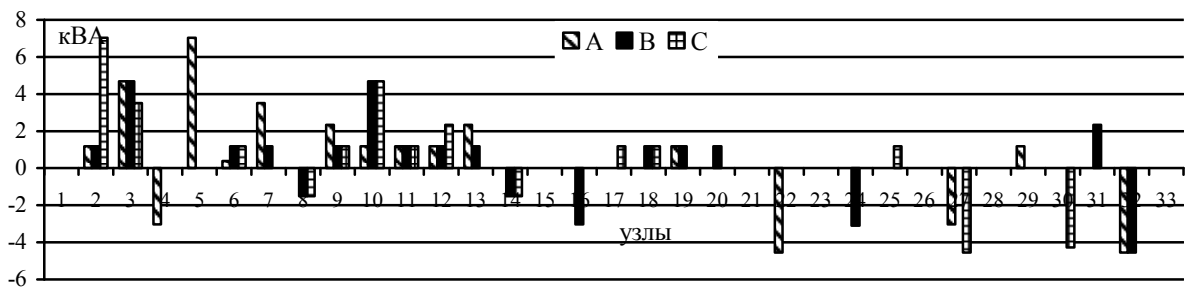


Рис. 2. Узловые мощности в фазах для 12 часа суточного графика нагрузок сети, рис.1

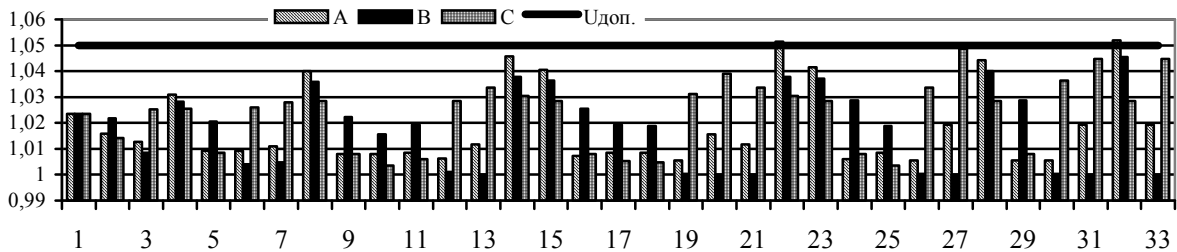


Рис. 3. Относительные значения уровней узловых напряжений по фазам для 12 часа суточного графика нагрузок сети, рис.1

### Измерения в распределительных сетях низкого напряжения

Важнейшим шагом при переходе к современным РС стало появление различных измерительных технологий и организация систем сбора и обработки информации об измерениях.

Информация о нагрузках сети СН может быть получена по измерениям потребляемой энергии за определенный промежуток времени (сутки, неделя, месяц, сезон, год) от электронных счетчиков *Автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ)* [6].

Точность расчета потокораспределения и определения потерь по данным АСКУЭ будет тем больше, чем меньше временной интервал измерений. Кроме того, информация о подключении низковольтных фидеров к трансформаторам вторичных ТП может быть ошибочной, как и сведения о топологии сети, получаемые по специализированным географическим системам, либо принятые изначально в соответствии с проектом

формирования и развития РС. Для определения нагрузок первичной РС важно обеспечить совпадение временных интервалов при определении средних нагрузок во всех узлах сети.

Поскольку РС НН являются трёхфазными четырехпроводными сетями, информация о подключении потребителей к фазам важна для расчета потокораспределения и дальнейшего ОС РС. Такая информация отсутствует не только в российских, но и в зарубежных РС [7].

Расчет потокораспределения по АСКУЭ измерениям средних значений нагрузок может улучшить точность определения как узловых напряжений, так и агрегированных нагрузок первичной сети СН, но и такая точность недостаточна ни для контроля напряжения в активных РС, ни для определения нагрузок узлов СН ввиду несинхронизированности измерений АСКУЭ и отсутствия информации о фазе подключения потребителей.

Появление интеллектуальных электронных счетчиков, называемых *Smart Meter (SM)*, устанавливаемых в нагрузочных/генераторных узлах низковольтной РС и на вторичных подстанциях и обеспечивающих передачу измеренных данных по двунаправленным коммуникационным структурам [8, 9], позволяет получить необходимые измерения. Для расчета потокораспределения – это напряжение в узле питания и узловые мощности (токи) в остальных узлах; для ОС РС, позволяющего не только рассчитать потокораспределение, но и снизить влияние погрешностей измерений на оценки, – это избыточные измерения модулей напряжений в узлах с измерениями узловых мощностей (токов). При использовании измерений токовых инъекций ОС РС проводится по линейным алгоритмам. Отметим, что в первых публикациях об интеллектуальных счетчиках [10] полагается, что SM имеют метку времени, привязку к фидеру и фазе, но для современных РС, оснащенных SM, информация о фазе подключения потребителя всё ещё отсутствует.

В качестве примера SM могут рассматриваться счетчики компании Elster, погрешность измерений с 15-минутным интервалом не более 0,5 [11, 12]. Подобные SM уже устанавливаются в реальных РС Европы [8]. О преимуществах использования SM стали задумываться и в России: Минэнерго разработан законопроект, стимулирующий внедрение интеллектуальных электронных счетчиков для учета электроэнергии, а в Калининграде, Ярославле и Туле уже реализованы пилотные проекты по установке SM [12].

Для сбора, передачи и обработки данных измерений от SM создана структура *Advanced Metering Infrastructure (AMI)*, объединяющая РС с коммуникационной сетью и современной структурой измерений [2]. На рис. 4 в общем виде представлена иерархия AMI для сбора измерений от SM и их передачи в концентраторы данных на подстанциях. Далее измеренная в РС информация поступает в систему управления для последующей обработки показаний потребляемой энергии коммунальными службами и использования данных измерений инъекций активных и реактивных мощностей, активных и реактивных токов и модулей напряжений в узлах установки SM диспетчером РС в алгоритмах ОС.

Для организации AMI могут использоваться различные среды и коммуникационные средства (рис. 4) [13]. В России и Европе наибольшее распространение получила проводная технология *Power Line Communication (PLC)*, связанная с высокоскоростной передачей информации по силовым линиям [14], имеющая, однако, ограниченную пропускную способность и время отклика на сообщения от SM. К наиболее распространенным беспроводным технологиям относятся *ZigBee* [15] и *облачные технологии* [16], а, например, в Казахстане и Беларуси для коммуникации между SM используется *сотовая связь* [12]. Беспроводные коммуникации считаются менее затратными, но дальность и корректность передачи сигналов ограничена, скорость передачи данных низкая,

а способность проникновения и обхода препятствий – слабая. Более того, беспроводные технологии могут создавать помехи для других устройств. Как правило, PLC применяется для передачи данных измерений в концентраторы данных на первичные РС, а связь между счетчиками одного фидера или участка РС осуществляется по беспроводным каналам.

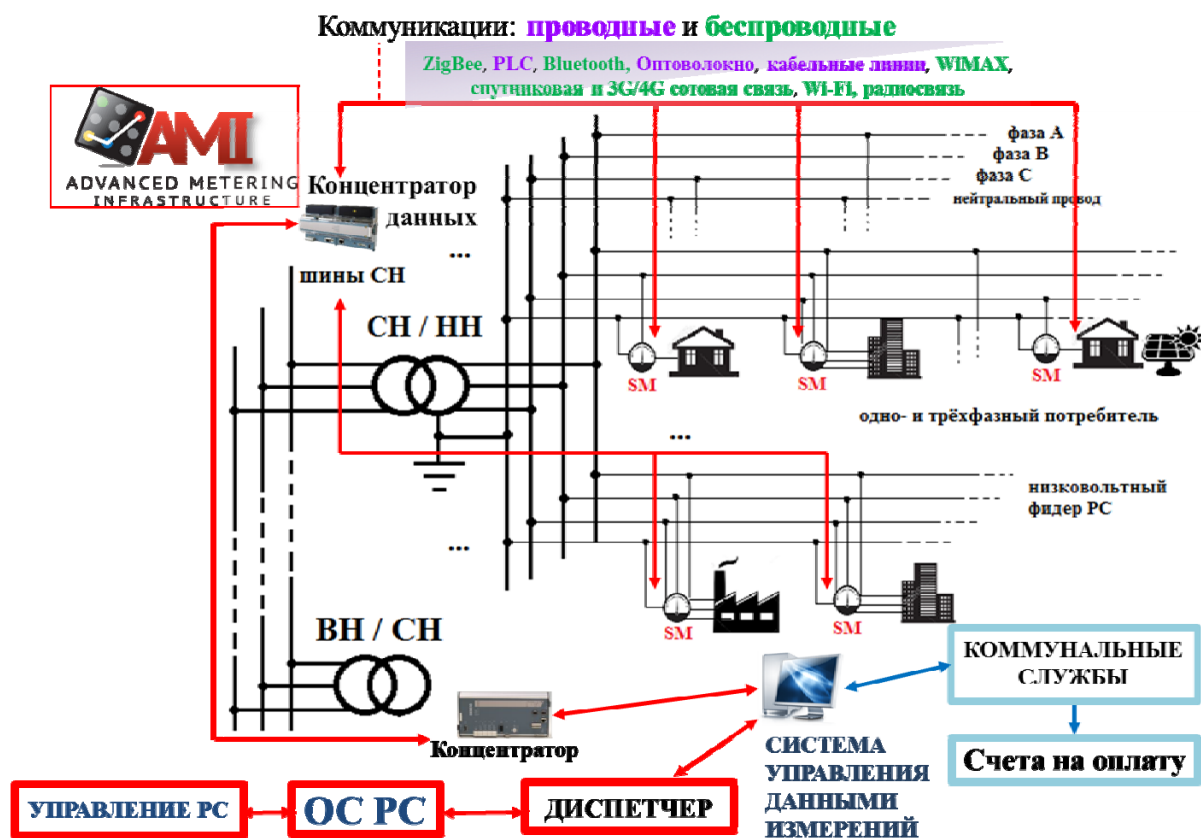


Рис. 4. Иерархия Advanced Metering Infrastructure для сбора, передачи и обработки измерений от Smart Meter

Результаты ОС в каждом фидере используются при принятии решений по регулированию режима сети, в частности, для контроля и управления напряжениями в узлах РС НН, а также позволяют определить напряжения и нагрузки первичной РС, которые могут в дальнейшем использоваться для ОС первичной РС.

Прежде чем приступать к агрегированию нагрузок низковольтных фидеров в узлах первичной РС, необходимо учесть, что информация о том, к какой фазе или фазам подключены потребители, как правило, отсутствует.

Еще одной серьезной проблемой является синхронизация SM измерений. В настоящее время не существует стандарта передачи данных от SM, а исследования, посвященные проблеме использования SM для ОС РС, не дают однозначного ответа на вопрос о возможности их синхронизации. Одним из решений, позволяющих компенсировать несинхронизированность, является увеличение погрешности измерений при ОС [9].

ОС РС возможно проводить по измерениям от SM в соответствии с особенностями РС и погрешностями, учитывающими возможные сбои в функционировании системы управления данными, несинхронизированность и неточность измерений, а также ошибочность при считывании данных с отдельного SM.

## Оценивание состояния распределительной сети низкого напряжения на базе оптимального состава Smart Meter, обеспечивающего наблюдаемость

Подходы для расстановки в РС SM, измеряющих активные и реактивные инъекции мощности или тока и модуль напряжения, были разработаны [4] на основе алгоритмов выбора состава и мест расстановки PMU измерений для системообразующих сетей [17, 18].

Алгоритмы выбора оптимального состава и расстановки PMU обеспечивают наблюдаемость высоковольтных сетей в различных режимных ситуациях: для нормального функционирования сети – Задача 1, при отключении отдельных связей – Задача 2, при выходе из строя отдельных PMU – Задача 3, при выпадении отдельных измерений – Задача 4.

Главные оригинальные достижения заключались в учёте ограничений на число измерительных каналов в PMU для измерения токов в связях, в запрете установки измерительных устройств в транзитных узлах с нулевыми токовыми инъекциями, число которых в РС больше относительно сетей высокого напряжения. В [4] решена проблема исключения установки более одного PMU в узле за счет введения дополнительных ограничений-равенств взамен предложенного в [18] взвешивания элементов целевой функции.

При определении мест установки оптимального состава SM, обеспечивающих наблюдаемость РС в различных условиях были рассмотрены три варианта:

- 1) минимальный состав SM (Задача 1), который может быть получен по размещению одноканальных PMU;
- 2) состав, обеспечивающий надежность при выходе из строя отдельных SM (Задача 3), который может быть получен по размещению двухканальных PMU;
- 3) установка SM во всех нагрузочных узлах.

В работе приведены результаты исследования для вариантов 1 и 3.

Алгоритм ОС на базе SM для трехфазной 4-проводной РС с учетом несимметрии фазных нагрузок основан на методе расширенной матрицы Хэтчела [5, 19]. Достоинство данного алгоритма линейного ОС заключается в исключении измерений нулевых токовых инъекций из целевой функции, т.к. вес для данных измерений равен бесконечности, что ухудшает обусловленность задачи.

Проведенное ОС РС, рис. 1, позволяет даже на основе минимального состава SM оценить напряжения и определить перенапряжения, рис. 5, однако дает значительную погрешность в оценках токов, рис. 6.

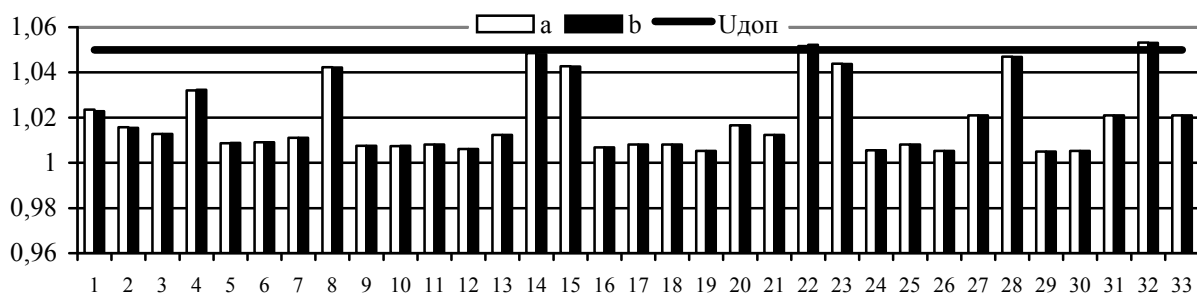


Рис. 5. Значения модулей напряжений в узлах 33-узлового фидера, рис. 1, фаза А, 12 час суточного графика нагрузок: а – SM в каждом нагрузочном узле, б – минимальный состав SM



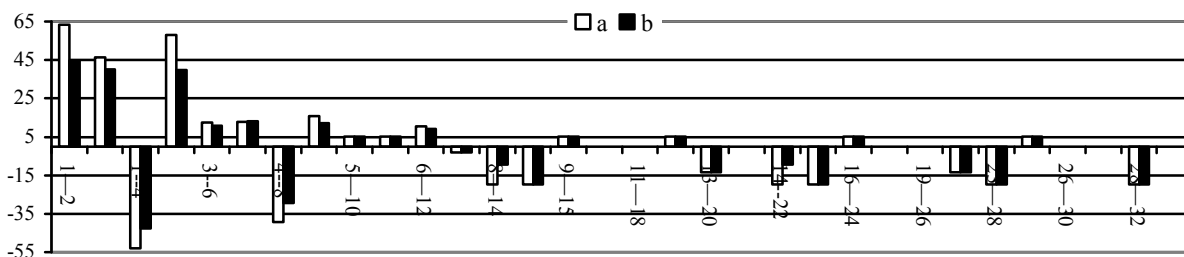


Рис. 6. Значения активных составляющих токов в связях 33-узлового фидера, рис.1, фаза А, 12 час суточного графика нагрузок: а – SM в каждом нагрузочном узле, б – минимальный состав SM

Эквивалентные нагрузки сети СН по фазам, определенные по оценкам сети НН для рассматриваемой схемы, рис. 1, с расстановкой SM, измеряющих токовые инъекции и модуль напряжения в каждом нагрузочном узле, показаны в табл. 1.

Таблица 1

Эквивалентная нагрузка первичной РС по фазам и суммарно для схемы рис. 1, точные данные и данные, полученные в результате проведенного ОС

Фаза	А		В		С	
	Точные	Оценки	Точные	Оценки	Точные	Оценки
1--2	14,712	14,809	2,574	2,574	18,403	18,42
1--3	10,413	10,703	14,838	14,838	-2,684	-2,619
1--4	-13,478	-13,471	-8,447	-8,447	-3,427	-3,358
Рср в фазе	11,647	12,041	8,965	8,965	12,292	12,443
сумма (точные)			32,904			
сумма (результат ОС)			33,449			

Анализ результатов показал, что за счет введенных фотовольтаиков по ветвям 1-3 (фаза С) и 1-4 (все три фазы) рассматриваемого фидера, рис.1, происходит выдача мощности в сеть. Современные SM, например, трёхфазный счетчик Альфа Сمارт AS3500 компании Elster, позволяют осуществлять измерения в двух направлениях, что позволит контролировать изменения направления перетоков мощности в активных РС, возникающие, как отмечено выше, при появлении в сети источников возобновляемой генерации.

## Заключение

Оценки мощностей и потерь электроэнергии в сети НН за счет информации, получаемой от устанавливаемых у потребителя SM, могут использоваться для определения агрегированной нагрузки узлов сети СН, а в дальнейшем для ОС первичной РС. Таким образом, инъекции узловых мощностей СН могут быть непосредственно получены по оценкам в РС НН, но для этого необходимо, чтобы: все нагрузочные узлы были оснащены SM; система управления данными функционировала нормально; было известно фазовое подключение каждого SM к сети; все измерения были полностью синхронизированы; считывание отдельного SM не имело ошибок.

## Литература

1. Nuqui R.F., Phadke A.G. Hybrid Linear State Estimation Utilizing Synchronized Phasor Measurements // IEEE Power Tech Conference, Lausanne. – 2007.

2. Le T.N., Chin W-L., Truong D.K., Nguyen T.H. Advanced Metering Infrastructure Based on Smart Meters in Smart Grid // Smart Metering Technology and Services – Inspirations for Energy Utilities. Chapter 3. – 2016.
3. Olival P.C., Madureira A.G., Matos M. Advanced voltage control for smart microgrids using distributed energy resources / Electric power systems research. – 2017. – Vol. 146. – P. 132-140.
4. Кузькина Я.И. Контроль уровней напряжения в узлах низковольтной распределительной сети на базе SMART METER // Системные исследования в энергетике: труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН. –Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2017. – Вып. 47. – С. 21-27.
5. Болоев Е.В., Голуб И.И., Федчишин В.В. Оценивание состояния распределительной сети низкого напряжения по измерениям интеллектуальных счетчиков // Вестник ИрГТУ. – 2018. – Т. 22. – № 2. – С. 95-106.
6. Журнал "Измерение.RU" № 16, март 2013 г. URL: <https://www.izmerenie.ru/ru/number-15-6-12>.
7. Ma S., Zhang H., Xing X. Scalability for Smart Infrastructure System in Smart Grid: A Survey // Springer Science+Business Media, LLC, part of Springer Nature 2017. – 2017. – P. 161-184.
8. Bompard E., Bahmanyar A., Patti E. Emerging smart meters in electrical distribution systems: opportunities and challenges // 24 Iranian conf. ICEE. – 2016. – P. 6.
9. Ni F., Nguyen P.H., Cobben J.F.G., Van den Brom H.E., Zhao D. Three-phase state estimation in the medium-voltage network with aggregated smart meter data // International Journal of Electrical Power and Energy Systems. – 2018. – Vol. 98. – P. 463-473.
10. Sioe T. Mak. Smart Meters serving as synchro-sensors for smart distribution grid applications // Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE. – 2011. – P. 1-3.
11. Wellssow W.H.; Waeresch D. Identification of topology faults by smart meter data in meshed low voltage grids // Power Systems Computation Conference (PSCC). – 2014. – P. 1-7.
12. Журнал "Измерение.RU" № 17, декабрь 2013 г. URL: [https://www.izmerenie.ru/ru/izmerenie\\_ru-17](https://www.izmerenie.ru/ru/izmerenie_ru-17) (дата обращения: 16.05.2018).
13. Mohassel R.R., Fung A., Mohammadi F., Raahemifar K. A survey on Advanced Metering Infrastructure and its application in Smart Grids // 2014 IEEE 27th Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering (CCECE). – 2014. – P. 1-8.
14. Sendin A., Berganza I., Arzuaga A., Osorio X., Urrutia I., Angueira P. Enhanced Operation of Electricity Distribution Grids through Smart Metering PLC Network Monitoring, analysis and grid conditioning // Energies. – 2013. – Vol. 6. – P. 39-556.
15. Luan S-W, Teng J-H, Chan S-Y, Hwang L-C. Development of a Smart Power Meter for AMI Based on ZigBee Communication // Power Electronics and Drive Systems, PEDS 2009. – 2009. – P. 661-665.
16. Billewicz K. The use of Cloud Computing in AMI System Architecture / Modern Electric Power Systems MEPS'15. – 2015. – P. 1-6.
17. Голуб И.И., Хохлов М.В. Алгоритмы синтеза наблюдаемости электроэнергетических систем на основе синхронизированных векторных измерений // Электричество. – 2015. – № 1. – С. 26-33.
18. Кузькина Я.И. Алгоритмы выбора синхронизированных векторных измерений с ограниченным числом каналов // Системные исследования в энергетике: труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН. –Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2016. – Вып. 46. – С. 21-27.
19. Holten L., Gjelsvik A., Sverre A., Felix F.W., Wen-Hsiung E.L. Comparison of different methods for state estimation / IEEE Transactions on Power Systems. – 1988. – Vol. 4. – P. 1798-1806.

## ОПТИМИЗАЦИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ РАЗВЕТВЛЕННЫХ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ С НАСОСНЫМИ СТАНЦИЯМИ

А.В. Луценко

### Введение

В России остро ставятся вопросы энергоэффективности, при этом теплоснабжающие системы (ТСС) обладают значительными резервами энергосбережения, вызванными неоптимальностью их режимов работы. Закрытие промышленных объектов, активное строительство новых жилых районов приводят к значительным изменениям структуры нагрузок и непроектным режимам работы ТСС, нарушениям технологических ограничений, возрастанию рисков аварий, сопровождающихся большими социально-экономическими последствиями. Появление нового оборудования, включая средства дистанционного и локального регулирования, ставит вопросы его эффективного применения. На практике задача планирования режимов ТСС решается путем многовариантных расчетов режима. При этом выбор способов организации режимов целиком возлагается на специалиста, проводящего расчеты, а качество принимаемых решений зависит как от его опыта и квалификации, так и от масштабов и сложности ТСС, что не гарантирует оптимальности, а, нередко, и допустимости разрабатываемых режимов. Автоматизации решения данной задачи препятствует ряд факторов сложности: большая размерность привлекаемых моделей потокораспределения, их нелинейность, наличие нескольких критериев оптимальности, наличие дискретных переменных разных типов и т.д. По этим причинам на данный момент отсутствуют пригодные для практического применения методики и программные комплексы. Этим обосновывается актуальность разработки и применения самостоятельных методов, алгоритмов и программных комплексов для расчета оптимальных гидравлических режимов (ГР) ТСС.

Задачам оптимизации режимов ТСС в последнее время уделяется все больше внимания. Однако большинство работ в данной области носят частный характер. Они посвящены либо ТСС небольшой размерности (например, [1]), либо предполагают привлечение полуэвристических методов решения или методов общего назначения (например, генетических алгоритмов) высокой трудоемкости [2], либо предусматривают привлечение частных целевых функций (общий расход топлива [3], суммарная потребляемая насосными станциями (НС) мощность [4]), либо задачам, возникающим при оперативном управлении [3] и т.д. В подавляющем числе работ данного направления для преодоления проблем размерности привлекаются агрегированные схемы ТСС, что не позволяет учесть все множество ограничений и не гарантирует получения оптимальных решений с требуемой точностью.

В данной статье рассматривается оптимизация режимов работы ТСС по нескольким критериям оптимальности одновременно. Основным критерием является экономический, при оптимизации по которому учитываются как расход топлива на теплогенерацию, так и затраты энергии, потребляемой на НС для перекачки теплоносителя. Также учитываются и технологические критерии, связанные как с трудоемкостью мероприятий, направленных на реализацию режима, так и косвенно с надежностью ТСС. Для этой цели адаптируется предложенная ранее [5] модификация метода динамического программирования (ДП). В этой статье рассматриваются только гидравлически

связанные ТСС древовидной структуры, имеющие один источник тепла (ИТ). Предполагается, что температурные графики на ИТ заданы, тепловые потери в сетях устранены, а их остаточным значением можно пренебречь. При этом требования обеспеченности потребителей тепловой энергией сводятся к необходимости поддержания у них требуемых расходов теплоносителя, а задача сводится к оптимизации ГР. Рассматривается характерный для ТСС случай, когда на НС установлены однотипные насосы, работающие параллельно.

Для оптимизации режимов и параметров трубопроводных систем древовидной структуры большое распространение получил метод ДП [6, 7 и др.]. Для случая древовидных ТПС соблюдаются условия применимости ДП: аддитивность целевой функции и принцип оптимальности Беллмана [8], так как потокораспределение в них не зависит от фазовых переменных (давлений). Применительно к многоконтурным ТПС, принцип оптимальности Беллмана не соблюдается. Сумароковым С.В. [9, 10] для общего случая многоконтурных сетей с заранее неизвестным потокораспределением был предложен метод МКО, предполагающий выполнение итерационного процесса. Основная проблема применения ДП к многоконтурным ТПС с заданным потокораспределением связана не с соблюдением принципа Беллмана, а с необходимостью соблюдения второго закона Кирхгофа по контурам. Для такого случая предложена модификация метода МКО [11], также предполагающая выполнение итерационного процесса, на каждой итерации которого производится расчет давлений методом ДП на приведенной к древовидному виду расчетной схеме ТПС с последующей коррекцией ограничений на давления. К недостаткам данного подхода можно отнести его итеративность и, вообще говоря, эмпиричность [11].

## Постановка задачи

*Содержательно* задача оптимизации ГР ТСС состоит в поиске управлений, обеспечивающих реализацию режима, удовлетворяющего требованиям допустимости и оптимальности с точки зрения заданного критерия или системы таких критериев. Объективно, рассматриваемая задача является многокритериальной. Требования энергосбережения могут быть сведены к единому экономическому критерию, другие (технологические) критерии связаны со стремлением минимизации трудоемкости наладочных работ, сокращением возможных утечек теплоносителя и рисков возникновения аварийных ситуаций. Эти критерии могут быть сведены к требованиям минимизации дополнительных мест регулирования потока и общего уровня давления в сети.

*Модель управляемого потокораспределения.* В качестве исходной модели будем использовать модель управляемого потокораспределения [12], состоящую из уравнений-аналогов законов Кирхгофа и уравнений, отражающих законы течения среды (воды) по отдельным элементам сети:

$$U(R, u) = \begin{pmatrix} U_1(x, Q) \\ U_2(P, y) \\ U_3(y, x, u) \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} Ax - Q \\ A^T P - y \\ y - h(x, u) \end{pmatrix} = 0, \quad (1)$$

где  $A$  –  $m \times n$ -матрица инцидентий связного ориентированного графа расчетной схемы ТСС;  $n$ ,  $m$  – число ветвей и узлов расчетной схемы;  $Q$  –  $m$ -мерный вектор узловых расходов;  $P$  –  $m$ -мерный вектор узловых давлений;  $x$ ,  $y$  –  $n$ -мерные векторы расходов и перепадов давления на ветвях;  $h(x, u)$  –  $n$ -мерная вектор-функция с элементами  $h_i(x_i, u_i)$ ,  $i = \overline{1, n}$ , отражающими гидравлические законы падения давления от расхода;  $R = \{P, Q, x, y\}$  – вектор параметров режима;  $u$  – вектор управлений.

Основные элементы ТСС – трубопроводные участки, НС и потребители. Обозначим  $I_{PL}$ ,  $I_{PS}$ ,  $I_C$  – множества индексов ветвей, моделирующих элементы первого, второго и третьего типа. Тогда  $I_{PL} \cap I_{PS} = \emptyset$ ,  $I_{PL} \cap I_C = \emptyset$ ,  $I_C \cap I_{PS} = \emptyset$  и  $I = I_{PL} \cup I_{PS} \cup I_C$  – множество индексов всех ветвей,  $|I| = n$ . Для рассматриваемого в статье случая параллельной работы насосов на НС принять [12]

$$h_i(x_i, z_i, \gamma_i, \kappa_i) = z_i \frac{s_i}{\kappa_i^2} x_i |x_i| - \gamma_i^2 H_i, \quad \underline{z}_i \leq z_i \leq \bar{z}_i, \quad \underline{\gamma}_i \leq \gamma_i \leq \bar{\gamma}_i, \quad \kappa_i \in K_i, \quad \kappa_i \gamma_i \underline{\chi}_i \leq x_i \leq \kappa_i \gamma_i \bar{\chi}_i, \quad (2)$$

где  $s_i$  – гидравлическое сопротивление;  $\gamma = \omega / \omega_0$  – относительное изменение частоты вращения (или диаметра) рабочего колеса,  $\underline{\gamma}$ ,  $\bar{\gamma}$  – допустимые пределы изменения  $\gamma$ ;  $\kappa_i$  – количество включенных насосов,  $\kappa_i \in K_i = \{0, 1, 2, \dots, K_i\}$ ,  $K_i$  – число насосов на НС;  $z_i$  – относительное увеличение гидравлического сопротивления,  $\underline{\chi}$ ,  $\bar{\chi}$  – допустимые границы для  $x$  при  $\gamma = 1$ . Причем,  $H_i > 0$ ,  $i \in I_{PS}$  и  $H_i = 0$ ,  $i \in I_{PL} \cup I_C$ .

В модели (2) любой тип отсутствующего или запрещенного для изменения управления может быть учтен как  $\underline{\gamma}_i = \bar{\gamma}_i = \gamma_i^*$ ,  $\bar{z}_i = \underline{z}_i = z_i^*$ ,  $K_i = \{\kappa_i^*\}$ , где  $z_i^*$ ,  $\gamma_i^*$ ,  $\kappa_i^*$  – константы. Кроме того, (2) можно рассматривать как обобщение модели управляемого трубопроводного участка, когда  $K_i = \{1\}$ ,  $H_i = 0$ ,  $\underline{\gamma}_i = \bar{\gamma}_i = 1$ . Таким образом, имеем вектор управлений  $u$ ,  $u_i = (z_i, \gamma_i, \kappa_i)^T$ , причем  $z_i, \gamma_i$  – непрерывные управления, а  $\kappa_i$  – дискретные.

Часть параметров режима, зависящих от проявлений внешней среды, назовем граничными условиями (вектор  $G$ ). Традиционно граничные условия задаются в виде  $G = (Q_1, \dots, Q_j, P_{j+1}, \dots, P_m)^T$ , где должно быть не менее одного давления. Для ТСС обычно задаются давления в узлах подкачки и расходы во всех остальных узлах.

Обозначим  $u = \{\tilde{u}, \kappa\}$ , где  $\tilde{u}, \kappa$  – векторы непрерывных и дискретных управлений. Тогда требования допустимости и реализуемости режима вместе с требованиями соблюдения технологически допустимых пределов управляющих воздействий можно записать как  $\underline{X} \leq X \leq \bar{X}$ ,  $\kappa_i \in K_i, i \in I$ , где  $X = (R, \tilde{u})$  – вектор непрерывных параметров модели, а  $\underline{X}, \bar{X}$  – нижние и верхние границы изменения этих параметров. Введем в рассмотрение вектор булевых переменных  $\delta$ , компоненты которого отвечают за наличие или отсутствие увеличения сопротивления на  $i$ -й ветви расчетной схемы ( $i \in I_{PL}$ ), а также неравенство  $\underline{z}_i \leq z_i \leq \bar{z}_i + (\bar{z}_i - \underline{z}_i) \delta_i$ . Тогда ограничения на непрерывные параметры режима примут вид

$$\underline{X} \leq X \leq \bar{X}(\delta). \quad (3)$$

*Упрощение модели.* Топология рассматриваемых в статье ТСС имеет некоторые особенности (рис. 1): 1) древовидность в однолинейном представлении и многоконтурность в двухлинейном; 2) подающий и обратный трубопроводы симметричны друг другу за исключением НС; 3) подающий и обратный трубопроводы соединены через ИТ и потребителей, расходы теплоносителя у которых фиксированы. Из этих особенностей следует фиксированное потокораспределение, а модель (1) принимает вид:

$$U(R, u) = \begin{pmatrix} U_2(P, y) \\ U_3(y, u) \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} A^T P - y \\ y - h(u) \end{pmatrix} = 0. \quad (4)$$

Соответственно вектор неизвестных параметров режима –  $R = \{P, y, u\}$ .

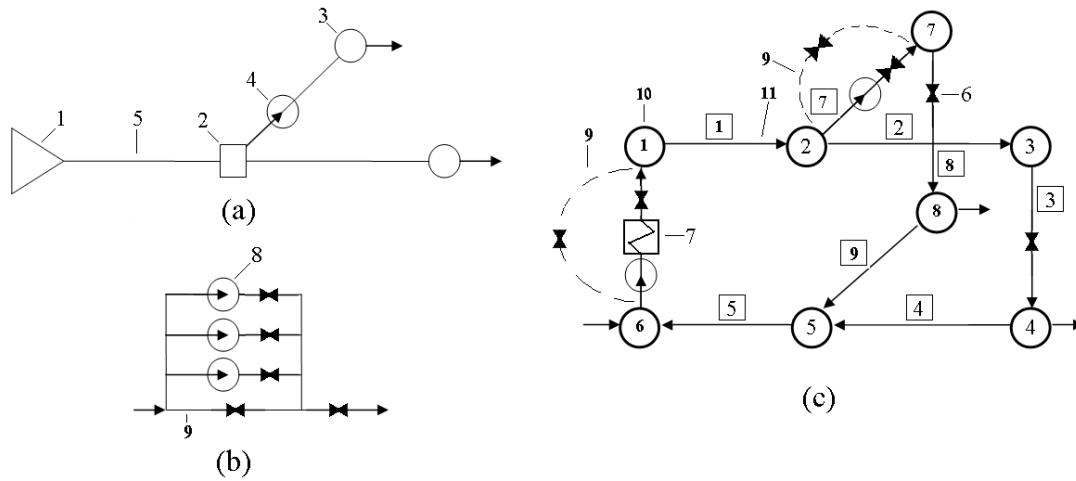


Рис. 1. Пример технологических схем ТСС (а), НС (б) и расчетной схемы (с).  
 1 – источник тепла, 2 – тепловая камера, 3 – потребитель, 4 – PS, 5 – трубопроводная магистраль, 6 – место приложения управления  $z_i$ , 7 – нагреватели, 8 – насос, 9 – обводная линия, 10 – узел  $j$ , 11 – ветвь  $i$ .

*Критерии оптимальности.* Переменная составляющая эксплуатационных затрат складывается из затрат на электроэнергию для перекачки теплоносителя и затрат на топливо для нагрева воды. В случае ТСС с одним ИТ, затраты на топливо не могут быть изменены. Потребляемая на отдельной НС мощность равна  $N_i(x_i, \gamma_i, \kappa_i) = \beta_{0,i} \kappa_i \gamma_i^3 + \beta_{1,i} \gamma_i^2 x_i + \beta_{2,i} \frac{\gamma_i}{\kappa_i} x_i^2$ ,  $i \in I_{PS}$  [12]. Здесь  $\beta_0, \beta_1, \beta_2$  – коэффициенты квадратного трехчлена, аппроксимирующего мощностную характеристику насоса. Целевая функция имеет вид  $F_C(x, u) = \sum_{i \in I_{PS}} c_i^{EP} N_i(x_i, \gamma_i, \kappa_i)$ , где  $c_i^{EP}$  – цена электроэнергии на  $i$ -й НС.

В качестве критерия количества мест приложения управлений будем использовать  $F_z = \sum_{i \in I_{PL}} \delta_i$  [13], а в роли показателя общего уровня давления в сети –  $F_p = \sum_{j \in J} P_j / m$  [13].

*Математическая постановка задачи.* Исходя из практических соображений, наиболее целесообразной будет многокритериальная задача оптимизации с экономическим главным критерием, второстепенным – дискретным технологическим и третьестепенным – непрерывным технологическим. При формулировке этой задачи применим принцип лексикографического упорядочивания критериев, тогда математическая постановка примет вид:

$$\min F_p \text{ при ограничениях (3), (4), } \kappa_i \in K_i, i \in I, F_z \leq F_z^* \text{ и } F_C \leq F_C^*, \quad (5)$$

где  $F_C^* = \min F_C$  при ограничениях (3), (4) и  $\kappa_i \in K_i, i \in I$ ;  $F_z^* = \min F_z$  при ограничениях (3), (4),  $\kappa_i \in K_i, i \in I$  и  $F_C \leq F_C^*$ . Известными считаются: топология расчетной схемы; граничные условия; коэффициенты гидравлических и мощностных характеристик ветвей ( $\beta_{0,i}, \beta_{1,i}, \beta_{2,i}, s_i, H_i, i \in I$ ); допустимые пределы изменения непрерывных параметров ( $\underline{X}, \bar{X}$ ); область возможных значений дискретных параметров  $K_i, i \in I$ ; цены  $c_i^{EP}, i \in I_{PS}$ .

## Метод решения

Ранее [5] была предложена модификацию метода динамического программирования для оптимизации ГР распределительных тепловых сетей. Этот метод обладает следующими достоинствами: гарантированно находит оптимальный ГР, обладает лучшим быстродействием по сравнению с методами, основанными на методе внутренних точек [13], линейный по размерности задачи рост вычислительных затрат.

Для применения этого метода необходимо и достаточно выполнение следующих условий: 1) аддитивность целевой функции; 2) возможность сведения расчетной схемы сети к одной ветви путем эквивалентирования последовательного и параллельного соединений ветвей; 3) фиксированное потокораспределение. Очевидно, что все рассматриваемые критерии оптимальности аддитивны, что обеспечивает выполнение первого требования. Особенности топологии рассматриваемых ТСС совпадает с таковыми для распределительных тепловых сетей с той лишь разницей, что висящие узлы соединены ветвью, соответствующей ИТ. Это обеспечивает выполнение второго требования. Требование фиксированного потокораспределения также выполняется. Таким образом, эта модификация применима для решения задачи (5) на исследуемых сетях с незначительными модификациями.

Основная идея рассматриваемого подхода заключается в рассмотрении ТСС целиком. Для облегчения слежения за соблюдением второго закона Кирхгофа по контурам предлагается во время прямого хода стягивать контуры до состояния двух соединенных параллельно ветвей. Для сохранения возможности применять ДП на «стянутых» контурах ниже приводятся приемы эквивалентирования пьезометрических графиков параллельного и последовательного соединения ветвей. На обратном ходе предлагается разворачивать оставшийся пьезометрический график на всю сеть.

Интервалы допустимого изменения давления в узлах предлагается делить на лузы. Для определенности будем считать, что ветвь ( $i$ ) направлена по потоку. Обозначим начальный узел ветви как  $f_i \in J$ ,  $l_i \in J$  – конечный. Каждой ветви ( $i$ ) сопоставим множество возможных отрезков пьезометрических графиков на ней  $L_i = \bigcup \{g_i^k\}$ , начинающихся в начальном узле ветви и заканчивающихся в конечном. Обозначим начальную и конечную лузы отрезка пьезометрического графика ( $g_i^k$ ) как  $\phi_i^k$  и  $\phi_i^k$ . Сопоставим каждому отрезку  $g_i^k$  значение приращения критерия оптимальности  $\Delta F_i^k$ .

При генерации множества отрезков пьезометрических графиков учитываются все возможные управления. При этом отрезки пьезометрических графиков располагаются в порядке возрастания  $\phi_i^k$ . Также все отрезки с одинаковым значением  $\phi_i^k$  расположены в порядке возрастания  $\phi_i^k$ . Так, в случае, если ветвь моделирует пассивный трубопроводный участок, для каждого возможного (укладывающегося в ограничения (3)) отрезка пьезометрического графика вычисляется значение величины  $z_i$ , обеспечивающей реализацию этого отрезка. В случае, если обеспечить реализацию какого-либо отрезка невозможно, этот отрезок отбрасывается.

Для НС сначала генерируется множество возможных перепадов давлений на ветви. Затем для каждого такого перепада находятся величины параметров  $\kappa_i$ ,  $\gamma_i$  и  $z_i$ , составляющие минимум экономическому критерию и обеспечивающие реализацию данного перепада давления. В случае, если обеспечить какой-либо перепад давлений невозможно, он отбрасывается. После чего на основе множества перепадов давлений строится множество отрезков пьезометрических графиков, удовлетворяющих ограничениям (3). Задача поиска параметров  $\kappa_i$ ,  $\gamma_i$  и  $z_i$  для заданного перепада давления решается следующим образом. Для каждого возможного  $\kappa_i$  ищется оптимальное значе-

ние параметра  $\gamma_i$  на отрезке  $[\underline{\gamma}_i, \bar{\gamma}_i]$ , затем для этой пары параметров ищется значение параметра  $z_i$ . После чего из всех найденных сочетаний  $\kappa_i$ ,  $\gamma_i$  и  $z_i$  выбирается лучшее по экономическому критерию.

*Прямой ход* предлагаемого подхода заключается в стягивании пьезометрических графиков с отсечением недопустимых и неоптимальных вариантов на расчетной схеме ТСС за счет приемов эквивалентирования, в результате чего останется только одна ветвь с оптимальным пьезометрическим графиком.

Для *эквивалентирования параллельных ветвей* предлагается сделать следующее. Если на двух ветвях, соединенных параллельно ( $i1, i2$ ), есть пара отрезков пьезометрических графиков (по одному на ветви), у которых совпадают начальные и конечные лузы соответственно ( $\phi_{i1}^{k1} = \phi_{i2}^{k2}$  и  $\phi_{i1}^{k1} = \phi_{i2}^{k2}$ ), то такая пара становится отрезком пьезометрического графика на эквивалентирующей ветви, начинающимся и заканчивающимся в соответствующих лузах. При этом значение приращения критерия оптимальности для него равно сумме приращений критерия оптимальности обоих эквивалентируемых отрезков. Все отрезки пьезометрических графиков, не вошедшие ни в одну такую пару, отбрасываются. Благодаря порядку расположения отрезков пьезометрических графиков в множестве отрезков ветви возможно построить алгоритм эквивалентирования ветвей, соединенных параллельно, имеющий линейную по количеству отрезков на ветви сложность.

При *эквивалентировании последовательного соединения* двух ветвей ( $i1, i2$ ) (для определенности,  $f_{i2} = l_{i1}$ ) предлагается сделать следующее. Найти все такие пары отрезков пьезометрических графиков на этих ветвях ( $g_{i1}^{k1}, g_{i2}^{k2}$ ), что в узле  $f_{i2}$  эти отрезки имеют общую лужу ( $\phi_{i1}^{k1} = \phi_{i2}^{k2}$ ). Если находятся две пары отрезков, соединяющие одни и те же лузы, пара, имеющая худшее значение критерия оптимальности, отбрасывается. В случае решения многокритериальной задачи с лексикографическим упорядочиванием критериев, например, (5), предлагается производить отбраковку в порядке важности критериев. Каждая из найденных пар отрезков на эквивалентируемом фрагменте ТСС превращается в отрезок пьезометрического графика на эквивалентирующей ветви с соответствующими начальной и конечной лузами. Значения приращений критерия оптимальности суммируются. Эквивалентирование последовательного соединения двух ветвей организовано подобно классическим подходам ДП, с тем лишь отличием, что начальными лузами являются все лузы начального узла, конечными – все лузы конечного узла. За счет упорядоченного расположения отрезков внутри просматриваемых массивов удалось построить алгоритм сложности  $O(n^{3/2})$ , где  $n$  – количество отрезков на ветви.

*Сокращение интервалов давлений в узлах.* Часто множество пьезометрических графиков допустимых ГР РТС заполняет не всё пространство допустимых значений давлений в узлах. Из-за этого возможны пьезометрические графики, «упирающиеся» в недопустимые по давлению области. Для предотвращения возникновения таких графиков и сокращения вычислительных затрат предлагается пересчитать ограничения на давления в узлах так, чтобы пространство допустимых значений давлений в узлах полностью заполнялось множеством пьезометрических графиков допустимых ГР.

*Обратный ход* заключается в восстановлении оптимального пьезометрического графика (вектора  $P$ ), по которому затем восстанавливается оптимальный ГР. Для восстановления оптимального пьезометрического графика необходимо для каждой эквивалентирующей ветви запоминать, какой фрагмент она эквивалентировала, и для каждого эквивалентирующего отрезка пьезометрического графика – какие отрезки он эквивалентировала.



Вычислительная схема оптимизации ГР РТС предлагаемым методом состоит из следующих шагов.

1. Пересчитываются ограничения на изменения давлений в узлах.
2. Для всех ветвей РТС определяются все разрешенные (укладывающиеся в ограничения на допустимость режима) отрезки пьезометрических графиков и их значения приращений критерия оптимальности.
3. Если на всех ветвях множества разрешенных отрезков пьезометрических графиков не пусты, на пункт 4. Иначе решение отсутствует, выход.
4. Находятся все фрагменты РТС, состоящие из последовательно соединенных ветвей. Каждый из них эквивалентуется одной ветвью при помощи предложенного приема эквивалентирования.
5. Находятся все фрагменты РТС, состоящие из параллельно соединенных ветвей. Каждый из них эквивалентуется одной ветвью при помощи предложенного приема эквивалентирования.
6. Если РТС сведена к одной ветви, переход на пункт 7, иначе – 3.
7. На оставшейся ветви остается только один отрезок пьезометрического графика, эквивалентный оптимальному пьезометрическому графику. Остается его восстановление.

### Апробация метода

Работоспособность описанного метода испытывалась на примере решения задачи (5) для условной ТСС (рис. 2), соответствующей ТСС г. Байкальска с той лишь разницей, что в ней распределительные сети микрорайонов заменены на обобщенных потребителей, и на НС-2 количество насосов увеличено до пяти. На всех НС запрещено частотное регулирование. На рис. 2 линиями изображены трубопроводные участки, кружками – обобщенные потребители, стрелочками в кружках – НС. В НС-1 насосы установлены на подающем трубопроводе, в остальных НС – на обратном. Так как все НС получают электроэнергию по одинаковым ценам, то экономический критерий равнялся суммарной потребляемой мощности.

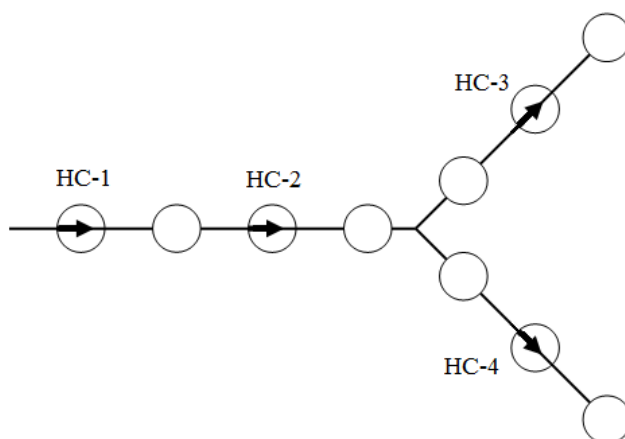


Рис. 2. Схема условной ТСС

Оптимизация гидравлических режимов работы ТСС производилась для двух вариантов нагрузок. Первый вариант соответствует зимнему режиму работы ТСС г. Байкальска. Второй режим, условно названный «летним», получен из первого сокращением всех нагрузок в два раза.

На НС данной сети установлено различное количество насосов. Их число на НС и марки и коэффициенты напорной и мощностной характеристик приведены в табл. 1.

Таблица 1

## Насосное оборудование на НС

НС	Число насосов	Тип	H	s	b <sub>0</sub>	b <sub>1</sub>	b <sub>2</sub>
1	3	СЭ-800-100-11	120	0.0000375	119,4	0,238	-0,000091
2	5	1X 200-150-500	80	0.00004	40	0.16	0
3	3	ЦН-400-105	120	0.000125	60	0.24	0
4	2	Д 320-50	60	0.0001	30	0.09	0

Экономический критерий оптимальности для данной ТСС примет следующий вид

$$F_{\Sigma}^e = \rho_1 \left( 160 + 0.0706 \frac{x_1}{\rho_1} + 0.000135 \left( \frac{x_1}{\rho_1} \right)^2 - 0.0000001 \left( \frac{x_1}{\rho_1} \right)^3 \right) + \rho_{13} \left( 40 + 0.16 \frac{x_{13}}{\rho_{13}} \right) + \rho_8 \left( 60 + 0.24 \frac{x_8}{\rho_8} \right) + \rho_{18} \left( 30 + 0.09 \frac{x_{18}}{\rho_{18}} \right)$$

В качестве эталона для сравнения использовался следующий подход. Сначала проводилась оптимизация ГР ТСС по экономическому критерию методом, описанным в [12], затем проводилась оптимизация по технологическим критериям методом, описанным в [13]. Суть каждого метода заключается в организации тройного вложенного цикла итераций. В обоих случаях на внешнем цикле производится перебор дискретных переменных какой-либо модификацией метода ветвей и границ. На среднем цикле итераций производится оптимизация по непрерывным переменным методом бисекции, и на внутреннем цикле итераций производится поиск допустимого режима методом внутренних точек.

*Результаты расчетов.* Результаты расчетов, выполненных предложенным методом, совпали с результатами расчетов по эталонной методике. Управление на пассивных ветвях не потребовалось. В табл. 2 приведены количества включенных насосов на НС. В режимах, отмеченных звездочками, разрешено частотное регулирование на всех НС.

Таблица 2

## Количество включенных насосов на НС в результате оптимизации

Условия	НС-1	НС-2	НС-3	НС-4	Критерий оптимальности КВт
Зимний режим	3	4	2	0	1445
Летний режим	1	2	0	1	426
Зимний режим *	3	4	2	0	1396
Летний режим *	1	2	0	1	409
Всего насосов	3	5	3	2	

**Выводы**

1. В статье обобщается ранее предложенный для оптимизации гидравлических режимов пассивных древовидных тепловых сетей метод на случай древовидных тепловых сетей, содержащих насосные станции.

2. Предложенный метод реализован в виде исследовательской программы и опробован на агрегированной ТСС г. Байкальска.

3. Вычислительные эксперименты показали корректность работы предложенного метода.

**Литература**

1. Buoro D., Pinamonti P., Reini M. Optimization of a Distributed Cogeneration System

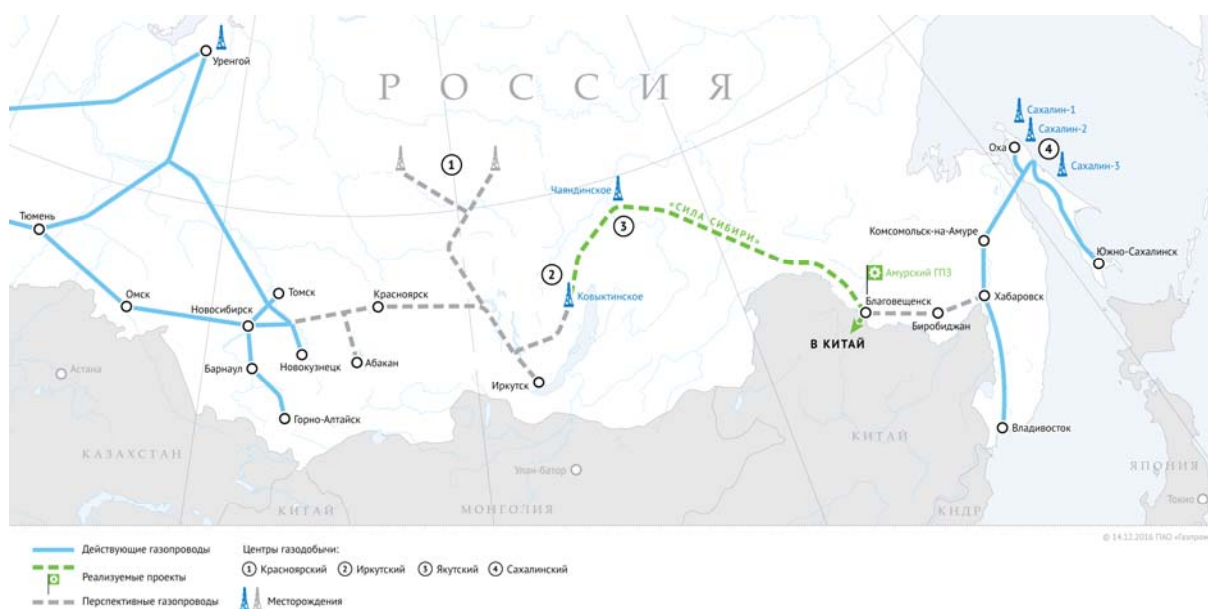
- with solar district heating // *Applied Energy*. – 2014. – № 124 – P. 298-308.
2. Sciacovelli A., Guelpa E., Verda V. Pumping Cost Minimization in an Existing District Heating Network // *Proceedings of IMECE2013: 2013 ASME International Mechanical Engineering Congress & Exposition San Diego, California, November 15-21*. – 2013.
  3. Jiang X.S. et al. Modelling and operation optimization of an integrated energy based direct district water-heating system // *Energy*. – 2014. – V. 64.
  4. Sara Cosentino, Elisa Guelpa, Roberto Melli, Adriano Sciacovelli, Enrico Sciubba, Claudia Toro, Vittorio Verda. Optimal Operation and Sensitivity Analysis of a Large District Heating Network Through Pod Modeling // *Proceedings of the ASME 2014 International Mechanical Engineering Congress and Exposition November 14-20, 2014, Montreal, Quebec, Canada*. – 2014.
  5. Луценко А.В. Применение метода динамического программирования при многоуровневой оптимизации гидравлических режимов теплоснабжающих систем // *Системные исследования в энергетике: труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН*. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2017. – Вып. 47. – С. 23-30.
  6. Меренков А.П., Хасилев В.Я. Теория гидравлических цепей. – М.: Наука, 1985. – 278 с.
  7. Сеннова Е.В., Сидлер В.Г. Математическое моделирование и оптимизация развивающихся теплоснабжающих систем. – Новосибирск: Наука, 1987. – 219 с.
  8. Беллман Р. Динамическое программирование. – М.: Изд-во иностр. лит., 1960. – 400 с.
  9. Сумароков С.В. Методы решения экстремальной сетевой задачи // *Экономика и мат. методы*. – 1976. – Т. 12. – № 5. – С. 1016-1018.
  10. Меренков А.П., Ощепкова Т.Б., Сумароков С.В., Хасилев В.Я., Храмов А.В. Оптимальный синтез многоконтурных систем с нагруженным резервированием // *Системы энергетики – тенденции развития и методы управления*. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1980. – Т. 1. – С. 180-192.
  11. Меренков А.П., Сеннова Е.В., Сумароков С.В. и др. Математическое моделирование и оптимизация систем тепло-, водо-, нефте- и газоснабжения. – Новосибирск: ВО «Наука», Сибирская издательская фирма, 1992. – 407 с.
  12. Novitsky N.N., Lutsenko A.V. Discrete-continuous optimization of heat network operating conditions in parallel operation of similar pumps at pumping stations // *Journal of Global Optimization*. – 2016. – Vol. 66. – № 1.
  13. Луценко А.В., Новицкий Н.Н. Исследование задач и методов многокритериальной оптимизации гидравлических режимов распределительных тепловых сетей // *Научный вестник НГТУ*. – 2016. – Т. 64. – № 3. – С. 131-146.

## ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ, ФОРМИРУЕМОЙ НА ВОСТОКЕ РОССИИ

Н. В. Сурнин

### Введение

В настоящее время в рамках проекта «Сила Сибири» в восточной части России осуществляется формирование крупной газотранспортной системы (ГТС). Ее основным элементом (магистральный газопровод (МГ)) предназначен для транспортировки газа из Якутского и Иркутского базовых центров добычи на Дальний Восток и в Китай [1]. Трасса МГ пролегает по территории трех субъектов РФ: Иркутской области; Республики Саха-Якутия; Амурской области (рис. 1).



На 1-м этапе строительства МГ началось возведение участка от Чаяндинского месторождения до г. Благовещенска протяженностью 2 158 км, диаметром 1 420 мм и рабочим давлением 9,8 МПа. На 2-м этапе будет построен участок от Ковыктинского до Чаяндинского месторождения с аналогичными параметрами длиной 793 км. На 3-м этапе планируется расширение газотранспортных мощностей на участке от Чаяндинского месторождения до г. Благовещенска [2] и строительство двух лупингов протяженностью 844,5 и 719,3 км [3]. Всего на российском участке длиной 3 тыс. км предполагается разместить 8 компрессорных станций (КС) общей мощностью 1 331 МВт [3], на которых будут установлены газоперекачивающие агрегаты (ГПА) единичной мощностью 32 МВт. К настоящему времени построено более 1,3 тыс. км газопровода на участке от Чаяндинского месторождения до г. Благовещенска [4].

Данный проект имеет большое значение для социально-экономического развития Сибири и Дальнего Востока. Ввод МГ создаст условия для газоснабжения

и газификации восточных регионов страны, а также развития современных газоперерабатывающих и газохимических производств.

При строительстве МГ необходимо учитывать экстремальные природно-климатические условия, поскольку его трасса преодолевает заболоченные, горные и сейсмоактивные территории, участки с вечномёрзлыми и скальными грунтами. Следовательно, должны предъявляться особые требования к надежности функционирования МГ, а также к применяемому оборудованию. Для этого необходимо использовать современные, высоконадежные технологии и средства, в том числе трубы, имеющие внутреннее гладкостное покрытие, с повышенной деформационной способностью и специальные технические решения по их укладке, современные энергоэффективные ГПА высокой мощности и пр. В связи с этим особую актуальность приобретает оценка надежностных, технико-технологических и технико-экономических параметров МГ.

На основе разработанной в ИСЭМ СО РАН математической модели [5] оптимизации технических параметров и участков газотранспортной сети с учетом надежности определены рациональные параметры участка МГ «Сила Сибири» от Чаяндинского месторождения до г. Благовещенска. Работа проводилась в рамках исследований проекта ГТС «Сила Сибири».

Предварительно для выполнения исследований по оптимизации параметров МГ на современном этапе проведена модернизация алгоритма вычислений: уточнена эмпирическая формула вычисления длины линейных участков (ЛУ) МГ в связи с увеличением единичной мощности ГПА; скорректирован алгоритм вычисления некоторых экономических характеристик, в частности, эксплуатационных затрат и величины чистого дисконтированного дохода.

Для оценки надежности сформированных вариантов МГ применена математическая модель анализа надежности действующего МГ.

### **Модель анализа надежности проектируемого МГ**

Используемая модель анализа надежности МГ [5] носит оценочный характер. В ней объектом исследования является сложный многониточный магистральный газопровод, состоящий из нескольких ветвей. Каждая ветвь представляет собой цепь последовательно соединенных звеньев — ЛУ трубопроводов и КС.

Основная исходная надежностная информация, используемая в модели, — это интенсивности отказов его элементов  $\lambda = 1 / T_p$  (отдельных ЛУ и ГПА) и интенсивности восстановлений этих элементов  $\mu = 1 / T_b$ , где  $T_p$  — среднее время исправной работы элемента между отказами (наработка на отказ),  $T_b$  — среднее время восстановления элемента.

В общем виде задача оценки надежности МГ формулируется следующим образом. Исходя из схемы соединения элементов газопровода, определенного способа резервирования, а также надежности элементов, определяются следующие интегральные показатели надежности МГ: ряд распределения вероятностей работоспособного состояния газопровода, функция распределения вероятностей работоспособного состояния газопровода, математическое ожидание (м. о.), дисперсия и средне-квадратическое отклонение (с. к. о.) пропускной способности МГ, коэффициент надежности газопровода, средний процент потерь пропускной способности МГ, связанных с отказами основного оборудования.

Основным показателем при оценке надежности МГ является коэффициент его надежности, равный отношению м. о. фактической производительности МГ к ее номинальному значению:

$$K_n = \frac{M[Q]}{Q_n}.$$

Для анализа надежности МГ используется схема «гибели и размножения», которая предполагает определение переходных вероятностей (из одного состояния в другое), составление и решение системы алгебраических уравнений марковского процесса.

Данная схема хорошо себя зарекомендовала при анализе надежности систем однородных элементов. Использование схемы для анализа надежности систем неоднородных элементов возможно в общем виде — когда рассматриваются системы с малым числом состояний.

В данной работе МГ рассматривается в виде совокупности как однородных, так и неоднородных систем, поэтому для приведения его во втором случае к однородному виду были использованы методы эквивалентирования, когда исходная система неоднородных элементов заменяется системой из однородных элементов. В качестве условий эквивалентирования рассматривается равенство числа исходных и эквивалентных элементов (ниток), суммарных производительностей агрегатов и м. о. значений производительности в аварийном простое в однородной и неоднородной системах.

Схема «гибели и размножения» используется для восстанавливаемых элементов и предполагает наличие резервов.

Линейная часть МГ состоит из  $n$  одинаковых (эквивалентных) ниток, резерв в общем случае не рассматривается. ЛУ не может иметь облегченный и ненагруженный резервы в силу своих технологических особенностей. Здесь можно говорить только о нагруженном резерве, который хорошо моделируется дополнительными рабочими нитками.

КС МГ состоит из  $N = n + r_1 + r_2 + r_3$  одинаковых (эквивалентных) ГПА соответствующего типа.

Каждая отказавшая нитка или агрегат обслуживается одной ремонтной бригадой. Всего ремонтных бригад  $R$ . Время безотказной работы каждой нитки или агрегата, как и время ремонта, распределено по показательному закону с соответствующими интенсивностями отказа и восстановления  $\lambda$  и  $\mu$ . Если все ремонтные бригады заняты, то отказавший элемент становится в очередь и ожидает начала своего ремонта.

Каждый отказавший рабочий агрегат заменяется из нагруженного резерва (из числа  $r_1$ ), каждый отказавший или перешедший в рабочее состояние агрегат из нагруженного резерва заменяется агрегатом из облегченного резерва (из числа  $r_2$ ), а каждый отказавший или перешедший в нагруженный резерв агрегат из облегченного резерва заменяется агрегатом из ненагруженного резерва (из числа  $r_3$ ). Каждый восстановленный агрегат поступает в ненагруженный резерв.

Затем анализ надежности газотранспортной системы осуществляется с помощью схемы «гибели и размножения». Сначала для звеньев МГ определяются функции распределения пропускной способности линейных участков и КС, а затем осуществляется композиция функций распределения пропускной способности газотранспортной системы в целом. В результате находится конечная функция распределения пропускной способности МГ и определяются соответствующие показатели надежности.

### **Определение параметров надежности участка МГ «Сила Сибири»**

На основе математической модели и модернизированной вычислительной программы [5] выполнены расчеты показателей надежности газотранспортной системы «Сила Сибири» для 1-го этапа ее формирования — участка от Чайнинского месторождения до г. Благовещенск протяженностью 2 158 км. Максимальная производительность  $Q$  на конец строительства — 38 млрд м<sup>3</sup>, отборы газа не учитывались.

Исходные варианты по ЛЧ выбирались из ниток труб диаметром 1 020, 1 220 и 1 420 мм как с избыточной, так и недостаточной максимальной производительностью (табл. 1). Исходные варианты по компрессорной части выбирались из устанавливаемых

модификаций ГПА мощностью 16, 25 и 32 МВт (табл. 2). Резерв по линейной части не учитывался, а суммарный резерв по КС не должен превышать число рабочих агрегатов.

Таблица 1

Исходные варианты по линейной части

№ п/п	D, мм × кол-во ниток	Q, млрд м <sup>3</sup>
1	1 420 × 1	30,0
2	1 420 × 1 + 1 020 × 1	39,0
3	1 220 × 3	40,5
4	1 220 × 2 + 1 020 × 1	36,0
5	1 220 × 1 + 1 020 × 2	31,5
6	1 020 × 4	36,0

Таблица 2

Показатели надежности и технико-технологические параметры линейной части и ГПА

Показатели	Диаметр труб, мм			Тип ГПА		
	1 020	1 220	1 420	Ц-16	Ц-25	Ц-32
Пропускная способность МГ, млрд <sup>3</sup> /год	9	13,5	30			
Мощность установленных ГПА, МВт				16	25	32
Интенсивность отказов: для труб — 1/сут. км для ГПА — 1/сут. агр.	0,315·10 <sup>-5</sup>	0,173·10 <sup>-5</sup>	0,548·10 <sup>-6</sup>	0,010	0,020	0,007
Интенсивность восстановлений, 1/сут.	0,608	0,553	0,296	0,249	0,061	0,403

Следует отметить, что в данной модели рассматривается структурная надежность МГ, а не надежность удовлетворения спроса. Поэтому варианты с недостаточной производительностью, как и с избыточной, не влияют на снижение или повышение надежности самого МГ, которая определяется только надежностными показателями элементов, формирующих МГ.

Для расчета показателей надежности использовались данные, приведенные в работах [5–7]. Анализ данных из источников [7, 8] показывает высокий уровень надежности и обоснованность установки ГПА нового типа ГПА-32 «Ладога» и удовлетворительный уровень надежности ГПА-16. При этом отмечается низкий уровень надежности агрегатов ГПА-25 даже в период стабилизации эксплуатации в течение 3–4 лет после пуска-наладки и освоения.

С учетом возможных вариаций по ЛЧ, КС и количества устанавливаемых резервных агрегатов было проанализировано 60 вариантов. В табл. 3 для рассматриваемого участка МГ «Сила Сибири» приведены наиболее оптимальные варианты реализации МГ с высоким уровнем надежности, а также параметры варианта, реализуемого ПАО «Газпром».

Таблица 3

Значения оптимальных параметров участка «Чаяндинское — Благовещенск»

Параметры вариантов				Заявленный ПАО «Газпром»
Число и диаметр ниток, мм	1 × 1 420	3 × 1 220	1 × 1 420	1 × 1 420
Число КС	8	8	8	8
Число и длина ЛУ, км	8×260	8×260	8×260	8
Число и тип рабочих ГПА	3 × ГПА-32	3 × ГПА-32	3 × ГПА-32	ГПА-32
Число и тип резервных ГПА	1 × ГПА-32	1 × ГПА-32	1 × ГПА-32	—
Единичная мощность КС, МВт	78,8	78,8	78,8	166,4
Общая мощность КС, МВт	630,3	630,3	630,3	1331,0
Полученная надежность	0,974	0,984	0,987	0,96–0,98

Обычно уровень надежности МГ длиной свыше 2 000 км принимается равным 0,96 — для одноконтурного исполнения и 0,98 — для МГ, состоящего из 3 ниток труб [9]. Полученные результаты расчетов (табл. 3) показывают высокую надежность вариантов, в которых используются ГПА-32 и нитки труб как с избыточной (40,5 млрд м<sup>3</sup>), так и недостаточной (30 млрд м<sup>3</sup>) производительностью диаметрами 1 220 и 1 420 мм. Выбор оптимального варианта с недостаточной производительностью сделан с учетом допущения, что газ может быть доставлен до пункта назначения за счет увеличения давления.

Принимая во внимание современные технологии и оборудование, применяющиеся при строительстве МГ «Сила Сибири» [1, 3], можно предположить, что уровень его надежности будет выше значений, полученных при расчетах.

## Выводы

1. Исследуемый МГ, предназначенный для экспорта природного газа в Китай, имеет важное значение для развития Восточных регионов России. В перспективе его запуск будет способствовать развитию газификации и появлению новых газохимических и смежных производств, что окажет положительное влияние на социально-экономическое развитие Сибири и Дальнего Востока.
2. Необходимо учитывать сложные природно-климатические условия, в которых строится МГ «Сила Сибири», и уделять особое внимание оценке надежности его функционирования. В связи с этим и проводились данные исследования.
3. Проведенная работа по оценке надежности МГ «Сила Сибири» является одним из этапов исследования его оптимальных параметров. В рамках подготовительной работы на современном этапе проведена актуализация исходных данных и вычислительных алгоритмов. Проведенные расчеты подтвердили адекватность модели анализа действующего МГ.
4. С учетом современных технологий и оборудования, применяемых при строительстве МГ, можно предположить, что уровень надежности реализуемого МГ будет выше значений, полученных при расчетах.

## Литература

1. <http://www.gazprom.ru/about/production/projects/pipelines/built/ykv/>. Информация о проекте МГ «Сила Сибири».
2. <http://www.gazprom.ru/press/news/2017/july/article340464/>, <http://www.gazprom.ru/press/news/2017/december/article388441/>. Пресс-релизы ПАО «Газпром» за 4 июля и 21 декабря 2017 г.
3. <http://www.gazprom.ru/press/news/reports/2015/gazprom-wide/>. Интервью председателя правления ПАО «Газпром» В. Маркелова за 5 мая 2015 г.
4. <http://tass.ru/ekonomika/4694183>. Интервью председателя правления ПАО «Газпром» А. Миллера за 1 ноября 2017 г.
5. Илькевич Н. И., Дзюбина Т. В., Калинина Ж. В. Многоуровневое моделирование развития систем газоснабжения. – Новосибирск: Наука, 2014. – 217 с.
6. Надежность систем энергетики и их оборудования: Справочник. Надежность систем газо- и нефтеснабжения. Т. 3. Кн. 2 / Под редакцией М. Г. Сухарева. – М.: Недра, 1994. – 288 с.
7. Основные технические решения по системе магистральных газопроводов «Ямал – Запад». Этап 3. Разработка принципиальных решений по технологической схеме транспорта газа по системе газопроводов «Ямал – Запад» с учетом ее эксплуатации в едином технологическом режиме // Отчет по договору 143.11.11. Министерство



- газовой промышленности. НПО «Союзгазтехнология». ВНИИГАЗ. – М: 1988. – 71 с.
8. Зюзьков В. В. Методы повышения энергоэффективности компрессорных станций при реконструкции магистральных газопроводов. Диссертация на соискание ученой степени к. т. н. Газпром ВНИИГАЗ, Москва, 2011. – 133 с.
  9. СТО Газпром 2-2.1-512-2010. Обеспечение системной надежности транспорта газа и стабильности поставок газа потребителям // Стандарт ПАО «Газпром». АО «Газпром промгаз». – М: Газпром экспо, 2011. – 90 с.

## КЛАССИФИКАЦИЯ СРЕДСТВ ОБЕСПЕЧЕНИЯ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ<sup>1</sup>

Ев. В. Уколова

Закономерности развития электроэнергетических систем (ЭЭС) и изменения их свойств в будущем в большой мере характеризуются трансформацией технологий у потребителей [1]. Происходит рост доли электроприемников с новыми нагрузочными характеристиками, определяемыми новыми устройствами подключения таких электроприемников к системе через блоки «выпрямители плюс стабилизаторы» и «выпрямители плюс инверторы». Имеет место возрастание на предприятиях доли нелинейной и резкопеременной нагрузки [2]. Все в большей мере потребители используют компьютерную и цифровую технику для управления технологическими процессами [3]. Эти факторы, помимо негативного влияния на системы электроснабжения (СЭС) некоторых из них, существенно повышают требования потребителей к надежности их электроснабжения и качеству поставляемой им электроэнергии выше действующих стандартов [4, 5 и др.] и требуют расширения состава средств, обеспечивающих возросшие требования по надежности и качеству. Все это требует упорядочения и классификации новых средств повышения надежности электроснабжения и качества электроэнергии с целью четкого понимания возможностей решения возникающих проблем.

Одним из перспективных направлений решения обсуждаемых проблем является придание системам электроснабжения свойства активности. Понятие активности распределительных электрических сетей в интеллектуальных ЭЭС с использованием инновационных технологий подробно анализируется в [6–11]. В работе [12] на основе обобщения этого анализа активность системы электроснабжения подразумевает использование автоматических средств управления конфигурацией и параметрами системы с целью рационального (оптимального) обеспечения требований экономической эффективности нормальных, ремонтных, послеаварийных и других режимов, надежности электроснабжения потребителей, качества поставляемой потребителям электроэнергии при координации взаимодействия с активными потребителями, имеющими возможности управлять собственным электропотреблением в темпе процесса в зависимости от ценовой ситуации. При этом, в отличие от традиционных средств, реализующих однозначно заданные управляющие воздействия в отношении управления конфигурацией и параметрами СЭС, активные реконфигурация и изменения параметров системы подразумевают адаптацию управляющих воздействий к конкретной текущей ситуации. Примем это определение активной СЭС за основу при последующем рассмотрении проблемы.

Рассмотрим явления, приводящие к снижению качества электрической энергии в электрических сетях систем электроснабжения общего назначения переменного трехфазного и однофазного тока частотой 50 Гц в точках, к которым присоединяются электрические сети, находящиеся в собственности различных потребителей, или приемники электрической энергии [5].

---

<sup>1</sup> Работа относится к проекту Ш.17.4.1 программы фундаментальных исследований СО РАН №АААА-А17-117030310432-9.

*Отклонение частоты* характеризует разность между действительным и номинальным значениями частоты переменного тока в системе электроснабжения и вызывается дисбалансом между вырабатываемой генераторами и потребляемой нагрузками мощностей. Этот фактор актуален для изолированных СЭС.

*Отклонение напряжения* обусловлено изменением потерь напряжения, вызываемых изменением мощностей нагрузок.

Источниками *колебаний напряжения* являются потребители электроэнергии с резкопеременным графиком потребления мощности (особенно реактивной). При быстром возрастании нагрузки происходит резкое увеличение потерь напряжения в ветвях сети, питающих эту нагрузку. В результате внезапно уменьшается напряжение в приемном узле ветви. При резком уменьшении нагрузки происходит уменьшение потерь напряжения и, следовательно, увеличение напряжения в приемном узле ветви.

*Несинусоидальность напряжения* появляется потому, что в кривой напряжения, помимо гармоник основной частоты, имеют место гармоники других высших частот, кратных основной частоте ( $n = 2, 3, 4$ , и т.д.). Гармоники определяются разложением кривой фактического напряжения в ряд Фурье. Причиной возникновения несинусоидальности напряжения является наличие потребителей электроэнергии с нелинейной вольт-амперной характеристикой.

*Несимметрия трехфазной системы напряжений* проявляется в виде напряжений обратной и нулевой последовательностей, меньших по величине соответствующих составляющих напряжения прямой (основной) последовательности. Главной причиной возникновения несимметрии напряжения являются потребители с несимметричным потреблением мощности по фазам. Причиной несимметрии напряжений может быть также несимметрия сопротивлений сети по фазам, однако это обычно устраняется транспозицией фазных проводов.

Далее рассмотрим явления, ухудшающие надежность электроснабжения. Условно можно рассматривать две группы явлений – это перерывы в электроснабжении вследствие отказов элементов электрической сети и крупные аварии с разделением СЭС на острова. В зависимости от вида потребителей перерывы в электроснабжении приводят к различным нежелательным последствиям.

В табл. 1 приведены традиционные и новые средства повышения надежности потребителей для обеих групп рассматриваемых явлений, при этом новые средства дополняют традиционные. В таблице каждому из перечисленных явлений, ухудшающих качество электроэнергии, приводится в соответствие перечень необходимых средств.

*Технические мероприятия* по повышению надежности электроснабжения включают:

- повышение надежности отдельных элементов электрической сети;
- сокращение радиуса действия распределительных электрических сетей, что позволит сократить число повреждений;
- сетевое и местное резервирование;
- коммутационные операции персонала;
- автоматизацию электрических сетей, являющуюся одним из наиболее эффективных средств повышения надежности электроснабжения (автоматическое секционирование сетей, автоматическое повторное включение (АПВ), автоматическое включение резерва);
- восстановление СЭС после крупной аварии, обычно реализуемое при большой доле ручных операций.

Наряду с традиционными, в настоящее время имеются новые средства и мероприятия по обеспечению надежности электрических сетей и качества электроэнергии. К таким новым средствам и мероприятиям относятся, прежде всего, автоматическая реконфигурация сети, управляемые устройства FACTS и управляемые накопители элек-

троэнергии, автоматическое выделение островов и автоматическая их синхронизация. Рассмотрим сначала реконфигурацию электрической сети, учитывая то, что эта процедура выступает в качестве одной из основных в определениях активной электрической сети. А кроме того, она может быть использована для решения различных задач обеспечения надежности электроснабжения потребителей и качества электроэнергии (см. табл. 1).

Распространенными целями автоматической реконфигурации распределительной электрической сети являются минимизация потерь активной мощности [13, 14 и др.], повышение надежности электрической сети [11, 15, 16 и др.] и ряд других. Решались также многокритериальные задачи, в частности, минимизация потерь и обеспечение балансов активной мощности [17], минимизация потерь активной мощности в нормальных режимах и минимизация дефицита активной мощности в послеаварийных режимах [18] и др. Автоматическая реконфигурация распределительной электрической сети может быть также использована для минимизации отклонений напряжения в узлах [19].

Таблица 1

Средства и мероприятия для выполнения необходимых требований по качеству электроэнергии и надежности электроснабжения потребителей

	Явления, ухудшающие ситуацию	Традиционные средства	Новые средства
Качество электроэнергии	Отклонение частоты (изолированная СЭС)	-Отключение нагрузки; -Отключение (регулирование) генераторов;	-Реконфигурация СЭС; -Накопители электроэнергии
	Отклонение напряжения	-АРВ генераторов и синхронных компенсаторов; -Трансформаторы с РПН; -Конденсаторы; -Вольтодобавочные трансформаторы	-Реконфигурация СЭС; -Устройства FACTS; -Накопители электроэнергии
	Колебания напряжения	-АРВ генераторов и синхронных компенсаторов	-Устройства FACTS; -Накопители электроэнергии
	Несинусоидальность напряжения	-Пассивные фильтры	-Активные фильтры; -Накопители электроэнергии
	Несимметрия напряжений	-Транспозиция фаз; -Симметричное подключение электроприемников по фазам; -Нейтралеры; -Трансреакторы и ряд других средств	-Управляемые устройства симметрирования; -Устройства FACTS; -Накопители электроэнергии
Надежность электроснабжения	Простые отказы	-Техническое обслуживание и ремонты электрооборудования; -Резервирование	-Автоматическая реконфигурация СЭС
	Крупные аварии с разделением на острова	-Техническое обслуживание и ремонты электрооборудования с учетом технического состояния; -Резервирование; -Коммутационные операции персонала; -Автоматические операции	-Автоматическая реконфигурация СЭС; -Автоматическая синхронизация островов; -Накопители электроэнергии

Достаточно широкое применение для обеспечения надежности электроснабжения потребителей и качества электроэнергии, как видно из таблицы, могут иметь устройства FACTS [20, 21 и др.] и накопители электрической энергии [22, 23 и др.], имеющие высокоэффективные системы управления. В работе [24] предлагается симметрирующе-компенсирующее устройство, выполняющее две функции – симметриро-

вание нагрузки по фазам и управление реактивной мощностью. Это устройство может быть отнесено к группе устройств FACTS. В [25, 26] рассматривается возможность использования накопителей электроэнергии в качестве симметрирующих устройств, помимо прочих их функций, обеспечиваемых регулированием накопления и выдачи активной мощности и управлением реактивной мощностью.

Таким образом, как следует из изложенного, автоматическая реконфигурация распределительной электрической сети, а также автоматически управляемые устройства FACTS и накопители электрической энергии являются эффективными новыми средствами обеспечения активности распределительной сети с целью удовлетворения возросших требований потребителей к надежности их электроснабжения и качеству поставляемой им электроэнергии. Как видно из таблицы, каждое из этих средств решает несколько различных по смыслу и содержанию задач обеспечения надежности и качества электроснабжения потребителей. Из этого следует, что проблема выбора параметров и размещения каждого из этих средств (например, мест установки управляемых коммутационных аппаратов для реализации операций по реконфигурации сети) является многокритериальной.

## Литература

1. Воропай Н.И., Осак А.Б. Электроэнергетические системы будущего // Энергетическая политика. – 2014. – № 5. – С.60-63.
2. Чумаченко В.В, Вериго А.Р. Обеспечение качества электроэнергии и надежности электроснабжения крупного промышленного предприятия // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2018. – № 2(47). – С. 38-43.
3. Черезов А.В. Целевая модель обеспечения надежности электроснабжения в современном цифровом мире // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2018. – № 2(47). – С. 6-10.
4. Правила устройства электроустановок. – М.: ЗАО «Энергосервис», 2006. – 440 с.
5. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Стандартинформ, 2014. – 36 с.
6. Mc. Donald J. Adaptive intelligent power systems: Active distribution networks // Energy Policy. – 2008. – Vol. 36. – No. 6. – P. 4346-4351.
7. D'Adamo C., Taylor P., Jupe S. e.a. Active distribution networks: General features, present status of implementation and operation practices // Electra. – 2009. – No. 246. – P. 22-39.
8. Celli G., Giani E., Soma G.G., Pilo F. Planning of reliable active distribution systems // CIGRE 2012 Session, Paris, France, August 26-30, 2012. – P. 8.
9. Hidalgo R., Abbey Ch., Joos G. A review of active distribution networks enabling technologies // IEEE PES 2010 General Meeting, Minneapolis, USA, July 25–29, 2010. – P. 9.
10. Воропай Н.И., Стычински З.А., Шушпанов И.Н., Шон Фам Чунг, Суслов К.В. Модель режимной надежности «активных» распределительных электрических сетей // Известия РАН. Энергетика. – 2013. – № 6. – С. 70-79.
11. Дорофеев В.В., Макаров А.А. Активно-адаптивная сеть - новое качество ЕЭС России // Энергоэксперт. – 2009. – № 4. – С. 28-35.
12. Воропай Н.И., Суслов К.В. Задачи обоснования развития «активных» систем электроснабжения // Промышленная энергетика. – 2018. – № 1. – С. 2-6.
13. Голуб И.И., Войтов О.Н., Болоев Е.В, Семенова Л.В. Учет неопределенности информации о значениях нагрузок и генераций при суточной реконфигурации первичной распределительной сети // Методические вопросы исследования надежности

- больших систем энергетики. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2017. – Вып. 68. – С. 401-413.
14. Novoselnik B., Bolfek M., Boskovic M., Baotic M. Electrical power distribution system reconfiguration: Case study of a real-life grid in Croatia // 20<sup>th</sup> IFAC World Congress, Toulouse, France, July 9–14, 2017. – P. 63-68.
  15. Андрикеева С.А., Гельфанд А.М., Дубонос В.Р. и др. Оптимизация использования автоматических пунктов секционирования для повышения надежности распределительной сети и энергоснабжения потребителей // Электрические станции. – 2016. – № 8. – С. 30-34.
  16. Martinez J.A., Guerra G. A Monte Carlo approach for distribution reliability assessment considering time varying load and system reconfiguration // 2013 IEEE PES General Meeting, Vancouver, Canada, July 21–25, 2013. – P. 5.
  17. Baran M.E., Wu F.F. Network reconfiguration of distribution systems for loss reduction and load balancing // IEEE Transactions on Power Delivery. – 1989. – Vol. 4. – No. 2. – P. 1401-1407.
  18. Bat-Undral B., Voropai N.I. Multi-criteria reconfiguration of distribution network with distributed generation // Journal of Electrical and Computer Engineering. – 2012. – Vol. 13. – No. 2. – P. 181-187.
  19. Осак А.Б., Бузина Е.Я. Анализ эффективности автоматических и автоматизированных систем управления в электроэнергетике // Научные труды всероссийской научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи». – Екатеринбург: УрФУ, 2010. – Т. 2. – С. 23-28.
  20. Шакарян Ю.Г., Новиков А.Н., Новиков Н.Л. Устройства управляемых (гибких) систем электропередачи переменного тока (FACTS) и рекомендации по их применению в электроэнергетических системах России // Технологии и технические средства управления режимами электроэнергетических систем. – М.: Инновационное машиностроение, 2018. – С. 317-355.
  21. Zhang X.-P., Rehtanz Ch., Pal B. Flexible AC transmission systems: Modelling and control. – Berlin-Heidelberg: Springer-Verlag, 2006. – 380 p.
  22. Новиков Н.Л. Системные накопители энергии // Инновационная электроэнергетика – 21. – М.: ИЦ «Энергия», 2017. – С. 397-409.
  23. Styczynski Z., Adamek F., Abbey C., Voropai N., e.a. Electric energy storage systems. – Paris: CIGRE, WG C6.15. – 95 p.
  24. Висящев А.Н., Каратаев Б.Н., Тигунцев С.Г., Федосов Д.С. Симметрирование режимов в системах электроснабжения железнодорожной тяги // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2018. – № 1(46). – С. 60-63.
  25. Балувев Д.Ю., Зырянов В.М., Кирьянова Н.Г., Пранкевич Г.А. Методика расчета основных параметров накопителя энергии по экспериментальным нагрузочным диаграммам // Вестник ИрГТУ. – 2018. – Т. 22. – № 5(136). – С. 105-114.
  26. Zobaа A.F. Energy storage technologies and applications. – Rijeka: Intech, 2013. – 328 p.

## РАЗРАБОТКА МОДЕЛИ ИНТЕГРИРОВАННОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ НА ОСНОВЕ КОНЦЕПЦИИ ХАБА<sup>1,2</sup>

Ек.В. Уколова

Использование в системах энергоснабжения технических устройств, позволяющих накапливать и преобразовывать различные виды энергоносителей, наряду с высоко развитыми информационными системами делает актуальным развитие таких технологий, как интегрированные системы энергоснабжения. Применение мульти-энергетических систем позволяет улучшить целый комплекс показателей работы энергетической системы, основными из которых являются: оптимизация графиков нагрузки потребителей, оптимизация режимов генерирующих станций и сетевой инфраструктуры, повышение качества электрической энергии, повышение надежности энергоснабжения. Во многом данные проблемы решает реализация концепции интегрированных энергетических систем, основой которой является понятие энергетического хаба.

Понятие энергетического хаба было впервые введено исследовательской группой под руководством G. Andersson из Швейцарской высшей технической школы Цюриха в рамках проекта Vision of Future Energy Networks [1, 2]. Этот проект был направлен на определение структуры интегрированных систем энергоснабжения в долгосрочной перспективе. Выделяются два основных положения этого проекта: адаптация сети к требованиям потребителей и производителей; необходимость одновременного рассмотрения множества энергоресурсов (электроэнергия, тепло, холод и т.д.).

Энергетический хаб представляет модель комплекса устройств, реализующую взаимодействие между производителями энергоресурсов, транспортной инфраструктурой, с одной стороны, и потребителями – с другой стороны.

Основными функциями хаба являются передача, преобразование и хранение энергоресурсов. В хабе энергоресурсы могут передаваться от входа к выходу без изменения формы (например, электроэнергия) или только с значительным изменением качества (например, трансформация напряжения). Кроме того, энергетические ресурсы могут быть преобразованы из одного вида в другой. Например, ТЭЦ может преобразовать газ в тепло и электроэнергию.

Структура хаба состоит из четырех типов элементов [1, 2]:

1. Входы – потоки энергоресурсов непосредственно от производителей либо из системы транспортной инфраструктуры (ископаемые виды топлива, ветер, солнечная энергия, электроэнергия и т.д.).

2. Преобразователи, отвечающие за видоизменение энергоресурсов либо за изменение физических параметров энергоресурсов (котельная, чиллер, тепловой насос, электрический трансформатор и т.д.).

3. Хранилища (накопители, аккумуляторы), предназначенные для хранения запасов топлива, накопления энергии (например, аккумулятор тепла, накопитель электроэнергии, газовый резервуар, склад угля и т.д.).

---

<sup>1</sup> Работа относится к проекту Ш.17.4.1 программы фундаментальных исследований СО РАН №АААА-А17-117030310432-9.

<sup>2</sup> Исследования выполнены в рамках проекта «Разработка прогноза технологического развития топливно-энергетического комплекса России в контексте мировых трендов до 2030 года»

4. Выходы – потоки энергоресурсов, которые поступают из хаба к потребителям (тепло, холод, электроэнергия и пр.).

Структурная схема энергетического хаба представлена на рис. 1. Она может иметь частную реализацию модели хаба, например, без накопителей, либо лишь по одному виду энергии и др.

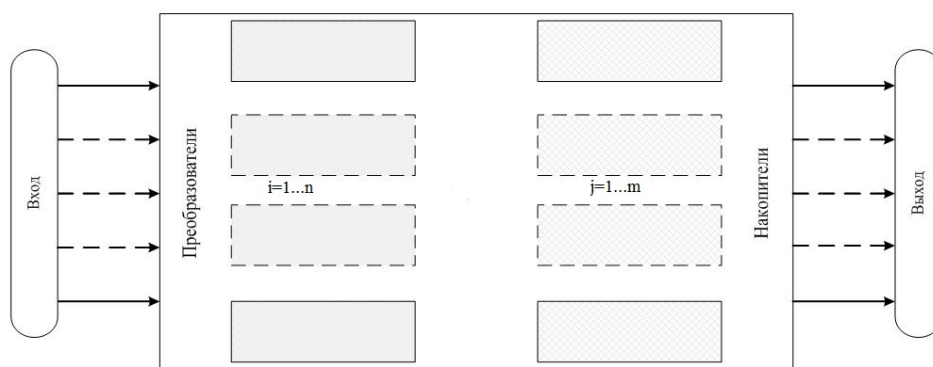


Рис. 1. Структурная схема энергетического хаба;  
 $i$  – число преобразователей;  $j$  - число накопителей

С использованием концепции хаба формируется модель системы энергоснабжения.

Мульти-энергетическая система – это система взаимодействия различных видов энергоресурсов с целью их производства, преобразования, передачи, накопления и потребления, в результате которых каждый поток энергоресурса может рассматриваться комплексно в общей системе и независимо как энергетический хаб.

При разработке функциональной схемы энергетического хаба для анализа работы энергетической системы с разными энергоресурсами и с учетом их взаимного влияния необходимо принимать во внимание следующие факторы [3]:

- виды энергоресурсов (электроэнергия, тепловая энергия, газ и т. п);
- ограничения, накладываемые на потоки энергоресурсов по мощности, расходу, потерям и нелинейности характеристик при передаче и преобразовании энергии;
- приведение различных единиц измерения энергоносителей к единой системе измерения;
- техническая возможность преобразования одного вида энергоресурса в другой;
- особенности технической реализации накопления различных видов энергоресурсов;
- ограничение по времени на поставку энергоресурсов.

Возникает вопрос о функциональном назначении мульти-энергетической системы. В связи с этим рассматриваются следующие аспекты ее применения:

1. Многотарифные режимы потребления в энергетических системах. Из-за того, что потребление энергии в течение суток неравномерно, утром и вечером возникают максимумы потребления электроэнергии, а ночью уровень потребления энергии значительно снижается. Такая неравномерность нагрузок негативно сказывается на работе энергетического оборудования, приводит к увеличению затрат на покупку электроэнергии на оптовом либо розничном рынке электроэнергии, а также к дополнительным издержкам на производство и транспортировку. Применение модели мульти-энергетической системы на основе концепции энергетического хаба позволит выровнять уровень энергопотребления в течение суток и стабилизировать график нагрузок за счет выбора потребителем источника энергии в конкретный период времени.



2. Надежность энергоснабжения с учетом аварийного отключения от тепло- и электроснабжения. Рассмотрение систем электро- и теплоснабжения совместно в составе мульти-энергетической системы значительно повысит надежность системы, что позволит сократить экономические потери, вызванные аварийным отключением одного из каналов энергоснабжения. Частые отключения потребителей, ограничения в потреблении, перерывы в энергоснабжении из-за аварийных отключений дезорганизуют жизнь городов и районов. Применение концепции хаба решает ряд проблем моделирования аварийных ситуаций в системах энергоснабжения.

Для исследования принципов моделирования работы мульти-энергетической системы с целью оптимизации ее функционирования по тем или иным целевым критериям необходимо получить математическую модель энергетического хаба как объекта управления. Алгоритмическая реализация блоков преобразования одного вида энергоресурсов в другой или их накопление основывается на том, что математическое описание входных и выходных характеристик данных устройств с достаточной точностью можно реализовать той или иной системой уравнений, либо системой передаточных функций. Также необходимо учитывать коэффициент преобразования одного вида энергоресурсов в другой. В связи с разницей единиц измерения необходимо привести к единым условным единицам все параметры разных видов энергоресурсов.

Систему уравнений мульти-энергетической системы, состоящей из трех каналов, можно представить следующим образом:

$$\begin{cases} P_1 \cdot k_1 \pm N_1 \pm R_1 = kp_1 \cdot I_1 \\ P_2 \cdot k_2 \pm N_2 \pm R_2 = kp_2 \cdot I_2 \\ P_3 \cdot k_3 \pm N_3 \pm R_3 = kp_3 \cdot I_3 \end{cases},$$

где  $P_1, P_2, P_3$  – потребители по каналам 1, 2, 3;  $k_1, k_2, k_3$  – коэффициенты преобразования на входе;  $N_1, N_2, N_3$  – накопители энергоресурсов;  $R_1, R_2, R_3$  – преобразователи по каналам 1, 2, 3;  $I_1, I_2, I_3$  – источники энергии по каналам 1, 2, 3;  $kp_1, kp_2, kp_3$  – коэффициенты преобразования на выходе.

Исходя из функций, которые будет нести система, соответственно будет меняться и система уравнений.

Например, если  $P_1, N_1 = \text{const}$ , то  $P_2, N_2$  и  $P_3, N_3$  вариативны. Соответственно, накопление и преобразование энергоресурсов будет меняться за счет преобразователей и накопителей энергоресурса  $N_2, N_3, R_2$  и  $R_3$ . Функциональная схема модели мульти-энергетической системы представлена на рис. 2.

По сути, обобщенный энергетический хаб – это разновидность универсального агента в мульти-агентном подходе [3]. Рассмотрим пример мульти-энергетической системы, представленный на рис. 3. Каждый элемент схемы представляет собой энергетический хаб с разным набором функций. Например, теплопровод выполняет функцию передачи, повышающая и понижающая подстанция – преобразование и передача, ТЭЦ – преобразование, накопление и передача и т.д.

На данной схеме видно, что каждый блок системы имеет вход и выход, выполняется преобразование энергоресурса, а также можно предусмотреть накопление энергоресурса, что позволяет сделать вывод, что блоки схемы являются энергетическими хабами, а в целом составляют модель мульти-энергетической системы.

На данный момент уже разработана программа для определения характеристик и оптимальных параметров функционирования мульти-энергетической системы (свидетельство № 2018611255) по трем энергоканалам (электроэнергия, тепловая энергия, газ). Программа позволяет в режиме реального времени управлять энергетическими потоками мульти-энергетической системы, что позволяет рассчитать оптимальные параметры функционирования системы в зависимости от целевых функций, решаемых

данной системой. Это дает возможность получать данные для создания систем управления. Обзор модели представлен в работах [4, 5].

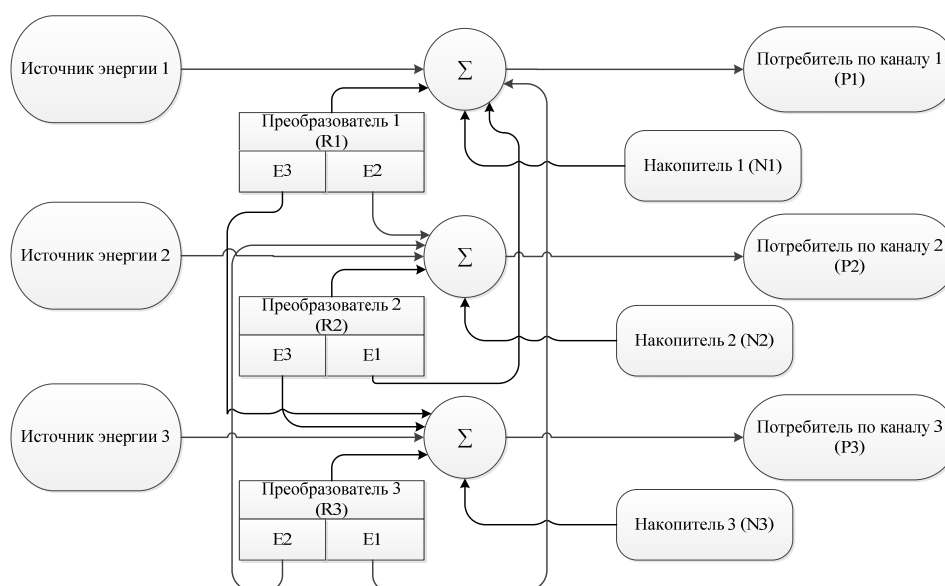


Рис. 2. Функциональная схема модели мульти-энергетической системы; E<sub>1</sub>, E<sub>2</sub>, E<sub>3</sub> – виды энергоресурсов

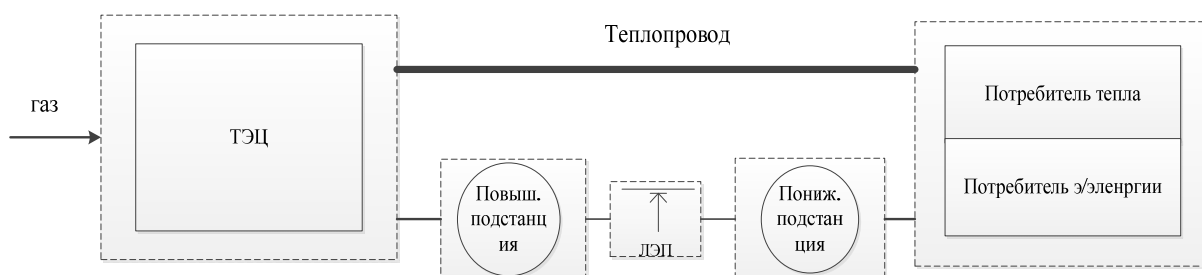


Рис. 3. Пример схемы мульти-энергетической системы

Интеграция новых технологий является залогом развития энергосистемы будущего и включает в себя процессы вовлечения активных потребителей, управления спросом, интеграции ВИЭ, распределенной генерации, микроэнергосистем и систем накопления электроэнергии, а также развитие информационно-коммуникационных технологий.

## Литература

1. Arnold M., Andersson G. Decomposed electricity and natural gas optimal power flow // 16th Power System Computation Conference, Glasgow, Scotland, UK, July 26-30, 2008, 7 p.
2. Geidl M., Andersson G. Optimal power flow of multiple energy carriers // IEEE Transactions on Power Systems. – 2007. – Vol. 22. – No. 1. – P. 145-155.
3. Фурмин А.А. Технические и программные средства систем автоматизации. Телекоммуникационные системы для энергетики // Автоматизация и ИТ в энергетике. – 2017. - № 5(94). – С. 36-38.
4. Герасимов Д.О., Уколова Е.В., Суслов К.В. Развитие мульти-энергетических систем // Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях

- Сибири. Материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием. – Иркутск, ИрНИТУ, 2017. – Т. 2. – С. 82-87.
5. Герасимов Д.О., Суслов К.В., Уколова Е.В. Имитационное моделирование мульти-энергетических систем // Электроэнергетика глазами молодежи – 2017. Материалы VIII Международной научно-технической конференции. – Самара: СамГТУ, 2017. – С. 147-150.

# Научно-технический прогресс в энергетике

## **УСОВЕРШЕНСТВОВАННАЯ МЕТОДИКА ИДЕНТИФИКАЦИИ МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ**

В.Э. Алексеюк

Задачи повышения энергетической и экономической эффективности работы основного теплоэнергетического оборудования на тепловых электрических станциях, без сомнения, является актуальной и заслуживающей внимания. Это следует из того, что теплоэнергетические установки составляют основу электроэнергетики Российской Федерации и потребляют значительную часть добываемого органического топлива и других ресурсов [1].

Современные теплоэнергетические установки, такие как котельные агрегаты и паровые турбины, представляют собой технические системы, обладающие весьма сложными технологическими схемами, разнообразным элементарным составом и режимами функционирования. Ввиду этого основными инструментами исследования теплоэнергетического оборудования являются методы математического моделирования и схемно-параметрической оптимизации.

Стоит отметить, что эффективность работы оборудования напрямую зависит от режимов эксплуатации и его оперативного управления. В [2] отмечается, что для повышения эффективности управления основным оборудованием электростанции оперативному персоналу нужно иметь «обратную связь», другими словами, отслеживать, как изменяются параметры оборудования и его показатели, которые трудно или невозможно измерить (расход сжигаемого топлива, к.п.д. энергоблока, удельный расход топлива и др.) при изменении управляющих воздействий.

Известно, что фактическое состояние теплоэнергетического оборудования ТЭС меняется в ходе эксплуатации. Так, может происходить занос солями проточной части турбины, загрязнение теплообменных поверхностей котла, регенеративных подогревателей и другие изменения, оказывающие влияние на режим работы оборудования. Таким образом, при оперативном управлении режимами работы станции важной является задача оценивания состояния основного теплоэнергетического оборудования [3].

В данной работе в качестве исследуемого был выбран современный энергоблок, установленный на Харанорской ГРЭС (п. Ясногорск, Забайкальский край). В его состав входит паровая турбоустановка К-225-12,8-3Р с промежуточным перегревом пара мощностью 225 МВт и котельный агрегат высокого давления ЕП-630-13,8-565 БТ паропроизводительностью 630 т/ч. Более подробное описание технологических схем и математических моделей турбоустановки и котельного агрегата приводится в статьях автора [9, 10].

Математическая модель энергоблока была построена автором с помощью программно-вычислительного комплекса, разработанного в ИСЭМ СО РАН, «Система машинного построения программ» [1]. Расчетная схема энергоблока состоит из 100 элементов и 169 связей между ними. Полученная математическая модель содержит 1154 информационно-входных, 1420 информационно-выходных параметров, из которых 40 параметров являются итерационно-вычисляемыми и требуют задания начального приближения.

Данная работа является продолжением работ ИСЭМ СО РАН по идентификации математических моделей основного теплоэнергетического оборудования ТЭС. Ранее были сформулированы задачи оптимизации и проведены расчеты ряда котло- и турбоагрегатов [1–6]. Подобные задачи решаются и для электроэнергетического оборудования. В [7] приводятся статистические методы оценивания состояния электроэнергетических систем, а [8] описывает алгоритмы и примеры решения линеаризованных задач оценивания состояния электроэнергетической системы.

В составе ПВК ранее был разработан ряд методик идентификации математических моделей энергетического оборудования по результатам замеров параметров (расходов, температур, давлений и др.) в различных точках технологических схем паровых котлов и турбин, выполненных во время испытаний исследуемого оборудования в нескольких режимах работы [2, 3, 5]. Данные методики позволяют настроить коэффициенты математической модели таким образом, чтобы результаты, получаемые с помощью математической модели, как можно более точно соответствовали фактическому состоянию оборудования, что обеспечивает обоснованность оптимизационных решений.

При использовании этих методик автором были обнаружены присущие им недостатки, которые не позволили успешно решить задачу идентификации исследуемого оборудования. Во-первых, задача идентификации решается успешно, когда среди замеренных параметров отсутствуют грубые ошибки измерения. Но если среди замеров присутствуют «плохие» с грубыми ошибками измерения в каком-либо из рассматриваемых режимов работы, то данные ошибки перераспределяются между различными замеряемыми параметрами в одном режиме работы и, что важнее, между различными режимами. Такое перераспределение не позволяет однозначно определить ошибочный замер и приводит к неверным решениям. Во-вторых, вышеизложенные методики не учитывают погрешности непосредственно самой математической модели исследуемого оборудования. Модели основного теплоэнергетического оборудования ТЭС основаны на нормативных методах расчета и не всегда описывают реальные процессы с достаточной точностью. Это вносит дополнительные погрешности, которые должны быть учтены при решении задачи идентификации.

В работе автора [11] предлагалось усовершенствовать существующие методики идентификации. Суть идеи заключается в следующем: на основе существующих методик идентификации математических моделей разработать новую, комплексную методику, состоящую из 3 этапов, для решения вышеизложенных проблем и повышения точности решения задачи идентификации математических моделей.

Состав параметров математической модели задачи идентификации можно условно разделить следующим образом: параметры, замеряемые на установке и являющиеся информационно-входными для математической модели,  $x_z$ ; замеряемые параметры, являющиеся информационно-выходными для математической модели,  $y_z$ , и параметры, которые не замеряются на реальной установке, но являются информационно-входными для модели,  $x_n$ . Состав массива настраиваемых коэффициентов  $\theta$  математической модели подбирается индивидуально для каждой модели. Они необходимы для влияния на физические процессы, происходящие в элементах математической модели. Обычно используются такие параметры как коэффициенты тепловой эффективности поверхностей теплообмена котла, гидравлические сопротивления теплообменников, внутренние относительные коэффициенты отсеков турбины и др.

На первом этапе решения задачи идентификации предлагается выявлять и исключать из дальнейшего расчета неточные замеры параметров. Неточными являются значения тех измеренных параметров, которые находятся за пределами заявленной точности средств измерений, использованных во время испытаний. Для выявления таких замеров автором предлагается решать задачу минимизации коэффициента  $\psi$  для каждого

из рассматриваемых режимов работы оборудования по отдельности. Коэффициент  $\psi$  соответствует модулю максимального относительного отклонения среди измеряемых параметров. Математическая постановка первого этапа идентификации имеет следующий вид:

$$\min_{x_H^i, x_3^i, \theta, \psi} \psi \quad (1)$$

при условиях

$$H(y, x_H, x_3, \theta) = 0; \quad (2)$$

$$G(y, x_H, x_3, \theta) \geq 0; \quad (3)$$

$$x_{3j} - \psi \cdot \sqrt{\sigma_{xj}^2} \leq \bar{x}_{3j} \leq x_{3j} + \psi \cdot \sqrt{\sigma_{xj}^2}; \quad (4)$$

$$y_{3k} - \psi \cdot \sqrt{\sigma_{yk}^2} \leq \bar{y}_{3k} \leq y_{3k} + \psi \cdot \sqrt{\sigma_{yk}^2}, \quad (5)$$

где  $H$  – функция ограничений-равенств, включающая в себя все уравнения математической модели и входящих в ее состав элементов;  $G$  – функция ограничений-неравенств, учитывающая физические и режимные ограничения на работу реального оборудования;  $\psi$  – коэффициент, равный модулю максимального относительного отклонения параметров (с верхней чертой – параметры, рассчитываемые с помощью математической модели, без черты – параметры, полученные при измерении на реальном оборудовании);  $\sigma_x^2$ ,  $\sigma_y^2$  – дисперсия погрешности замера соответственно вектора  $x_3$  и вектора  $y_3$ .

Указанные выше дисперсии погрешностей замеров определяются в соответствии с изложенным в [7] подходом из выражения

$$\sigma^2 = \left( \frac{XB \cdot \alpha}{3 \cdot 100} \right)^2, \quad (6)$$

где  $XB$  – верхний предел измерения прибора;  $\alpha$  – класс точности прибора (в %).

Для определения ошибочных замеров необходимо найти активные ограничения на отклонение значения измеряемого параметра от вычисляемого. Значение замера, входящего в это ограничение, может быть помечено как ошибочное и быть исключенным из дальнейшего рассмотрения. Как показали исследования, такой подход позволяет более эффективно находить ошибки измерения и минимизирует перераспределение ошибочных измерений между параметрами в различных режимах.

На втором этапе усовершенствованной методики идентификации математическая модель исследуемого оборудования проверяется на предмет ошибок моделирования. Постановка оптимизационной задачи подобна задаче, выполняемой на первом этапе, за исключением того, что она решается для всех рассматриваемых режимов совместно.

Как выяснилось, решение данной задачи позволяет выявить некорректное описание математической моделью процессов, протекающих в энергоустановке. Если в результате решения имеются параметры, отклонение которых от замеров в разных режимах работы оборудования значительно отличается, то это говорит об отсутствии необходимого коэффициента в списке уточняемых или свидетельствует о неточности построения самой математической модели. Или может потребоваться учесть незначительные потоки теплоносителей, которыми пренебрегли на этапе построения математической модели исследуемого оборудования.

На третьем этапе идентификации математической модели решается оптимизационная задача, которая имеет следующий вид:

$$\min_{x_H^i, x_3^i, \theta} f(y^i, x_H^i, x_3^i, \theta) \quad (7)$$

при условиях

$$H(y^i, x_H^i, x_3^i, \theta) = 0; \quad (8)$$

$$G(y^i, x_H^i, x_3^i, \theta) \geq 0; \quad (9)$$

$$x_{3j}^i - \psi \cdot \sqrt{\sigma_{xj}^2} \leq \overline{x_{3j}^i} \leq x_{3j}^i + \psi \cdot \sqrt{\sigma_{xj}^2}; \quad (10)$$

$$y_{3k}^i - \psi \cdot \sqrt{\sigma_{yk}^2} \leq \overline{y_{3k}^i} \leq y_{3k}^i + \psi \cdot \sqrt{\sigma_{yk}^2}; \quad (11)$$

$$f = \sum_{i=1}^R \left[ \sum_{j=1}^N \frac{(x_{3j}^i - \overline{x_{3j}^i})^2}{\sigma_{xj}^2} + \sum_{k=1}^M \frac{(y_{3k}^i - \overline{y_{3k}^i})^2}{\sigma_{yk}^2} \right], \quad (12)$$

где  $f$  – целевая функция, учитывающая отклонения всех измеряемых параметров, рассчитываемых с помощью математической модели (с верхней чертой) от замеров, полученных на реальном оборудовании (без черты) с учетом точности средств измерения, используемых во время испытаний исследуемого оборудования;  $R$  – количество рассчитываемых режимов;  $N$  – размерность векторов  $x_3$ ;  $M$  – размерность векторов  $y_3$ .

В настоящей работе приводятся результаты расчетов, выполненных с помощью разработанной автором усовершенствованной методики идентификации математической модели теплоэнергетического оборудования применительно к существующему энергоблоку, описанному выше.

Необходимые для идентификации математической модели значения измеряемых параметров в контрольных точках схемы были взяты из предоставленного инженерным персоналом электростанции выгрузки показаний датчиков. Класс точности использованных средств измерения составляет: для приборов, измеряющих давление – 1%, температуры – 2%, расхода – 1,5%. Для расчетов были отобраны несколько режимов работы энергоблока, в одном из которых выполнялось байпасирование питательной воды мимо группы подогревателей высокого давления в турбине. Каждый режим содержит 55 замеренных значений параметров в различных точках технологической схемы.

На первом этапе решения задачи идентификации выполнялась минимизация коэффициента  $\psi$ . Для каждого из режимов по отдельности была сформирована оптимизационная задача, в которой количество оптимизируемых параметров составило 67, а суммарное количество ограничений-неравенств – 234. Минимизируемый коэффициент  $\psi$  значительно превышал пороговое значение, равное трем.

На данном этапе были выявлены 3 замера в двух режимах, значения которых содержали грубые погрешности измерений. В табл. 1 эти параметры находятся под номерами 6 и 13, причем давление пара на входе в 6 отсек (параметр 6) был исключен из расчета в двух режимах, а температура пара на выходе из 3 отсека (параметр 13) только в одном режиме.

Для доказательства обоснованности исключения параметра 13 можно привести  $h,s$ -диаграмму процесса расширения в первых пяти отсеках для двух режимов, построенную по замеренным значениям параметров. Диаграммы изображены на рис. 1. Цифры на графике указывают на номер отсека турбины, на выходе из которого замерялась температура. Очевидно, что термодинамически невозможно получить внутренний относительный к.п.д. отсека турбины больше единицы (наклон в сторону уменьшения энтропии). Следовательно, данный замер во втором режиме является неточным и его следует исключить из дальнейших расчетов.

Подобным образом был проверен параметр 6 (давление пара на входе в 6 отсек), который соответствует давлению пара отбора на подогреватель ПНД-3. Судя по замерам, для обоих режимов он составляет примерно 2,6 кгс/см<sup>2</sup>. При данном давлении температура насыщения составляет 128 °С. Если обратить внимание на параметр 24 (температура воды на выходе из ПНД-3), видно, что данный замер равен около 140 °С. Очевидно, что невозможно нагреть питательную воду, проходящую через данный регенеративный подогреватель выше температуры насыщения при данном давлении. Следовательно, необходимо исключить этот параметр из дальнейших расчетов.



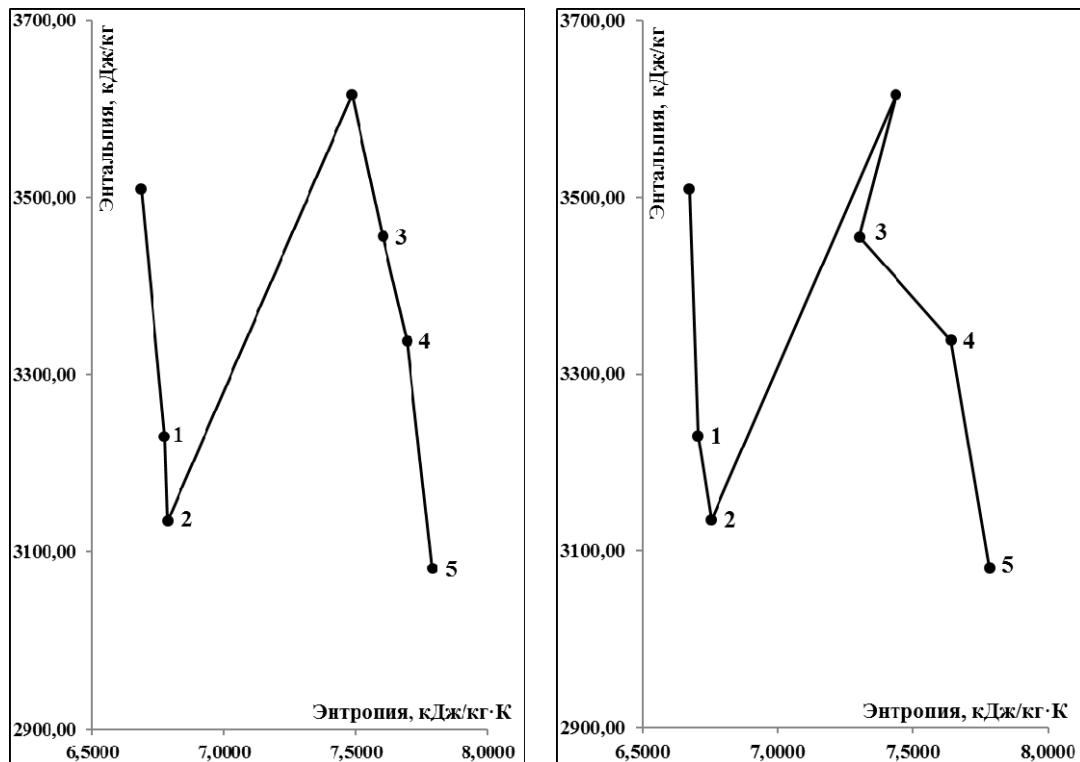


Рис. 1. Процессы расширения пара в первых отсеках турбины в  $h,s$ -диаграмме (слева первый режим, справа – второй)

После исключения неточных измерений, на втором этапе решения задачи идентификации математическая модель исследуемого энергоблока была проверена на предмет ошибок моделирования. Постановка оптимизационной задачи подобна задаче, выполняемой на первом этапе, за исключением того, что она решалась для всех рассматриваемых режимов совместно. Количество оптимизируемых параметров этой задачи составило 82, а суммарное количество ограничений-неравенств – 605.

На данном этапе была апробирована оригинальная идея учета влияния изменения мощности турбины (или расхода пара на входе в турбину) на эффективность ее отсеков. Известно, что внутренний относительный к.п.д. отсеков турбины не является постоянной величиной, но меняет свое значение в зависимости от нагрузки турбины. Так, в режимах работы близким к номинальным он будет выше, чем в режимах с более высокой или низкой нагрузкой.

Отсек турбины представляет собой группу ступеней между отборами пара. Математическая модель отсека турбины состоит из нескольких уравнений. Основными расчетными параметрами для отсека являются: давление пара на входе  $P_1$ , энтальпия пара на выходе  $H_2$  и вырабатываемая отсеком механическая мощность  $N_M$ .

Давление  $P_1$  определяется по известной формуле Стодоль-Флюгеля:

$$P_1 = \sqrt{\frac{G^2 \cdot \bar{P}_1 \cdot \bar{V}_1 \cdot (P_1^2 - P_2^2)}{\bar{G}^2 \cdot \bar{P}_1 \cdot \bar{V}_1} + P_2^2}, \quad (13)$$

где  $P$  – давление пара;  $G$  – расход пара через отсек;  $V$  – удельный объем пара. В данной формуле индекс 1 указывает на значения параметров на входе в отсек, а индекс 2 – на выходе. Параметры пара в номинальном (или в каком-либо характерном) режиме обозначаются чертой над ними.

Энтальпия  $H_2$  определяется через идеальный теплоперепад с учетом внутреннего относительного к.п.д. цилиндра турбины:

$$H_2 = H_1 - (H_1 - H_2^*) \cdot \eta_i, \quad (14)$$

где  $H_1$  – энтальпия пара перед отсеком;  $H_2^*$  – энтальпия пара в конце идеального расширения до давления  $P_2$ ;  $\eta_i$  – внутренний относительный к.п.д. В отсеках турбины, в которых образуется влажный пар, также учитывается влияние степени влажности пара на снижение эффективности отсека.

Механическая мощность определяется по формуле:

$$N_M = G \cdot (H_1 - H_2) \cdot \eta_m, \quad (15)$$

где  $\eta_m$  – механический к.п.д. отсека.

В отличие от всех предыдущих работ оптимизируемые внутренние относительные коэффициенты эффективности отсеков турбины были заменены квадратичными функциями, где в качестве переменной выступало отношение фактического расхода пара через отсек ( $G$ ) к номинальному расходу ( $\bar{G}$ ):

$$\eta_i = A \cdot \left(\frac{G}{\bar{G}}\right)^2 + B \cdot \left(\frac{G}{\bar{G}}\right) + C. \quad (16)$$

Коэффициенты  $A$ ,  $B$ ,  $C$  уравнения (16) являются общими для каждого из цилиндров турбины (ЦВД, ЦСД, ЦНД), но коэффициенты  $\eta_i$  определяются для каждого отсека в зависимости от нагрузки турбины в разных режимах работы.

Пример полученной зависимости внутренних относительных к.п.д. двух первых отсеков турбоустановки от её нагрузки приведен на рис. 2.

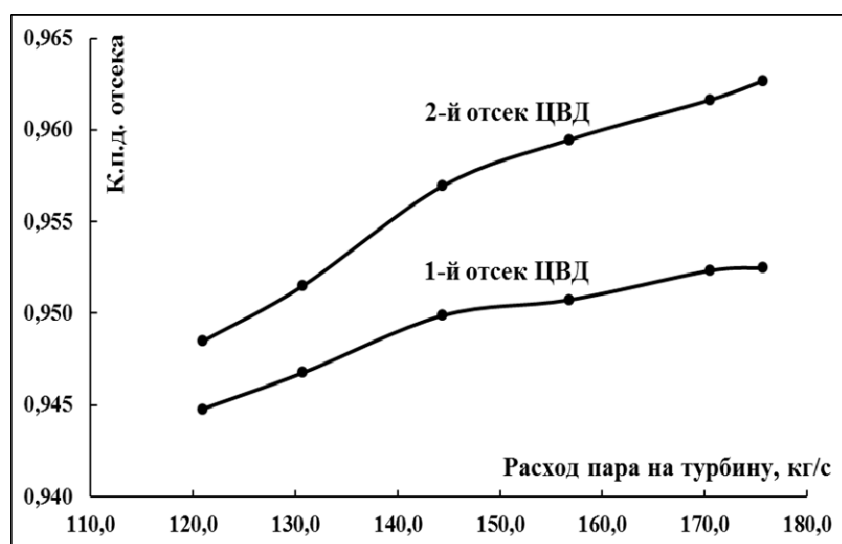


Рис. 2. Зависимость внутренних относительных к.п.д. двух первых отсеков турбоустановки от её нагрузки

Более того, расчеты, выполненные на втором этапе идентификации, показали, что некоторые расчётные параметры в деаэраторе заметно отклонялись от замеров. В связи с этим было принято решение изменить математическую модель данного элемента. Оптимизируемый коэффициент дросселирования пара в деаэраторе был заменен квадратичной функцией вида  $k_d = A \cdot x^2 + B \cdot x + C$ , где  $x$  – расход острого пара на входе в турбину, характеризующий мощность турбины;  $A$ ,  $B$ ,  $C$  – новые оптимизируемые коэффициенты. Такое изменение позволило настроить математическую модель деаэратора с учетом влияния изменения мощности турбины в различных режимах работы, что несколько улучшило точность идентификации модели энергоблока.

Вышеизложенные изменения, выполненные на втором этапе решения задачи идентификации, позволили минимизировать целевую функцию (коэффициент  $\psi$ ) до значения 3,81, что немного превышает пороговое значение, но является допустимым.

На третьем этапе идентификации была решена оптимизационная задача (уравнения (7)-(12)). Количество оптимизируемых параметров данной задачи составило 81, а суммарное количество ограничений-неравенств – 605. Следует отметить, что минимизируемый на первом и втором этапе идентификации коэффициент  $\psi$  был исключен из списка оптимизируемых и был зафиксирован. Третий этап идентификации необходим, чтобы добиться максимально возможного сближения работы реального оборудования и расчетов математической модели. Целевая функция (12) в отличие от коэффициента  $\psi$  представляет собой сумму квадратов относительных невязок параметров во всех рассматриваемых режимах работы оборудования. Соответственно, на третьем этапе можно добиться снижения всех относительных невязок измеряемых параметров, а не только максимальной невязки, как на первом и втором этапах.

Результаты расчета, замеры параметров и значение коэффициента  $\psi$ , характеризующего точность расчета, для двух из рассматриваемых режимов работы энергоблока приведены в табл. 1. Сверху приводится значение, рассчитанное с помощью настроенной математической модели, снизу – замеры, произведенные на реальном энергоблоке.

Таблица 1

Результаты расчета и замеры параметров для двух режимов работы энергоблока

№	Название параметра, единица измерения	1	$\psi$	2	$\psi$
		режим		режим	
1	Давление пара на входе в 1 отсек, кгс/см <sup>2</sup>	123,59	0,69	113,78	1,78
		123,01		112,3	
2	Давление пара на входе в 2 отсек, кгс/см <sup>2</sup>	43,4	3,02	43,82	3,52
		42,75		43,06	
3	Давление пара на входе в 3 отсек, кгс/см <sup>2</sup>	26,65	3,56	28,29	2,34
		27,13		28,61	
4	Давление пара на входе в 4 отсек, кгс/см <sup>2</sup>	13,51	0,59	14,79	2,74
		13,56		15,02	
5	Давление пара на входе в 5 отсек, кгс/см <sup>2</sup>	7,92	3,73	8,63	2,42
		7,8		8,55	
6	Давление пара на входе в 6 отсек, кгс/см <sup>2</sup>	3,36	-	3,59	-
		-		-	
7	Давление пара на входе в 7 отсек, кгс/см <sup>2</sup>	0,87	-	0,93	-
		-		-	
8	Давление пара на входе в 8 отсек, кгс/см <sup>2</sup>	0,69	-	0,73	-
		-		-	
9	Давление пара на входе в 9 отсек, кгс/см <sup>2</sup>	0,32	-	0,34	-
		-		-	
10	Давление пара на входе в конденсатор, кгс/см <sup>2</sup>	0,039	0,44	0,033	1,99
		0,04		0,04	
11	Температура пара на выходе из 1 отсека, °С	399,8	1,58	397,7	1,54
		408,2		389,5	
12	Температура пара на выходе из 2 отсека, °С	342,6	3,63	347,6	2,21
		357,1		356,4	
13	Температура пара на выходе из 3 отсека, °С	484,6	1,18	481,9	-
		490,9		-	
14	Температура пара на выходе из 4 отсека, °С	417,8	3,81	414,5	3,77
		433		429,6	
15	Температура пара на выходе из 5 отсека, °С	320,2	3,75	315,2	3,8
		305,2		300	
16	Температура пара на выходе из 6 отсека, °С	187,6	3,34	183,5	2,46
		178,7		177	
17	Температура пара на выходе из 7 отсека, °С	164,5	3,45	160,5	2,24
		155,3		154,5	
18	Температура пара на выходе из 8 отсека, °С	96,1	-	92,3	-
		-		-	
19	Температура пара на выходе из 9 отсека, °С	28	0,68	25,5	0,94
		-		-	

		27,1		24,3	
20	Температура охл. воды на выходе из конденсатора, °С	19,7 21,5	2,73	16,5 17,4	1,34
21	Температура конденсата на выходе из конденсатора, °С	26,5 28,3	2,7	23,1 25,4	3,4
22	Температура воды на выходе из ПНД-1, °С	52,8 49,6	2,4	51,8 47,3	3,39
23	Температура воды на выходе из ПНД-2, °С	88,7 93,8	3,8	90,4 95,3	3,7
24	Температура воды на выходе из ПНД-3, °С	133,7 138,8	3,81	136,2 140,5	3,24
25	Температура воды на выходе из деаэрата, °С	161,6 165,1	2,61	160,2 165,1	3,68
26	Температура воды на выходе из ПВД-4, °С	191,2 197,7	3,28	- -	1,55
27	Температура воды на выходе из ПВД-5, °С	228,8 235,8	3,5	- -	1,55
28	Температура воды на выходе из ПВД-6, °С	253 260,6	3,79	- -	1,55
29	Электрическая мощность на генераторе, МВт	224,31 224,93	1,49	225,02 225,45	1,04
30	Температура воды на выходе из охлад-ля конденсата, °С	262,2 267,4	2,6	217,6 210,1	3,74
31	Температура воды на выходе из ВЭК, °С	329 330	0,37	305,2 306,8	0,61
32	Давление пара на выходе из барабана, кгс/см <sup>2</sup>	163,62 166,55	3,51	149,36 146,59	3,32
33	Температура пара на входе в РПП, °С	358,4 360,6	3,79	362,9 368,8	1,76
34	Температура пара на выходе из РПП, °С	428,4 439,6	3,35	507,5 519,8	3,68
35	Температура пара после 1 впрыска, °С	415 408,4	1,65	422,2 409,3	3,22
36	Температура пара на выходе из СШП-1, °С	455,2 458,8	0,91	479,6 475	1,15
37	Температура пара на выходе из КШП-1, °С	494,3 490,8	0,88	533,4 528,4	1,26
38	Температура пара после 2 впрыска, °С	484,1 476,2	1,97	465,7 451,6	3,53
39	Температура пара на выходе из СШП-2, °С	489,7 497,6	1,98	472,8 474,4	0,39
40	Температура пара на выходе из КШП-2, °С	506,4 511,3	1,22	493,4 496,6	0,8
41	Температура пара после 3 впрыска, °С	502,7 505	0,58	474,6 460,9	3,4 3
42	Температура пара на выходе из КПП, °С	568,2 561	1,8	550,8 539,6	2,8
43	Температура пара на выходе из ВТ-1, °С	468,6 482,1	3,37	469,1 482,5	3,3 4
44	Температура пара после впрыска НД, °С	416,5 405,3	2,81	416,7 406,8	2,4 7
45	Температура пара на выходе из ВТ-2, °С	527,9 512,7	3,8	520,3 514,2	1,5 4
46	Температура пара на выходе из ВТ-3, °С	579,4 569	2,6	571,5 560,5	2,7 5
47	Температура воды на выходе из ВЭК НД, °С	112,2 107,6	3,47	109,9 106,4	2,6 4
48	Температура газов на выходе из ТВП-1, К	144,9 158,3	3,35	146,7 141,9	1,2 1
49	Температура воздуха на выходе из ТВП-2, К	316,2	3,07	299	0,3

		328,5		297,6	3
50	Расход пара на выходе из котла, кг/с	162,8 174,4	0,86	149,4 160	0,7 9
51	Расход конденсата на выходе из конденсатора, кг/с	125,2 150,2	1,87	134,1 152,8	1,4 1
52	Температура охлад. воды на входе в конденсатор, °С	13,4 13,7	0,8	9,7 8,6	3,3 2
53	Расход охлад. воды на входе в конденсатор, кг/с	10419 10304	1,54	10191 10198	0,1
54	Температура подпиточной воды ХОВ, °С	29,9 29,9	0,01	29,8 29,8	0,0 8
55	Температура воздуха на входе в ТВП-1, °С	47,2 46,9	0,1	61,6 50,9	3,2 3

Можно заметить, что в табл. 1 отсутствуют замеры некоторых параметров. Это связано с тем, что среди предоставленных персоналом станции выгрузках параметров данные замеры отсутствуют. Кроме того, на втором этапе решения задачи идентификации был исключен из рассмотрения ряд замеров. Коэффициент  $\psi$ , кроме всего прочего, характеризует точность, с которой какой-либо из расчетных параметров соответствует замеру: чем он меньше, тем более точно, с учетом класса точности и шкалы датчиков, они совпадают. После завершения идентификации настраиваемые коэффициенты математической модели  $\theta$  фиксируются и не подлежат дальнейшим изменениям.

Идентификация математической модели исследуемого оборудования, кроме всего прочего, позволяет решать ряд важных эксплуатационных задач: например, оценивать состояние теплоэнергетического оборудования или выполнять расчеты по схемно-параметрической оптимизации режимов работы исследуемого оборудования ТЭС с целью повышения эффективности его работы.

В качестве примера можно привести оптимизационный расчет, выполненный на идентифицированной математической модели энергоблока. В качестве целевой функции был выбран расход сжигаемого в котельном агрегате топлива. Массив ограничений-неравенств состоял как из физических ограничений (на температуру металла труб, механическое напряжение металла, неотрицательность расходов пара и др.), так и режимных ограничений (температура первичного и вторичного пара, давление в конденсаторе, мощность турбины). В табл. 2 приведены значения оптимизируемых в выполняемом расчете параметров (строки 1-9), а также значения эффективности работы энергоблока (строки 10-13) в одном из рассматриваемых выше режимах и в оптимальном режиме, полученном в результате оптимизационного расчета.

Таблица 2

Пример оптимизации режима работы исследуемого энергоблока

№	Название параметра, единица измерения	Реальный	Оптимальный
1	Расход сжигаемого в котле топлива, кг/с	34,22	33,38
2	Коэффициент избытка воздуха в топке котла	1,31	1,205
3	Уменьшение энтальпии в 1-м впрыске, ккал/кг	8,54	1,27
4	Уменьшение энтальпии во 2-м впрыске, ккал/кг	7,29	0,37
5	Уменьшение энтальпии в 3-м впрыске, ккал/кг	2,54	2,45
6	Уменьшение энтальпии во впрыске НД, ккал/кг	27,93	3,61
7	Напор питательного насоса, кгс/см <sup>2</sup>	168,95	179,11
8	Соппротивление задвижки проходящего через ВТ-1 пара, кгс/см <sup>2</sup>	0,673	0,31
9	Расход охлаждающей воды на входе в конденсатор, кг/с	10419	9825

10	Удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии (брутто), г у.т./кВт·ч	305,01	297,89
11	Удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии (нетто), г у.т./кВт·ч	333,39	319,86
12	К.п.д. энергоблока брутто	40,28	41,24
13	К.п.д. энергоблока нетто	36,85	38,41

Как видно из таблицы, влияя на режимные параметры энергоблока, можно добиться заметного снижения количества топлива, сжигаемого в котельном агрегате, при той же выработке электроэнергии, что несколько повышает эффективность работы данного энергоблока.

Таким образом, приведенные в настоящей статье расчеты позволили апробировать усовершенствованную автором комплексную методику идентификации математических моделей теплоэнергетического оборудования, которая позволяет более эффективно выявлять грубые погрешности измерений контрольных параметров, оценивать корректность построения математической модели теплоэнергетического оборудования и повысить точность решения задачи идентификации.

Более того, в статье была приведена оригинальная методика учета влияния нагрузки турбоустановки на внутренние относительные коэффициенты отсеков турбины, которую можно применять и для других настраиваемых коэффициентов математической модели, нелинейно зависящих от режима работы оборудования.

## Литература

1. Оптимизационные исследования энергетических установок и комплексов / Под ред. А.М. Клера, Э.А. Тюриной. – Новосибирск: Академическое изд-во «Гео», 2016. – 298 с.
2. Клер А.М., Максимов А.С., Степанова Е.Л., Жарков П.В. Оперативная оценка состояния основного оборудования ТЭС // Электрические станции. – 2011. – № 4. – С. 2-7.
3. Клер А.М., Максимов А.С., Степанова Е.Л. и др. Оптимизация режимов работы ТЭС с учетом реального состояния основного оборудования // Теплоэнергетика. – 2009. – № 6. – С. 50-54.
4. Клер А.М., Степанова Е.Л., Максимов А.С. Оптимизация режимов работы ТЭС с использованием быстродействующих математических моделей теплофикационных паровых турбин // Теплофизика и аэромеханика. – 2006. – Т. 13. – № 1. – С. 159-167.
5. Клер А.М., Деканова Н.П., Михеев А.В. Численные методы диагностики оборудования ТЭС // Теплофизика и аэромеханика. – 2000. – Т. 7. – № 3. – С. 443-450.
6. Клер А.М., Деканова Н.П., Скрипкин С.К. и др. Математическое моделирование и оптимизация в задачах оперативного управления тепловыми электростанциями. – Новосибирск: Наука. Сиб. предприятие РАН, 1997. – 120 с.
7. Гамм А.З. Статистические методы оценивания состояния электроэнергетических систем. – М.: Наука, 1976. – 220 с.
8. Гурина Л.А., Зоркальцев В.И., Колосок И.Н. и др. Оценивание состояния электроэнергетической системы: алгоритмы и примеры решения линеаризованных задач. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2016. – 37 с.
9. Алексеюк В.Э., Максимов А.С. Идентификация математической модели конденсационной турбоустановки по результатам испытаний // Материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием «Повышение эф-

- фективности производства и использования энергии в условиях Сибири» 24–27 апреля 2017. – Иркутск: Изд-во ИрННТУ, 2017. – С. 284-288.
10. Алексеюк В.Э. Разработка математической модели котлоагрегата ТПЕ-216М с применением метода Ньютона // Материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием «Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири» 19–22 апреля 2016. – Иркутск: Изд-во ИрННТУ, 2016. – С. 324-328.
  11. Алексеюк В.Э. Усовершенствование методики идентификации математических моделей по результатам испытаний на примере конденсационной турбоустановки // Системные исследования в энергетике: труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2017. – Вып.47. – С. 42-55.

## ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ДЕЙСТВУЮЩЕГО ЭНЕРГОБЛОКА ДЛЯ МОДЕРНИЗАЦИИ ЕГО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ

Ф.В. Забуга

Современные экономические условия, ужесточение требований в области охраны окружающей среды способствуют поиску решений, повышающих энергетическую и экономическую эффективность при эксплуатации действующих теплоэнергетических установок (ТЭУ), входящих в состав тепловых электрических станций (ТЭС).

Стоимость проектирования, изготовления, строительства современных ТЭС и ТЭУ весьма значительна. Это затрудняет как аналитические, так и экспериментальные исследования. В силу указанных обстоятельств основными инструментами их исследования служат методы математического моделирования и оптимизации с применением современных программно-вычислительных комплексов. Наравне с проектными исследованиями, весьма актуальными являются исследования с использованием математических моделей действующего основного оборудования электростанций с целью повышения эффективности его работы [1].

Все исследования и расчеты, описанные в настоящей статье, выполнялись на математической модели конденсационного дубль блока, входящего в состав ТЭЦ-10 ПАО «Иркутскэнерго». Подробная математическая модель энергоблока была построена автором с помощью разработанного в ИСЭМ СО РАН программно-вычислительного комплекса «Система машинного построения программ» [1]. Расчётная схема энергоблока включает 121 элемент и 198 связей между ними. Полученная математическая модель содержит 1297 информационно-входных, 1457 информационно-выходных параметров, из которых 51 параметр является итерационно-вычисляемым и требует задания начального приближения.

Одним из примеров использования математической модели энергоблока при решении производственных задач и повышения экономичности его работы является исследование проблемы сброса потоков горячего дренажа и пара линий прогрева паропроводов в конденсатор паровой турбины. Эта проблема не является особенностью оборудования данной станции. Суть проблемы заключается в безвозвратной потере тепла потоков дренажа с охлаждающей водой и, как следствие, снижении экономичности работы оборудования. Учитывая то, что расходы данных потоков дренажа незначительны, дать корректную оценку без использования математической модели весьма затруднительно.

Первым шагом в этом направлении было предложение о переводе дренажей ряда подогревателей низкого давления из конденсатора на входной патрубок сливного насоса с целью снижения потерь тепла с охлаждающей водой в конденсаторе и использования ее в цикле. В результате расчета полученной математической модели турбины, ранее разработанной автором [2], при номинальном режиме работы были выявлены предположительно неэффективные потоки горячего дренажа, выходящего из холодильников основного эжектора и эжектора уплотнений. Результаты расчета значений температур потоков дренажей для подогревателей низкого давления приведены в табл. 1. В действующей технологической схеме потоки дренажей холодильников напрямую заведены в конденсатор турбины. Расчеты показали, что температура дренажей, направляемых в конденсатор турбины, значительно превышает температуру конденсации пара в



конденсаторе. Это требует прокачки дополнительного расхода циркуляционной воды через конденсатор турбины, что приводит к увеличению тепловых потерь и снижению коэффициента полезного действия энергоблока.

Таблица 1

Результаты расчета расходов и температур дренажа основного эжектора и эжектора уплотнений паровой турбины К-150-130 для номинального режима работы

Наименование параметра	Температура дренажа, °С
Холодильник основных эжекторов, результат упрощенного расчета	168,6
Холодильник эжектора уплотнений, результат упрощенного расчета	162,5
Холодильник основных эжекторов, результат замера	51,3
Холодильник эжектора уплотнений, результат замера	72,4
Холодильник основных эжекторов, результат расчета с учетом охлаждения дренажа	50,9
Холодильник эжектора уплотнений, результат расчета с учетом охлаждения дренажа	71,1

Для улучшения технологической схемы турбоустановки было решено перенаправить потоки дренажей на входной патрубок сливного насоса ПНД 3. Такой выбор основан на следующих выводах. Во-первых, здесь находится зона приблизительно равных температур дренажа и основного конденсата цикла. Во-вторых, в действующей технологической схеме сливной насос ПНД 3 имеет меньшую нагрузку, чем сливной насос ПНД-1 при том, что конструктивно данные насосы идентичны. Фрагмент модифицированной расчетной схемы турбины представлен на рис. 1.

Следует отметить, что при эксплуатации турбины отсутствуют замеры параметров, приведенных в табл. 1, поэтому судить о работе холодильников можно лишь косвенно на основе давления рабочего пара, суммарного нагрева основного конденсата в холодильниках эжекторов и уплотнениях турбины [2].

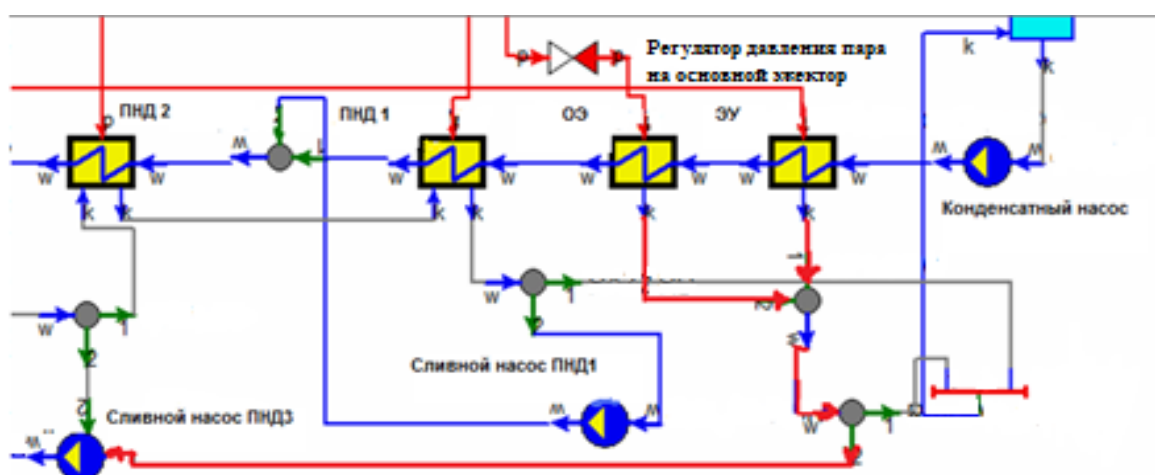


Рис. 1. Фрагмент модифицированной расчетной схемы турбины К-150-130

При сравнении температур потоков дренажей основных эжекторов и эжектора уплотнений, полученных в результате расчета математической модели турбины, с температурами, полученными путем ручного замера на работающем оборудовании, были

выявлены существенные отличия в полученных значениях. Причиной полученных отличий было первоначальное упрощение, допущенное на этапе моделирования турбины, вышеуказанного фрагмента схемы регенерации низкого давления.

Основной эжектор служит для создания вакуума в конденсаторе и состоит непосредственно из эжектора и холодильника, через который проходит основной конденсат. Рабочим телом основного эжектора является пар из первого отбора турбины. Конструктивно с целью использования теплоты рабочего пара и с сохранением его в цикле установки, холодильник основного эжектора выполнен трехступенчатым. Схема отвода дренажа выполнена каскадной: из третьей ступени во вторую, из второй в первую, из первой ступени дренаж поступает в конденсатор. Эжектор уплотнений используется для создания небольшого разряжения в последних отсеках уплотнений турбины. Это необходимо для исключения выхода пара из концевых уплотнений ЦНД в машинный зал. Эжектор уплотнений состоит из собственно эжектора и двух включенных последовательно охладителей пара и дренажа, через которые проходит основной конденсат цикла [3].

В ходе анализа полученных результатов и в соответствии с конструктивными особенностями вышеуказанного вспомогательного оборудования турбины ранее построенная математическая модель паровой турбины была изменена. На участке основного конденсата схемы добавлены последовательно за холодильником эжекторов и холодильником эжектора уплотнений водоводяные подогреватели (рис. 2). Принимая во внимание сходство температур дренажа ПНД-1 и потоков греющих сред из водоводяных подогревателей, потоки охлажденного дренажа направлены на входной патрубок сливного насоса ПНД-1.

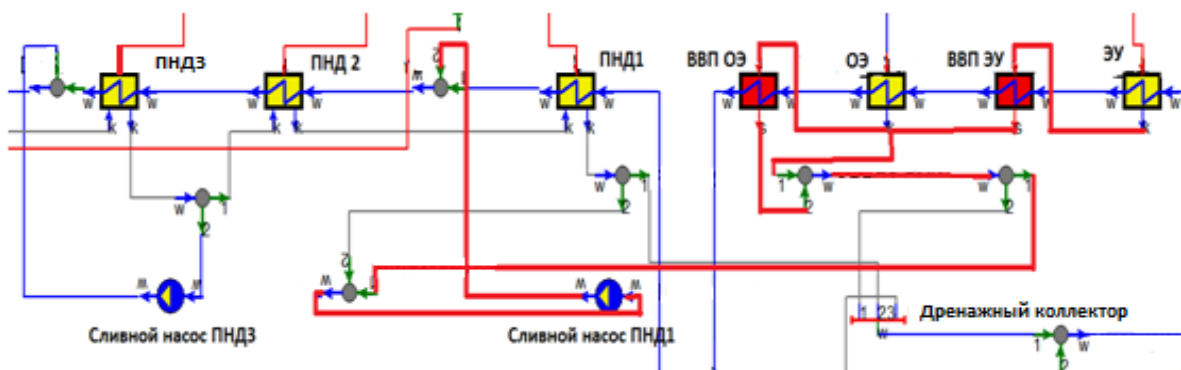


Рис. 2. Фрагмент модифицированной расчетной схемы турбины К-150-130 с последовательно включенными водоводяными подогревателями основных эжекторов и эжектора уплотнений.

Направления потоков дренажа указаны на рис. 2 жирной линией. Применяв каскадную схему охлаждения дренажей в модели, удалось получить соответствие температур дренажа при расчете и замере на работающем оборудовании. Результаты расчета температур дренажей и их замеров приведены в табл. 1. Расчеты экономического эффекта от предложенной модернизации приведены в табл. 2.

Другим примером применения построенной модели является оценка изменения экономичности работы оборудования при переводе потоков пара линий прогрева БРОУ-2, сбрасываемых в конденсатор в используемой схеме работы оборудования, в эжектор уплотнений.

БРОУ-2 – быстродействующее редуцирующе-охлаждающее устройство, защищает промежуточный пароперегреватель котлоагрегата и паровую турбину от повышения давления, а также используется при растопке котельного агрегата, его подключении или отключении от турбины. При нормальном режиме работы БРОУ-2 находится в за-

крытом положении, а линия прогрева обеспечивает минимальный расход пара, который необходим для исключения образования конденсата в тупиковом участке паропровода и исключения гидравлического удара.

Таблица 2

Результаты расчета действующей и оптимизированной схем работы энергоблока.  
Перенаправление потоков дренажей холодильников эжекторов

Параметры	Единица измерения	Действующая технологическая схема	Измененная технологическая схема
Температура охлаждающей воды на выходе из конденсатора турбины	°С	21,58	21,57
КПД нетто энергоблока	%	36,68	36,71
Суммарный расход натурального топлива при неизменной электрической нагрузке	кг/ч	91440	91428
Электрическая мощность на клеммах генератора	МВт	150,83	150,92

Используя варианты расчеты математической модели энергоблока, было определено более экономичное направление линий прогрева БРОУ-2 в эжектор уплотнений паровой турбины с предварительным дросселированием потока пара до давления четвертого отбора (направление потока показано жирной линией на рис. 3). Расчет модернизированной схемы математической модели энергоблока показал рост КПД нетто энергоблока на 0,05% (табл. 3).

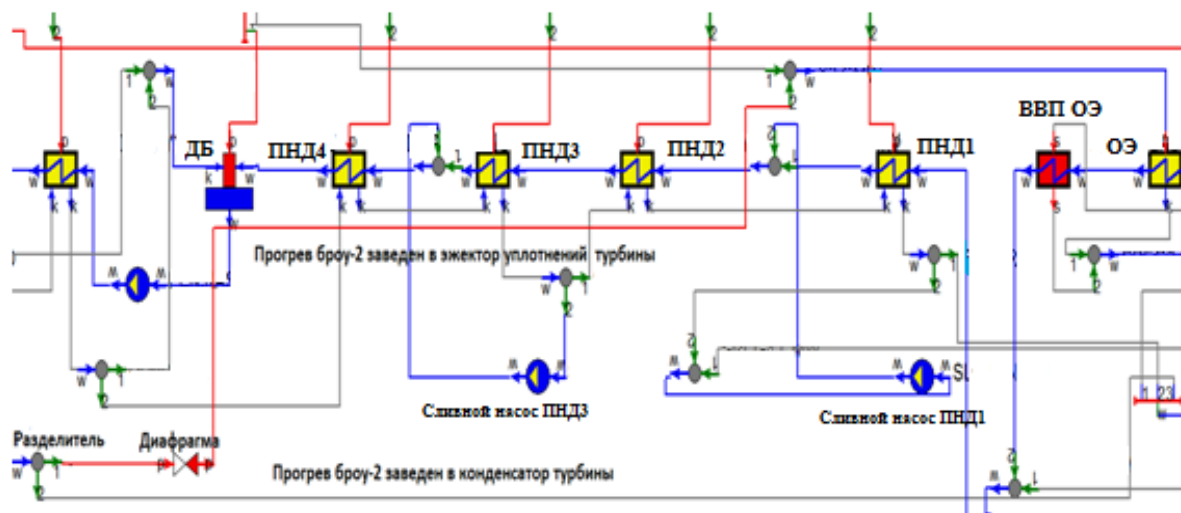


Рис. 3. Фрагмент модифицированной расчетной схемы прогрева БРОУ-2

Главным фактором, определяющим направление линий прогрева БРОУ-2 в конденсатор в действующей технологической схеме, является надежность. Исключение образования конденсата в тупиковом участке паропровода при закрытом БРОУ-2 перевешивает незначительное снижение экономичности оборудования. С другой стороны, расчет математической модели энергоблока показывает, что возможно повышение экономичности оборудования и сохранение надежности его работы. Бесспорно и то, что для внедрения вышеописанной модернизации необходимо предварительно провести замеры и испытания непосредственно на работающем оборудовании.

Таблица 3

Результаты расчета действующей и оптимизированной схем работы энергоблока.  
Использование пара линий прогрева БРОУ-2 в эжекторе уплотнений турбины

Параметры	Единица измерения	Действующая технологическая схема	Измененная технологическая схема
Температура охлаждающей воды на выходе из конденсатора турбины	°С	21,58	21,56
КПД нетто энергоблока	%	36,68	36,73
Суммарный расход натурального топлива при неизменной электрической нагрузке	кг/ч	91440	91412
Электрическая мощность на клеммах генератора	МВт	150,83	150,98

Результаты совместного применения вышеописанных изменений технологической схемы блока отражены в сводной табл. 4.

Таблица 4

Сводная таблица результатов расчета действующей и оптимизированной схем работы энергоблока

Параметры	Единица измерения	Действующая технологическая схема	Измененная технологическая схема
Температура охлаждающей воды на выходе из конденсатора турбины	°С	21,58	21,55
КПД нетто энергоблока	%	36,68	36,76
Суммарный расход натурального топлива при неизменной электрической нагрузке	кг/ч	91440	91400
Электрическая мощность на клеммах генератора	МВт	150,83	151,07

Таким образом, построенная автором математическая модель энергоблока позволила выявить пути модернизации существующей технологической схемы и повысить его энергетическую и экономическую эффективность. Планируется продолжить исследование предложенных в статье модернизаций с использованием построенной модели энергоблока для различных режимов его работы.

Следует также отметить, что выполнить на практике предложенные в данной статье изменения технологической схемы возможно с минимальными финансовыми вложениями - сварочными работами и приобретением десятка метров трубы диаметром 10 и 30 мм. Описанные в данной статье модернизации планируется оформить в виде технического решения на производстве. Их практическая реализация будет примером успешного применения построенной модели энергоблока непосредственно на производстве.

## Литература

1. Оптимизационные исследования энергетических установок и комплексов / Под ред. А.М. Клера, Э.А. Тюриной. – Новосибирск: Академическое изд-во «Гео», 2016. – 298 с.
2. Забуга Ф.В. Использование математической модели паровой турбины К-160-130 для модернизации ее технологической схемы // Системные исследования в энергетике: труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2017. – Вып.47. –С. 56-61.
3. Трухний А.Д. Стационарные паровые турбины. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоиздат, 1990. – 640 с.

Межотраслевые,  
региональные и  
экологические проблемы  
развития энергетического  
комплекса

## КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА СИСТЕМ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ОТ УДАЛЁННЫХ ИСТОЧНИКОВ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГИИ

О.А. Балдынов

Растущий уровень мирового энергопотребления, достижения научно-технического прогресса, международные и национальные программы по развитию безуглеродной энергетики привели к увеличению производства энергии на основе возобновляемых источников (ВИЭ) (см. рис. 1). Согласно прогнозам доля потребления энергии от новых возобновляемых источников энергии (НВИЭ) продолжит увеличиваться в дальнейшем [4, 5].

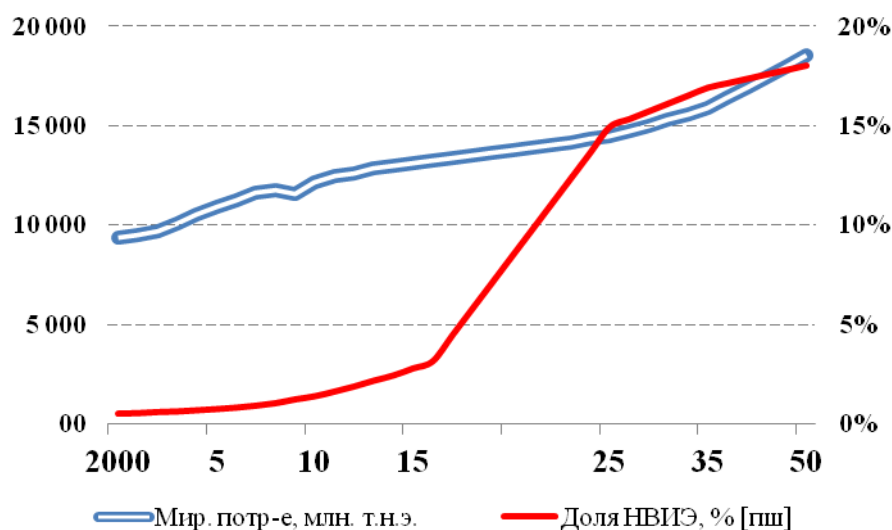


Рис. 1. Динамика мирового потребления энергии и доля НВИЭ

Тем не менее, географические и климатические условия позволяют получать «чистую» энергию не во всех регионах мира. В то же время, существующий огромный потенциал применения ВИЭ на территории пустыни Гоби и Атакама, побережье Северноледовитого океана, в зоне ветров Тихого океана, долине гейзеров на Камчатке и т.д. говорит о возможности осуществления дальнего транспорта энергии. Экономические выгоды от распределения энергии между регионами, необходимость обеспечения высокого качества снабжения потребителей энергии ВИЭ делают возможным создание систем дальнего транспорта энергии.

Стоит заметить, что ВИЭ имеют локальные ограничения, так как потенциал производства энергии от возобновляемых источников, находящихся вблизи потребителей остается неизменным, в то время как потребление увеличивается ежегодно. Ярким примером такой ситуации является Сингапур. То, что государство расположено в зоне экватора, делает страну подходящей для развития солнечной энергетики, но ограниченность территории накладывает рамки на строительство солнечных энергостанций (СЭС). Возведение панелей на зданиях повысило производство энергии, однако постоянный рост энергопотребления делает данную меру недостаточной. По замыслу правительства Сингапура, увеличение производства энергии должно было быть обеспечено

за счет строительства плавающих СЭС и транспорта энергии по подводным кабелям до материка, однако подобные шаги накладывают ограничения на пропускную способность крупнейшего порта.

Результат двух вышеперечисленных проблем: растущее энергопотребление от ВИЭ и ограниченность их локального применения делают необходимым развитие технологий дальнего транспорта энергии ВИЭ до конечного потребителя.

Проблема передачи появляется вследствие ряда факторов: неравномерность и непредсказуемость генерации на солнечных и ветровых станциях (самых распространенных источников ВИЭ), высокая стоимость создания резервных мощностей, необходимость накапливания произведенной энергии, высокие затраты строительства и эксплуатации транспортной системы передачи энергии.

На сегодняшний день доминирующим способом передачи энергии НВИЭ стал транспорт электроэнергии, который осуществляется через магистральные линии электропередач на переменном или постоянном токе (см. рис. 2).

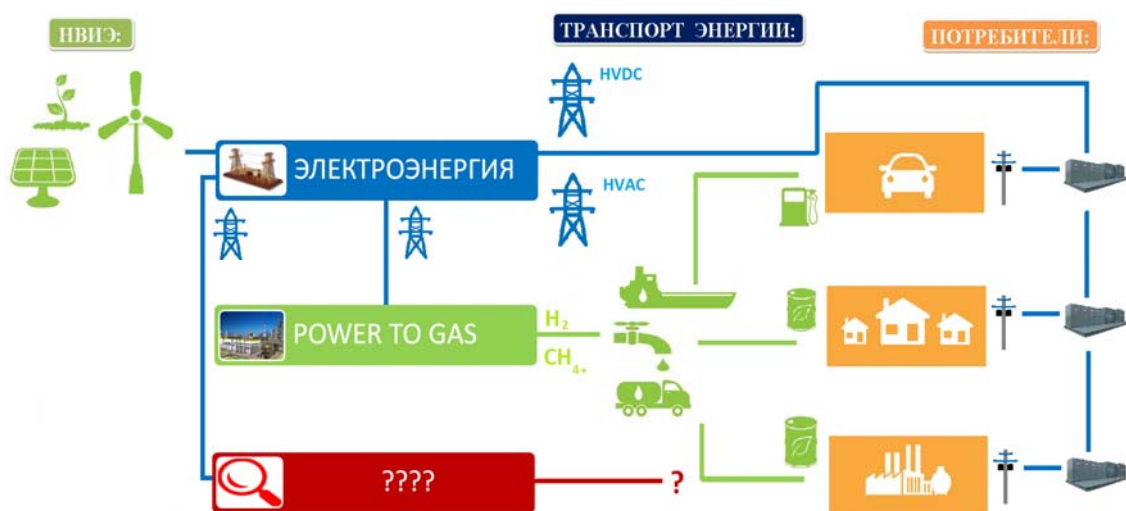


Рис. 2. Системы энергоснабжение потребителей от удаленных источников ВИЭ

Основное преимущество ЛЭП постоянного тока по сравнению с ЛЭП переменного – сравнительно небольшие потери электроэнергии при передаче [2]. Основной недостаток таких линий – это необходимость применения преобразователей переменного тока в постоянный и обратно и связанные с этим дополнительные капитальные затраты и дополнительные потери при преобразовании электроэнергии.

К способам передачи энергии относятся такие виды транспорта энергоносителей, как трубопроводный транспорт, автомобильные, железнодорожные, водные и авиаперевозки (см. рис. 2).

Выбор способа передачи зависит от многих факторов. Один из них – это структура конечного потребления. Отметим, что увеличение доли производства энергии ВИЭ способно в будущем изменить его. Повлиять на это может технология «Power-to-gas», которая, возможно, увеличит долю потребления топлива, произведенного на основе ВИЭ. Суть данной технологии заключается в преобразовании электроэнергии ВИЭ в газовое или жидкое топливо и применении его в качестве энергоносителя.

В настоящее время существует несколько методов, реализующих данную концепцию. Первый – водородная энергетика, основанная на генерации водорода и применении его в качестве энергоносителя. Производство водорода возможно осуществлять через электролиз воды используя энергию ВИЭ. Транспортировка водорода возможна в газообразном или жидком виде и может осуществляться как традиционными видами транспорта – автомобильным, железнодорожным, водным, так и по трубопроводам.



Однако следует отметить, что ранее проложенные газопроводы нельзя использовать для прокачки водорода, поскольку они изготовлены из металла, который не подходит для транспортировки водорода.

Второй метод заключается в производстве синтетического газа, получение которого состоит из двух процессов. Сначала под действием электролиза вода разделяется на составляющие – кислород и водород. Вторая стадия заключается в реакции водорода с диоксидом углерода для производства метана. Полученный синтетический метан может транспортироваться непосредственно к потребителю по существующей газопроводной инфраструктуре.

Заметим, что многие эксперты сходятся в том, что коммерческое использование данной технологии возможно лишь после 2020 года. Считается, что промышленное применение «Power-to-gas» станет реальным только к середине 2030-х годов, а до тех пор целесообразнее покрывать пиковые нагрузки энергосистем за счёт КЭС, ГЭС и ВИЭ (без производства синтетического газа).

Дальнейшее усовершенствование систем дальнего транспорта для использования энергии ВИЭ требует существенного инвестирования, при дальнейшем развитии ВИЭ может благоприятно сыграть на создании систем энергоснабжения потребителей от удаленных источников возобновляемой энергии.

Появление таких энергосистем, возможно, станет решением проблемы энергообеспечения в странах Восточной Азии. Необходимо отметить, что согласно планам развития топливно-энергетического комплекса данных стран, скорейшее увеличение доли энергии от ВИЭ является стратегической задачей. В то же время, включение такой энергии в действующие энергосистемы сопряжено с решением многих вопросов: выбор конкретного вида ВИЭ, построение системы доставки энергии, неготовность существующей инфраструктуры к применению энергии ВИЭ, накопление и распределение энергии и т.д. В связи с этим возникает задача подготовки методологического аппарата для проведения анализа имеющихся данных для создания энергосистемы.

К подобным методикам оценки применения энергии ВИЭ можно отнести:

– Estimating renewable energy economic potential in the United States, разработанной Национальной лабораторией по изучению возобновляемой энергии. Данная оценка – анализ источников возобновляемой энергии при различных прогнозах на основе экономических показателей. Однако стоит заметить, что данная оценка направлена на внедрение энергии ВИЭ в национальную энергетическую систему, при этом оценка транспорта энергии не учитывается. Основным показателем сравнения является нормированная стоимость электроэнергии (Levelised Cost of Energy (LCOE) [1];

– Impact assessment of new technologies to foster res-electricity integration into the European transmission system, подготовленная Европейской комиссией. Европейская оценка представляет собой метод анализа затрат и выгод, данная методика направлена на разработку плана и рекомендаций по внедрению энергии ВИЭ в Европейском союзе, при этом в качестве энергоносителя рассматривается только электроэнергия [6];

– оценка эффективности вовлечения нетрадиционных возобновляемых источников энергии в энергобаланс региона [3]. Методика охватывает социальные, технологические, экономические, энергетические аспекты производства энергии ВИЭ. При этом не оценивается система транспорта энергии от потребителя до источника энергии.

Несмотря на существующие методики, мы считаем, что данный вопрос является нерешенным, так как приведенные системы оценок не охватывают все критерии системы дальнего транспорта энергии от ВИЭ до конечного потребителя (см. рис. 3).



Рис. 3. Структура комплексная оценка систем энергоснабжения потребителей от удалённых источников возобновляемой энергии

В связи с этим необходимой становится разработка комплексной оценки систем энергоснабжения удаленных потребителей ВИЭ с учетом технологических (КПД всей системы энергоснабжения от конечных потребителей до ВИЭ, энергетическая эффективность (EROEI), коэффициент использования установленной мощности и т.д.), экономических (показатели метода чистого дисконтированного дохода (NPV, ROI, PP), нормированная стоимость электроэнергии (LCOE) и т.д.), политических (влияние на энергетическую безопасность, государственные и международные программы по развитию ВИЭ, международные соглашения по взаимодействию в области энергетической политики), социальных и экологических критериев (число создаваемых рабочих мест, эмиссия парниковых газов, занимаю площадь и т.д.), влияющих на процесс потребления энергии ВИЭ от стадии генерации до конечного потребления (см. рис. 3).

## Литература

1. Brown A., Beiter P. Estimating renewable energy economic potential in the United States: methodology and initial results. – United States, 2016. DOI: 10.2172/1215323.
2. Алексеева С.Ф., Кутюмова К.Ю. Оценка экономической целесообразности перехода от традиционной HVAC к HVDC [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/v/otsenka-ekonomicheskoy-tselesoobraznosti-perehoda-ot-traditsionnoy-hvac-1-k-hvdc2>.
3. Симанков В.С., Бучацкий П.Ю. Оценка эффективности вовлечения нетрадиционных возобновляемых источников энергии в энергобаланс региона [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/v/otsenka-effektivnosti-vovlecheniya-netraditsionnyh-vozobnovlyaemyh-istochnikov-energii-v-energobalans-regiona>.
4. Статистический отчет компании «British Petroleum» «BP Statistical Review of World Energy 2017» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>.

5. Официальный сайт US EIA. International Energy Outlook 2017 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.eia.gov/outlooks/ieo/>.
6. Официальный сайт Европейской комиссии [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ec.europa.eu/energy/intelligent/projects/en/projects/gridtech>.

## АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПЛАНТАЦИЙ

Е.В. Губий

### Введение

Перспективы развития мировой и российской экономики на ближайшие десятилетия связаны с развитием «зеленой экономики», которая подразумевает активное и рациональное использование возобновляемых ресурсов и источников энергии; снижение и, в идеале, прекращение выбросов парниковых газов, переход к «безуглеродной» энергетике, в том числе для противодействия глобальному потеплению; снижение выбросов в окружающее пространство оксидов серы, азота, других вредных веществ; экономное использование ресурсов, подверженных истощению; органическое земледелие в сельском хозяйстве; сохранение и эффективное управление экосистемами.

Все это полностью соответствует идее создания специальных энергетических плантаций (ЭП) древесных или травянистых растений, биомасса с которых используется для целей энергетики. Такие источники топлива экологичны и вполне могут быть рентабельны без привлечения государственных преференций, особенно на территориях, отдаленных от основных транспортных магистралей (транспортировать топливо в которые дорого).

Различают два вида ЭП по целевому назначению производимых энергоресурсов. Одно из них – производство моторного топлива из специально выращиваемых для этих целей растений [1]. Другое направление, которое будет рассматриваться в данной статье, – плантации по выращиванию котельно-печного топлива, предназначенного для отопления, коммунально-бытовых и производственных нужд.

На ЭП используют быстрорастущие растения, как древесные (ива, тополь), так и травянистые (мискантус, рапс и др.). Все чаще подбираются культуры, выведенные посредством генной инженерии, которым свойственны ускоренный рост, устойчивость к насекомым и др. [2].

Во многих странах мира успешно практикуется организованное выращивание древесины на специальных ЭП. В австрийском городе Зиммеринг расположена крупнейшая в Европе электростанция (мощностью 66 МВт), работающая на специально выращенной древесной биомассе. В Великобритании в графстве Северный Йоркшир на таком виде топлива работает ТЭС мощностью 10 МВт. Крупные ЭП есть и в Швеции, Финляндии, Канаде, США и многих других странах.

В 2011 г. общая площадь, отведенная под энергетические культуры, в Европейском союзе составляла 2,6 млн га. Большая ее часть задействована в Германии для выращивания культур, предназначенных для производства жидких видов топлива. Для выпуска твердых видов топлива из биомассы в Финляндии выделено около 19 тыс. га, в Великобритании – 10–11 тыс. га, Швеции – 11 тыс. га, Польше – 5–9 тыс. га. Следует отметить, что Швецию и Финляндию среди европейских стран выделяет высокая доля потребления биоэнергии по отношению к объему конечного потребления энергии – 32,6 и 33,9% соответственно. В перспективе к 2020 г. Швеция стремится достичь 50%-й доли использования возобновляемых источников в общем объеме потребляемых энергоресурсов [3].

## 1. Модель анализа эффективности энергетических плантаций

В качестве исходной для анализа рассматривается ЭП в виде круга с населенным пунктом в центре. При такой конфигурации плантации средняя дальность перевозок и затраты на транспортировку минимальны. Круг разделен на количество сегментов, равное времени созревания древесины (выраженному в годах). Каждый год на одном из сегментов весной осуществляются лесозаготовки, а осенью – посадки. Один из важнейших экзогенных параметров модели – объем годовой потребности в котельно-печном топливе населенного пункта  $Q$ .

Основным показателем для анализа экономической эффективности ЭП являются приведенные затраты:

$$C(x) = I(x) \cdot E_N + CO(x).$$

Здесь  $x$  – вектор эндогенных параметров (количество работников разных профессий, площадь ЭП, длины дорог разных категорий, количества устройств и строений разных типов, годовые объем потребности в горюче-смазочных материалах (ГСМ) и др.);  $I(x)$  – капитальные затраты, млн. руб.;  $CO(x)$  – среднегодовые текущие затраты, млн. руб. в год;  $E_N$  – коэффициент эффективности капиталовложений. Этот коэффициент можно интерпретировать как процент на инвестиции, осуществляемые за счет кредита, или как ожидаемую величину дивидендов от вложений в акции, в зависимости от способов формирования инвестиций в создание ЭП.

Вычисления на модели анализа эффективности ЭП осуществляется путем последовательного определения значений отдельных эндогенных параметров с привлечением предельных экзогенных показателей (оценок урожайности, характеристик и цен отдельных видов техники, уровней заработной платы и др.). Эти вычисления представлены в виде методик расчета отдельных составляющих капитальных и текущих затрат.

На базе данной модели может осуществляться в итеративном режиме выбор оптимального состава технических устройств, технологий на отдельных этапах производственной деятельности, оптимального вида и сроков выращивания растений, другие частные и системные задачи. Приведем две из них.

Минимизация приведенных затрат на топливоснабжение населенных пунктов с ЭП:

$$C(x) \rightarrow \min$$

при условиях

$$R(x) \geq Q, \\ x \in X,$$

где  $X$  – множество вариантов значений переменных модели;  $R(x)$  – объем годового производства биотоплива, т у.т. (тонны условного топлива).

*Выбор оптимального сочетания использования ЭП и привозного топлива:*

$$C(x) + p_L L \rightarrow \min$$

при условиях

$$R(x) + L \geq Q, \\ L \geq 0, \\ x \in X,$$

где  $L$  – объем использования привозного топлива, т у.т.;  $p_L$  – цена привозного топлива с учетом транспортных затрат, руб. за т у.т.

Можно выделить следующие особенности модели анализа эффективности ЭП.

А. Нелинейность многих зависимостей. Например, нелинейный характер носит зависимость объемов транспортных работ от объемов годового производства топлива.

В. Дискретность значений отдельных переменных, в частности технических характеристик и количества единиц техники разных типов, количества работников и т.д.

С. Неопределенность значений отдельных экзогенных показателей и необходимых функциональных зависимостей. Это и случайный характер величины годовой потребности в топливе, недостаточная изученность некоторых важных зависимостей, например, динамики роста биомассы деревьев в конкретных условиях, цен на оборудование, ГСМ и др.

Важной для экономического анализа характеристикой являются предельные затраты

$$MC(Q) = \frac{\partial \tilde{C}(Q)}{\partial Q},$$

где  $\tilde{C}(Q)$  – минимальные приведенные затраты на производство заданного объема биотоплива  $R=Q$ .

Из-за наличия условий целочисленности на значения некоторых переменных предельные затраты корректно вычислить нельзя. Поэтому рассматривается модификация модели, в которой исключены условия целочисленности. Такая модификация дает оценки затрат снизу, уточняемые после введения условий целочисленности. В качестве оправдания допустимости исключения условий целочисленности может служить возможность аренды на неполные сроки отдельных видов техники.

## 2. Апробация модели анализа эффективности энергетических плантаций

Приведем результаты анализа экономической эффективности ЭП в природно-метеорологических и экономических условиях, близких к ситуации последних лет в южных районах Иркутской области. На базе модели сделан расчет инвестиций, текущих затрат, приведенных затрат, экономического эффекта от использования энергетических плантаций. Расчеты производились на основе цен на транспорт и оборудование, предоставленных ООО "КАМИ-Центр" в октябре 2017 года.

Рассматриваются ЭП в виде круга с шестью секторами. Населенный пункт расположен в центре круга. Через каждые шесть лет растения должны достигать высоты 4–5 м и в пересчете на 1 га давать около 10–15 т древесины, что эквивалентно примерно 5 т у.т./га [2, 4]. В приведенных ниже расчетах цена привозного топлива с учетом транспортных затрат принята равной 2500 руб./т у.т.

При варьировании объемов производства топлива требуемая площадь ЭП будет изменяться. При этом уже по нелинейной зависимости будет меняться радиус ЭП и, соответственно, средняя дальность и объем перевозок в тонно-километрах. Поэтому объемы требуемых инвестиций и величины текущих ежегодных затрат нелинейно зависят от объемов потребности в топливе.

На рис. 1 представлен состав инвестиций, необходимых для выращивания, переработки, погрузки, транспортировки и хранения биомассы, полученной с энергетических плантаций. Например, при производстве топлива в 7950 т у.т. наибольшая часть инвестиций приходится на приобретение автотранспорта – 15,9 млн руб., на строительство дорог – 9,4 млн руб., на приобретение тракторов и оборудования для рубки дров – по 7,7 млн руб., на строительство парников – 4,8 млн руб., на строительство складов – 4,3 млн руб., на приобретение оборудования для посадки саженцев – 0,06 млн руб. Причем с ростом производства топлива инвестиции на приобретение автотранспорта и строительство дорог растут значительно быстрее всех остальных.

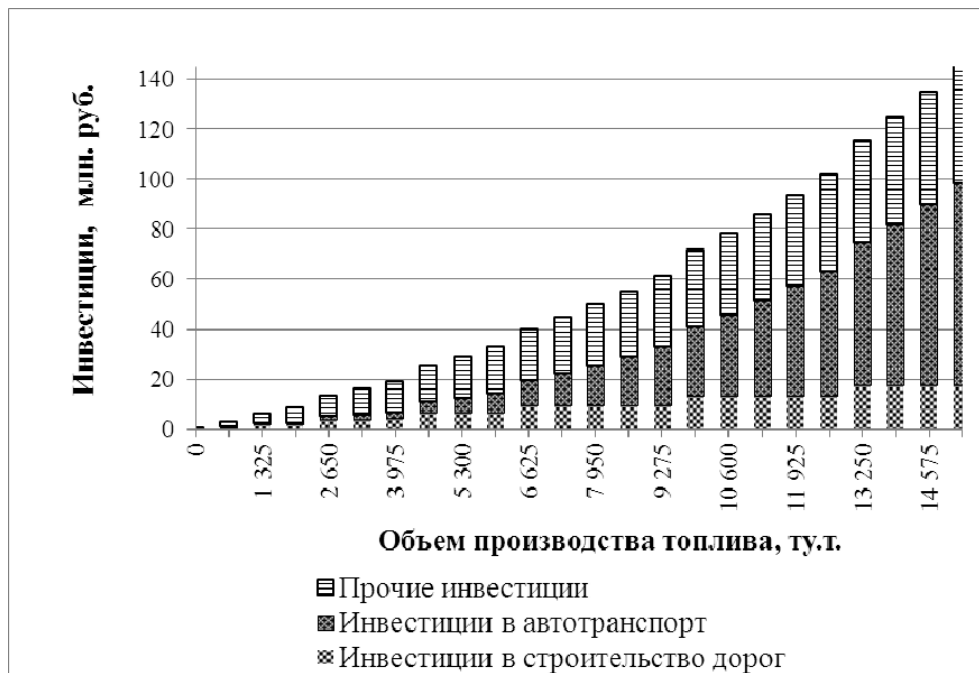


Рис. 1. Состав инвестиций в создание энергетической плантации в зависимости от объема производства топлива

На рис. 2 представлен состав среднегодовых текущих затрат, необходимых для функционирования энергетической плантации. Наибольшая доля этих затрат приходится на оплату труда и налоги. Например, при производстве топлива, равном 7950 т у.т., среднегодовые затраты на функционирование энергетической плантации составляют 6,7 млн руб./год. Из них затраты на оплату труда составляют 5,2 млн руб./год, затраты на приобретение моторного топлива – около 1,5 млн руб./год.



Рис. 2. Состав текущих среднегодовых затрат на функционирование ЭП в зависимости от объема производства топлива

Как видно из рис. 3, приведенные затраты на производство биотоплива с энергетических плантаций являются возрастающей выпуклой функцией от объемов производства (равному здесь объемам потребления) биотоплива. Затраты на топливоснабжение привозным топливом, поставляемым по фиксированной цене, являются линейной функцией от объемов производства. При исключении условия целочисленности приведенные затраты на топливоснабжение с энергетических плантаций меньше, чем затраты на топливоснабжение за счет привозного альтернативного топлива при годовой потребности до 13900 т у.т./в год. При больших объемах производства выгоднее осуществлять топливоснабжение привозным топливом. Этот факт справедлив только в рамках строгой альтернативы: либо все обеспечение топливом ведется биотопливом с энергетических плантаций, либо только привозным топливом.

Более эффективным в некоторых условиях является использование обоих источников топливоснабжения. До тех пор, пока предельные затраты на производство топлива на энергетических плантациях ниже цены привозного топлива, используется топливоснабжение только с энергетических плантаций. После того как предельные затраты станут равны цене альтернативного топлива, дополнительные объемы целесообразно наращивать за счет привозного топлива. Объем производства топлива на энергетических плантациях, при котором предельные затраты равны цене альтернативного топлива назовем оптимальным для данного значения цены альтернативного топлива. В рассматриваемом примере оптимальный объем производства биотоплива составляет 7950 т у.т./год. Приведенные затраты на производство такого объема биотоплива составляют 12,7 млн руб./год. Если бы этот объем покрывался привозным топливом, то затраты составили бы 19,9 млн руб./год. Разница в 7,2 млн руб./год является максимальным эффектом от энергетической плантации при рассматриваемых условиях, в т.ч. при рассматриваемой цене привозного топлива.



Рис. 3. Стоимость топливоснабжения из разных источников в зависимости от объемов производства

Из рис. 4 видно, что при фиксированном объеме производства топлива с увеличением цены привозного топлива возрастает максимальный экономический эффект от энергетических плантаций. Например, при увеличении цены привозного топлива с 2500



до 3500 руб./т у.т. (т.е. в 1,4 раза) максимальный рентабельный объем производства на энергетических плантациях увеличится с 13900 до 19900 т у.т. (т.е. в 1,4 раза), а оптимальный объем производства – с 7950 до 11200 т у.т. (в 1,4 раза). Тогда с увеличением цены привозного топлива максимальный эффект от энергетической плантации возрастет с 7,2 до 16,5 млн руб./год (в 2,3 раза).

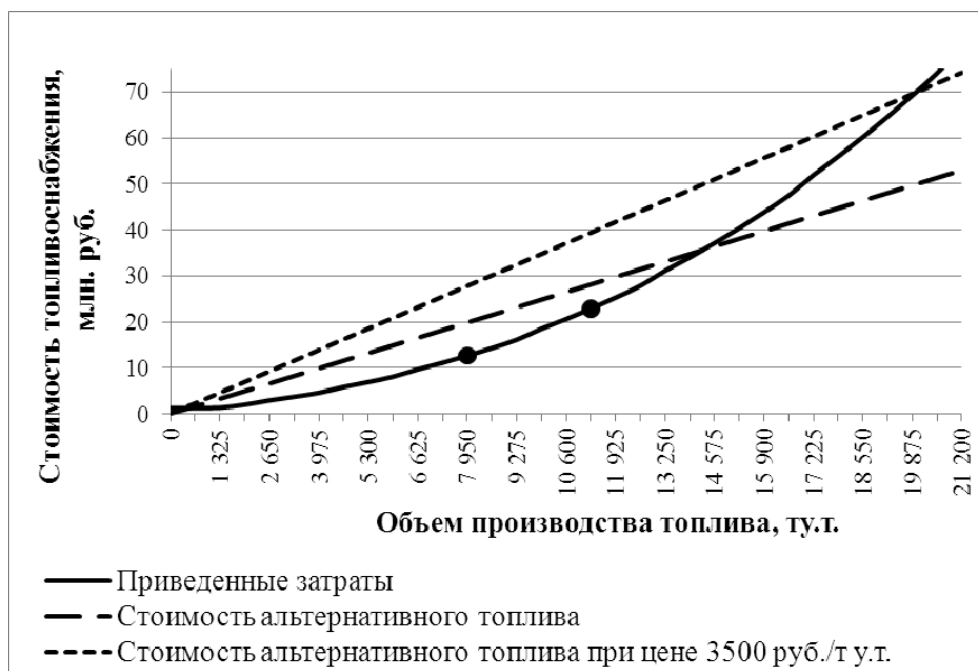


Рис. 4. Приведенные затраты на производство биотоплива и стоимость альтернативного топлива при разных его ценах в зависимости от объема производства

### 3. Исследование влияния транспортного фактора на эффективность создания и функционирования энергетических плантаций

Большое влияние на эффективность ЭП оказывают пространственные условия, в частности, общая конфигурация расположения плантации (вытянутость, разобченность участков и т.д.) и расположение населенного пункта (или хозяйственного центра) относительно плантации. Конфигурация ЭП и расположение относительно нее хозяйственного центра дают характеристику важной величине, влияющей на размер инвестиций в создание ЭП и среднегодовых затрат на ее содержание – средней дальности грузоперевозок.

Плантация в виде круга является идеальным объектом для исследования, однако на практике создание такой ЭП не всегда возможно. Например, из-за того, что часто населенные пункты расположены возле реки или недалеко от другого населенного пункта.

Рассмотрим, как изменяются показатели эффективности ЭП с ростом средней дальности грузоперевозок. Как видно из рис. 5, при потребности в топливе 7950 т у.т. и цене привозного топлива 2500 руб./т у.т. с увеличением средней дальности грузоперевозок в 2 раза инвестиции в создание энергетической плантации могут увеличиться с 49,8 до 75,2 млн руб. (в 1,5 раза). Инвестиции в строительство дорог увеличатся с 9,4 до 18,8 млн руб. (в 1,2 раза), инвестиции на приобретение грузовых автомобилей – с 15,9 до 31,8 млн руб. (в 2 раза). Остальные виды капитальных затрат (на оборудование для рубки дров, на тракторы, на строительство складов и парников, на оборудование для

посадки саженцев) зависят от площади энергетической плантации или объема выращенной древесины и остаются неизменными.



Рис. 5. Зависимость размера инвестиций в создание энергетической плантации от средней дальности грузоперевозок при потребности в топливе 7950 т у.т.

Из рис. 6 видно, что с увеличением средней дальности грузоперевозок в 2 раза среднегодовые текущие затраты возрастают с 6,7 до 9,9 млн руб./год (в 1,5 раза). Из них затраты на оплату труда возрастают с 5,2 до 7,2 млн руб./год (в 1,4 раза), среднегодовые затраты на приобретение моторного топлива – с 1,5 до 2,7 млн руб./год (в 1,8 раза).

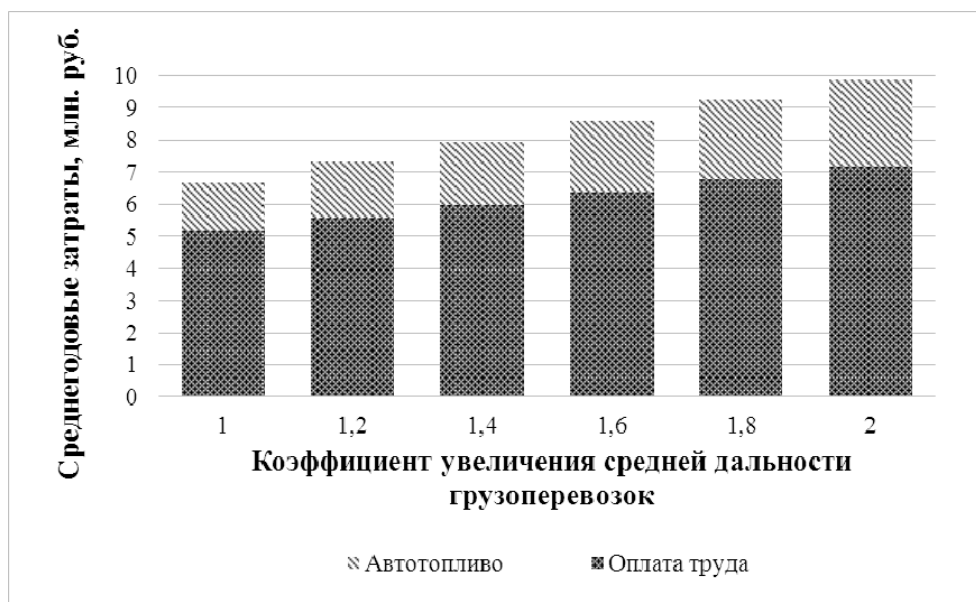


Рис. 6. Зависимость размера среднегодовых текущих затрат на функционирование энергетической плантации от средней дальности грузоперевозок при потребности в топливе 7950 т у.т.

С ростом средней дальности грузоперевозок при фиксированном объеме производства приведенные затраты на производство биотоплива возрастают с 12,7 до 18,9 млн руб./год (в 1,5 раза). В результате экономический эффект сократится с 7,2 до 1,0 млн руб./год (в 7,2 раза).

Следует отметить, что при увеличении средней дальности грузоперевозок изменится и оптимальный объем производства биотоплива. В представленном примере он снизится с 7950 до 4000 т у.т. (в 2 раза). Максимальный экономический эффект при этом снизится с 7,2 только до 2,9 млн руб./год (в 2,5 раза).

Рассмотрим, как изменится эффективность энергетических плантаций при изменении дальности грузоперевозок и изменении цены на привозное топливо. Если при увеличении средней дальности грузоперевозок в 2 раза оптимальный объем производства биотоплива снижается, то при дополнительном условии возрастания цены на привозное топливо до 3500 т у.т. оптимальный объем производства возрастет с 4000 до 7950 т у.т. (в 2 раза). В этом случае максимальный экономический эффект возрастет с 2,9 до 8,9 млн руб./год (в 3 раза).

## **Заключение**

Представленные результаты исследований на модели анализа и оптимизации эффективности ЭП показывают, что в сложившихся ценовых и природно-климатических условиях ЭП могут быть экономически эффективны для топливообеспечения отдаленных населенных пунктов в условиях Сибири, в частности для топливоснабжения байкальской туристско-рекреационной зоны. Дополнительные выгоды может дать учет в денежной форме экологических преимуществ от ЭП, не рассмотренный в данной работе. При этом следует учитывать и отрицательные экологические последствия от сжигания дизельного топлива тракторами и автотранспортом при обслуживании ЭП.

## **Литература**

1. Панцхава Е.С. Биоэнергетика в современном и будущем сельскохозяйственном производстве. Продовольственная безопасность. Гелиоэнергетика – новая научно-техническая революция XXI века. – М.: РУСАЙНС, 2017. – 306 с.
2. Павличенко В.В., Протопопова М.В., Гамбург К.З., Байрамова Э.М., Рудых А.В., Войников В.К. Генно-инженерный подход к созданию быстрорастущих форм древесных растений // Экосистемы озера Байкал и Восточной Азии. Материалы Всероссийской научной конференции с международным участием. – Иркутск: ИГУ, 2014. – С. 72–75.
3. Моор В., Черемных И., Белухин Н. Швеция и возобновляемая энергетика // Информационно-аналитическое агентство «Деловые новости», 2017. [Электронный ресурс]. – URL: <http://delonovosti.ru/analitika/3966-shveciya-i-vozobnovlyаемaya-energetika.html>. (дата обращения: 19.01.2018).
4. Энциклопедия систем жизнеобеспечения. Знания об устойчивом развитии / Редактор Е.Е. Демидова и др. – М.: МАГИСТР-ПРЕСС, 2005. – Том 2. – 1208 с.

## **МЕХАНИЗМЫ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ СЛАНЦЕВОГО ГАЗА: ОПЫТ США И КИТАЙСКАЯ СПЕЦИФИКА**

Д.В. Максакова

### **Введение**

Феномен «сланцевой революции», случившейся в США, повлек за собой значительные изменения в архитектуре мировых энергетических рынков и направлениях товарных и финансовых потоков. Предпосылкам сланцевой революции и ее последствиям уделено внимание в трудах А. М. Мастепанова [1], А. А. Конопляника [2], Н. А. Иванова [3], Howard V. Rogers [4], Bassam Fattouh [5], Juan Roberto Lozano-Maya [6;7], Zhongmin Wang [8], Alex Trembath [9] и др.

Успешное освоение залежей сланцевого газа в США, считавшееся ранее экономически нецелесообразным, вызвало дискуссии о возможности использования этого опыта в других странах с богатой базой нетрадиционных ресурсов (Китае, Аргентине, Австралии, Канаде и др.). В связи с планами по расширению экспорта природного газа из России в страны Азии, оценка перспектив роста добычи сланцевого газа в Китае, как крупнейшего источника роста спроса на газ в регионе, является особо актуальной. Властями Китая подчеркивается необходимость развития технологий добычи нетрадиционных ресурсов, в том числе сланцевого газа [13], и делаются достаточно оптимистичные ожидания относительно возможных объемов добычи. Объем добычи сланцевого газа по итогам 13-й пятилетки к 2020 г. должен вырасти почти в 4 раза относительно уровня 2016 г. (7,82 млрд м<sup>3</sup>) [10] и достигнуть 30 млрд м<sup>3</sup> [13].

Бурный рост добычи нетрадиционных ресурсов способен коренным образом повлиять на потребность в импорте энергоресурсов Китая, что напрямую затронет интересы текущих и потенциальных экспортеров природного газа, к которым относится и Россия.

Оценка влияния данного фактора на конкурентоспособность и объемы российского экспорта в Китай предполагает не только оценку себестоимости добычи и объемов требуемых инвестиций, но и анализ действующих условий и механизмов, обеспечивающих процесс развития добычи нетрадиционных ресурсов.

Анализ уровня развития данных механизмов в Китае проведен путем сравнения с использованием метода парных оценок с механизмами, действующими в США. США выбраны в качестве базы для сравнения как страна, чей опыт освоения залежей сланцевого газа является наиболее успешным. Метод парных оценок позволяет получить количественную оценку степени соответствия условий, необходимых для роста добычи нетрадиционных ресурсов, а также выявить ключевые факторы, наличие и уровень развития которых в наибольшей мере повлияет на успешность освоения ресурсов. Далее в работе приводится оценка себестоимости добычи сланцевого газа в Китае как один из важнейших факторов обеспечения конкурентоспособности добычи.

### **Предпосылки развития сланцевой индустрии: США и Китай**

Сланцевая революция произошла в США благодаря одновременному наличию совокупности условий и предпосылок. В число этих условий входят: природные факторы

(богатая ресурсная база, наличие источников воды), технологические (горизонтально-направленное бурение, многоствольные скважины, 3D разведка), инфраструктурные (развитая сеть трубопроводов с недискриминационным доступом к ней), институциональные (наличие сравнительно небольших добывающих предприятий, высокий уровень конкуренции), финансовые (доступ к кредитным ресурсам, развитый рынок деривативов, налоговые стимулы), государственная поддержка фундаментальных НИОКР.

*Природные факторы.* Китай и США располагают богатыми ресурсами сланцевого газа. По оценке Агентства энергетической информации США (EIA) 2015 г. технически извлекаемые ресурсы сланцевого газа США составляют 17,6 трлн м<sup>3</sup>. Основные ресурсы сланцевого газа сконцентрированы в Аппалачском бассейне (46% ресурсов), в формациях Marcellus (20% ресурсов) и Utica (19%) [11]. Технически извлекаемые ресурсы сланцевого газа в Китае оцениваются Агентством в 31,6 трлн м<sup>3</sup>, что больше чем в США в 1,8 раз. Основные ресурсы сланцевого газа Китая сосредоточены в бассейнах Сычуаньском (56%) и Тарим (19%) [12]. Разведанные геологические запасы сланцевого газа Китая оцениваются в 764,3 млрд м<sup>3</sup>, 80% из них (600,8 млрд м<sup>3</sup>) приходится на месторождение Фулин Сычуаньского бассейна [10]. Особенности геологического строения залежей сланцевого газа в США и Китае различны. Основные залежи сланцевого газа США сформировались около 100 млн лет назад и находятся в районах с плоским рельефом на глубине 1000–2000 м. Залежи месторождения Фулин сформировались около 400 млн лет назад, геологическое строение неоднородное, рельеф характеризуется большим количеством подземных рек и карстовых пещер, сланцевый газ находится на глубине свыше 2500 м [15].

Для добычи сланцевого газа необходимы большие объемы воды: одна операция гидроразрыва требует 10–20 тыс. литров технической воды [3, с. 155]. Наличие запасов воды вблизи месторождений положительно повлияло на рост добычи сланцевого газа в США. Однако активная позиция защитников окружающей среды и экологическое регулирование потребовало от добывающих компаний США проведения постоянной работы по координации и согласованию действий с властями и представителями гражданского общества, инвестиций в развитие технологий и методов очистки и повторного применения воды для гидроразрыва пласта, альтернативных технологий добычи сланцевого газа (технологии пропанового фрекинга, предполагающие использование пропан или СУГ вместо воды).

Возможные экологические проблемы, связанные с деградацией почв, землетрясениями при утилизации отработанной воды, в Китае усугубляются тем, что основные залежи сланцевого газа расположены в засушливых районах либо густонаселенных районах с растущей потребностью в пресной воде. Так, бассейн Тарим представляет собой пустыню, а бассейн Сычуань, хотя и расположен в верхнем течении реки Янцзы, характеризуется неравномерностью годовых и сезонных уровней осадков, периодическими засухами. По оценкам, приведенным в [16], растущий спрос на пресную воду со стороны домохозяйств способен привести к ее дефициту в некоторых районах добычи сланцевого газа провинции Сычуань.

*Технологии.* Добыча сланцевого газа не была бы возможна без наличия комплекса технологий, включающего в себя технологии:

- а) горизонтально-направленного бурения, позволяющих доставить нефть и газ под землей на большие расстояния и резко сократить потребность в использовании земельных ресурсов для организации добычи;
- б) (повторного) гидроразрыва пласта, увеличивающих дебит скважины за счёт повышения проницаемости;
- в) технологии компьютерного динамического моделирования изменения состояния участков недр.

Власти Китая признают, что в настоящее время в сфере добычи сланцевого газа Китай идет по пути догоняющего технологического развития, ключевые технологии заимствованы из-за рубежа. Основные технологические вызовы для Китая связаны с необходимостью снижения срока бурения, с бурением и операциям по гидроразрыву пласта на глубине свыше 3500 м, потребностью в минимизации негативных экологических последствий [10, 14]. Импорт технологий осуществляется Китаем в том числе и косвенно, посредством участия в совместных проектах по добыче сланцевого газа за рубежом: у китайской компании CNOOC два совместных предприятия по добыче сланцевого газа в США с американской Chesapeake [17], у Sinorec совместные предприятия с Devon Energy и Chesapeake [18, 19].

*Государственная поддержка НИОКР.* Государство в США сыграло значительную роль в развитии технологий добычи сланцевого газа. В 1976 г. под руководством Научно-исследовательского энергетического центра Моргантаун (Morgantown Energy Research Center, в настоящее время National Energy Technology Laboratory) и Горного бюро США (Bureau of Mines) был начат проект Eastern Gas Shales, в рамках которого была проведена оценка ресурсов сланцевого газа, дана их геологическая характеристика, проведено тестовое бурение, испытаны технологии направленного бурения в Иллинойском, Аппалачском и Мичиганском бассейнах. В рамках данного проекта за 16 лет (1976–1992 гг.) было потрачено более 137 млн долл. [20, 21].

Государственная поддержка исследований осуществляется и в Китае. В рамках Ключевого национального научно-технического проекта «Разработка крупных месторождений и метана угольных пластов» действует программа «Ключевые технологии разведки и разработки сланцевого газа». В План развития приоритетных фундаментальных исследований включены исследования «Механизмы аккумуляции в залежах сланцевого газа палеозойской эры и оценка ресурсного потенциала» и «Повышение эффективности разработки сланцевого газа морских фракций». Учрежден Национальный центр научных исследований в сфере сланцевого газа как подразделение Научно-исследовательского института Китайской национальной нефтегазовой корпорации (CNPC) [14].

*Институциональная структура.* Проекты по добыче сланцевого газа по сравнению с традиционными проектами в нефтегазовой отрасли отличаются более коротким жизненным циклом и высокой степенью рискованности. Поэтому для их осуществления в наибольшей мере подходят средние фирмы, отличающиеся большей гибкостью и толерантностью к риску, чем отраслевые Транснациональные корпорации, предпочитающие входить в добычу нетрадиционных ресурсов через приобретение уже действующих компаний с налаженными бизнес-процессами, когда степень риска снижается. Такая институциональная структура характерна для газового рынка США, отличающегося высоким уровнем конкуренции и наличием множества игроков.

В противоположность США, газовый рынок Китая характеризуется высокой степенью монополизации. Компании с государственным участием – CNPC, CNOOC, Sinorec являются основными поставщиками природного газа на внутреннем рынке и практически полностью контролируют инфраструктурные мощности и месторождения природного газа, в их распоряжении находятся передовые технологии добычи сланцевого газа, в том числе и импортируемые. В 2016 г. на CNPC приходился 71% добычи природного газа, в собственности компании находится 76% магистральных газопроводов [22].

*Инфраструктура.* Возможность беспрепятственного подключения к разветвлённой газотранспортной инфраструктуре позволила американским компаниям быстро переходить с одного месторождения на другое, что особо важно при освоении множества относительно мелких залежей сланцевого газа, а также снизила потребность в дополнительных капитальных вложениях, связанных с доставкой газа до потребителя.

Несмотря на активное расширение инфраструктурных мощностей, уровень развития газотранспортной инфраструктуры значительно отстает от США: длина магистральных газопроводов в США составляет 1,9 млн км, в Китае – 70 тыс. км [23]. В провинции Сычуань уровень развития инфраструктурных мощностей достаточно высок, однако доступ к трубопроводам ограничен. В 2016 г. была проведена реформа, стимулирующая собственников трубопроводов предоставлять доступ третьим сторонам: норма прибыли, на основе которой Государственным комитетом по реформам и развитию устанавливается газотранспортный тариф, стала зависеть от степени загрузки мощностей [24]. Однако полноценный недискриминационный доступ третьих сторон к трубопроводам в условиях монополизации газового рынка государственными вертикально-интегрированными компаниями в Китае отсутствует.

*Право собственности.* В США распространен подход, при котором право пользования недрами принадлежит собственнику земли. Недостатком данного подхода является отсутствие стимулов к рациональному и наиболее экономичному извлечению ресурсов с месторождения в целом, ввиду отсутствия координации действий и комплексного планирования освоения месторождения. Кроме того, становится возможным приобретать права в спекулятивных целях, что приводит к росту цен на них и удорожанию проектов по добыче сланцевого газа. Вместе с тем, такой подход предоставил возможность добывающим компаниям достаточно быстро купить минеральные права у частных собственников и заняться освоением ресурсов.

Недра в Китае находятся в государственной собственности. Большая часть ресурсов сланцевого газа Китая контролируется компаниями CNPC и Sinopet. Первый тендер на приобретение прав на добычу сланцевого газа в Китае был проведен в 2011 г., его выиграли Sinopet и Хэнаньская компания по добыче метана угольных пластов (Henan Coal-Bed Methane Co.). По итогам второго тендера, проведенного в 2012 г., 17 участков достались компаниям с государственным участием, частные предприятия получили лишь два участка [25, с. 20].

*Источники финансирования.* Институциональная структура отрасли во многом обуславливает источники финансирования проектов: если в США основной источник финансирования – заемные средства, то в Китае – это фонды государственных компаний. Развитый финансовый рынок США позволил аккумулировать и перераспределить финансовые средства в сферу добычи нетрадиционных ресурсов. В Китае высокая степень монополизации и недостаточно развитый финансовый рынок препятствуют притоку частного капитала в отрасль.

*Хэджинг, цены и ценообразование.* Цены на природный газ в США полностью либерализованы с 1993 г., с 1990 г. ведутся фьючерсные торги природным газом. С конца 80-х гг. до 2008 г. наблюдался устойчивый тренд роста цен на природный газ [26], что стимулировало приток инвестиций в отрасль. Последствия снижения цен на газ, вызванные кризисными явлениями 2008 г. и 2014 г., а также сезонными колебаниями, сглаживались путем хеджирования ценовых рисков открытием позиций на фьючерсном рынке.

Политика дерегулирования цен на природный газ проводится в Китае с начала 2010-х гг. Цены на газ, добываемый из сланцевых пород, перестали регулироваться государством с 2013 г. [27]. В июле 2015 г. начала работу Шанхайская нефтегазовая биржа. Односторонний объем торгов на бирже в 2017 г. превысил 30 млрд м<sup>3</sup> [28], что составляет 14% потребления газа в стране. Вместе с тем, цены на значительную часть (50% [28]) потребляемого природного газа регулируются государством, фьючерсные торги на природный газ не ведутся.

*Субсидии и налоговые льготы.* В 1980 г. в США была введена льгота по налогу на прибыль для производителей сланцевого газа в размере 18,72 долл/ тыс. м<sup>3</sup>, размер льготы корректировался с учетом инфляции и к 1992 г. (моменту отмены льготы) составил 33,2 долл/ тыс. м<sup>3</sup> [8, с. 8-9].

В Китае в 2012 г. была введена субсидия на добычу природного газа в размере 400 юаней/тыс. м<sup>3</sup> (около 63 долл.), на период 2016-2018 гг. размер субсидии установлен на уровне 300 юаней/тыс. м<sup>3</sup> (47 долл.), на 2019-2020 гг. – 200 юаней/тыс. м<sup>3</sup> (32 долл.) [14].

Количественная оценка степени соответствия условий, необходимых для начала активной добычи сланцевого газа, имеющих место в настоящее время в Китае, условиям, сложившихся в США к началу 2010-х гг., осуществлена на основе следующего алгоритма:

1. Для каждого фактора развития сланцевой отрасли присваивается весовой коэффициент, характеризующий степень его значимости ( $a_i$ ). Для этого строится матрица парных оценок (приложение 1). Если условие 1 (строка) оказало больший вклад в начало активной добычи сланцевого газа в США по сравнению с условием 2 (столбец), то в соответствующей ячейке ставится цифра 2, если меньший – цифра 0, если значимость факторов одинакова – цифра 1. Сумма экспертных оценок по каждой строке будет являться весовым коэффициентом.

2. Определяется степень присутствия условия в Китае ( $b_i$ ). Если условие присутствует в полном объеме, то коэффициенту  $b_i$  присваивается значение, равное 1, если условие отсутствует – значение, равно нулю.

3. Определяется степень соответствия условий Китая условиям США по формуле

$$\frac{\sum_{i=1}^n a_i * b_i}{n^2} * 100\%, \quad (1)$$

где

$n$  – количество условий,

$a_i$  – значение весового коэффициента  $i$ -го условия,

$b_i$  – степень присутствия  $i$ -го условия в Китае.

В приложении 1 представлена матрица парных оценок и коэффициенты, необходимые для оценки степени соответствия условий, необходимых для развития сланцевой отрасли в Китае условиям, сложившимся в США. Согласно расчетам, проведенным по формуле (1), условия развития сланцевой отрасли в Китае лишь на 56 % соответствуют условиям, сложившимся в США. То есть, условия масштабного освоения сланцевого газа сложились в Китае не в полном объеме, поэтому для достижения амбициозных планов потребуются дополнительные усилия по формированию конкурентной институциональной среды и привлечению в отрасль частного капитала, созданию механизмов минимизации ценовых рисков и расширению инфраструктурных мощностей.

## Капитальные вложения и себестоимость добычи сланцевого газа

Себестоимость добычи сланцевого газа является основным параметром, определяющим его конкурентоспособность. Величина себестоимости определяется под воздействием множества факторов, в число которых входят условия залегания газа, дебит скважины, уровень технологического развития, цены на используемые сырье и материалы, налоговое регулирование, амортизационная политика и др.

В данной работе сравнивается себестоимость добычи сланцевого газа на месторождениях Marcellus и Eagle Ford США и месторождении Фулин в Китае. В табл. 1 представлены исходные данные, используемые для расчета себестоимости добычи.



Таблица 1

Исходные данные, используемые для расчета себестоимости добычи сланцевого газа.

Параметр	Marcellus	Eagle Ford	Fulin
Капитальные вложения в строительство и обустройство скважины, млн долл.	6,4	7,5	12,3
Операционные расходы, долл./тыс. м <sup>3</sup>	131	105	180 [1]
Средняя продуктивность скважины, млн м <sup>3</sup> /год	19,9	3,5	35
Срок жизни скважины, лет	10		

Источник: составлено по [29–32].

Капитальные вложения в строительство и обустройства скважины в Китае почти в два раза выше, чем в США. Операционные расходы на добычу сланцевого газа на месторождении Фулин также значительно выше, чем в США (на 37 % по сравнению с месторождением Marcellus и на 71 % по сравнению с месторождением Eagle Ford). Оценки среднего дебита скважины на месторождении Фулин высоки (100 тыс м<sup>3</sup>/день [29, с. 402]), годовая производительность скважины на месторождении Фулин превышает фактические показатели средней производительности скважины на месторождении Marcellus 2016 г. в 1,8 раз, на месторождении Eagle Ford – в 10 раз. За счет более высокой производительности себестоимость добычи сланцевого газа месторождения Фулин находится на сопоставимом уровне с месторождениями США (табл. 2).

Таблица 2

Себестоимость добычи сланцевого газа, долл./тыс. м<sup>3</sup>

Показатель	Marcellus	Eagle Ford	Fulin
Капитальные вложения в строительство и обустройство скважин	32	214	35
Операционные расходы	131	105	180
Себестоимость добычи сланцевого газа	163	319	215

При данных операционных расходах, капитальных вложениях и дебите скважин природный газ месторождения Фулин конкурентоспособен по себестоимости с импортируемым Китаем газом: средняя цена на импортируемый Китаем СПГ составила 245 долл./тыс. м<sup>3</sup> в 2016 г. и 276 долл./тыс. м<sup>3</sup> в 2017 г., на импортируемый трубопроводный газ – 193 долл./тыс. м<sup>3</sup> в 2016 г. и 200 долл./тыс. м<sup>3</sup> в 2017 г.

Себестоимость добычи на месторождении Фулин существенно варьируется в зависимости от продуктивности скважины (рис. 1). При продуктивности, аналогичной продуктивности скважины на месторождении Marcellus, сланцевый газ с месторождения Фулин будет иметь тот же уровень конкурентоспособности по цене, что и импортируемый, а при продуктивности, аналогичной продуктивности месторождению Eagle Ford, будет неконкурентоспособен.

<sup>1</sup> Линейная интерполяция оценок, приведенных в [29, с. 420] и [30, с. 198].

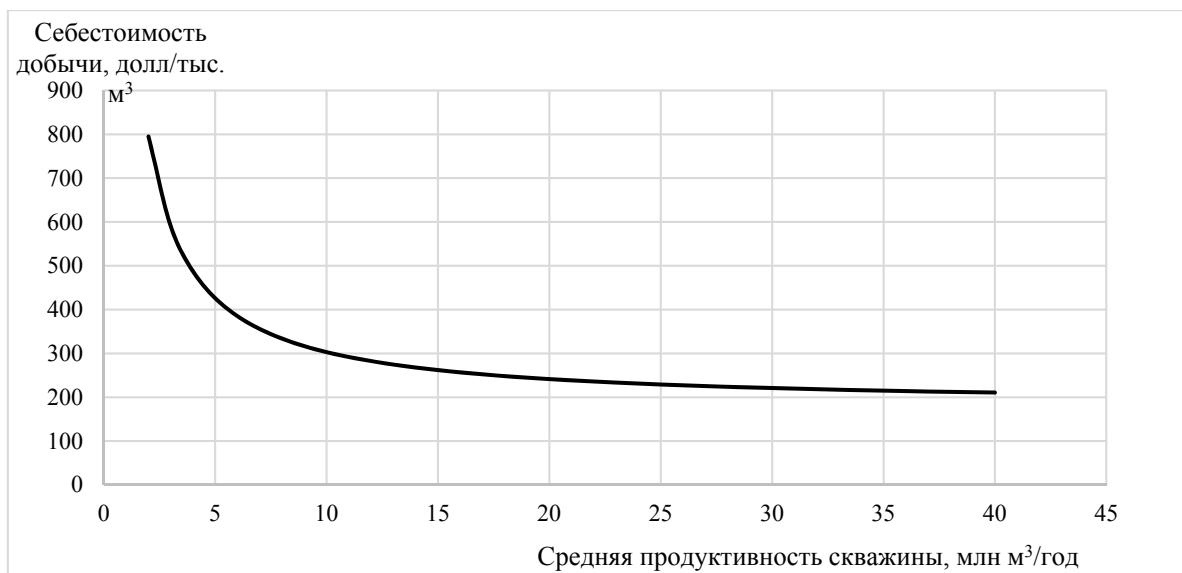


Рис. 1. Зависимость себестоимости добычи сланцевого газа на месторождении Фулин от продуктивности скважины

## Заключение

Несмотря на широкий ресурсный потенциал к настоящему времени условия масштабного освоения сланцевого газа сложились в Китае не в полном объеме, что снижает вероятность достижения поставленных целей по объемам добычи. На пути к ускоренному росту отрасль сталкивается с такими проблемами как ограниченность источников финансирования, неразвитость инфраструктуры, высокая степень монополизации, правовые барьеры, несовершенство ценового механизма. Сланцевый газ может быть конкурентоспособен с импортным по цене, однако высокая неопределенность оценок операционных затрат и продуктивности скважин не позволяет сделать однозначных выводов об экономической целесообразности его масштабного освоения.

## Литература

1. Мастепанов А.М. Сланцевый газ как фактор развития экономики стран Северо-Восточной Азии // Газовая промышленность. – 2013. – № 7. – С. 10-14.
2. Конопляник А.А. Американская сланцевая революция: последствия необратимы // ЭКО. – 2014. – № 5. – С. 111-126.
3. Иванов Н.А. Сланцевая Америка: энергетическая политика США и освоение нетрадиционных нефтегазовых ресурсов. – М.: Магистр, 2014. – 304 с.
4. Rogers H. Shale gas-the unfolding story // Oxford Review of Economic Policy. – 2011. – Vol. 27, Iss. 1. – P. 117-143. – URL: <https://pdfs.semanticscholar.org/29b0/d50480d8ec651b40155374eb8b6630946cc8.pdf>.
5. Fattouh B., Rogers H.V., Stewart P. The US shale gas revolution and its impact on Qatar's position in gas markets // Columbia Sipa Center on global energy policy. – 2015. – 50 p. URL: [http://energypolicy.columbia.edu/sites/default/files/The%20US%20Shale%20Gas%20Revolution%20and%20Its%20Impact%20on%20Qatar's%20Position%20in%20Gas%20Markets\\_March%202015.pdf](http://energypolicy.columbia.edu/sites/default/files/The%20US%20Shale%20Gas%20Revolution%20and%20Its%20Impact%20on%20Qatar's%20Position%20in%20Gas%20Markets_March%202015.pdf).
6. Lozano-Maya J. R. The United States experience as a reference of success for shale gas development: The case of Mexico // Energy Policy. – 2013. – Vol. 62. – P. 70-78.

7. Lozano-Maya J. R. Looking through the prism of shale gas development: Towards a holistic framework for analysis // *Energy Research & Social Science*. – 2016. – Vol. 20. – P. 63–72.
8. Wang Z., Krupnick A. A retrospective Review of Shale Gas Development in the United States: What Led to the Boom? // *Resources for the Future*. – 2013. – 39 p. – URL: <http://www.rff.org/files/sharepoint/WorkImages/Download/RFF-DP-13-12.pdf>.
9. Trembath A., Jenkins J., Nordhaus T., Shellenberger M. Where the shale gas revolution came from. Government's role in the development of hydraulic fracturing in shale // *The Breakthrough Institute*. – 2012. – 25 p. – URL: [https://thebreakthrough.org/images/main\\_image/Where\\_the\\_Shale\\_Gas\\_Revolution\\_Came\\_From2.pdf](https://thebreakthrough.org/images/main_image/Where_the_Shale_Gas_Revolution_Came_From2.pdf).
10. Перспективы разведки и разработки сланцевого газа в Китае // *Геологическая служба Китая*. – 2017. – URL: [http://www.cgs.gov.cn/xwl/cgkx/201712/t20171204\\_446411.html](http://www.cgs.gov.cn/xwl/cgkx/201712/t20171204_446411.html).
11. Assumptions to the Annual Energy Outlook 2017 // U.S. Energy Information Administration. – 2017. URL: <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/assumptions/pdf/oilgas.pdf>.
12. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: China // U.S. Energy Information Administration. – 2017. – URL: [https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/China\\_2013.pdf](https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/China_2013.pdf).
13. План развития энергетики на 13 пятилетку (на кит. яз.). – 45 с. – URL: <http://www.ndrc.gov.cn/zcfb/zcfbghwb/201701/W020170117350627940556.pdf>.
14. Программа развития сланцевого газа на 2016-2020 гг. (на кит. яз.) // NEA. – URL: [http://zfxgk.nea.gov.cn/auto86/201609/t20160930\\_2306.htm](http://zfxgk.nea.gov.cn/auto86/201609/t20160930_2306.htm).
15. Ускоренное развитие месторождения Фулин (на кит. яз.) – URL: [http://www.ce.cn/cysc/ny/gdxw/201705/03/t20170503\\_22497081.shtml](http://www.ce.cn/cysc/ny/gdxw/201705/03/t20170503_22497081.shtml).
16. Yu M., Weinthal E., Patino-Echeverri D., Deshusses M.A., Zou C., Ni Y., Vengosh A. Water Availability for Shale Gas Development in Sichuan Basin, China // *Environmental Science & Technology*. – 2016. – Vol. 50. – P. 2837-2845. – URL: <https://pubs.acs.org/doi/pdfplus/10.1021/acs.est.5b04669>.
17. UPDATE 2-Chesapeake, CNOOC strike second shale deal for \$1.3 bln // *The Thomson Reuters*. – URL: <https://www.reuters.com/article/cnooc-chesapeake/update-2-chesapeake-cnooc-strike-second-shale-deal-for-1-3-bln-idUKN3017000120110131>.
18. Devon – Sinopec JV Across 5 New Oil & Gas Plays Agreed // *MineralWeb*. – URL: <http://www.mineralweb.com/news/devon-sinopec-jv-across-5-new-oil-gas-plays-agreed/>.
19. Chesapeake Energy Corporation announces closing of Mississippi Lime joint venture with Sinopec // *Chesapeake Energy Corporation*. – URL: <http://www.chk.com/media/news/press-releases/Chesapeake+Energy+Corporation+Announces+Closing+of+Mississippi+Lime+Joint+Venture+with+Sinopec+7+1+2013+>.
20. DOE's Unconventional Gas Research Programs // U.S. Department of the Interior, Minerals Management Service, Gulf of Mexico OCS Region. – URL: [https://geographic.org/unconventional\\_gas\\_research/eastern\\_gas.html](https://geographic.org/unconventional_gas_research/eastern_gas.html).
21. Shale Research & Development // US Department of Energy. – URL: <https://www.energy.gov/fe/science-innovation/oil-gas-research/shale-gas-rd>.
22. Natural Gas & Pipelines // CNPC. – URL: [http://www.cnpc.com.cn/en/naturalgaspipelines/naturalgas\\_index.shtml](http://www.cnpc.com.cn/en/naturalgaspipelines/naturalgas_index.shtml).
23. The World Factbook. Pipelines // US CIA. – URL: <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/fields/2117.html>.
24. Постановление ГКРП об опубликовании «Методов регулирования тарифов на перевозку газопроводом (пилотный проект)» и «Методов контроля издержек, определяющих газотранспортный тариф (пилотный проект)» от 9.10.2016 №2142 (на кит. яз.). – URL: [http://www.sdpc.gov.cn/fzgggz/jgggl/zcfg/201610/t20161012\\_822391.html](http://www.sdpc.gov.cn/fzgggz/jgggl/zcfg/201610/t20161012_822391.html).

25. International Energy Data and Analysis: China // U.S. Energy Information Administration. – 2015. – URL: [https://www.eia.gov/beta/international/analysis\\_includes/countries\\_long/China/china.pdf](https://www.eia.gov/beta/international/analysis_includes/countries_long/China/china.pdf).
26. Henry Hub Natural Gas Spot Price https // U.S. Energy Information Administration. – 2018. – URL: <http://www.eia.gov/dnav/ng/hist/rngwhhdd.htm>.
27. Постановление ГКРР о регулировании цены на природный газ от 6.28.2013 № 1246 (на кит. яз.). – URL: [http://www.sdpc.gov.cn/zwfwzx/zfdj/jggg/201306/t20130628\\_547973.html](http://www.sdpc.gov.cn/zwfwzx/zfdj/jggg/201306/t20130628_547973.html).
28. Реформа ценообразования на природный газ успешно продвигается. – URL: [http://www.ndrc.gov.cn/gzdt/201710/t20171021\\_864345.html](http://www.ndrc.gov.cn/gzdt/201710/t20171021_864345.html).
29. Dong D. et al. Suggestions on the development strategy of shale gas in China // Journal of Natural Gas Geoscience. – 2016. – № 1. – P. 413-423.
30. Yuan J., Luon D., Xia L., Feng L. Policy recommendations to promote shale gas development in China based on a technical and economic evaluation // Energy Policy. – 2015. – № 85. – P. 194-206.
31. Trends in U.S. Oil and Natural Gas Upstream Costs // U.S. Energy Information Administration. – 2016. – URL: <https://www.eia.gov/analysis/studies/drilling/>.
32. Peters E. Visualizing US shale oil & gas production. – URL: <https://shaleprofile.com/>.

Матрица парных оценок

Фактор	Ресурсная база	Источники пресной воды	Технологии	Гос. поддержка НИОКР	Инфраструктура	Источники финансирования	Хэджинг, цены и ценообразование	Субсидии и налоговые льготы	Право собственности	Институциональная структура	Сумма (a <sub>i</sub> )	b <sub>i</sub>
Ресурсная база	1	2	1	2	2	1	1	2	1	1	14	1
Источники пресной воды	0	1	0	0	1	0	0	1	0	0	3	0,5
Технологии	1	2	1	1	2	1	1	2	1	1	13	0,8
Гос. поддержка НИОКР	0	2	1	1	1	0	0	1	0	0	6	0,9
Инфраструктура	0	1	0	1	1	1	1	2	1	1	9	0,4
Источники финансирования	1	2	1	2	1	1	1	2	1	1	13	0,4
Хэджинг, цены и ценообразование	1	2	1	2	1	1	1	2	1	1	13	0,3
Субсидии и налоговые льготы	0	1	0	1	0	0	0	1	0	0	3	1
Право собственности	1	2	1	2	1	1	1	2	1	1	13	0,3
Институциональная структура	1	2	1	2	1	1	1	2	1	1	13	0,4

## **ОБОСНОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ СОЛНЕЧНОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ В ПОСЕЛКЕ НЕРХА НИЖНЕУДИНСКОГО РАЙОНА ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ**

Т.С. Пасечников

Актуальной проблемой автономного электроснабжения удаленных от транспортной и энергетической инфраструктуры поселков и деревень остаются чрезмерно высокие затраты на содержание из-за использования единственного источника питания – дизельного генератора. Таких населенных пунктов, даже в Иркутской области, достаточно много. Но, несмотря на значительные затраты на электроснабжение от 20 рублей и более за 1 кВт·ч, подключение подобных населенных пунктов к электросетям нерентабельно из-за небольших нагрузок и отдаленности от ближайшей точки подключения к электросети, которая может быть в нескольких десятках или сотнях километров.

Основные технико-экономические показатели, рассматриваемые перед проектированием солнечной электростанции в поселке Нерха, включают качество поставляемой электроэнергии и количество потраченных ресурсов, включая топливо для генератора, относительно выработанной электроэнергии для потребителя. Безусловно, один из главных вопросов – это размер финансовых вложений на реконструкцию и модернизацию электроснабжения поселка, в том числе с помощью возобновляемого источника энергии (ВИЭ). Далее, рассматриваются расчетные показатели уменьшения затрат на электроснабжение от генератора и сравнение за период 10-летней экономии ресурсов для электроснабжения дизельной генераторной установкой. Соответственно, для технико-экономического обоснования при анализе ситуации в первую очередь во внимание принимались следующие факторы:

- затраты на работу дизель-генераторной установки;
- потребность в электроэнергии у разных потребителей;
- эффективность распределения нагрузки и расхода топлива генератора;
- качество электроэнергии, наличие автоматической защиты потребителя от электроэнергии с низким напряжением или частотой;
- потери напряжения и электроэнергии на «хвостах» ВЛ при передаче тока;
- определение наиболее рентабельного типа ВИЭ на основе метеорологических данных и природно-рельефных условий;
- определение годовой генерации электроэнергии 1 кВт выбранного ВИЭ;
- подбор необходимой мощности ВИЭ, а также емкости и типа аккумуляторного банка;
- возможность инвестиционных вложений в ВИЭ, определения их расчетной эффективности;
- расчет времени работы дизель-генераторной установки в течение 10 лет;
- расчет экономической эффективности электростанции при сравнении стоимости строительства и выработки электроэнергии от ВИЭ в долгосрочной перспективе.

Эксплуатационные затраты ДЭС п. Нерха, данные 2015 года:

### 1. Топливо:

- годовое потребление дизельного топлива для работы электрогенератора – 153,3 т или 199349,8 л.;

- затраты на приобретение топлива по цене 38,2 руб./л – 7,615 млн руб.;
  - затраты на доставку топлива – 749,868 тыс. руб.
- Итого: 7,615 + 0,749 = 8,364 млн руб.

## 2. Обслуживание:

- цена капитального ремонта дизеля – 1502 тыс. руб.;
  - обслуживание двигателя – 502 тыс. руб./год (ремкомплект);
  - капитальный ремонт проводится не менее 1 раза за 2 года эксплуатации или при достижении наработки 10000 моточасов;
  - затраты на текущий ремонт – 752 тыс. руб./год;
  - замена генератора производится после 20000 моточасов в среднем каждый 4 год эксплуатации;
  - стоимость генератора – 14 млн руб.;
  - текущий ремонт генератора - 250 тыс. руб./год;
  - обслуживание генератора 214 тыс. руб./год;
  - замена масла в среднем 73 л/месяц, стоимость 1 литра – 41 руб;
  - стоимость доставки масла – 7258 руб./т;
  - затраты на масло и его доставку за год – 43,174 тыс. руб.
- Итого затраты на обслуживание в течение 1 года: 438,3 тыс. руб.

## 3. Обслуживающий персонал:

- ФОТ 1 мастер – 23500 руб./месяц;
  - ФОТ 4 машиниста – 55200 руб./месяц;
- Итого общие затраты: 944,4 тыс. руб.

Всего за 2015 г.:

- потребность в электроэнергии – 398,920 МВт·ч;
- расчётная потребность в эксплуатационных затратах – 9,776 млн руб.;
- себестоимость 1кВт·ч – 24,51 руб.;
- себестоимость 1 литра условного топлива с учетом доставки и расходов на обслуживание генератора – 105,39 руб.

В табл. 1 приведены основные потребители электроэнергии п. Нерха.

Таблица 1

### Потребители электрической энергии (юридические лица)

Потребитель электроэнергии	Перечень/группы оборудования	Суммарная мощность, кВт
Магазин ИП «Светличная И.М.»	Холодильное оборудование	2,0
Магазин "Весна"	Холодильное оборудование	1,5
Администрация	Компьютер персональный (2 шт.), факс, принтер (А3), принтер (2шт), масляный радиатор, система АТС, ноутбук (2 шт.).	5,1
Клуб	Стереосистема (2 шт.).	3,0
Аэропорт	Зарядное устройство, радио оборудование, тепловентилятор.	2,5
Школа	Персональный компьютер, проектор, принтер, масляный обогреватель	3,0

Фельдшерско-акушерский пункт	Обогреватель масляный, персональный компьютер, чайник, холодильник, лампа кварцевая (1 шт.)	4,6
Детский сад	Конфорочная печь, холодильная камера, стиральная машина, телевизор, утюг, чайник.	6,5
Итого суммарная мощность		28,5

Среди потребителей электроэнергии, кроме юридических лиц, в п. Нерха есть 76 частных домовладений, по которым по результатам опроса было определено, что средняя максимальная нагрузка не будет превышать более 1,5 кВт. В итоге был произведен расчет воздушной линии, включая трансформаторные подстанции, и определена достаточная мощность для электроснабжения поселка, которая составила около 200 кВт.

Согласно записям затрат на топливо, в табл. 2 определено помесечное потребление электроэнергии за 2015 г.

Таблица 2

Показатели дизельно-генераторной установки за 2015 г.

	Месяц											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
<b>Потребление, МВт·ч</b>	43,32	31,76	30,16	32,88	30,2	28,08	26,44	29,48	30,8	35,16	36,04	44,6
<b>Удельный расход, г/кВт·ч</b>	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240

Для анализа метеорологических наблюдений за солнцем, а именно количества солнечных часов и, соответственно, солнечной инсоляции, использованы данные атмосферного научного центра NASA (<https://eosweb.larc.nasa.gov/>), представляющие наблюдения за 22 года.

В соответствии с техническим заданием для проектирования ВИЭ, представлен земельный участок по адресу: Нижнеудинский район, д. Нерха, ул. Луговая, уч. № 8, площадью 14077 м<sup>2</sup>, кадастровый номер: 38:11:200201:5. Используя данные высот рельефа местности и движения солнца по азимуту, в зависимости от высоты над уровнем горизонта, сформирована пример-карта затенений (рис. 1).

Исходя из представленной на рис. 1 карты затенений можно сделать вывод, что горные хребты, окружающие предоставленный к проектированию земельный участок, не являются естественной преградой для солнечного излучения, максимально возможная инсоляции достигает площади анализируемого участка.

В табл. 3 предоставлены статистические данные анализа за 22 года NASA, согласно координатам населенного пункта, в пересчете на оптимальный угол наклона к горизонту фотоэлектрических модулей (ФЭМ), его расположения на юг и установленной номинальной мощности. Расчет производился с помощью программы RETScreen.



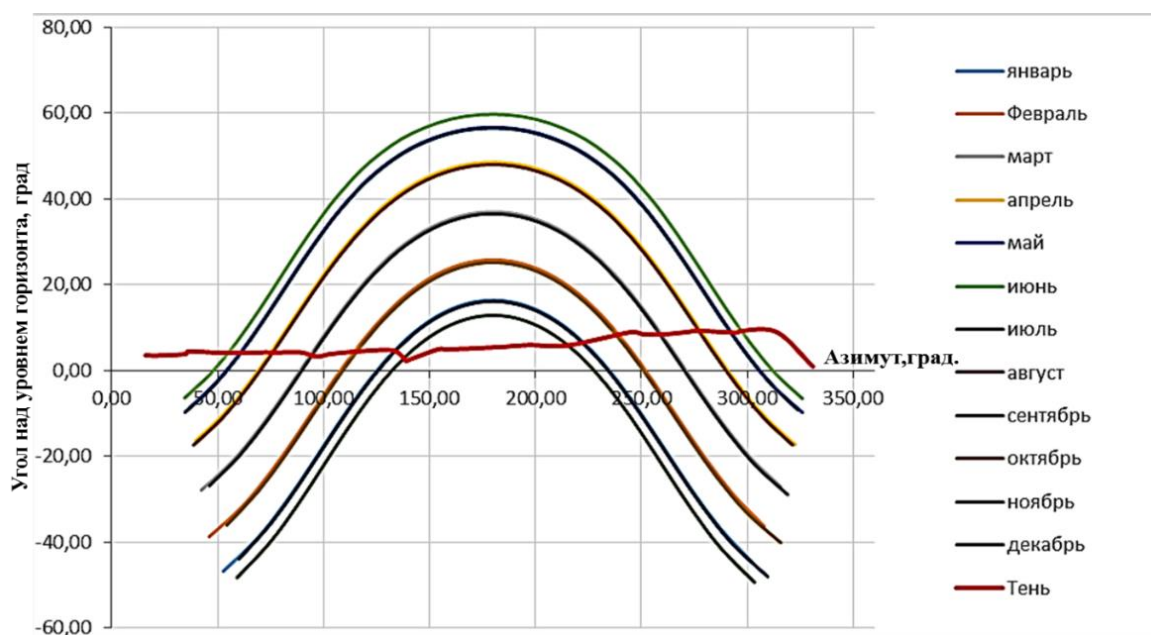


Рис. 1. Карта затенений п. Нерха

Таблица 3

Данные инсоляции при различном угле наклона ФЭМ

	Средняя инсоляция при ясной погоде (кВт·ч/м <sup>2</sup> )	Средняя инсоляция (кВт·ч/м <sup>2</sup> )	Угол наклона ФЭМ (градусы)	Выработка 1 ФЭМ сред. при ясной погоде (кВт·ч)	Выработка 1 ФЭМ сред. (кВт·ч)
Январь	5,06	3,60	80	1,37	0,97
Февраль	6,73	4,79	80	1,82	1,29
Март	7,51	5,43	50	2,03	1,47
Апрель	7,62	5,05	50	2,06	1,36
Май	8,22	5,45	20	2,22	1,47
Июнь	8,38	5,74	20	2,26	1,55
Июль	8,05	5,72	20	2,17	1,54
Август	7,15	5,07	20	1,93	1,37
Сентябрь	6,05	4,04	50	1,63	1,09
Октябрь	5,58	3,55	50	1,51	0,96
Ноябрь	5,02	3,37	80	1,35	0,91
Декабрь	4,26	3,00	80	1,15	0,81
год	5,79	4,57		1,56	1,23

Результаты, представленные в табл. 3, свидетельствуют о том, что среднесуточная выработка одного ФЭМ составит: 1,23 кВт · ч. Суммарное годовое потребление: 398,92 МВт·ч, а среднесуточная потребность в электроэнергии составляет 1098,82 кВт·ч.

Принимаем в расчетах необходимость обеспечения выработки ВИЭ не менее 50% от текущей среднесуточной выработки электроэнергии ФЭМ, согласно табл. 3, необходимое количество ФЭМ относительно средней месячной выработки составит 450 ед. или 121,5 кВт, номинальной мощностью каждого 0,27 кВт. Данная мощность позволит выработать необходимое количество электроэнергии, расчет представлен в табл. 4.

Таблица 4

Расчет выработки электроэнергии солнечной электростанцией в условиях п. Нерха

Месяц	Среднесуточная выработка электроэнергии панелями, кВт.ч	Среднесуточное потребление, кВт.ч
Январь	437,07	1397,42
Февраль	582,03	1134,29
Март	659,91	972,90
Апрель	614,15	1096
Май	662,14	974,19
Июнь	696,93	923,18
Июль	694,49	936
Август	616,22	950,97
Сентябрь	491,17	1026,67
Октябрь	431,4	1134,19
Ноябрь	408,96	1201,33
Декабрь	364,27	1438,71
Среднее	554,89	1098,82

Проектный график выработки электроэнергии солнечной электростанцией (СЭС) в составе расчетного количества фотоэлектрических моделей в сравнении с графиком потребления приведен на рис. 2.

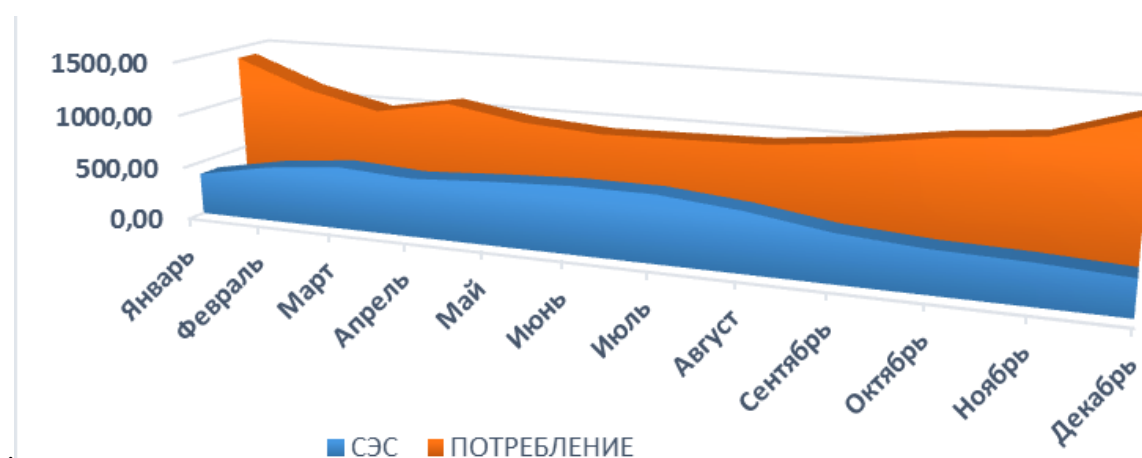


Рис. 2. Проектный график выработки солнечной электростанции и потребления электроэнергии в п. Нерха

Анализ фактических значений выработки электроэнергии солнечной электростанцией свидетельствует о соответствии реальных полученных данных проектным (рис. 3).

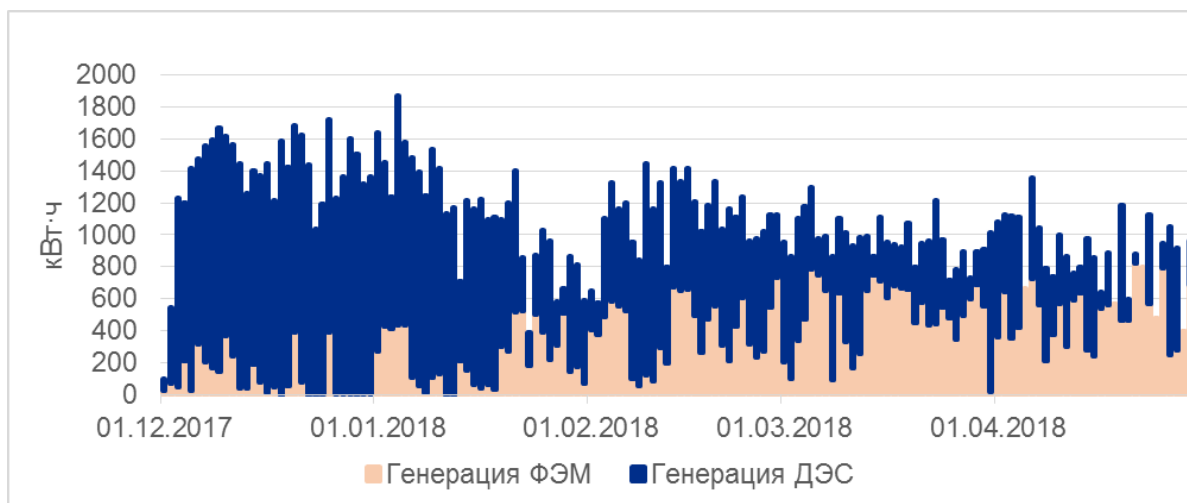


Рис. 3. Ежедневная генерация электроэнергии дизельной и солнечной электростанциями

Предварительная оценка экономической эффективности работающей солнечной электростанции оправдала ожидания, согласно данным от 1 мая 2018 г. достигнуты следующие показатели:

- «солнечный» сегмент электростанции выработал 70.552 МВт·ч;
- время работы дизельной электростанции составило 1004 часов из 3515 часов подачи электроэнергии потребителю;
- экономический эффект за 5 месяцев составил 5 862 000 рублей, что по уровню 2017 г. составляет 60% от годового потребления в 2016 г.

## **СПОСОБЫ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ДАННЫХ ИЗ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ БАЛАНСОВ В ГЕОИНФОРМАЦИОННОЙ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЕ**

И.Л. Трофимов

### **Введение**

В исследованиях и прогнозировании развития электроэнергетических систем наиболее трудоёмким является процесс обработки большого объема разнородной информации, собранной за различные временные периоды, с различных интернет-ресурсов и баз данных.

С аналогичными проблемами, возникающими при сборе и обработке данных сталкиваются исследователи во многих областях науки [1]. Создается большое количество как универсального, так и специализированного программного обеспечения. В большинстве случаев для хранения информации используются реляционные базы данных с развитым математическим аппаратом для SQL-запросов. Для обработки многомерных массивов данных применяются методы OLAP-анализа, Data Mining и пр.

Для решения ряда оптимизационных задач, возникающих при прогнозировании развития электроэнергетических систем, построения электроэнергетических балансов и прочих задач, требующих полноты информации для агрегирования, значительных математических, экономических и специальных преобразований, применение универсальных методов хранения, обработки и представления информации неэффективно, а чаще всего – невозможно.

Универсальные распространенные средства баз данных (Firebird, Oracle, MS SQL) и ГИС (ArcGIS, MapInfo, API Google Maps etc.) не позволяют в полной мере реализовать поставленные задачи, посвященные конкретным расчетам эффективности, прогнозирования развития и моделирования сложных по структуре объектов, описываемых большим набором различной динамической информации. Поэтому существует необходимость создания и использования специализированной системы поддержки принятия решений для изучения и прогнозирования межгосударственных электроэнергетических объединений.

Для решения поставленных задач авторами предлагается способ представления и обработки информации в собственной объектно-ориентированной базе данных (ООБД). Для работы с информацией из ООБД разработана специализированная Геоинформационная вычислительная система (ГИВС) [2]. В инфраструктуру ГИВС входят следующие блоки (программные модули):

1. Блок для работы с моделью развития и оптимизации режимов электроэнергетических систем ОРИРЭС, используемый для изучения и прогнозирования межгосударственных электроэнергетических объединений [3].

2. Блок для работы с топливно-энергетическими балансами позволяет анализировать энергобалансы стран и регионов, проводить экспресс-анализ прогнозирования энергобалансов, в частности решать задачи прогнозирования энергопотребления.

3. Картографический блок ГИВС предназначен для построения интерактивных атласов-карт с наложением диаграмм различных энергетических показателей за разные временные периоды [4].

4. Графический блок позволяет автоматизировано строить графики и диаграммы для сравнения и анализа ретроспективного состояния энергетики различных стран и регионов.

5. Конструктор запросов к ООБД позволяет оперативно выводить различные таблицы данных со встроенными математическими преобразованиями (формулами перевода энергетических единиц, интерполяции недостающих значений, функциями максимума, минимума, агрегирования значений и пр.).

В статье приводится один из примеров того, как представление данных в объектном виде повышает эффективность процессов изучения и прогнозирования электроэнергетических балансов стран мира.

## 2. Способ хранения информации в объектно-ориентированной базе данных

Авторами предлагается новый подход к организации хранения и представления данных. Разработана собственная объектно-ориентированная база данных. Объектами базы данных нижнего уровня являются электростанции с их технико-экономическими показателями. Объекты верхнего уровня ООБД – области, страны, энергосистемы, межгосударственные электроэнергетические объединения. Каждый объект базы данных описывает характеристики и свойства физических объектов – электростанций, электроэнергетических систем, стран и т.д. Объект в ООБД представляет собой отдельный файл, содержащий набор характеристик физического объекта, их параметры и числовые значения, разделенные по годам, суткам, часам. В том же разделе содержится файл с метаданными о типах объектов и связях между ними. Формат файловой системы ООБД можно открыть любым простым текстовым редактором операционной системы [5].

В интерфейсе программы для работы с ООБД содержимое произвольного объекта базы данных представляется в виде динамической редактируемой таблицы, которая содержит параметры объекта и значения этих параметров, см. табл. 1. Отредактированные значения автоматически записываются в формат ООБД.

Таблица 1

Фрагмент таблицы для редактирования данных выбранного объекта из ООБД

Тип параметра	Название параметра	Значения (по годам)			
		1990	1991	1992	...
type	страна				
ID	Россия				
imp_coal	Импорт угля (тыс. т.н.э.)	35087	28011	23719	...
imp_oil	Импорт нефти (тыс. т.н.э.)	18592	71280	30203	...
exp_coal	Экспорт угля (тыс. т.н.э.)	40423	25525	27867	...
exp_oil	Экспорт нефти (тыс. т.н.э.)	222907	175271	143161	...
el_prod	Произведено электроэнергии (ТВт·ч)	1082	1069	1062	...
...	...	...	...	...	...

Такой способ представления данных позволяет в компактном виде хранить всевозможную информацию об объекте, не создавая множества вспомогательных таблиц и связей.

Текстовыми значениями параметров могут быть имена, метаданные, ссылки на внешние медиа, относящиеся к объекту – фото, видео в интернет и пр. Числовые значения могут храниться с разбивкой по годам, суткам, часам в зависимости от типа объекта или его параметров. При этом вся необходимая информация, описывающая объект,

собрана физически в одном месте, что гарантирует её целостность и исключает потенциальную потерю части информации (фрагментацию данных). Процедуры верификации и обработки данных из ООБД позволяют формировать различные тренды по числовым параметрам, даже когда название объекта меняется от разных источников, например, на различных Интернет-ресурсах названия одних и тех же электростанций имеют различные написания.

Объектное представление данных позволяет компактно хранить сложную по структуре информацию о разных типах объектов, и собранную в разное время из различных источников. Специальные процедуры обработки данных из ООБД включают в себя методы верификации объектов, алгоритмы интерполяции недостающих данных для возможности агрегирования и дезагрегирования, математические формулы преобразования и объединения различных параметров. Опыт работы с различными базами данных показывает, что подобные процедуры довольно трудно реализовывать в стандартных SQL-запросах к реляционным базам. На рис. 1 представлена блок-схема работы с данными ООБД.

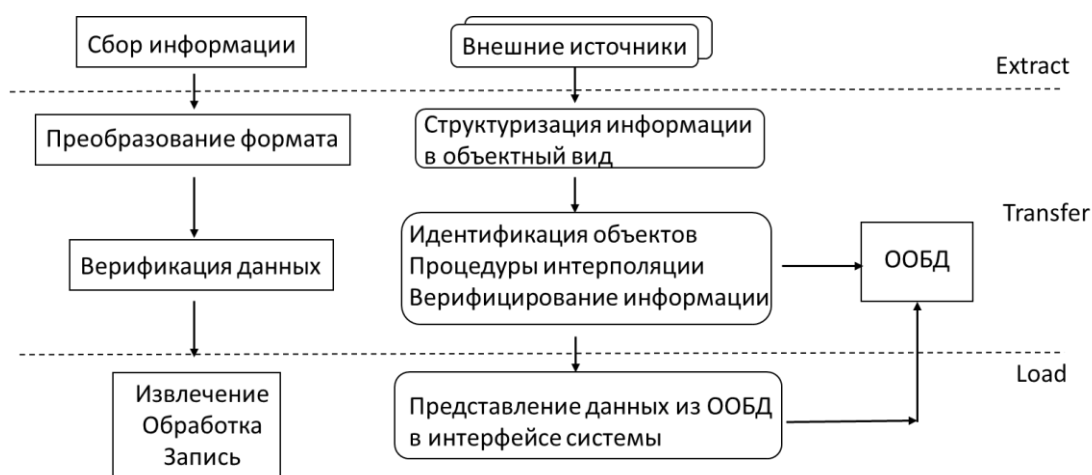


Рис. 1. Блок-схема работы с данными ООБД

Схема работы с данными ООБД состоит из следующих этапов:

- 1) сбор различных не систематизированных данных из открытых источников;
- 2) реструктурирование информации в формат ООБД;
- 3) представление информации из ООБД в интерфейсе ГИВС с помощью специального конструктора запросов;
- 4) работа с обработанной информацией (готовыми решениями оптимизационной модели, сводными таблицами и т.д.) в интерфейсе ГИВС – построение интерактивных карт, графиков и диаграмм с возможностью проведения ретроспективного и перспективного анализа данных;
- 5) экспорт обработанной информации во внешний аналитический Интернет-сервис с целью использования результатов исследований мировым сообществом.

### 3. Технология обработки данных

В ходе анализа потребностей исследователей в данной предметной области был разработан специальный конструктор запросов для ГИВС [6]. Благодаря использованию конструктора запросов пользователи ГИВС не оперируют понятиями SQL-запросов, а лишь формируют таблицу с необходимыми полями. Таким образом, работа с ГИВС не зависит от программиста, и у пользователей нет необходимости в специали-

зированных знаниях для составления сложных запросов на SQL (рис. 2). Схема построения запроса состоит из следующих этапов: формирование запроса с помощью набора специальных блоков; чтение данных из ООБД и выполнение необходимых математических преобразований данных; формирование результата.

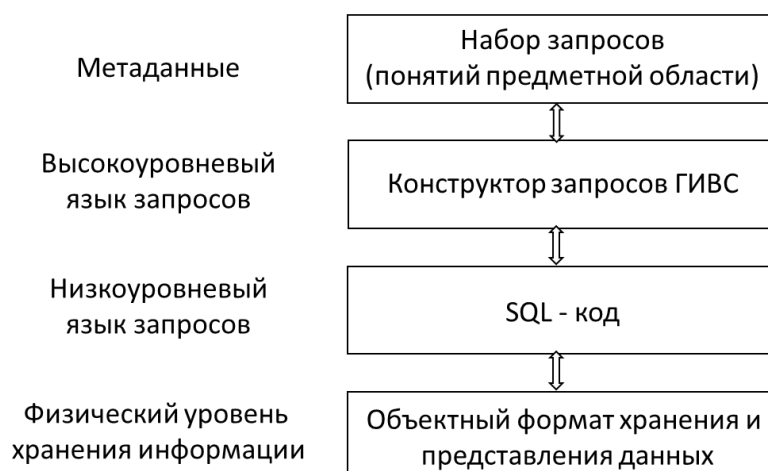


Рис. 2. Уровни представления запросов к БД

Такой подход позволяет формировать довольно сложные параметризованные запросы, во время исполнения которых происходят специальные вычисления, такие как интерполяция недостающих данных, математические отношения между показателями (сумма, разность, произведение, деление и пр.) (рис. 3).

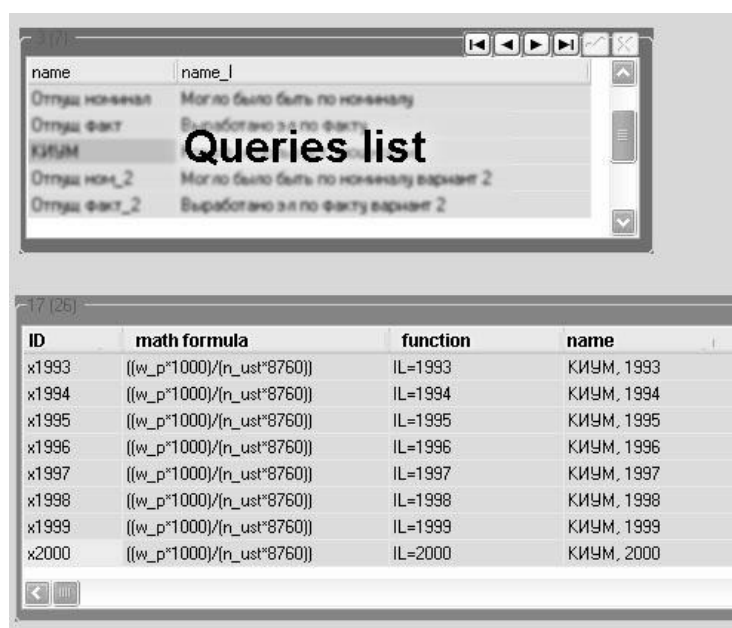


Рис. 3. Фрагмент запроса к ООБД в интерфейсе ГИВС

Таким образом, разработанный авторами конструктор запросов в интерфейсе ГИВС дает возможность пользователям получать эффективный доступ к информации из ООБД, не прибегая к помощи программистов, не имея навыков работы с базами данных и специфических знаний для создания SQL-запросов.

#### 4. Графическое и картографическое представление данных в интерфейсе ГИВС

Для комплексных исследований перспектив развития электроэнергетических систем необходимо проводить экспресс-анализ показателей топливно-энергетического баланса (энергетических ресурсов, энергопотребления, структуру топлива и т.д.). Рассмотрим статистику энергетических балансов, распространяемую Международным Энергетическим Агентством. В предоставляемых им данных содержится информация об энергетических балансах практически всех крупных стран мира (более чем 200 стран) в ретроспективе с 70-х годов прошлого века. Информация представлена в виде многомерного куба (OLAP-представление данных) (рис. 4).

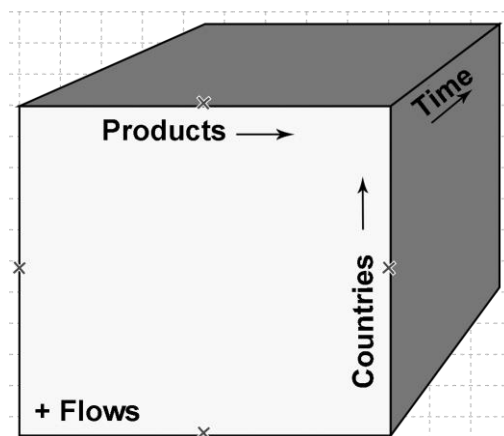


Рис. 4. Многомерный куб данных для энергетических балансов стран

Одним из срезов куба является таблица энергетического баланса страны за какой-либо год. Доступ к данным возможен только через специальное приложение, позволяющее просматривать любой из срезов данного куба. Статистическая обработка этой информации ограничена возможностями и средствами, предоставляемыми специальным приложением. Кроме того, для исследований развития электроэнергетических систем необходимо выбирать только электроэнергетическую составляющую среди огромного массива информации.

Разработанная авторами ГИВС позволяет собирать и реструктурировать информацию с помощью специальных алгоритмов в объектно-ориентированный вид. Весь объем указанной выше информации был переведен в ООБД и составил около 200 объектов (по количеству стран). Суммарный объем полученных данных составил около 10 Мбайт, в то время как исходный куб был около 100 Мбайт. Представление данных в ГИВС в виде объектов с изменяемой структурой позволило расширить сферу использования данной информации в научно-исследовательских задачах изучения и прогнозирования топливно-энергетических балансов.

Интерфейс ГИВС позволяет оперативно формировать таблицы баланса для любой страны за любой год из имеющейся ретроспективы. В табл. 2. показан фрагмент энергетического баланса на примере Южной Кореи. Все данные в таблице приведены за 2012 год, поскольку такая статистика публикуется раз в три года, и для отображения более современных данных требуется новая закупка. Но основная задача автора в настоящей статье показать различные формы представления данных в разрабатываемой ГИВС, поэтому указанный здесь и далее год особой роли не играет.



Таблица 2

Фрагмент энергетического баланса Южной Кореи за 2012 год, в тыс. т н.э.

	Уголь	Нефть	Нефте-продукт	Газ	Атомн.	Гидро	Электр.	Тепл	Всего
Производство	932	718		391	39176	341		82	46215
Импорт (+)	76079	131070	37436	42840					287425
Экспорт (-)		-356	-58463						-58819
Всего первичной энергии	77079	130505	-33283	44966	39176	341		82	263442
Перемещение		-3003	3131						128
Электростанции	48543		-3366	16052	-39176	-341	40702		-67057
ТЭЦ, ТЭС			-194	-5364			2296	1683	-1618
ТЭЦ, ТЭС на собств. нужды	-5910		-1705	-657			2352	2810	-3458
Доменные печи	-9175								-9175
Газовые заводы			-725	559					-166
Нефтеперерабатывающие заводы		-136793	135192						-1601
Нефтехимическ заводы		8117	-7836						281
Энергетическая промышленность	-2897	-12	-4960	-237			-2799	-83	-10988
Потери							-1487	-60	-1547
Всего конечное потребление	9589		84393	22897			41401	4973	166384
Промышленность	8318		4145	9290			21555	2128	47327
Транспорт			28594	1149			194		30241
Другое (жилая, коммерч, сельск)	816		8695	12459			19652	2845	45401
Не энергет.нужды	455		42959						43414

Авторами написан специальный блок ГИВС, позволяющий строить прогнозы энергетического баланса на любой перспективный год, используя линейный оптимизатор. Для любой страны в ГИВС можно построить прогноз энергетического баланса, в том числе его электроэнергетической составляющей.

За основу берутся все имеющиеся ретроспективные данные энергетического баланса выбранной страны. На каждый последующий год строится прогнозный энергетический баланс. Для построения данных балансов решается задача линейной оптимизации. Ограничениями задачи берутся балансовые уравнения из таблицы баланса, а также ограничения на величину дисперсии от предыдущих лет. Кроме того, в качестве ограничений можно писать планируемые структурные изменения баланса. Задача решается за каждый год до заданного перспективного года. На выходе получаются таблицы энергобаланса на все рассчитанные годы. Модель предполагает итерационное совершенствование прогноза путем уточнения и фиксации трендов основных показателей.

Таким образом, в ГИВС возможно построение балансовых таблиц как в ретроспективе, так и рассчитанных на любой заданный перспективный год.

Дополнив объекты-страны соответствующими географическими координатами и используя специальный картографический интерфейс ГИВС, существует возможность выводить показатели энергетического баланса стран в виде круговых диаграмм на карты любого региона мира, представляющего интерес для исследователя. Карты строятся в автоматизированном режиме в картографическом интерфейсе ГИВС, с помощью которого пользователь может просматривать динамику изменения показателей за разные годы. Существует режим экспорта построенных карт в специальное веб-приложение [7].

Для примера на интерактивную карту выведена электроэнергетическая составляющая баланса – показатель производства электроэнергии по всем странам мира (рис. 5). Производство электроэнергии указано в ТВт·ч (Тераватт·час). Размеры круговых диаграмм пропорциональны значениям произведенной электроэнергии.

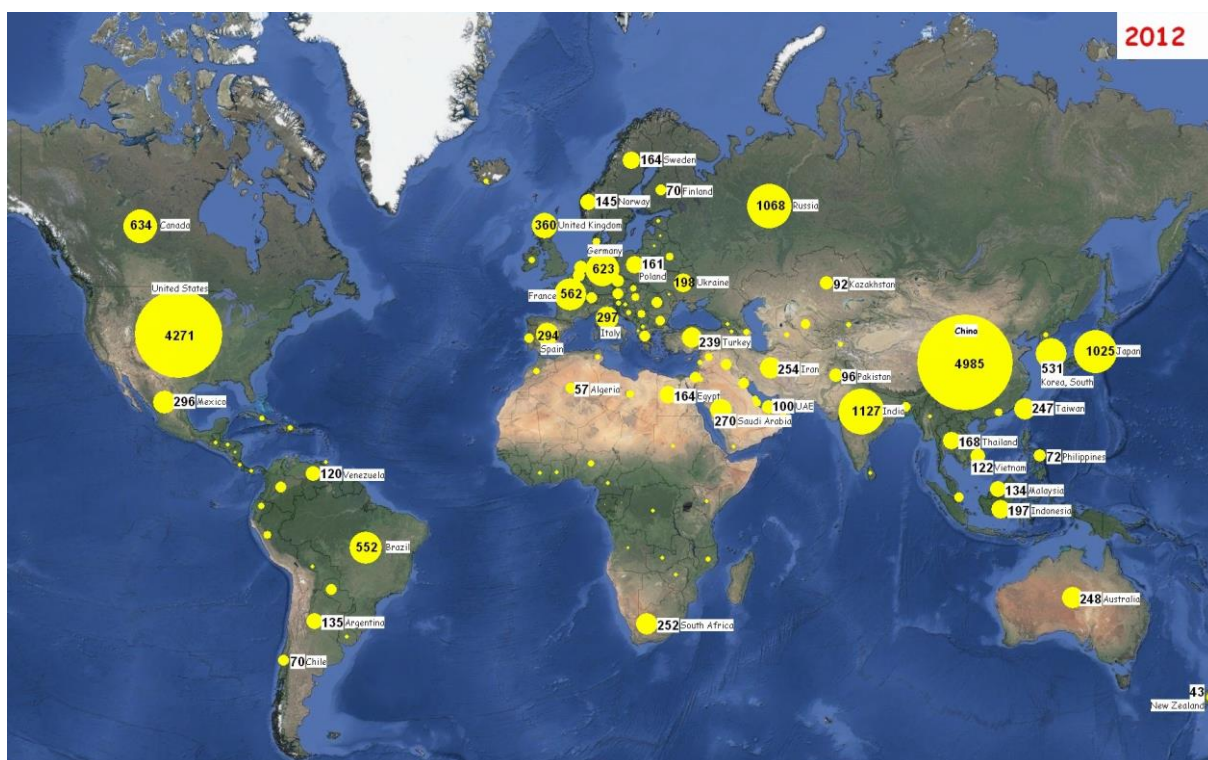


Рис. 5. Производство электроэнергии 2012 (ТВт·ч)

Другой способ представления информации в ГИВС – автоматизированное построение графиков. Тот же показатель производства электроэнергии может быть представлен на сводном графике, отражающем динамику роста крупных стран-производителей электроэнергии в ретроспективе начиная с 1990 года (рис. 6).

Предложенная в ГИВС форма построения сводных графиков позволяет легко анализировать имеющуюся информацию. Например, в приведенном примере нетрудно заметить, что к 2012 году страны Китай и США в сумме производили 41% всей электроэнергии в мире. При этом объемы производства электроэнергии в США за это время выросли незначительно (с 3203 ТВт·ч до 4271 ТВт·ч), в Китае выросли более чем в 8 раз (с 594 ТВт·ч. до 4985 ТВт·ч.), в Южной Корее выросли в 5 раз (с 105 ТВт·ч. до 531 ТВт·ч.).

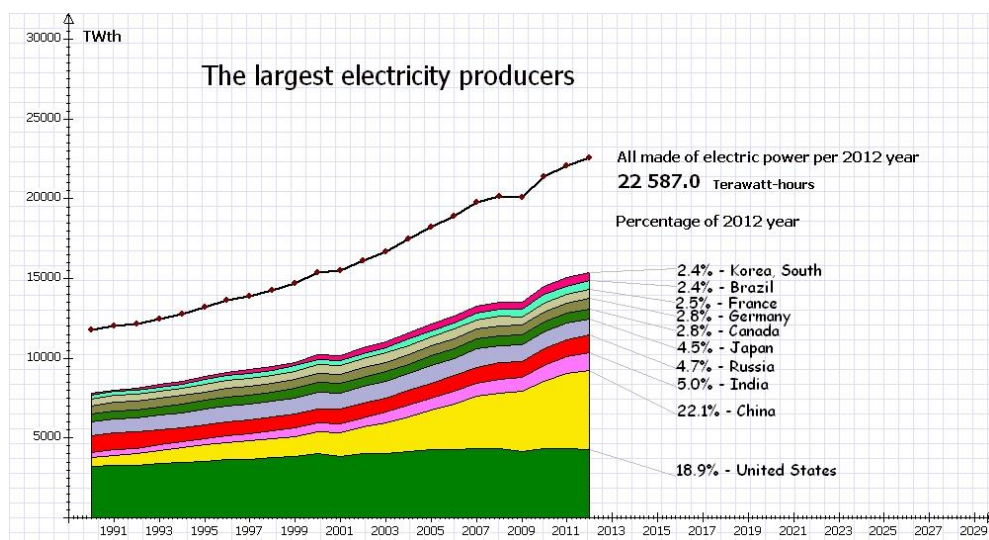


Рис. 6. График 10-ти крупнейших производителей электроэнергии в мире

ГИВС позволяет аналогично работать с любыми показателями из топливно-энергетического баланса. Помимо приведенных в примере данных в ООБД содержится множество другой информации, собираемой из различных источников. Так, из открытого Интернет-ресурса EpiPedia.org [8] в ООБД была загружена информация, содержащая технико-экономические показатели по различным странам – установленные мощности электростанций, типы оборудования, географические координаты, объемы производства и потребления, экспорта и импорта и т.д. Картографический интерфейс ГИВС позволяет строить карты с координатами электростанции, их связей, объемами и типами мощностей и пр.

Рассмотренный в статье способ хранения и представления информации в объектном виде и обработка данных посредством графического интерфейса ГИВС являются универсальными для решения многих энергетических задач.

## Заключение

В условиях многообразия и постоянного изменения предлагаемых на рынке баз данных и информационных систем существуют специализированные задачи, для эффективного решения которых требуются собственные разработки, особенно в случае, когда необходимо иметь компактную структуру данных и прозрачно хранить информацию. При этом процедуры извлечения, обработки и визуализации данных должны иметь универсальный интерфейс, настраиваемый под различные задачи и модели электроэнергетических систем.

Авторами предложен новый, современный взгляд на проблему анализа и обработки большого объема информации. Разработаны основные компоненты ГИВС для решения задач развития электроэнергетических систем.

Предложенный способ хранения и обработки данных значительно упрощает расчеты, сокращает фактическое время на составление прогнозов в энергетике и позволяет повысить достоверность результатов.

Создаваемая авторами система поддержки принятия решений ГИВС призвана существенно повысить эффективность изучения и прогнозирования развития электроэнергетических систем и качественно улучшить результаты решений посредством использования удобного графического интерфейса с возможностью работы с оптимизационными моделями.

*Работа в части создания методов и процедур обработки данных выполнена при финансовой поддержке гранта РФФИ № 18-07-00495 А.*

## **Литература**

1. Xuming Liang. Application and research of global grid database design based on geographic information // Global Energy Interconnection Development and Cooperation Organization. – 2018. – Vol. 1. – No. 1. – P. 87-95.
2. Podkovalnikov S.V., Trofimov I.L. and Trofimov L.N. Data processing and optimization system to study prospective interstate power interconnections // 10th International Conference on Asian Energy Cooperation «AEC 2017». E3S Web Conf.: – 2018. – Vol. 27. – P. 32-40.
3. Chudinova L.Yu., Podkovalnikov S.V. and Trofimov I.L. Multilateral cooperation for power interconnection in Northeast Asia // 10th International Conference on Asian Energy Cooperation «AEC 2017». E3S Web Conf.: – 2018. – Vol. 27. – P. 20-28.
4. Трофимов И.Л., Трофимов Л.Н. Современные проблемы поиска и верификации данных об электростанциях Китая и других стран // Информационные и математические технологии в науке и управлении. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2017. – № 4 (8). – С.120-128.
5. Трофимов Л.Н., Трофимов И.Л. Интернет-сервис для анализа статистических данных в области энергетики на примере мирового рынка нефти // Сб. ст. всероссийской конф. «Энергетика России в XXI веке. Инновационное развитие и управление». – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2015. – С.170-174.
6. Trofimov I.L Using metadata to query the Database on thermal economy of Russia through the Internet // Zbornik Radova Konferencije MIT-2013. – Kosovska Mitrovica: University of Pristina, 2014. – P. 706-714.
7. Energy Statistical Analytical Service. ESAS. World Energy on an interactive map. – Режим доступа: <http://esas.com.ru/en> (10.02.2018).
8. Energy Pedia Portal: Электростанции. – Режим доступа: [https://enipedia.org/wiki/Portal:Power\\_Plants](https://enipedia.org/wiki/Portal:Power_Plants) (15.01.2018).

# Прикладная математика и информатика

## КЛАССИФИКАЦИЯ СОСТОЯНИЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ ПРИ ОЦЕНКЕ БАЛАНСОВОЙ НАДЁЖНОСТИ МЕТОДОМ МОНТЕ-КАРЛО

Д.А. Бояркин

### Введение

В современном мире бесперебойная поставка электроэнергии является гарантом благополучия потребителей и развития экономики обслуживаемого региона. Для осуществления надёжной поставки электроэнергии необходимо заблаговременно предпринимать комплекс мер, обеспечивающих бесперебойное функционирование электроэнергетической системы (ЭЭС). Такие меры должны быть технически и экономически эффективными и базироваться на корректной оценке надёжности энергосистемы для прогнозируемых режимов потребления. Таким образом, заблаговременная оценка балансовой надёжности (БН) ЭЭС является необходимым условием как для функционирования, так и развития современных энергосистем. Особенно актуальной она становится с развитием таких направлений в энергетике, как распределённая генерация, интеллектуализация, возобновляемые источники энергии, которые усложняют ЭЭС и, соответственно, вносят свои коррективы в процесс оценки надёжности ЭЭС.

Методика оценки БН ЭЭС, основанная на методе Монте-Карло, состоит из трех этапов [1]:

- 1) формирование расчетных состояний ЭЭС;
- 2) расчет режимов сформированных состояний ЭЭС для определения дефицитов мощности;
- 3) вычисление показателей надёжности по результатам расчётов, полученных на первых двух этапах.

Задача оценки БН ЭЭС, как правило, решается для годового интервала, при этом учитываются плановые ремонты энергетического оборудования, случайные отклонения нагрузки и другие факторы функционирования ЭЭС.

Сложность при решении данной задачи представляет большая размерность. Так, для достижения приемлемой точности оценки надёжности ЭЭС необходимо сформировать порядка  $10^3$  состояний ЭЭС на каждый час расчетного периода, для года это 8760 часов. Далее необходимо рассчитать дефициты мощности для каждого состояния. Как результат, на выполнение этих операций тратится необоснованно много времени, что в свою очередь препятствует решению последующих задач, например, оптимизации БН ЭЭС.

В настоящее время методы машинного обучения все шире находят применение в различных областях. Так, например, в [2, 3] данные методы используются для интеллектуальной оценки режимной надёжности ЭЭС. В нашей же статье предлагается применить эти методы для ускорения расчета дефицитов мощности при оценке БН ЭЭС. Для этого предлагается использовать методы машинного обучения с классификатором для определения дефицитности сгенерированных состояний, тем самым сократив число состояний, дефицит которых необходимо определять на втором этапе.

В статье рассмотрены два метода классификации – метод опорных векторов [4] и метод случайного леса [5], оценивается их эффективность и точность исходя, из постановки задачи, а также применимость данной методики в целом.



## Постановка задачи

Как уже было отмечено, методика оценки БН ЭЭС состоит из трех вычислительных этапов расчёта. На первом этапе формируются состояния ЭЭС при моделировании случайных событий (отказы генерирующих установок, линий электропередачи (ЛЭП), нерегулярные колебания нагрузки потребителей), которые могут произойти в некотором режиме. Моделирование одного случайного события  $K_i$ ,  $i=1, \dots, h$ , вероятность которого равна  $p_i$ ,  $i=1, \dots, h$ , происходит при разыгрывании одного случайного числа  $r_i$ ,  $i=1, \dots, h$ , из равномерно распределенного множества на интервале  $[0, 1]$ . Если при этом  $r_i$  находится в интервале  $[0, p_i]$  считается, что событие наступило, если нет, то не наступило, т.е.:

$$K_i = \begin{cases} 1, & \text{если } r_i \in [0, p_i] \\ 0, & \text{если } r_i \in (p_i, 1] \end{cases}, i = 1, \dots, h. \quad (1)$$

Распределенное множество представляет собой последовательность случайных чисел, сгенерированных с помощью генераторов псевдослучайных (ГПСЧ) [6] или квазислучайных чисел. В наших расчётах использовались Вихрь Мерсенна [7] и ЛПГ-последовательности [8].

На этапе расчета режимов сформированных случайных состояний ЭЭС для каждого состояния рассчитывается оптимальный по минимуму дефицита мощности установившийся режим. При оценке БН ЭЭС математическую формулировку данной задачи можно представить в следующем виде [9].

При оценке дефицита мощности  $u$ -го состояния ЭЭС,  $u = 1, \dots, N$ , требуется найти:

$$\sum_{i=1}^f y_i \rightarrow \max, \quad (2)$$

учитывая балансовые ограничения

$$g_i - y_i + \sum_{j=1}^f (1 - a_{ji} z_{ji}) z_{ji} - \sum_{j=1}^f z_{ij} = 0 \\ i = 1, \dots, f, i \neq j \quad (3)$$

и линейные ограничения-неравенства на переменные

$$\begin{cases} y_i \leq \bar{y}_i^u, \\ g_i \leq \bar{g}_i^u, \\ z_{ij} \leq \bar{z}_{ij}^u, \end{cases} \quad i = 1, \dots, f, j = 1, \dots, f, i \neq j, \quad (4)$$

$$y_i \geq 0, g_i \geq 0, z_{ij} \geq 0, i = 1, \dots, f; j = 1, \dots, f; i \neq j$$

где  $g_i$  – потребляемая мощность в узле  $i$ , МВт;  $\bar{g}_i^u$  – располагаемая генерирующая мощность в узле  $i$ , МВт;  $y_i$  – величина покрытия нагрузки в узле  $i$ , МВт;  $\bar{y}_i^u$  – нагрузка в узле  $i$ , МВт;  $z_{ij}$  – поток мощности из узла  $i$  в узел  $j$ , МВт;  $\bar{z}_{ij}^u$  – пропускная способность ЛЭП между узлами  $i$  и  $j$ , МВт;  $a_{ij}$  – заданные коэффициенты удельных потерь мощности при её передаче из узла  $i$  в узел  $j$ ,  $i \neq j$ ;  $i = 1, \dots, f$ ;  $j = 1, \dots, f$ ;  $u = 1, \dots, N$ .

Задача расчёта режима является трудоемкой задачей, поэтому сокращение числа рассчитываемых состояний позволит повысить вычислительную эффективность всей методики в целом. Предлагается разбить набор случайных состояний, полученных при выполнении первого этапа, на меньшую и на большую выборки. Определение размера каждой из выборок определяется пользователем. Расчёт показателей для состояний первой выборки не будет отличаться от изначального решения за исключением того, что сами состояния, как и результат расчёта, сформируют обучающую выборку, на основе которой будет построен классификатор. Затем для каждого состояния ЭЭС из большей выборки классификатор предсказывает его дефицитность и, в случае если оно бездефицитно, расчёт дефицита не производится, дефицит мощности системы принимается за 0. Если алгоритм классифицирует состояние как дефицитное, то точное зна-

чение дефицита мощности определяется при расчёте на втором этапе. Тем самым снижается число обращений к методам оптимизации на втором этапе.

### Постановка задачи классификации

Рассматриваемая задача классификации дефицитности состояния по конфигурации работоспособности оборудования ЭЭС является типичной задачей обучения по прецедентам, где требуется построить алгоритм, аппроксимирующий целевую зависимость  $X_A \rightarrow L$  между множеством объектов  $X_A$  и множеством всех ответов  $L$  по объектам обучающей выборки  $S$ . Для задачи классификации дефицитности  $X_A$  представляет собой множество всех состояний ЭЭС, а  $L \in [-1, 1]$ , где  $-1$  означает бездефицитное состояние, а  $1$  – дефицитное состояние.

Каждый объект данных  $\bar{x}_a \in X_A$ ,  $a = 1, \dots, A$ , представляет собой вектор в  $d$ -мерном пространстве и характеризует состояние ЭЭС, где  $d$  – количество признаков объекта, описывающих это состояние,  $A$  – число всех возможных состояний ЭЭС.

Обучающая выборка  $S$  формируется из множества объектов  $X_U$ , для которых известно значение дефицитности состояния ЭЭС:

$$S = ((\bar{x}_1, l_1), (\bar{x}_2, l_2), \dots, (\bar{x}_n, l_n)), \quad (5)$$

где  $\bar{x}_i \in R^d$ ;  $l_i \in L$ ;  $i = 1, \dots, n$ ;  $n$  – число объектов в обучающей выборке,  $X_U$  – множество разыгранных на первом этапе состояний ЭЭС,  $X_U \in X_A$ . Число объектов  $n$  в обучающей выборке задаётся пользователем и, как правило, не превышает половины числа разыгранных состояний  $N$ .

### Экспериментальные исследования

В [10] были определены наилучшие способы генерации случайных состояний ЭЭС. Абсолютным лидером стал способ на основе ЛП<sub>τ</sub>-последовательностей, наилучшие результаты среди ГСПЧ показал Вихрь Мерсенна. Используя данные методы для формирования случайных состояний, мы вводим в модель оценки БН использование алгоритмов машинного обучения, такие как метод опорных векторов и случайный лес.

Были проведены экспериментальные исследования имитационного моделирования надёжности ЭЭС при использовании вышеприведенных ГПСЧ и методов машинного обучения. Для исследований была взята трёхузловая схема ЭЭС (рис. 1). В табл. 1 представлены основные характеристики узлов ЭЭС, в табл. 2 – основные характеристики связей.

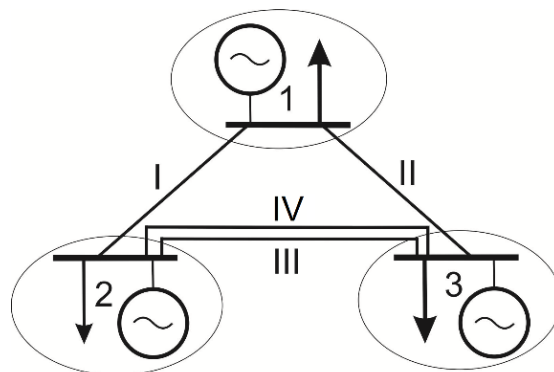


Рис. 1. Схема исследуемой ЭЭС



Таблица 1

Основные характеристики узлов ЭЭС

№ узла	Единичная мощность генерирующего агрегата (МВт)	Количество генерирующих агрегатов (шт.)	Аварийность генерирующего агрегата (д.е.)	Нагрузка (МВт)
1	50	5	0,05	450
	100	2	0,05	
2	50	5	0,05	400
	100	1	0,05	
3	50	5	0,05	490
	100	1	0,05	
	200	1	0,05	

Таблица 2

Основные характеристики связей ЭЭС

№ связи	Вектор связи	Пропускная способность, МВт.	Количество ЛЭП в связи, шт.	Аварийность на 100 км, о.е.	Длина, км
1	1-2	150	1	0,001	400
2	1-3	150	1	0,001	400
3	2-3	100	1	0,001	400
4	2-3	100	1	0,001	400

Для оценки эффективности применения представленных методов машинного обучения была проведена серия опытов оценки надёжности, представленной ЭЭС с определением математического ожидания (м.о.) дефицита мощности. На первом этапе м.о. дефицита мощности было рассчитано для каждого способа генерации случайных состояний без использования методов машинного обучения. Значение м.о. дефицита мощности для данной ЭЭС, найденное методом полного перебора, было принято за эталонное. Так как ЭЭС состоит из 24 разыгрываемых элементов, было проанализировано  $2^{24} = 16777216$  состояний. Эталонное значение м.о. дефицита мощности установилось на  $\sim 61,78$  МВт.

В основу вычислений заложен метод статистических испытаний, которым естественным образом присуще приближенное вычисление искомых величин. При этом точность расчётов зависит, в первую очередь, от числа испытаний. Для характеристики ошибки на практике используют вероятную ошибку [11]:

$$\delta_{\text{вер}} = 0,675 \sqrt{\frac{D\xi}{N}} = 0,675 \frac{\text{с.к.о.}\xi}{\sqrt{N}}, \quad (6)$$

где  $N$  – число испытаний,  $\xi$  – искомая случайная величина,  $D$  – дисперсия случайной величины.

Фактическая абсолютная ошибка зависит от использованных в расчёте случайных чисел и может оказаться как больше, так и меньше  $\delta_{\text{вер}}$ . Так что  $\delta_{\text{вер}}$  показывает не границу ошибки, а её порядок [11].

Воспользовавшись данной формулой, получим график значений вероятных ошибок для модели (рис. 2). Для отображения использован логарифмический масштаб по оси абсцисс.

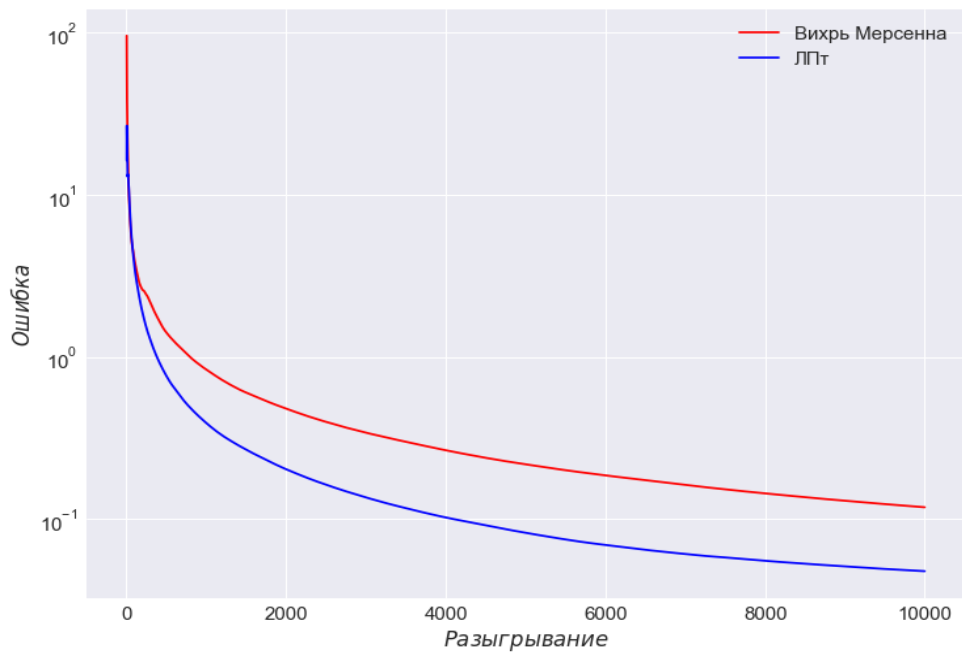


Рис. 2. Значения вероятной ошибки вычислений

Как видно из графика, показанного на рис. 2, значения вероятной ошибки резко уменьшаются с увеличением числа испытаний и уже после 500-й итерации она асимптотически приближается к нулю. Также по графику видно незначительное преимущество модели, использующей в основе ЛПТ-последовательности, её значения вероятной ошибки быстрее приближаются к 0, чем аналогичная модель на основе Вихря Мерсенна. Так как вероятная ошибка показывает порядок ошибки, из графика можно сделать вывод, что модель на основе ЛПТ-последовательности быстрее сойдётся к искомому значению м.о. дефицита мощности, чем на основе Вихря Мерсенна.

Результаты расчёта дефицита мощности представлены на рис. 3 (графики МТ – Вихрь Мерсенна и Sobol – ЛПТ-последовательности).

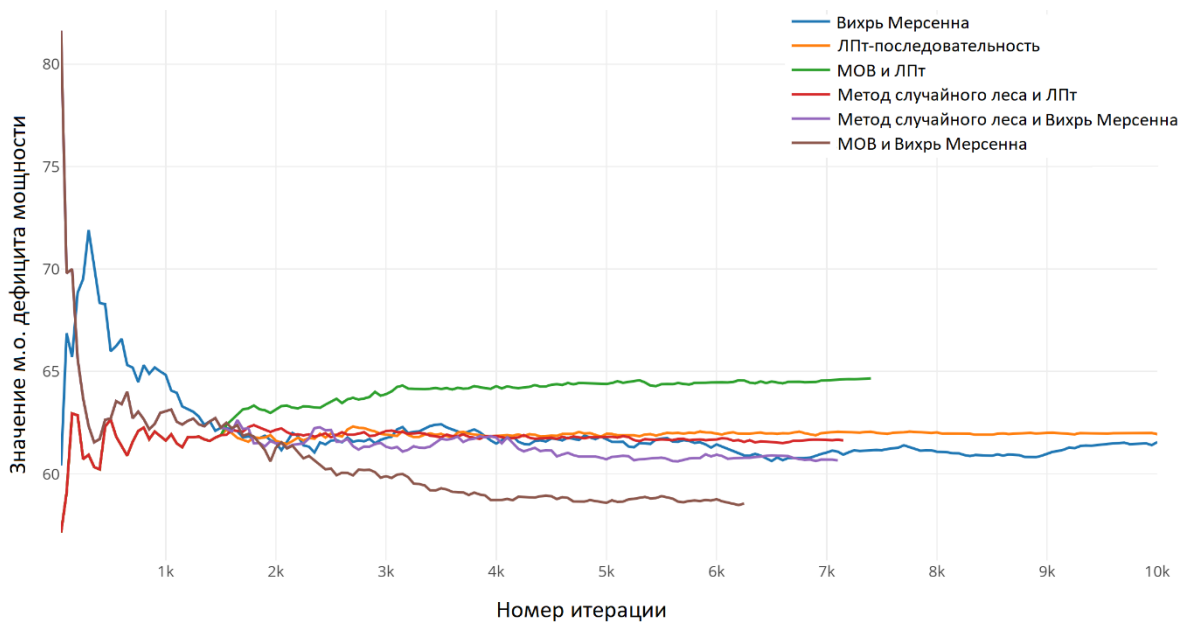


Рис. 3. Стабилизация значения м.о. дефицита мощности

Как видно из графика, показанного на рис. 3, наилучшим способом генерации случайных состояний является способ на основе ЛП<sub>r</sub>-последовательностей (на графике обозначено как Sobol). Значение м.о. дефицита мощности, рассчитанное с применением данного способа стабилизировалось на четырёхтысячной итерации, тогда как при использовании Вихря Мерсенна (MT) значение не стабилизируется и после 10000 итераций, что подтверждает выводы, полученные в [10], а также результаты расчёта вероятной ошибки.

На втором этапе были применены метод опорных векторов с линейным ядром и метод случайного леса. Подбор параметров моделей осуществлялся при отслеживании значения AUC ROC метрики при проведении пятикратной кросс-валидации. Для метода опорных векторов анализировалось использование различных значений штрафного коэффициента. Наилучшим оказалось значение, равное ~0,07742. Для метода случайного леса подбирались глубина деревьев и количество рассматриваемых случайных признаков при проведении расщепления. Наилучшим значением для обоих параметров оказалось 13. По результатам тестирования качества классификации полученных моделей на отложенной выборке были получены значения метрик, представленные в табл. 3.

Таблица 3

Значения метрик качества модели на отложенной выборке

Метод	Средняя доля правильных ответов	Значение F1-метрики
Метод опорных векторов	0,7439	0,8531
Случайный лес	<b>0,9482</b>	<b>0,9650</b>

Как видно из таблицы, метод случайного леса демонстрирует более высокое качество классификации (в терминах средней доли правильных ответов и F1-метрики), чем метод опорных векторов.

Использование методов машинного обучения, как видно из рисунка, позволило сократить число случайных состояний, необходимых для достижения результата, в среднем до 6800. При этом наилучшие результаты показывает метод случайного леса, что подтверждает проведенные оценки качества моделей. Использование данного метода в совокупности с ЛП<sub>r</sub>-последовательностями позволяет не вычислять режим с помощью затратных методов оптимизации на втором этапе для около 3000 состояний без серьёзного влияния на точность оценки.

## Заключение

Вычислительная эффективность методов, используемых в программных средствах оценки надёжности ЭЭС, является одним из критериев пригодности их для применения в практических задачах. При оценке надёжности ЭЭС методом Монте-Карло основным фактором, влияющим на вычислительную эффективность методики, является число анализируемых случайных состояний ЭЭС, необходимых для достижения определенной точности значения дефицита мощности. Сокращение числа таких состояний системы позволит повысить вычислительную эффективность расчётов в целом.

На первом этапе были проанализированы два способа генерации случайных состояний: Вихрь Мерсенна и ЛП<sub>r</sub>-последовательности без использования методов машинного обучения. Были проведены расчёты с использованием данных генераторов, а результаты визуализированы на графике (рис. 2). В итоге наиболее эффективным генератором случайных состояний для оценки надёжности ЭЭС оказался способ на основе ЛП<sub>r</sub>-последовательности.

На втором этапе были применены метод опорных векторов и метод случайного леса, проанализировано влияние их применения на эффективность расчёта. Результат этого анализа показал, что оба метода позволяют добиться сокращения числа анализируемых состояний, необходимых для определения дефицита мощности системы, при этом наилучшую эффективность показал метод случайного леса в совокупности с ЛПГ-последовательностями.

## Литература

1. Ковалёв Г.Ф., Лебедева Л.М. Надежность систем электроэнергетики. – Новосибирск: Наука, 2015.
2. Panasetky D., Tomin N., Voropai N. Development of software for modelling decentralized intelligent systems for security monitoring and control in power systems // IEEE Eindhoven PowerTech. – 2015. – P. 1-6.
3. Воропай Н.И., Курбацкий В.Г., Томин Н.В., Панасецкий Д.А., Сидоров Д.Н., Жуков А.В., Ефимов Д.Н., Осак А.Б., Спиряев В.А., Домышев А.В. Комплекс интеллектуальных средств для предотвращения крупных аварий в электроэнергетических системах. – Новосибирск: Наука, 2016.
4. Вапник В.Н., Червоненкис А.Я. Теория распознавания образов. – М: Наука, 1974.
5. Breiman L. Random forests // Machine Learning. – 2001. – Vol. 45. – No. 1. – P. 5-32.
6. Кнут Д. Искусство программирования. Том 2. Получисленные алгоритмы. – М: Вильямс, 2001.
7. Matsumoto M., Nishimura T. Mersenne twister: A 623-dimensionally equidistributed uniform pseudorandom number generator // ACM Transactions on Modeling and Computer Simulations. – 1998. – Vol. 8. – Iss. 1. – P. 3-30.
8. Соболев И.М. Многомерные квадратурные формы и функции Хаара. – М: Наука, 1969.
9. Krupenev D., Pershabinsky S. Algorithm for the adequacy discrete optimization by using dual estimates when planning the development of electric power systems // Proceeding of The 17th international scientific conference EPE. – 2016.
10. Крупенёв Д.С., Бояркин Д.А., Якубовский Д.В. Формирование случайных состояний электроэнергетических систем при оценке их надежности методом статистических испытаний // Надежность и безопасность энергетики. – 2017. – Т. 10. – № 1. – С. 33–41.
11. Соболев И.М. Метод Монте-Карло. – М: Наука, 1968.

## **ВОЗМОЖНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПЛЕКСА SEMPTAO ДЛЯ РАЗРАБОТКИ ЯЗЫКА СИТУАЦИОННОГО УПРАВЛЕНИЯ<sup>1</sup>**

В.Р. Кузьмин

### **Введение**

В лаборатории, представляемой автором, в данный момент разрабатывается «Ситуационный полигон» – интеллектуальная система поддержки принятия решений в энергетике, основанный на интеграции семантического моделирования и визуальной аналитики с применением мультиагентной технологии. Язык ситуационного управления (СМЛ) является одним из основных компонентов «Ситуационного полигона» и реализует как интерфейсные функции, так и функцию интеграции основных компонентов. В настоящей статье рассматривается возможность реализации СМЛ с использованием языка Semp-TAO, который является частью программного комплекса с таким же названием. На примере описания онтологии показано, как можно использовать язык Semp-TAO для описания моделей и отношений между объектами модели. Также в данной статье приведена структура «Ситуационного полигона».

### **Программная среда Semp-TAO**

В основе среды, реализованной в ИСИ СО РАН, лежит модель представления знаний, объединяющая классические и современные средства представления и обработки знаний: фреймы, продукционные системы, семантические сети [1]. Основным средством представления декларативных знаний служит семантическая сеть. Процессы обработки и вывода информации задаются в виде системы продукций, которые работают над семантической сетью.

На основе этой модели был разработан язык представления и обработки знаний, который предназначен для спецификации приложений в различных предметных областях и обладает для этого богатым набором средств [2]. Язык позволяет представить понятия предметной области в виде классов объектов и отношений, вводить новые типы данных и специфицировать требуемые в приложениях процессы вывода и обработки, а также включает средства, необходимые при создании пользовательских интерфейсов и работе с текстовыми файлами.

### **Система поддержки принятия решений «Ситуационный полигон»**

В лаборатории, представляемой автором, разрабатывается интеллектуальная система поддержки принятия решений «Ситуационный полигон» [3]. Его архитектура приведена на рис. 1. Архитектура системы разработана с расчётом на её реализацию в виде клиент-серверного web-приложения. Работа с приложением осуществляется через графический интерфейс пользователя: в нём пользователь системы может определить цель

---

<sup>1</sup> Работа выполнена в рамках научной программы фундаментальных исследований СО РАН III.17.2, рег. № АААА-А17-117030310444-2, и при частичной финансовой поддержке грантов РФФИ №16-07-00474, 17-07-01341, 18-07-00714.

работы с системой – поиск онтологий в базе знаний, работа с когнитивными картами, визуальной аналитикой.

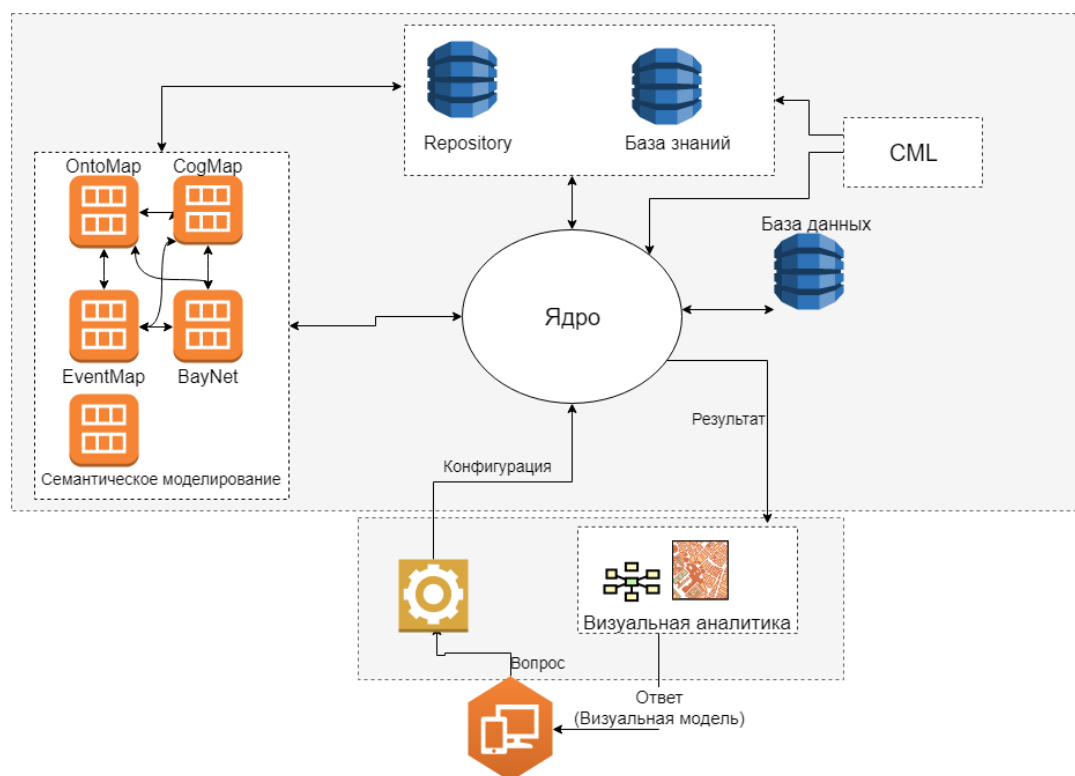


Рис. 1. Архитектура «Ситуационного полигона»

Серверная часть приложения состоит из следующих компонентов:

- **Ядро** – осуществляет контроль за действиями пользователя, работает с записями в базе данных и Репозитории, вызывает инструментальные средства семантического моделирования.
- **Средства семантического моделирования** – их работа будет организована при помощи мультиагентной технологии. Эти средства уже реализованы коллективом лаборатории [4, 5]. Предусмотрена возможность добавления новых средств семантического моделирования при необходимости.
- **Репозиторий** – хранит модели, созданные инженерами по знаниям.
- **База данных** – хранит настройки системы и модели, созданные пользователями, а также данные о самих пользователях и некоторую системную информацию.
- **CML** – связывает между собой остальные компоненты системы, описывает знания в Репозитории и используется для формирования последовательности действий.

В системе будут существовать три роли:

- **Пользователь системы** – имеет доступ к имеющимся средствам семантического моделирования, моделям и знаниям, которые хранятся в Репозитории, а также возможность сохранять созданные им модели в базе данных системы.
- **Инженер по знаниям** – те же возможности, что и у пользователя. Дополнительно может создавать и редактировать модели, хранящиеся в Репозитории, и имеет доступ ко всем моделям, расположенным в базе данных, с целью добавления некоторых моделей в Репозиторий.
- **Администратор** – имеет доступ ко всем моделям в системе, а также выполняет административные функции.

Далее рассмотрим один из основных компонентов «Ситуационного полигона» – язык ситуационного управления – CML.

## Язык ситуационного управления CML

Язык ситуационного управления состоит из двух компонентов: средства описания знаний  $D$  (описывают ситуации, сценарии, управляющие воздействия), реализующие совокупность отношений, и средства манипулирования знаниями  $M$  (поддержка отображений) [6]. На рис. 2 приведена метаонтология CML. Далее будет показано, как с помощью языка Semp-ТАО можно описать структуру некоторых объектов, которые используются в СППР.

Для начала создадим следующие базовые классы:

- **commonObject** – описывает общий объект в системе. Имеет поля “*name*” (имя объекта), “*global\_id*” (идентификатор объекта в базе), “*owner\_id*” (идентификатор модели, к которой принадлежит объект) и “*inner\_id*” (идентификатор объекта внутри модели).
- **commonRelationStruct** - описывает общее отношение между объектами. Он будет иметь поля “*global\_incoming\_id*” (глобальный идентификатор объекта, от которого идёт связь), “*inner\_incoming\_id*” (внутренний идентификатор объекта, от которого идёт связь), “*global\_outer\_id*” (глобальный идентификатор объекта, к которому идёт связь), “*inner\_outer\_id*” (внутренний идентификатор объекта, к которому идёт связь) и “*value*” (некоторое значение отношения).
- **commonMap** - описывает общий объект модели. В нем имеются следующие поля: “*global\_id*” (идентификатор модели в базе), “*name*” (название модели) и “*description*” (описание модели).

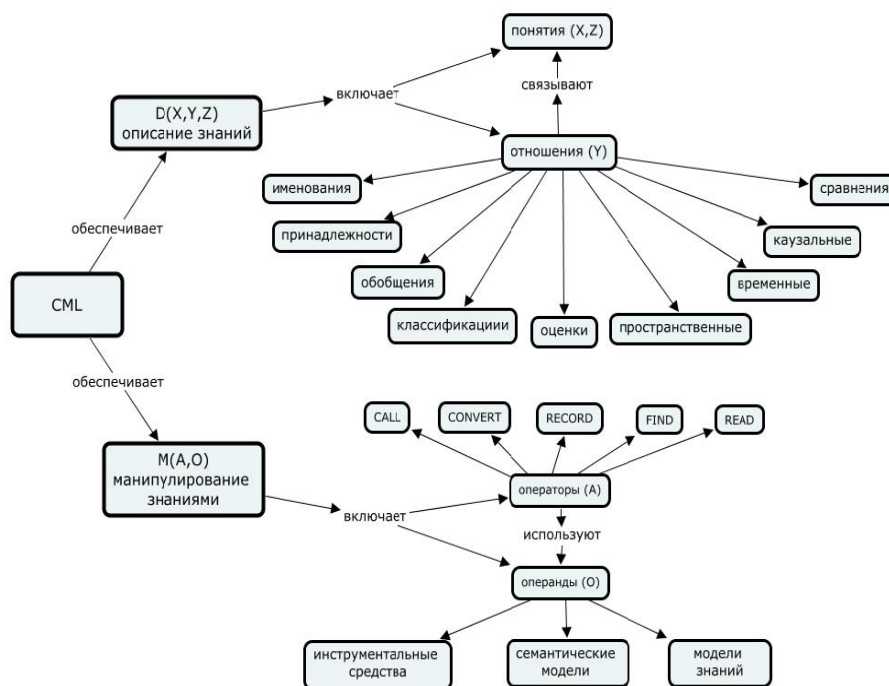


Рис. 2. Метаонтология CML

Теперь рассмотрим, как можно использовать классы, приведённые выше для того, чтобы описать онтологию. Создадим класс, который будет описывать понятие в онтологии, со следующими полями: “*incoming\_relations*” (набор входящих связей объекта) и “*outgoing\_relations*” (набор исходящих связей объекта). Данный класс наследуется от класса *commonObject*. Затем опишем сам класс онтологии, состоящий из одного поля

“*objects*”, которое является набором понятий данной онтологии. Данный класс расширяет класс *commonMap*.

Таким образом, можно видеть, что с помощью языка Semp-ТАО возможно описать понятия языка ситуационного управления, входящие в компонент описания знаний.

## Заключение

В статье вкратце был рассмотрен программный комплекс Semp-ТАО, описаны его возможности и особенности. Также была предложена концепция и архитектура интеллектуальной СППР для коллективной экспертной деятельности, основанной на интеграции семантического моделирования и визуальной аналитики с применением мультимедийной технологии. Была показана структура языка ситуационного управления и продемонстрирована возможность использования языка Semp-ТАО как основы для разработки первого. Планируется разработка научного прототипа интеллектуальной СППР «Ситуационный полигон» с использованием приведённой выше архитектуры и программного комплекса Semp-ТАО.

## Литература

1. Zagorulko Yu.A., Popov I.G. A Software Environment based on an Integrated Knowledge Representation Model // Proc. of the Andrei Ershov Second Internat. Conf. “Perspectives of System Informatics – PSI’96”. – Novosibirsk, 1996. – P. 300-304.
2. Zagorulko Yu.A., Popov I.G. Knowledge representation language based on the integration of production rules, frames and a subdefinite model // Joint Bull. of the NCC & IIS. Ser.: Comput. Sci. – 1998. – Iss. 8. – P. 81-100.
3. Массель А.Г., Массель Л.В. Ситуационный полигон как интеллектуальная система семиотического типа // Тр. XLIII Междунар. конф. «Информационные технологии в науке, образовании и управлении», под ред. проф. Е.Л. Глориозова. – М.: ООО "Институт новых информационных технологий", 2015. – С. 246-255.
4. Массель Л.В., Массель А.Г. Ситуационное управление и семантическое моделирование в энергетике // Тр. IV Междунар. конф. OSTIS. – Минск: БГУИР, 2014. – С. 111-116.
5. Массель А.Г. Иванов Р.А. Ситуационный полигон как инструмент ситуационного управления в энергетике // Тр. IV Междунар. конф. OSTIS. – Минск: БГУИР, 2014. – С. 277-280.
6. Массель Л.В., Массель А.Г. Язык описания и управления знаниями в интеллектуальной системе семиотического типа // Тр. XX Байкальской Всеросс. конф. «Информационные и математические технологии в науке и управлении»: труды. – Иркутск. ИСЭМ СО РАН, 2015. – Т. 3. – С. 112-124.



## РАЗРАБОТКА ГЕОСЕРВИСА ДЛЯ ВИЗУАЛЬНОЙ АНАЛИТИКИ НА ОСНОВЕ ЯНДЕКС-КАРТ

Марков Р.Ю.

### Введение

Для исследования критических инфраструктур энергетики используются методы и инструменты визуальной аналитики и когнитивной графики.

Критической инфраструктурой называется часть гражданской инфраструктуры, представляющая собой совокупность физических или виртуальных систем и средств, важных для государства в такой мере, что их выход из строя либо уничтожение может привести к губительным последствиям в области обороны, экономики, здравоохранения и безопасности нации.

Визуальная аналитика понимается как возможность мыслить аналитически, подержанная графическим интерфейсом [1, 2], т.е. использование человеко-машинной системы, где функции распределены между человеком и компьютером [3].

В частности, для моделирования множества объектов и групп объектов в контексте геопространственных координат получили распространение геосервисы – сервисы в сети Интернет для работы с геопространственной информацией. Сейчас это направление активно развивается в контексте парадигмы «Цифровая земля» [11]. В Институте систем энергетики им. Л.А. Мелентьева (ИСЭМ) СО РАН используются как традиционные ГИС [6], так и геосервисы класса Google Earth [8] для исследований и обоснования геопространственных задач [4, 5], в том числе задач исследования критических инфраструктур в энергетике.

### Геосервисы: основные понятия

Использование геосервисов как инструментов визуальной аналитики дает ряд преимуществ для визуального анализа: многослойность, многомасштабность и всеракурсность.

**Многослойность** – возможность располагать группы объектов в виде слоёв на карте, которыми можно управлять раздельно. Это преимущество серьезно расширяет возможность для аналитики, в частности, можно создавать срезы по разным группам объектов, выстраивать иерархию объектов, добавлять дополнительные слои, необходимые для анализа объектов в задачах ТЭК и СЭ.

**Многомасштабность** – возможность анализировать и представлять ситуацию для разных уровней отображения без искажения информации в широком диапазоне масштабов – от глобального до сверхдетального.

**Всеракурсность** – возможность расположить камеру наблюдателя относительно поверхности под любым углом. Это позволяет выбрать ракурс, который, например, позволяет отобразить объект или группу объектов в наиболее воспринимаемом виде или сделать акцент на определенной части изображения.

Наглядно описанные выше свойства проиллюстрированы на рис. 1 и рис. 2. Это позволяет организовать отображение различной информации в зависимости от поставленной задачи для любого территориального уровня.

Для работы с геосервисами в ИСЭМ СО РАН разработан Геокомпонент, работающий через API Google Earth и использующий формат геопространственных данных KML [4].

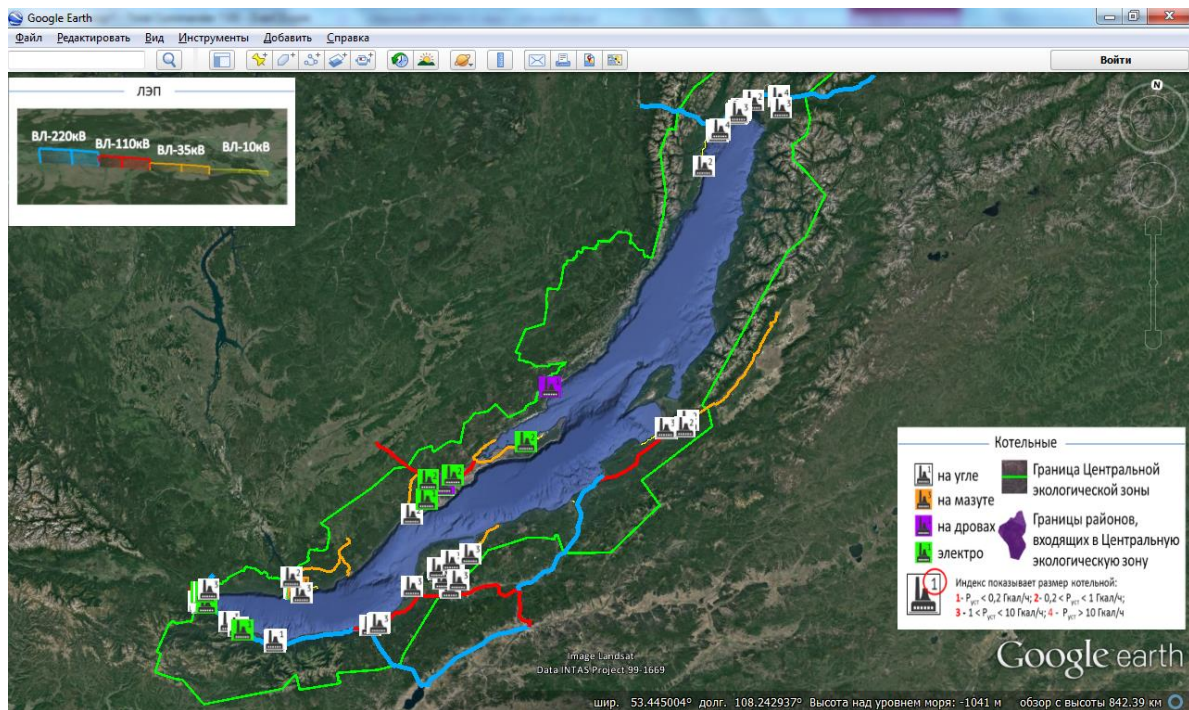


Рис. 1. Отображение энергетической инфраструктуры центральной экологической зоны оз. Байкал средствами геосервиса Google Earth

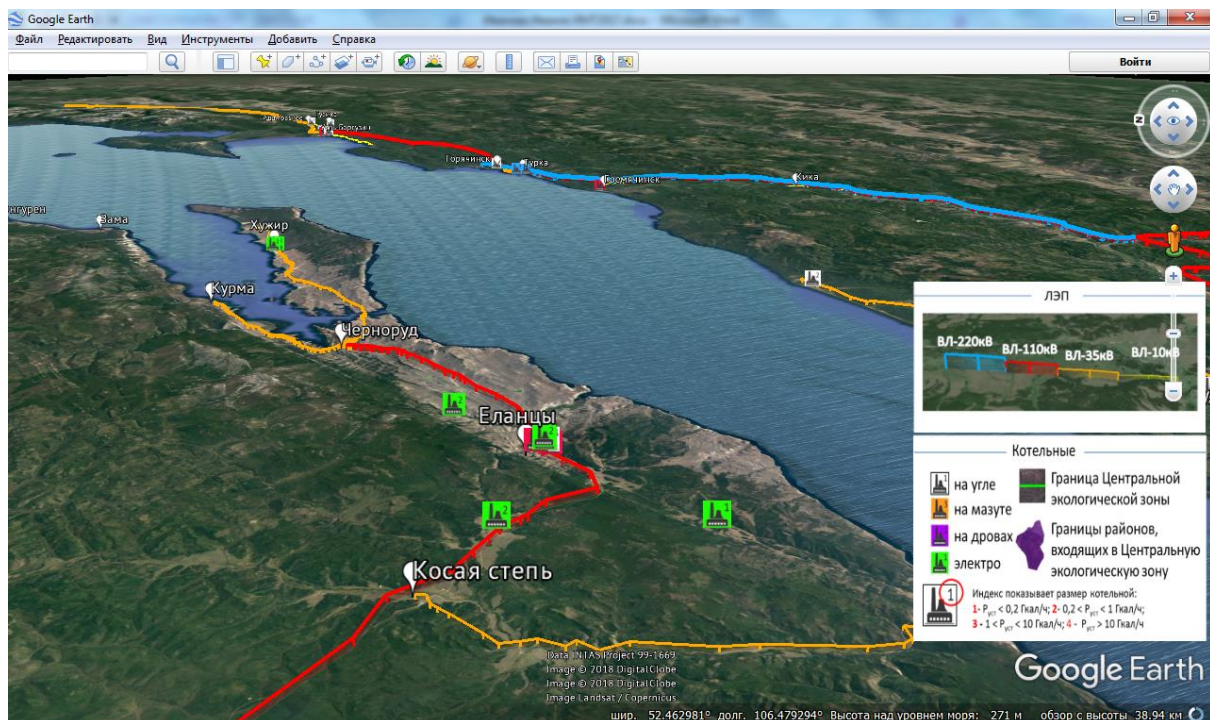


Рис. 2. Укрупненный фрагмент средней котловины оз. Байкал под другим ракурсом

## Проектирование инструмента на основе Яндекс карт

В связи с закрытием доступа к API Google Earth, для восстановления функциональности было решено использовать API Яндекс-карт. Перед автором была поставлена цель – разработать инструмент визуальной аналитики, подобный Google Earth, на основе Яндекс-карт.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

1. Проанализировать возможности API Яндекс-карт для создания геосервиса на его основе.
2. Разработать прототип инструмента визуальной аналитики на основе Яндекс-карт с возможностью импорта файлов формата KML.
3. Проанализировать дополнительные возможности Яндекс-карт по визуализации и их использованию в данном инструменте.

Сервис Яндекс-карт предоставляет удобный интерфейс и техподдержку для интеграции с выполняемыми исследованиями. На его основе разрабатывается инструмент для отображения геопространственной информации для энергетических исследований.

В сервисе Яндекс-карт сохраняются основные принципы, такие как многомасштабность и многослойность. Он позволяет встроить плагин в собственное приложение и работать с ним через API Яндекс-карт.

## Реализация прототипа инструмента

Прототип инструмента визуальной аналитики на основе Яндекс-карт был разработан с использованием HTML и Javascript. Этот прототип предоставляет возможность импорта KML файлов с использованием изображений.

Для загрузки отображения карты в формате KML Яндекс-картам необходимо обработать этот файл на стороне сервера в связи с тем, что API Яндекс-карт работает, как JavaScript-плагин и в нем не предусмотрена локальная обработка KML- и XML-форматов. Кроме того, необходимо убедиться, что API Яндекс-карт имеет возможность загрузить все изображения, находящиеся по ссылкам в используемом KML-файле. Отображение энергетической инфраструктуры центральной экологической зоны оз. Байкал средствами сервиса Яндекс-карт представлено на рис. 3.

Кроме того, API Яндекс-карт предоставляет широкий набор функций для разных видов визуализации, которые будут добавлены в данный инструмент, в том числе:

- панорамные снимки (снимок на 360 градусов), которые можно просматривать в интерфейсе карты;
- создание маршрутов, автомобильных пешеходных и произвольных;
- события для объектов – изменение параметров объектов, связанных с временными метками, и анимация;
- визуальная кластеризация – сбор нескольких меток в одну область при изменении масштаба;
- фильтрация объектов по их параметрам;
- прямое и обратное геокодирование – определение объекта по координатам и наоборот.

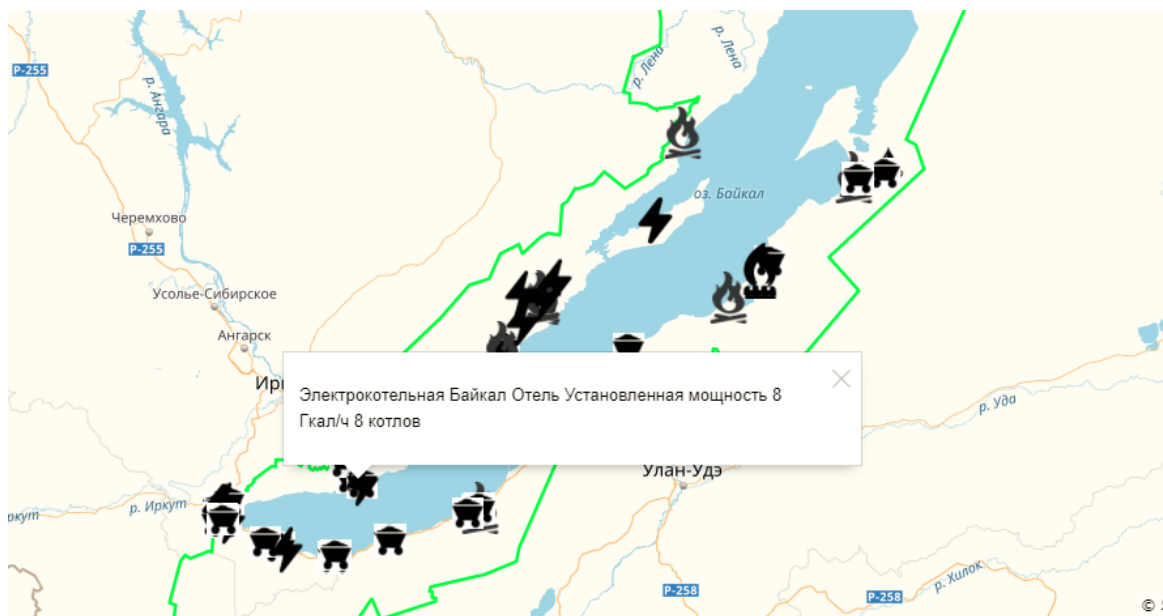


Рис. 3. Отображение энергетической инфраструктуры центральной экологической зоны оз. Байкал средствами сервиса Яндекс-карт

## Заключение

Визуализация информации средствами геосервисов в результате применения новых возможностей по отображению геопространственной информации (реалистичных отображений земной поверхности (космических и аэрофотоснимков) в совокупности с трехмерной моделью Земного шара) позволяет перейти на новый уровень отображения информации, и тем самым является основанием для развития средств поддержки принятия решений как для исполнителей – исследователей, экспертов, так и для заказчиков – представителей энергетической компании или органов власти. Разрабатываемый инструмент для визуальной аналитики сможет использоваться как одно из средств поддержки принятия решений при аналитических и прогнозных исследованиях как для оценки текущего состояния энергетической инфраструктуры, так и обоснования целесообразности внедрения того или иного потенциального варианта развития энергетики [10].

## Литература

1. Thomas J., Cook K. Illuminating the Path: Research and Development Agenda for Visual Analytics. – New York: IEEE-Press, 2005.
2. Wong P. C., Thomas J. Visual Analytics // IEEE Computer Graphics and Applications. – 2004. – V. 24. – No. 5. – P. 20-21.
3. Черняк Л. Визуальная аналитика и обратная связь // Открытые системы. СУБД.– 2013. – № 6. – С. 14-17.
4. Массель Л.В. Иванов Р.А. Чемезов А.А. Web-приложение для 3d-визуализации в исследованиях и обосновании решений в энергетике // Образовательные ресурсы и технологии. – 2014. – № 5. – С. 101-107.
5. Массель Л.В., Иванов Р.А., Массель А.Г. Моделирование этапов принятия решений на основе сетецентрического подхода / Вестник ИрГТУ. – 2013. – №10 (81). – С. 16-22.
6. Еделев А.В., Сендеров С.М., Пяткова Н.И. Применение геоинформационных технологий для исследования проблем энергетической безопасности // Проблемы управления. – 2015. – № 2. – С.68-74.

7. Еделев А.В., Воробьев С.В. Отображение результатов индикативного анализа энергетической безопасности для регионов России // Тр. XX Байкальской Всерос. конф. "Информационные и математические технологии в науке и управлении". – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2015. – С.99-103.
8. Иванов Р.А. Методика 3D–визуализации для поддержки принятия решений в энергетических исследованиях // Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. – 2013. – № 1(37). – С. 116-121.
9. Иванов Р.А. Геокомпонент интеллектуальной ИТ-среды для 3D-визуализации исследований и обоснования решений в энергетике // Информационные и математические технологии в науке и управлении /Тр. XVIII Байкальской Всерос. конф. «Информационные и математические технологии в науке и управлении». – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2013. – Часть III. – С. 248-257.
10. Массель Л.В., Массель А.Г., Иванов Р.А. Когнитивная графика и семантическое моделирование для геопространственных решений в энергетике // Тр. 21-й Междунар. конф. Интеркарто/ИнтерГИС «Устойчивое развитие территорий: картографо-геоинформационное обеспечение». – Краснодар: КГУ, 2015. – С. 496-502.
11. Eremchenko E., Tikunov V., Ivanov R., Massel L., Strobl J. Digital Earth and Evolution of Cartography // Procedia Computer Science. – 2015. – Vol. 66. – P. 235-238.



## МЕТОД СОЗДАНИЯ ПРОДУКЦИОННЫХ ПРАВИЛ НА ОСНОВЕ КОГНИТИВНЫХ МОДЕЛЕЙ

Д.В. Пестерев

### Введение

Топливо-энергетический комплекс (ТЭК) страны является основой экономики. ТЭК обеспечивает жизнедеятельность ее отраслей, налоги от продажи углеводородов являются большой статьей доходов в бюджете РФ. С учетом важности роли энергетики в развитии и существовании государства, энергетическая безопасность (ЭБ) является одной из важнейших составляющих экономической и национальной безопасности России [1]. ЭБ – состояние защищенности граждан, общества, государства, экономики от обусловленных внутренними и внешними факторами угроз дефицита в обеспечении их обоснованных потребностей в энергии экономически доступными топливо-энергетическими ресурсами приемлемого качества в нормальных условиях и при чрезвычайных обстоятельствах, а также от нарушений стабильности, бесперебойности топливо- и энерго-снабжения [2]. Для обеспечения энергетической безопасности необходимо исследовать возможные причины проявления различных воздействий или же основных угроз, результатом реализации которых и являются воздействия на энергетические системы [1].

### Исследования энергетической безопасности

Для проведения исследований в области энергетики, а именно энергетической безопасности, в лаборатории Информационных технологий ИСЭМ СО РАН предложена концепция двухуровневой технологии интеллектуальной поддержки принятия решений (рис. 1), которая базируется на принципах, предложенных в [3].

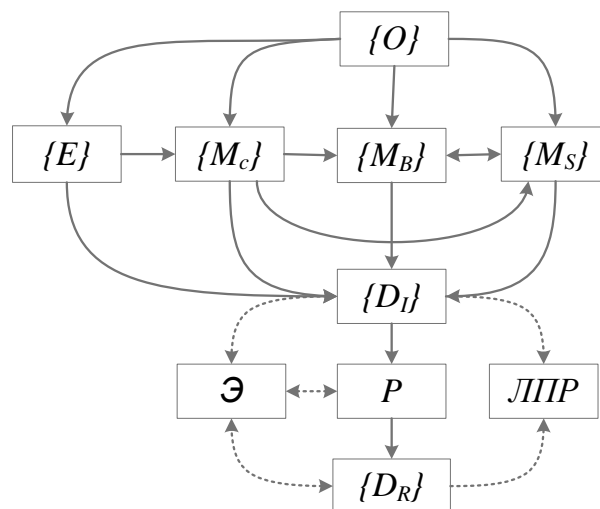


Рис.1. Схема двухуровневой технологии интеллектуальной поддержки принятия решений в исследованиях и обеспечении ЭБ

На верхнем уровне для проведения качественного анализа объединены: О – множество онтологий, Е – множество описаний прецедентов чрезвычайных ситуаций, МС – множество когнитивных моделей, MS – множество событийных моделей, DI – информация, необходимая для поддержки принятия решений при выборе стратегии проведения вычислительного эксперимента. На нижнем уровне схемы: DR – информация, полученная в результате проведения вычислительных экспериментов и предназначенная для поддержки принятия решений в области обеспечения энергетической безопасности, Р – программный комплекс для проведения количественных расчетов (обоснования вариантов развития ТЭК с учетом требований энергетической безопасности), Э – эксперт-исследователь, ЛПР – лицо, принимающее решения. В качестве программного комплекса для проведения количественных расчетов выступает усовершенствованная версия комплекса ИНТЭК – ИНТЭК-М [3, 4].

Концепция данной технологии реализована посредством интеллектуальной ИТ-среды [5] (рис. 2), интегрирующей инструментальные средства для четырех видов семантического моделирования: онтологического, когнитивного, событийного и вероятностного. Для выявления структуры причинно-следственных связей между факторами, составляющими угрозу ЭБ, а также для оценки последствий, происходящих под влиянием воздействия на эти факторы и/или изменения характера связей между ними, в рамках данной ИТ-среды используется когнитивное моделирование.

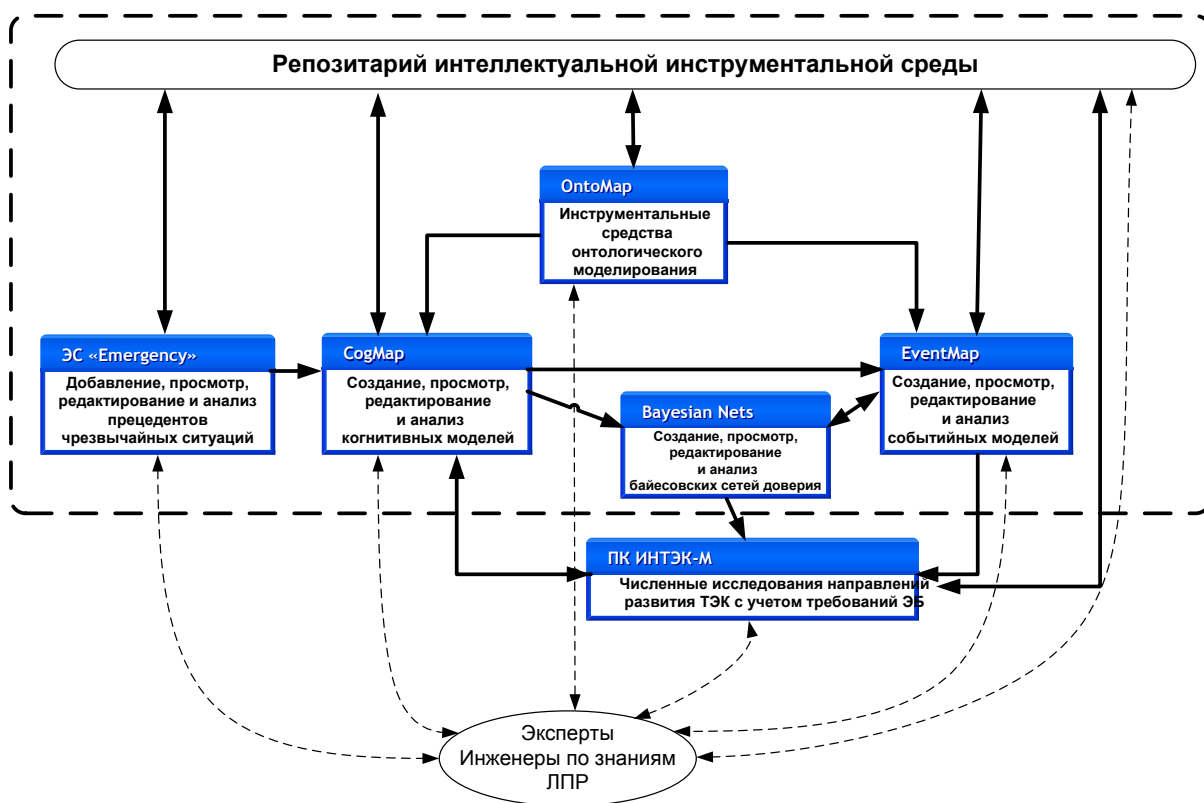


Рис. 2. Взаимосвязь инструментальных средств интеллектуальной ИТ-среды

Когнитивное моделирование – это построение когнитивных моделей (в виде ориентированных графов), в которых вершины соответствуют факторам (концептам), а дуги – связям между факторами, положительным или отрицательным в зависимости от характера причинно-следственного отношения. Когнитивная карта – графическое представление когнитивной модели. В рамках исследований, выполняемых автором, она позволяет отобразить основные концепты и их отношения, связанные с конкретной угрозой ЭБ. Стоит отметить, что когнитивное моделирование получило признание специалистов-

энергетиков, а также нашло применение в выполняемых ими работах, в частности в [6]. В настоящее время все выводы по взаимному влиянию концептов когнитивной карты осуществляются вручную, вследствие чего в результате анализа могут возникать ошибки.

Для автоматизации анализа когнитивных карт предлагается создание инструментальных средств, которые будут использовать возможности машины вывода продукционной экспертной системы.

Идея использовать машину вывода экспертной системы, основанной на продукциях, обосновывается тем, что отношения между концептами когнитивной карты можно описать в виде продукционных правил (правил типа «Если (*причина*)..., то (*следствие*)»). Эти правила, описывающие конкретную когнитивную карту, в свою очередь, могут быть организованы в виде фрагмента базы знаний. Предполагается, что предварительный анализ когнитивной карты и выводы на совокупности правил будут осуществляться с помощью экспертной системы, а эксперт-исследователь впоследствии сможет проанализировать и/или скорректировать эти выводы.

Использование программных инструментальных средств предполагает наличие четких структурированных входных данных, на основании которых будет проводиться анализ, поэтому требуется привести когнитивную карту к какому-либо формальному типу. Реализация этого обеспечит автоматический переход от графической когнитивной карты, которую строит эксперт-исследователь, к формированию продукционных правил. Предлагается ввести лингвистическое описание для когнитивных карт, оно будет включать описание концептов, а также характер связей между концептами. В простейшем случае связи между концептами определяются знаками «+» или «-», но возможно введение весовых коэффициентов или функций, описывающих эти связи, что также может быть отображено в лингвистическом описании.

Для создания правил необходимо выбрать оболочку экспертной системы (ЭС). Проведем сравнение наиболее популярных оболочек ЭС по таким критериям, как удобство использования (то есть наличие интерфейса), способ загрузки правил и фактов и, конечно же, цена программного продукта. (табл. 1).

Таблица 1

Сравнение оболочек популярных ЭС

	<b>CLIPS</b>	<b>Exsys Corvid</b>	<b>CLIPS+JNI</b>	<b>ModelMakerIDE</b>
<b>Интерфейс</b>	Командная строка	Англо-язычный GUI	Самостоятельная разработка	GUI
<b>Способ ввода фактов и правил</b>	Ввод в консоль. Загрузка из файла	Ручной ввод	С помощью процедур из библиотеки. Загрузка из файла	Ручной ввод. Загрузка из файла.
<b>Цена</b>	Бесплатно	Single User - 100 \$	Бесплатно	ModelMaker 11 - 199 Евро.

Помимо указанных в таблице сравнительных характеристик, стоит отметить, что средства на базе JAVA, к которым относится Exsys Corvid, выполняют операции медленнее, чем CLIPS, разработанный на C++. Также важным является тот факт, что оболочка CLIPS распространяется бесплатно. Для того, чтобы компенсировать недостаток CLIPS, который проявляется в отсутствии графического интерфейса, с которым смогут работать



эксперты, возможно использовать библиотеку Java Native Interface (JNI). По этим причинам выбрана оболочка CLIPS (или CLIPS + JNI).

После того, как выбрана конечная ЭС, которая будет использоваться для вывода на когнитивных картах, проиллюстрируем предлагаемый подход на конкретном примере когнитивной карты. Основной концепт, влияние на который нам требуется выявить – это уровень ЭБ РФ. Чтобы использовать лингвистическое описание, введем для концептов обозначение вида « $C_i$ », где  $i$  – некий порядковый номер концепта (рис. 3).

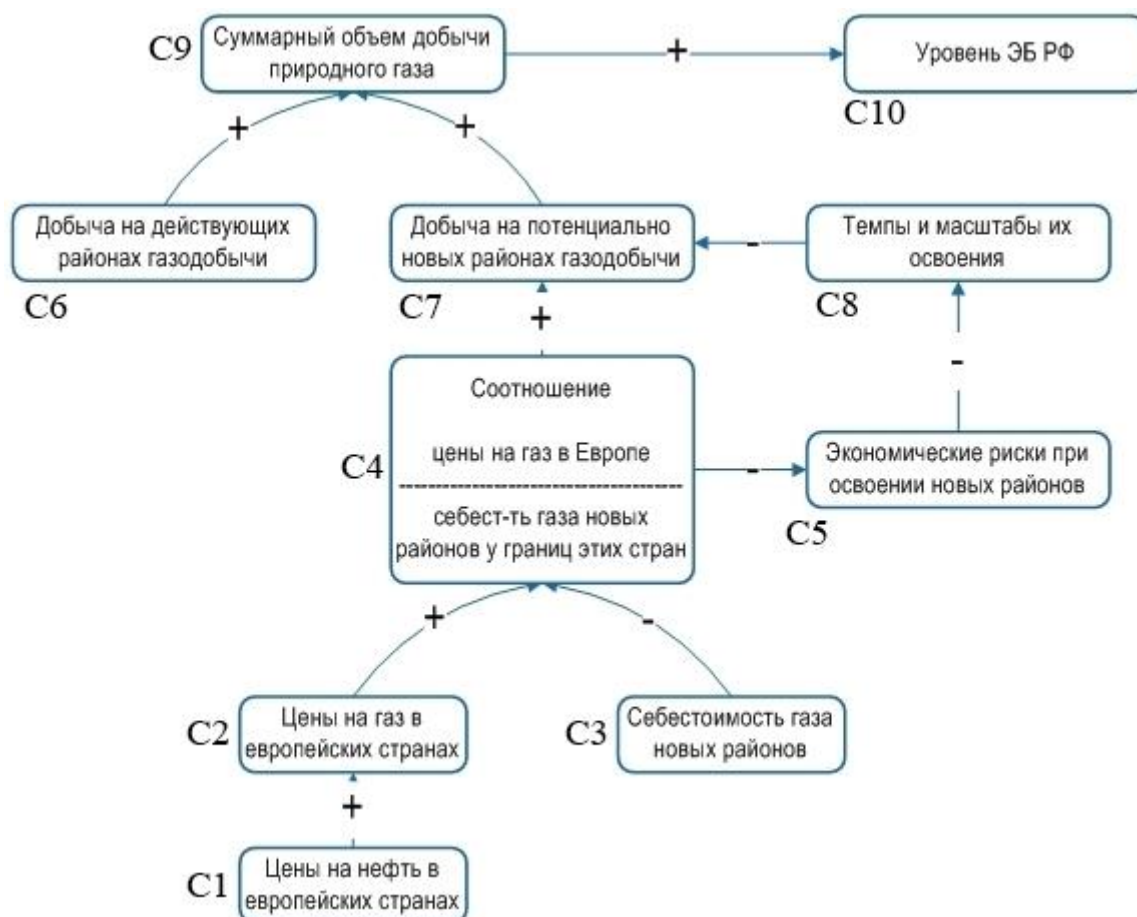


Рис. 3. Когнитивная карта для определения факторов, влияющих на уровень ЭБ РФ

Используя введенные обозначения для концептов, составим набор правил на естественном языке для когнитивной карты на рис. 3 (каждое правило соответствует отдельной связи между концептами) и лингвистические описания этих правил.

1. Если цена на нефть в Европе растет, то цена на газ в Европе растёт.

Лингвистическое описание: Если  $C1 \uparrow$ , то  $C2 \uparrow$ .

2. Если цены на газ в Европе растут, то отношение «Цена на газ/себестоимость газа новых районов у границ Европы» растёт.

Лингвистическое описание: Если  $C2 \uparrow$ , то  $C4 \uparrow$ .

3. Если себестоимость газа новых районов растёт, то отношение «Цена на газ/себестоимость газа новых районов у границ Европы» уменьшается.

Лингвистическое описание: Если  $C3 \uparrow$  то  $C4 \downarrow$ .

4. Если отношение «Цена на газ/себестоимость газа новых районов у границ Европы» растёт, то риски при освоении новых районов уменьшаются.

Лингвистическое описание: Если  $C4 \uparrow$  то  $C5 \downarrow$ .

5. Если риски при освоении новых районов растут, то темпы и масштабы их освоения падают.

Лингвистическое описание: Если C5 ↑ то C8 ↓.

6. Если отношение «Цена на газ/себестоимость газа новых районов у границ Европы» растет, то добыча на потенциально новых районах растет.

Лингвистическое описание: Если C4 ↑ то C7 ↑.

7. Если темпы и масштабы их освоения растут, то добыча на потенциально новых районах падает.

Лингвистическое описание: Если C8 ↑ то C7 ↓.

8. Если добыча на потенциально новых районах растет, то суммарный объем добычи газа растет.

Лингвистическое описание: Если C7 ↑ то C9 ↑.

9. Если добыча на действующих районах растет, то суммарный объем добычи газа растет.

Лингвистическое описание: Если C6 ↑ то C9 ↑.

10. Если суммарный объем добычи газа растет, то растет уровень ЭБ РФ.

Лингвистическое описание: Если C9 ↑ то C10 ↑.

Теперь на основе этих лингвистических описаний составим продукционные правила, которые на языке CLIPS определяются конструкцией вида:

```
(defrule <имя правила>
< необязательный комментарий >
< необязательное объявление >
< предпосылка_1 >
< предпосылка_т > =>
< действие_1 >
< действие_п > ).
```

К примеру, первое описанное правило на языке CLIPS будет иметь следующий вид:

```
(defrule LR1
"цена газ Европа"
(если C1 увеличивается) =>
(assert (увеличение C2)).
```

Аналогичным образом теперь можно составить правила, которые будут описывать всю когнитивную карту.

## Заключение

ТЭК играет важную роль в существовании и жизнедеятельности государства, поэтому исследования энергетической безопасности являются приоритетной задачей не только государственных структур, но также научных организаций. Немаловажную поддержку в проведении исследований оказывают методы семантического, а именно когнитивного моделирования. Автоматизация логического вывода на построенных когнитивных моделях будет обеспечивать их интерпретацию, снижать вероятность ошибок (влияние человеческого фактора) и способствовать получению новых знаний для обоснования принимаемых решений в области энергетики.

## Благодарности

Работа выполнена в рамках научного проекта программы фундаментальных исследований СО РАН III.17.2, рег. № АААА-А17-117030310444-2, а также при частичной поддержке грантов РФФИ: № 16-07-00474, № 17-07-01341, № 18-07-00714.

## Литература

1. Филиппов С.П. и др. Системные исследования проблем энергетики / под ред. Н.И. Воропая. – Новосибирск: Наука. Издательская фирма РАН, 2000. – 588 с.
2. Воропай Н.И., Клименко С.М., Криворучкий Л.Д. Региональные аспекты энергетической безопасности России. – Киев: Общество «Знание», 1997. – 59 с.
3. Массель Л.В., Массель А.Г. Интеллектуальные вычисления в исследованиях направлений развития энергетики // Известия Томского политехнического университета. – 2012. – Т. 321. – № 5. – С. 135-141.
4. Массель Л.В., Массель А.Г. Ситуационное управление и семантическое моделирование в энергетике // Тр. IV Междунар. конф. OSTIS. – Минск: БГУИР, 2014. – С. 111-116.
5. Массель Л.В., Массель А.Г. Интеллектуальная ИТ-среда для интеграции семантических моделей в исследованиях энергетики // Тр. 24-й междунар. Крымской конф. «СВЧ-техника и телекоммуникационные технологии». – Севастополь: СевНТУ, 2014. – Т. 1. – С. 441-442.
6. Пяткова Н.И., Славин Г.Б., Пяткова Е.В. Недостаточный уровень инвестиций в отраслях ТЭК – одна из стратегических угроз энергетической безопасности страны // Известия Российской академии наук. Энергетика. – 2015. – № 2. – С. 42-48.

## **ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОСТРОЕНИЯ ХРАНИЛИЩА ДАННЫХ И ЗНАНИЙ ДЛЯ ЗАДАЧ НАУЧНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОГНОЗИРОВАНИЯ И ИССЛЕДОВАНИЯ КРИТИЧЕСКИХ ИНФРАСТРУКТУР В ЭНЕРГЕТИКЕ<sup>1</sup>**

Е.П. Хайруллина

### **Введение**

В настоящее время в мире активно развиваются интеллектуальные информационные технологии, поддерживающие инновационное развитие многих отраслей промышленных и экономических сфер.

Важность применения интеллектуальных технологий в энергетике неоспорима [1]. Говоря о зарубежном опыте, можно сказать, что такие технологии уже становятся фундаментом в развитии электроэнергетических систем. В частности, в США это основное направление улучшения экономики, в Китае – способ стратегического развития государства. Страны Евросоюза используют инновационные технологии как основу новой энергетической политики [2]. Одним из компонентов интеллектуальных энергетических систем является научно-технологическое прогнозирование [3].

Научно-технологическое прогнозирование заключается в выявлении и предварительной оценке тенденций развития науки и техники, предвидении крупных научных и технических решений, способных произвести количественные изменения в общем научно-техническом и производственном потенциале страны, в социальных отношениях и мировой политике.

Информация для научно-технологического прогнозирования будет формироваться на основе открытых данных (Open Data) и связанных открытых данных (Linked Open Data). Так же сбор информации будет выполняться из таких источников, как государственные информационные системы, интегрирующие данные о научно-технических проектах и разработках (ЦИТИС, РФФИ, ФИПС и др.), так и различные коммерческие системы, такие как SCOPUS, Web of Science, РИНЦ, Science Index [3, 4].

Анализ информации, которая будет собираться из описанных выше источников, может показать общие тенденции направления развития научной и инженерной мысли [4, 5]. Разрабатываемый автором подход может применяться и для поддержки других исследований, требующих сбор и анализ больших объемов информации. В качестве примера таких исследований может выступать анализ угроз и оценка рисков нарушения кибербезопасности критических инфраструктур, в том числе и для объектов энергетики [6].

### **Особенности хранилища данных и знаний для задач научно-технологического прогнозирования, исследования критических инфраструктур**

Для решения задач научно-технологического прогнозирования необходимо накапливать и анализировать большой объем данных. Чем больше будет обработано информации, тем точнее будут результаты прогнозирования, так как с увеличением объема

---

<sup>1</sup> Результаты, представленные в этой статье, были получены при частичной финансовой поддержке грантов РФФИ № 17-07-01341, № 18-37-00271.

данных повышается полнота информации и появляется возможность оценить достоверность и непротиворечивость полученных данных.

Свой отпечаток на сложность решаемой задачи хранилища данных и знаний накладывает экспоненциальное увеличение разнообразной информации в современном мире. Ежегодно объём информации в мире возрастает на 30%.

Таким образом, хранилище данных и знаний проектируется в первую очередь для научно-технологического прогнозирования, основанного на анализе гетерогенных, неструктурированных массивов данных больших объемов. Для их эффективной обработки и хранения необходимо использовать горизонтально масштабируемые (scale-out) программные средства и распределенные вычисления.

## Технологии больших данных (Big Data)

Под термином большие данные (Big Data) подразумевается неструктурированный огромный объем гетерогенных данных, который в силу объективно существующих технических ограничений невозможно обработать традиционным способом. Для их хранения и анализа разрабатываются специальные модели, методики и подходы, а также программные средства, позволяющие распределенно обрабатывать информацию [7].

### *Принципы работы с большими данными*

1. Горизонтальная масштабируемость. При росте объемов данных для хранения система должна поддерживать расширяемость количества серверов.
2. Отказоустойчивость.
3. Локальность данных. Обработка данных должна проходить на той же машине, на которой хранятся данные, в противном случае затраты на передачу данных могут превысить затраты на их обработку.

Для решения задачи локальности данных сотрудниками Google была предложена концепция MapReduce. MapReduce является моделью распределенных вычислений, используемой для параллельной обработки больших объемов информации [7]. MapReduce предполагает, что данные организованы в виде некоторых записей. Обработка данных происходит в 3 шага. Иллюстрацию работы данной модели можно увидеть на рис. 1.

1. *Шаг Map*. Входные данные решаемой задачи представляют большой список значений, и на Map-шаге происходит его предварительная обработка. Для этого главный узел кластера получает этот список, делит его на части и передает рабочим узлам. Далее каждый из рабочих узлов преобразует элементы полученной коллекции в ноль или несколько промежуточных пар «ключ-значение».

2. *Шаг Shuffle*. Проходит незаметно для пользователя. На данном шаге происходит группировка промежуточных результатов.

3. *Шаг Reduce*. На Reduce-шаге главный узел получает промежуточные ответы от рабочих узлов и передаёт их на свободные узлы для выполнения следующего шага. Система сортирует и группирует по ключу все пары «ключ-значение» и затем для каждой пары «ключ-группа значений» сворачивает значения, часто в одно или в пустой список. Получившийся результат – это решение задачи, которая изначально формулировалась [7, 8]

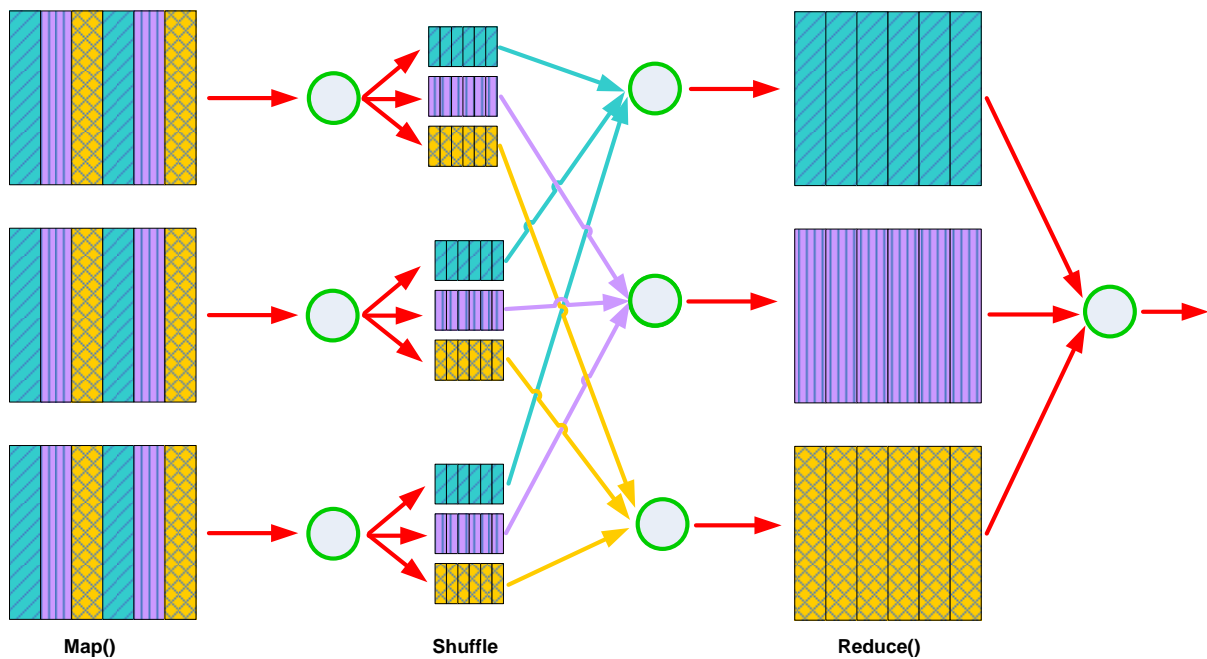


Рис. 1. Иллюстрация работы модели MapReduce

Одним из возможных решений организации распределенного хранения и обработки больших данных являются СУБД класса NoSQL. Они бывают 4 типов.

1. Хранилище «ключ-значение». Хранилище «ключ-значение» является простейшим хранилищем данных, использующим ключ для доступа к значению. Примерами таких хранилищ являются: Berkeley DB, MemcacheDB, Redis, Riak, Amazon DynamoDB.
2. Хранилище семейств колонок (Bigtable). В этом хранилище данные хранятся в виде разреженной матрицы, строки и столбцы которой используются как ключи. Примерами СУБД данного типа служат: Apache HBase, Apache Cassandra, Hypertable, SimpleDB.
3. Документоориентированная СУБД. Она служат для хранения иерархических структур данных. Примерами СУБД данного типа являются: CouchDB, Couchbase, MarkLogic, MongoDB, eXist, Berkeley DB XML.
4. Графовые СУБД. Применяются для задач, в которых данные имеют большое количество связей, например, социальные сети, выявление мошенничества. Примеры: Neo4j, OrientDB, AllegroGraph, Blazegraph (RDF-хранилище, ранее называлось Bigdata) [7].

## Заключение

На основе вышеизложенного, использование технологий больших данных (BigData), на сегодняшний момент, позволит хранить и обрабатывать информацию распределенно, на многих серверах и компьютерах. Это решение поддержит увеличение размера хранилища в соответствии с количеством требуемой информации для задач научно-технологического прогнозирования в области энергетики, а также накопленная информация по событиям на объектах энергетики может применяться для исследования критических инфраструктур.

## Литература

1. Воропай Н.И. Обоснование развития электроэнергетических систем: Методология, модели, методы, их использование. – Новосибирск: Наука, 2015. – 448 с.
2. Cagnin C. Future-Oriented Technology Analysis. Strategic Intelligence for an Innovative Economy. – Springer, 2008. – 170 p.
3. Mikheev A.V. Semantic-based approach for energy technology forecasting // Proc. Intern. Workshop «Contingency management, intelligent, agent-based computing and cyber security in critical infrastructures» (CM/IAC/CS/CI-2016) – Irkutsk: ESI SB RAS, 2016. – P. 41-42.
4. Копайгородский А.Н. Technology of Intelligent Service for Energy Technology Forecasting // Proc. V Intern. Workshop “Critical Infrastructures: Contingency Management, Intelligent, Agent-based, Cloud Computing and Cyber Security” (IWCI 2018). – P. 106-110.
5. Хайруллина Е.П., Копайгородский А.Н. Применение онтологий при проектировании и реализации информационных систем // Тр. науч.-практ. конф. «Информатизация и виртуализация экономической и социальной жизни». – Иркутск: ИрНИТУ, 2015. – С. 200-204.
6. Гаськова Д.А. Анализ нарушений кибербезопасности в энергетическом секторе // Системные исследования в энергетике: труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2017. – Вып. 47. – С. 101-107.
7. Manoj K.S., Dileep K.G. Effective big data management and opportunities for implementation. – Hershey: Information Science Reference (an imprint of IGI Global), 2016. – 324 p.
8. Dumbill E. Planning for Big Data. – USA: O'Reilly Media, 2012 – 83 p.

## АНАЛИЗ МОДЕЛЕЙ МИНИМИЗАЦИИ ДЕФИЦИТА МОЩНОСТИ ПРИ ОЦЕНКЕ БАЛАНСОВОЙ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Д.В. Якубовский

### Введение

Электроэнергетика является одной из базовых отраслей для благополучного развития и функционирования экономики и должна отвечать требованиям потребителей электроэнергии по обеспечению надежности электроснабжения. Надежность – важное комплексное свойство электроэнергетической системы (ЭЭС), заключающееся в способности поставлять электроэнергию потребителям в нужном объеме и требуемого качества. Для обеспечения необходимого уровня надежности ЭЭС на этапе планирования развития и ее непосредственной работы, требуется своевременно оценивать надежность ЭЭС и применять корректировки по управляющим воздействиям и планам ввода новых и вывода устаревших элементов системы. Текущая ситуация такова, что по мере развития ЭЭС происходит укрупнение систем, растет количество генерирующих и связующих элементов ЭЭС. Это, в свою очередь, диктует требования к развитию вычислительных инструментов оценки надёжности ЭЭС с точки зрения вычислительной эффективности (в рамках затрачиваемого времени и достоверности расчетов).

Существует ряд программно-вычислительных комплексов (ПВК) оценки балансовой надёжности ЭЭС. Например, модели «MEXICO» (EDF, Франция) [1, 2], «SECRET» (ENEL, Италия) [1, 3], «COMREL» (U of S, Канада) [4, 5], «ПОТОК-3» (СЭИ СО РАН) [6], однако они были выведены из дальнейшей эксплуатации и на данный момент не поддерживаются. Тем не менее продолжают использоваться такие разработки, как: GE «MARS» [7], GridView [8], MARELI [9], PLEXOS [10], ОРИОН / ОРИОН-М (Коми научный центр) [11], ЯНТАРЬ (ИСЭМ СО РАН) [12]. Также рассматривается недавно разработанный ПВК «Надежность». В рамках данного ПВК исследуются различные методы оптимизации с целью оценки эффективности, а также выявления методов эффективных для решаемых задач.

Необходимо заметить, что в большинстве описанных ПВК используется методика, основанная на методе Монте-Карло [12]. В рамках данной методики используются различные математические модели оптимального потокораспределения ЭЭС с отличающимися постановками и методами решения [13]. Методика включает в себя три основных блока:

1. Вероятностный блок, в котором проводится формирование состояний ЭЭС со случайным образом выключенными или включенными в работу элементами.

2. Блок расчета дефицита мощности, в котором осуществляется минимизация дефицита мощности для каждого сформированного состояния ЭЭС. Является основным в данной методике, т.к. качество результатов, в том числе скорость и точность расчета, возможность решения задач с растущим количеством переменных, зависит от применяемого метода оптимизации и правильности математической модели.

3. Блок вычисления показателей надежности ЭЭС, в котором обрабатывается и анализируется вся накопленная информация (результат работы первых блоков) и вычисляются такие показатели балансовой надёжности, как: вероятность безотказной



(бездефицитной) работы, математическое ожидание (м.о.) дефицита мощности в ЭЭС, м.о. недоотпуска электроэнергии и др.

### Постановка задачи

Задача минимизации дефицита мощности формулируется следующим образом: для известных значений работоспособных генераторных мощностей, требуемых уровней нагрузок потребителей, пропускных способностей связей ЭЭС и коэффициентов потерь мощности в связях ЭЭС необходимо определить оптимальное потокораспределение в ЭЭС [12]. Существует несколько видов моделей минимизации дефицита мощности, в данной статье будут рассмотрены применяемые модели. Далее представлена линейная постановка задачи.

Математически, проблема формулируется следующим образом:

$$\sum_{i=1}^n (\bar{y}_i - y_i) \rightarrow \min \quad , \quad (1)$$

при соблюдении балансовых ограничений

$$x_i - y_i + \sum_{j=1}^n (1 - a_{ji})z_{ji} - \sum_{j=1}^n z_{ij} = 0, i = 1, \dots, n, i = 1, \dots, n, \quad (2)$$

а также ограничений на оптимизируемые переменные:

$$0 \leq y_i \leq \bar{y}_i, i = 1, \dots, n, \quad (3)$$

$$0 \leq x_i \leq \bar{x}_i, i = 1, \dots, n, \quad (4)$$

$$0 \leq z_{ij} \leq \bar{z}_{ij}, i = 1, \dots, n, j = 1, \dots, n, \quad (5)$$

$$0 \leq z_{ji} \leq \bar{z}_{ji}, i = 1, \dots, n, j = 1, \dots, n, \quad (6)$$

где:  $x_i$  – используемая мощность (МВт) в узле  $i$ ;  $\bar{x}_i$  – располагаемая генерирующая мощность (МВт) в узле  $i$ ;  $y_i$  – покрываемая в узле  $i$  нагрузка (МВт);  $\bar{y}_i$  – величина нагрузки в узле  $i$  (МВт);  $z_{ij}$  – поток мощности из узла  $i$  в узел  $j$  (МВт);  $\bar{z}_{ij}$  – пропускная способность ЛЭП между узлами  $i$  и  $j$  (МВт);  $z_{ji}$  – поток мощности из узла  $j$  в узел  $i$  (МВт);  $\bar{z}_{ji}$  – пропускная способность ЛЭП между узлами  $j$  и  $i$  (МВт);  $a_{ji}$  – заданные положительные коэффициенты удельных потерь мощности при ее передаче из узла  $j$  в узел  $i$ ,  $j \neq i$ ,  $i = 1, \dots, n$ ,  $j = 1, \dots, n$ .

Рассмотренная модель (1)–(6) является распространённой моделью потокораспределения в области оценки балансовой надежности, решение которой проводится путем минимизации дефицита мощности. Модель (1)–(6) представляет собой транспортную задачу. Для решения представленной задачи оптимизации, ввиду ее относительной простоты, в основном используется симплекс-метод и двойственный симплекс-метод в их разных вариациях. Однако в [12] существует обоснованный вывод, что модель, где потери мощности зависят от квадрата передаваемой мощности, является более адекватной моделью. Для этого в модели (1)–(6) используются модифицированные балансовые ограничения, где заменены ограничения вида (2) на ограничения, представленные ниже:

$$x_i - y_i + \sum_{j=1}^n (1 - a_{ji}z_{ji})z_{ji} - \sum_{j=1}^n z_{ij} = 0, j = 1, \dots, n. \quad (7)$$

Таким образом, поставленную задачу можно представить в двух формах – задачи линейного и нелинейного программирования. Вид задачи строго зависит от использу-

мых балансовых ограничений формул (2), (7). Для решения задачи нелинейного программирования можно использовать различные методы условной и безусловной оптимизации. Однако данную задачу невозможно решить стандартными методами безусловной оптимизации ввиду наличия различных ограничений типа равенств и неравенств, для этого требуется преобразовать целевую функцию и все ограничения в виде единой целевой функции. Например, для решения задачи в нелинейной постановке в комплексе ЯНТАРЬ использовались метод Лагранжа и различные вариации метода внутренних точек.

В процессе исследований представленные модели (1)–(6) и (1), (3)–(7) были протестированы с использованием тестовой схемы (ТС1). ТС1 представляет собой систему, состоящую из трёх узлов и трёх связей с топологией кольцо (рис. 1). В качестве метода оптимизации применялась совокупность метода штрафных функций и метода градиентного спуска (ШФГС). В результате тестирования было получено решение, в котором оптимизированные переменные по перетокам  $z_{12}$  и  $z_{21}$  имели положительные значения, что говорит о несоответствии моделей (1)–(6) и (1), (3)–(7) физическим процессам.

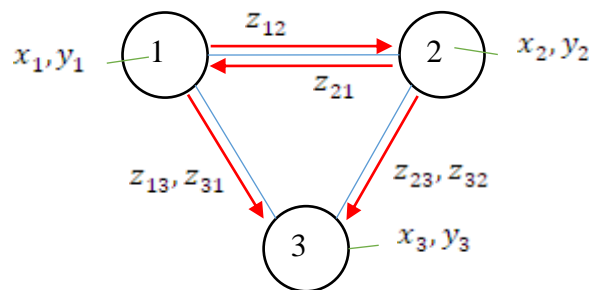


Рис. 1. Схематичное представление распределения электроэнергии

Найденное решение содержало данные о наличии задействованных потоков (табл. 1), мощность в которых распределялась в обе стороны одновременно, что не соответствует физической действительности, т.к. каждая линия электропередачи в каждом конкретном режиме может работать только в одном направлении. Это говорит о том, что только одна переменная из перетоков  $z_{12}$  или  $z_{21}$ , отвечающих за одну связь, может принимать значение не равное 0.

Таблица 1

Результаты теста, модель (1)–(8).

	$\bar{x}_1$	$\bar{x}_2$	$\bar{x}_3$	$\bar{y}_1$	$\bar{y}_2$	$\bar{y}_3$	$\bar{z}_{12}$	$\bar{z}_{21}$	$\bar{z}_{13}$	$\bar{z}_{31}$	$\bar{z}_{23}$	$\bar{z}_{32}$	
	158	109	83	91	98	201	10	10	10	10	10	10	
	$x_1$	$x_2$	$x_3$	$y_1$	$y_2$	$y_3$	$z_{12}$	$z_{21}$	$z_{13}$	$z_{31}$	$z_{23}$	$z_{32}$	$\alpha$
ШФГС	103,94	105,21	83	91	98	102	3,94	1	10	0	10	0	0,05

Для устранения данной проблемы было сформулировано дополнительное ограничение на перетоки:

$$z_{ji} * z_{ij} = 0, i = 1, \dots, n, j = 1, \dots, n. \quad (8)$$

Таким образом, ограничение (8) преобразовывает рассматриваемую задачу в корректную с точки зрения моделирования работы перетоков между узлами и изменяет модели (1)–(6) и (1), (3)–(8) к верным с точки зрения физики.

## Модели минимизации дефицита мощности в ЭЭС

Задачи (1)–(6), (8) и (1), (3)–(8) представляют собой две математические модели минимизации дефицита мощности в ЭЭС, используемые при оценке балансовой надёжности. Модель (1)–(6), (8) учитывает линейные потери мощности при распределении потоков, а в модели (1), (3)–(8) – квадратичные потери мощности при распределении потоков мощности. Однако представленные модели имеют ряд проблем, которые в течение длительного времени решались путем модификации данных моделей и подходов к решению вышеописанных задач.

Одной из таких проблем является неправильное распределение мощности. Так, при тестировании моделей (1)–(6), (8) и (1), (3)–(8) возникает физически неверное распределение мощности по перетокам, при этом значение целевой функции определяется верно и является абсолютным минимумом. Например, вместо движения мощности по единственной связи в одном направлении (рис. 1), представленного переменной  $z_{13}$ , из профицитного узла 1 в дефицитный узел 3, задействуется дополнительный узел 2 и связи  $z_{12}$  и  $z_{23}$ , в чем нет прямой необходимости. Такое распределение «сквозь» дополнительный узел 2 расходует больше мощности, т.к. при транспортировке учитываются потери во всех связях.

В качестве тестируемого примера использовалась ТС1, оптимизация проводилась ШФГС, модель (1)–(6), (8), дополнительно проводилось тестирование с помощью коммерческого решателя задач линейного программирования LP Solve.

Для решения данной проблемы в [12] было предложено целевую функцию (1) привести к виду:

$$\sum_{i=0} (\bar{y}_i - y_i)^2 / \bar{y}_i. \quad (9)$$

После замены в модели (1)–(6), (8) целевой функции (1) на целевую функцию (9) полученная модель (2)–(6), (8)–(9) была протестирована на ТС1. В результате тестирования были получены значения идентичные результатам, полученным ранее. Также полученное решение удовлетворяет балансовым ограничениям с погрешностью 0,003 при решении (2), где  $i = 2$  (что можно отнести к погрешности машинного исчисления за счет представления чисел в памяти ПК). В результате присутствует лишний переток, выраженный переменной  $z_{12}$ , что говорит о неоптимальном распределении перетоков. Анализ рассматриваемого примера ТС1 с ограничениями показал, что вместо использования генераторной мощности узла 2 в размере 108 МВт для передачи мощности в размере 10 МВт в узел 3 используется дополнительная генераторная мощность из узла 1 в размере 2,79 МВт, которая была передана узлу 3 через узел 2. Однако значение  $z_{12} = 2,94$  МВт, т.к. при передаче мощности учитываются дополнительные потери.

Таким образом, набор получившихся параметров (табл. 1) удовлетворяет поставленным условиям и ограничениям, в том числе найденному значению минимума целевой функции, однако является неоптимальным решением с точки зрения распределения перетоков, а значит, данная модель не способна исключать случаи неправильного распределения перетоков. В [14] присутствует утверждение, что квадратичная составляющая в балансовых ограничениях-равенствах (7) обуславливает невыпуклость множества допустимых решений, что может сказываться на решении.

Однако, исходя из полученных экспериментальных данных, можно предположить, что модель с квадратичными потерями имеет множество оптимальных решений, что в свою очередь сказывается именно на распределении перетоков, при этом минимум целевой функции находится верно. Далее подтверждения наличия множества решений были проведены дополнительные расчеты ТС1 с различными стартовыми точками, заданными для метода градиентного спуска. Результаты представлены ниже в

(табл. 2), где номер в заголовке является порядковым номером эксперимента, первый столбец каждого эксперимента описывает значения параметров стартовой точки, во втором столбце представлены полученные решения.

Таблица 2

Результаты тестов мульти старта ШФГС

$\alpha = 0,00009$			1	2	3	4	5					
$\bar{x}_1$	158	$x_1$	0	103,31	10	103,31	50	103,31	100	102,88	101	104,06
$\bar{x}_2$	109	$x_2$	0	105,68	10	105,686	50	105,68	100	106,11	108	104,939
$\bar{x}_3$	83	$x_3$	0	83	10	83	50	83	100	83	83	83
$\bar{y}_1$	91	$y_1$	0	91	10	91	50	91	100	91	91	91
$\bar{y}_2$	98	$y_2$	0	98	10	98	50	98	100	98	98	98
$\bar{y}_3$	201	$y_3$	0	103	10	103	50	103	100	103	102,99	103
$\bar{z}_{12}$	10	$z_{12}$	0	2,3156	10	2,315	50	2,3157	100	1,8873	10	3,06
$\bar{z}_{21}$	10	$z_{21}$	0	0	10	0	50	0	100	0	0	0
$\bar{z}_{13}$	10	$z_{13}$	0	10	10	10	50	10	100	10	10	10
$\bar{z}_{31}$	10	$z_{31}$	0	0	10	0	50	0	100	0	0	0
$\bar{z}_{23}$	10	$z_{23}$	0	10	10	10	50	10	100	10	0	10
$\bar{z}_{32}$	10	$z_{32}$	0	0	10	0	50	0	100	0	0	0

В табл. 2 можно увидеть существенные колебания значений генераторной мощности  $x_1$  и  $x_2$ , а также меняющееся результирующее значение перетока  $z_{12}$ . При этом значения покрываемой нагрузки  $y_1, y_2, y_3$  не меняются, что говорит о том, что был найден минимум функции. Таким образом, результаты показывают существование множества оптимальных решений. Для решения этих проблемы был предложен ряд модификаций, описанных в [14], в первую очередь путем изменения балансовых ограничений (2), (7) с ограничений-равенств на ограничения-неравенства. Данное ограничение предусматривало полное покрытие нагрузки в узле, а также предполагало максимально возможную отдачу мощности через перетоки и их верного распределения:

$$x_i - y_i + \sum_{j=1}^n (1 - a_{ji} z_{ji}) z_{ji} - \sum_{j=1}^n z_{ij} \geq 0. \quad (10)$$

Практическое применение данных ограничений на ТС1 показало, что физически неверное распределение потоков осталось, однако значение перетока  $z_{12}$  снизилось, в тоже время значения генераторной мощности  $x_1, x_2, x_3$  изменились и стали соответственно равными значениям  $\bar{x}_1, \bar{x}_2, \bar{x}_3$ . Однако это физически не естественно, так как излишки генераторной мощности заперты. Так в табл. 3 отражены результаты тестирования ТС1 с применением ШФГС для модели (1), (3)–(8), (10).

Таблица 3

Результаты теста, модель (1), (3)–(8), (10).

	$\bar{x}_1$	$\bar{x}_2$	$\bar{x}_3$	$\bar{y}_1$	$\bar{y}_2$	$\bar{y}_3$	$\bar{z}_{12}$	$\bar{z}_{21}$	$\bar{z}_{13}$	$\bar{z}_{31}$	$\bar{z}_{23}$	$\bar{z}_{32}$	
	158	109	83	91	98	201	10	10	10	10	10	10	
	$x_1$	$x_2$	$x_3$	$y_1$	$y_2$	$y_3$	$z_{12}$	$z_{21}$	$z_{13}$	$z_{31}$	$z_{23}$	$z_{32}$	$\alpha$
ШФГС	158	109	83	91	98	93	0,22	0	10	0	10	0	0,05
GAMS	101	108	83	91	98	93	0	0	10	0	10	0	0,05

В [14] был предложен теоретический подход, позволяющий получать оптимальные значения решаемой задачи с правильным распределением потоков. Суть подхода состояла в том, что для решения задачи должна применяться двухэтапная оптимизация.

На первом этапе предполагается использовать модель (1), (3)–(8), (10) и получить промежуточное решение, затем ввести новую переменную  $\tilde{\Delta}_i, i = 1, \dots, n$ :

$$\tilde{\Delta}_i = \tilde{x}_i - \tilde{y}_i + \sum_{j=1}^n (1 - \alpha_{ji} \tilde{z}_{ji}) \tilde{z}_{ji} - \sum_{j=1}^n \tilde{z}_{ij}, \quad (11)$$

$$\sum_{i=1}^n \Delta_i \rightarrow \min, \quad (12)$$

$$x_i + \sum_{j=1}^n (1 - \alpha_{ji} z_{ji}) z_{ji} - \sum_{j=1}^n z_{ij} - \Delta_i = \tilde{y}_i, \quad (13)$$

где  $\tilde{\Delta}_i, \tilde{x}_i, \tilde{y}_i, \tilde{z}_{ji}$  – полученное оптимальное решение задачи первого этапа (11). На втором этапе решения задачи, значения  $\tilde{y}_i$  фиксируются, а также вводится новая целевая функция вида (12) и балансовые ограничения вида (13), после чего задача решается относительно переменных  $\Delta_i, x_i, z_{ji}, z_{ij}$  а модель принимает вид (3)–(8), (10), (12), (13),  $j \neq i, i = 1, \dots, n, j = 1, \dots, n$ .

Предложенные модификации были протестированы на ТС1 с применение ШФГС. Полученные на первом этапе решения (значения переменных) были представлены в табл. 3, однако после реализации второго этапа оптимизации результаты не изменились, что говорит о том, что данная модель отработала неверно.

Для решения вышеописанных проблем предлагаются следующие способы. Требуется применить двухэтапную оптимизацию: на первом этапе необходимо решить задачу минимизации дефицита мощности для модели (1), (3)–(8), (10), такой подход обеспечит выпуклое множество допустимых решений. Далее полученные оптимальные решения относительно переменной  $y_i$  необходимо зафиксировать и обозначить новую переменную как  $\tilde{y}_i$ . После чего перейти ко второму этапу решения сформировав новую целевую функцию, которая предполагает минимизацию второй евклидовой нормы по перетокам:

$$\sum_{i=1}^n z_{ji}^2 \rightarrow \min, \quad (14)$$

или минимизацию генерирующей мощности, что может дать положительный экономический эффект при снижении генерации мощности и ее распределении:

$$\sum_{i=1}^n x_i \rightarrow \min. \quad (15)$$

а также модифицировать текущие балансовые ограничения (10) и представить их в виде балансовых ограничений

$$x_i - \tilde{y}_i + \sum_{j=1}^n (1 - \alpha_{ji} z_{ji}) z_{ji} - \sum_{j=1}^n z_{ij} = 0. \quad (16)$$

Работоспособность данного подхода поочередной двухэтапной оптимизации и взаимодействия моделей (1), (3)–(8), (10) и (4)–(8), (10), (15), (16), была проверена на ТС1 с применением ШФГС.

Полученные результаты показали, что параметры, полученные при использовании данной совокупности моделей, являются адекватными и близки к расчетным значениям коммерческого решателя GAMS (CONOPT).

## Заключение

Задача оценки балансовой надежности ЭЭС является актуальной и её решение необходимо при планировании развития ЭЭС. При оценке балансовой надёжности ЭЭС методом Монте-Карло решается подзадача минимизации дефицита мощности. В статье был проведен анализ существующих моделей минимизации дефицита мощности. Исследование моделей показало их некоторую некорректность. На практическом примере было показано, что модели имеют невыпуклое множество допустимых решений. Был проанализирован способ преобразования балансовых ограничений с целью формирования задачи с выпуклым множеством допустимых решений. Также были рассмотрены различные модификации моделей минимизации дефицита мощности. В результате исследований были предложены две рабочие модификации моделей минимизации дефицита мощности.

Для решения поставленных задач был реализован метод градиентного спуска. Также были использованы коммерческие решатели GAMS (CONOPT) и LP Solve для получения эталонных решений.

## Литература

1. Dodu J.C., Merlin A. Recent improvement of the Mexico model for probabilistic planning studies // *Int. J. Electrical Power & Energy Systems*. – 1979. – Vol. 1. – No. 1. – P. 46-56.
2. Composite power system reliability analysis application to the New Brunswick Power Corporation System // *The draft report of the CIGRE Symposium on Electric Power Systems Reliability*. Sept., 16-18.1991, Montreal, Canada.
3. Bertoldi O., Scalcino S., Salvaderi L. Adequacy evaluation: an Application of ENEL's SICRET program to new Brunswick Power System // *CIGRE Symposium "Electric Power System Reliability"*, Montreal, 1991, WG 38.03/01.
4. Salvaderi L., Billinton R. A comparison between two fundamentally different approaches to composite system reliability // *IEEE Trans. Power Appar. Syst.* – 1985. – Vol. PAS-104. – No. 12. – P. 3486-3492.
5. Billinton R., Li W. *Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods*. – NY: Springer Science + Business Media, LLC, 1994. – 351 p.
6. Колосок Г.В., Дикин И.И., Иванов В.В. Развитие процедур вероятностного моделирования при анализе надежности сложных ЭЭС // Тезисы докл. 9 Всесоюз. науч. конф. «Моделирование электроэнергетических систем». – Рига, 1987. – С. 344-345.
7. McCalley J., *Module PE.PAS.U21.5 Multiarea reliability analysis*. – Electrical & Computer Engineering, Iowa State University, USA. – 81 p.
8. *Simulate security-constrained unit commitment and economic dispatch in large-scale transmission networks*. – ABB GridView, 2016.
9. *Review of the current status of tools and techniques for risk-based and probabilistic planning in power systems* // Working Group 601 of Study Committee C4, International Conference on Large High Voltage Electric Systems, March, 2010.
10. Deane J.P., Gracceva F., Chiodi A., Gargiulo M., Gallachóir B.P.Ó. Assessing power system security. A framework and a multi model approach // *Int. J. Electrical Power & Energy Systems*. – 2015. – Vol. 73. – P. 283-297.
11. Чукреев Ю.Я. *Модели обеспечения надежности электроэнергетических систем*. – Сыктывкар: Коми НЦ УрО РАН, 1995. – 176 с.
12. Ковалев Г.Ф., Лебедева Л.М. *Надежность систем электроэнергетики*. – Новосибирск: Наука, 2015. – 224 с.

13. Wenyuan Li. Probabilistic Transmission System Planning. – Wiley-IEEE Press, 2011. – 376 p.
14. Зоркальцев В.И., Ковалев Г.Ф., Лебедева Л.М. Модели оценки дефицита мощности электроэнергетических систем. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2000. – С. 17-22. – (Препринт / ИСЭМ СО РАН).
15. Учебное пособие «Методы оптимизации систем автоматизированного проектирования»: [Электронный ресурс] – URL: [http://www.optimizaciya-sapr.narod.ru/usl\\_wtraf/vnew.html](http://www.optimizaciya-sapr.narod.ru/usl_wtraf/vnew.html) (Дата обращения: 31.10.2017)

Сборник научных трудов

**СИСТЕМНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ**  
(Труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН. Вып. 48)

Утверждено к печати Институтом систем энергетики  
им. Л.А. Мелентьева СО РАН

Научные редакторы:

Секция «Специализированные системы энергетики»  
*д.т.н. В.Г. Курбацкий, чл.-корр. РАН. В.А. Стенников*

Секция «Научно-технический прогресс в энергетике»  
*д.т.н. А.М. Клер, д.т.н. Э.А. Таиров*

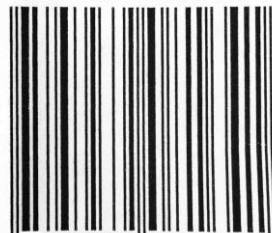
Секция «Региональные проблемы энергетики и топливно-энергетического комплекса»  
*д.т.н. Б.Г. Санеев, д.т.н. С.М. Сендеров*

Секция «Прикладная математика и информатика»  
*д.т.н. Л.В. Массель, д.ф.-м.н. О.В. Хамисов*

Редактор:

*к.ф.-м.н. Е.В. Маркова*

ISBN 978-5-93908-164-1



9 785939 081641