

На правах рукописи



Алсултан Мохаммед Джафар Джасим

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ  
СИСТЕМЫ ЮЖНОЙ ЧАСТИ РЕСПУБЛИКИ ИРАКА С УЧЕТОМ  
ТЯГОВОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫХ  
МАГИСТРАЛЕЙ**

2.4.2. Электротехнические комплексы и системы

**АВТОРЕФЕРАТ**

диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Москва – 2025

Работа выполнена в федеральном государственном автономном образовательном учреждении высшего образования «Российский университет транспорта» РУТ (МИИТ)

Научный руководитель: доктор технических наук, доцент  
**Шевлюгин Максим Валерьевич.**

Официальные оппоненты: **Сулов Константин Витальевич,**  
доктор технических наук, доцент,  
федеральное государственное бюджетное  
образовательное учреждение высшего  
образования «Национальный исследовательский  
университет «МЭИ», кафедра «Гидроэнергетика  
и возобновляемые источники энергии»,  
профессор;

**Добрынин Евгений Викторович,**  
кандидат технических наук, доцент,  
федеральное государственное бюджетное  
образовательное учреждение высшего  
образования «Приволжский государственный  
университет путей сообщения», кафедра  
«Электроснабжение железнодорожного  
транспорта», заведующий кафедрой.

Ведущее предприятие: федеральное государственное бюджетное  
образовательное учреждение высшего  
образования «Петербургский государственный  
университет путей сообщения Императора  
Александра I».


Защита диссертации состоится «11» февраля 2026 г. в 13:00 часов на заседании диссертационного совета 40.2.002.11 на базе федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования «Российский университет транспорта» по адресу: 127994, г. Москва, ул. Образцова, д. 9, стр.9., ауд. 2505.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке и на сайте РУТ (МИИТ): [www.rut-miit.ru](http://www.rut-miit.ru)

Автореферат разослан «\_\_\_»

2025 г.

Ученый секретарь  
диссертационного совета



Субханвердиев Камиль Субханвердиевич

## **ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ**

### **Актуальность темы исследования.**

В настоящее время энергетическая отрасль Ирака проходит этап восстановления после событий 1991 года — Персидской войны, вторжения США в 2003 году и борьбы с ИГИЛом (запрещенная в России террористическая организация) с 2014 по 2017 годы. Военные действия уничтожили до 90% электроэнергетической инфраструктуры Ирака. Разобщенность электрических сетей, устаревшее оборудование и другие факторы поставили страну в условия жесткого дефицита электроэнергии, а зачастую, в некоторых районах, и в условия полного ее отсутствия. В 2005 году относительные потери энергии, по данным Международного энергетического агентства (МЭА), возросли с 5,9% в 2004 году до 28,8% и не снижались ниже 50% за последние 5 лет.

Постоянный дефицит электроэнергии в Ираке объясняется так же еще и постоянным ростом населения (1 миллион человек в год), а также послевоенным восстановлением промышленности и инфраструктуры страны. В связи с этим в летний период постоянно вводятся регулярные веерные отключения потребителей.

Повысить эффективность электрических сетей, снизить дефицит электроэнергии и, одновременно с этим, обеспечить транспортную доступность южной части Ирака помогут технико-технологические мероприятия по созданию новой модернизированной ЭЭС в интеграции с системой тягового электроснабжения (СТЭ) скоростных магистралей железных дорог (СМЖД), что является крайне актуально для развития страны.

### **Степень разработанности темы исследования.**

Вопросам повышения эффективности работы электроэнергетических систем (ЭЭС) всегда уделялось особое внимание. С развитием информационно-аналитических методов и имитационных моделей решения проблем повышения доступности электроснабжения и снижения дефицита электроэнергии ЭЭС в интеграции с системой тягового электроснабжения выходят на новый уровень.

Значимыми исследованиями и продвижением новых технических решений в данной и смежных отраслях занимались многие отраслевые научные школы: МЭИ, ОИВТ РАН, ПГУПС, РГУПС, РУТ (МИИТ), СамГУПС, Общая компания по передаче электроэнергии - Средний Евфрат, Университет Кербелы, Общая компания по передаче электроэнергии в Южном регионе (Ирак), и др. Известны решения и наработки ученых, которые внесли огромный вклад в развитие данного направления: М.П. Бадёр, В.А. Гречишников, Л.А. Герман, Жарков, Ю.М., А.Б. Косарев, Б.И. Косарев, Р.Р. Мамошин, А.Н. Савоськин, К.С.

Субханвердиев, Ю.А. Чернов, М.В. Шевлюгин, Али Абдульразак Аббас Канбар, Али Джафер Махди, Саад Абдулазиз Джавад, Али Джафер Махди и другие.

**Объектом исследования** является электроэнергетическая система южной части Ирака, в которую входят питающие центры, распределительные устройства, ЛЭП, система тягового электроснабжения СМЖД, а также потребители городов, промышленных предприятий и малые отдельные потребители смешенного характера.

**Предмет исследования:** методы, модели, технические решения и критерии оценки электротехнических параметров разветвленной электроэнергетической системы с учетом тяговой нагрузки.

**Цель и задачи исследования.** Целью диссертационного исследования является исследование технических решений и организационных мероприятий для повышения эффективности ЭЭС южной части Ирака с интеграцией системы тягового электроснабжения (СТЭ) СМЖД.

Для достижения поставленных целей в работе поставления следующие **задачи:**

- провести анализ состояния ЭЭС южной части Ирака, и определить основные пути ее модернизации на основе национальных информационных ресурсов.

- провести анализ состояния железнодорожной инфраструктуры Ирака и определить рациональные изменения в параметрах электроэнергетической системы южной части Ирака с учетом системы тягового электроснабжения поездов и потребителей электроэнергии социального и промышленного назначения.

- разработать имитационную модель для оценки показателей работы перспективной ЭЭС. Модель включает общую ЭЭС южной части Ирака, СТЭ СМЖД, а также потребители социального и промышленного характера.

- определить качественно и количественно показатели работы каждого объекта исследования, для корректировки перспективной топологии сетей и выбора необходимого оборудования по результатам имитационного моделирования работы ЭЭС и СТЭ СМЖД южной части Ирака.

- определить основные критерии технико-экономической оценки работы перспективной ЭЭС, размеры транспортной доступности, экономию капитальных и эксплуатационных затрат и пр.

- показать возможность повышения эффективности функционирования ЭЭС для социального и промышленного секторов за счет совместного использования электроэнергетической инфраструктуры СМЖД и системы «Два провода-рельс».

- представить методику определения приоритета в объединении районов электроснабжения по нескольким критериям.

- разработать методологические положения и средства, которые позволяют повысить обоснованность и эффективность перспективного развития электроэнергетической системы южной части Ирака.

**Научная новизна исследования** состоит в том, что в диссертационной работе получены следующие новые научные результаты:

- разработана методика системного анализа настоящего состояния электроэнергетической системы с перспективой ее модернизации и развития с учетом комплексного взаимодействия объектов генерации исследуемых районов южной части Ирака, распределения и потребления электроэнергии промышленного и социального характера;

- разработаны методы повышения эффективности электроэнергетической системы южной части Ирака комплексно учитывающие изменения топологии электроэнергетических сетей, внедрения новых электростанций и мощного потребителя энергии распределенного характера в виде системы тягового электроснабжения железнодорожной магистрали, а также расширение зон потребителей электроэнергии городов и промышленного сектора;

- разработана имитационная модель, позволяющая воспроизвести процессы электроснабжения подавляющего большинства существующих и перспективных электроэнергетических объектов южной части Ирака. При этом появилась возможность в единой модели, в режиме реального времени, оценивать электроэнергетические потоки от источников генерации, через распределительные сети, к потребителям различного уровня, в том числе и через систему тягового электроснабжения новой железнодорожной магистрали;

- разработана методика повышения технико-экономического эффекта капиталовложения в перспективную ЭЭС южной части Ирака, учитывающая изменение топологии электросетей и совместное использование транспортной электроснабжающей инфраструктуры.

#### **Теоретическая и практическая значимость исследований:**

Разработанные в работе методологические положения и средства позволяют повысить обоснованность и эффективность перспективного развития электроэнергетической системы южной части Ирака за счет повышения ее энергобезопасности и, самое главное, обеспечение надежности электроснабжения новых территорий страны и учета интересов большего количества людей и транспортной инфраструктуры.

Практическая значимость работы так же состоит в том, что разработанная имитационная модель работы половины всей электроэнергетической системы

Республики Ирака в дальнейшем позволит с большей эффективностью разрабатывать технические решения по модернизации сетей электроснабжения для потребителей промышленной, социальной и транспортной инфраструктуры.

Представленная методика определения приоритета в объединении районов электроснабжения по нескольким критериям позволяет ускорить повышение эффективности функционирования ЭЭС.

Методы исследования существующего состояния энергосетей страны, разработка имитационных моделей, получение результатов практических расчетов и их обработка, а также теоретические положения диссертации целесообразно использовать в учебном процессе электротехнических специальностей ВУЗов и НИИ Республики Ирака.

**Методология и методы исследования.** Достижение целей исследования и решение задач осуществлялось с использованием следующих методов:

- комплексный метод исследований, включающий в себя анализ и обобщение данных научно-технической литературы и национальных информационных ресурсов;
- методы построения математических моделей и построения алгоритмов;
- методы математического анализа и обработки математической статистики;
- методы верификации теоретически полученных данных.

**Положения, выносимые на защиту:**

- системный анализ, проведенный на основе сбора и обработки данных национальных информационных ресурсов о состоянии ЭЭС транспортной железнодорожной инфраструктуры южной части Ирака.
- основные пути модернизации и повышения эффективности работы ЭЭС с учетом СТЭ СМЖД;
- методика определения приоритетов объединения электросетевых районов южной части Ирака;
- разработка имитационной модели для оценки показателей работы перспективной ЭЭС с учетом СПЭ СМЖД и потребителей социального и промышленного назначения;
- результаты имитационного моделирования работы ЭЭС и СТЭ СМЖД южной части Ирака, которые позволили определить показатели работы каждого объекта исследования и скорректировать перспективную топологию сетей, а также выбрать необходимое оборудование;
- методика определения основных критериев технико-экономической оценки работы перспективной ЭЭС, экономии капитальных и эксплуатационных затрат.

**Степень достоверности результатов проведенных исследований** находит подтверждение на основе верификации полученных результатов компьютерного эксперимента с помощью аналогичных программных продуктов.

Результаты теоретических исследований работы электроэнергетической системы южной части Ирака и предложения по схемным и конструкционным решениям не противоречат результатам системного анализа показателей работы схожих систем в смежных областях, в схожих условиях и режимах эксплуатации.

**Апробация результатов.** Основные положения и результаты диссертационного исследования рассматривались, докладывались и обсуждались на:

- совместных семинарах и заседаниях кафедры «Электроэнергетика транспорта» РУТ (МИИТ) в 2022, 2023, 2024 и 2025г.г.;

- всероссийской научно-технической конференции с международным участием, посвященной 90-летию со дня рождения д.т.н., профессора, академика Российской академии транспорта В. П. Михеева. Омск, 2023г.;

- X всероссийской научно-технической конференции с международным участием, посвященной 120-летию со дня рождения заслуженного деятеля науки и техники РСФСР, д.т.н., профессора М. Ф. Карасева и 80-летию со дня образования кафедры "Электрические машины и общая электротехника". Омск, 2023г.;

- международной научно-практической конференции, посвященной юбилею Самарского государственного университета путей сообщения, Самара, 2023г.

- всероссийской научно-практической конференции «Образцовый маршрут». Москва, 2024.

- международной научно-практической конференции «Исследование и развитие рельсового и автомобильного транспорта». Екатеринбург, 2004.

**Структура и объем работы.** Диссертация состоит из введения, пяти глав, заключения, списка используемых источников и приложения. Общий объем диссертации составляет 175 страниц, включая 108 иллюстраций, 49 таблиц, список использованных источников из 114 наименований.

## **ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

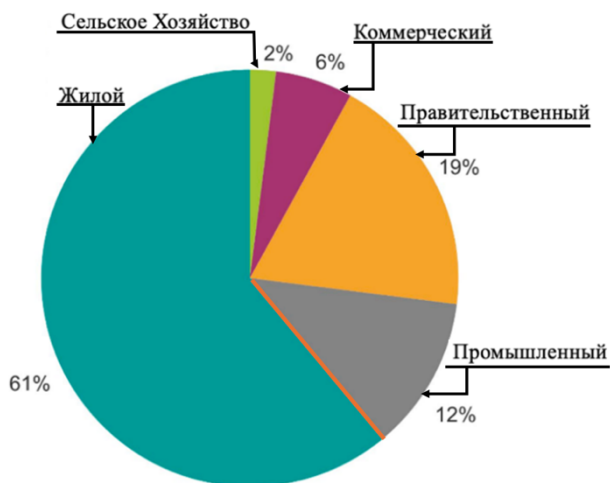
**В первом разделе** описана существующая электроэнергетическая система южной части Ирака с источниками выработки электроэнергии, произведен анализ генерации и потребления электроэнергии южного района Ирака.

Совокупная установленная мощность производства электроэнергии на юге Ирака превышает 10489.7 МВт и включает в себя 276 отдельных генерирующих

блоков с мощностями от 1,3 до 2000 МВт на блок. Распределение генерации энергии и распределение установленной мощности по потребителям представлены на рисунках 1 и 2 соответственно.

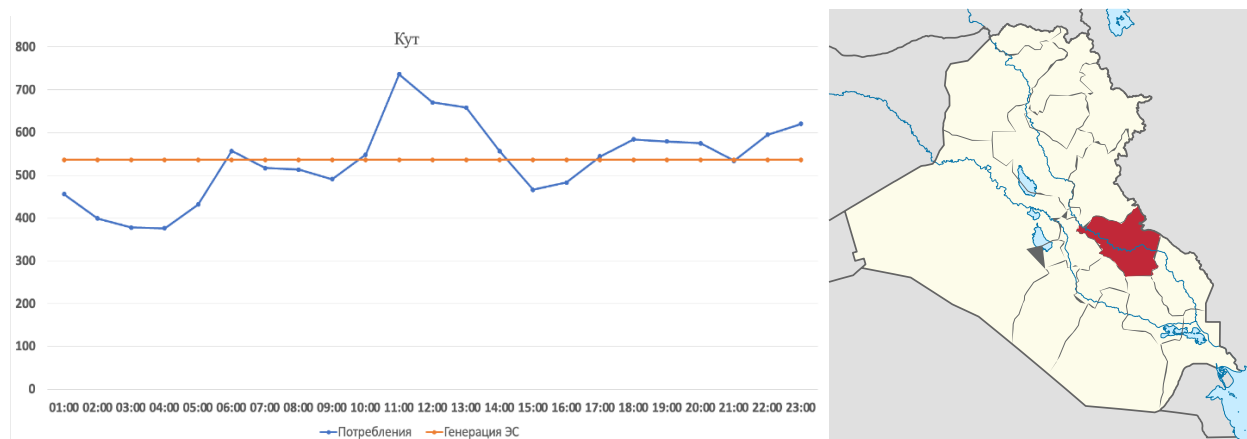


**Рисунок 1 – Процентное распределение портфеля генерации**



**Рисунок 2 – Объем потребления потребителями сегментами**

Важным исследованием является анализ выработки и потребления электроэнергии во времени, по часам в течение суток, с привязкой к конкретному району южной части Ирака. Пример подобного анализа для провинции Кут с географической привязкой представлен на рисунке 3.



**Рисунок 3 – Выработка и потребление электроэнергии во времени по часам в течение суток с привязкой к району Кут южной части Ирака**

В первом разделе так же был произведен анализ неравномерности энергопотребления в каждом районе южного Ирака по следующим показателям: коэффициент минимума ( $\beta$ ), пик-фактор ( $\Pi$ ), коэффициент заполнения ( $\Pi$ ), время использования максимальной нагрузки ( $T_m$ ), изменяемый диапазон мощностей

( $\Delta P/\Delta T$ ). Результаты статистической обработки по показателям энергопотребления районов южного Ирака представлены в таблице 1.

**Таблица 1 – Показатели энергопотребления районов южного Ирака**

№	Район	Дефицит мощности (Мвт)	Дефицит энергии (Мвт*ч)	$\beta$	$\Pi$	$\gamma$	$T_m$ , ч	$\Delta P/\Delta T$ , МВт/ч
1.	Багдад	604	4981	0.82	1.12	0.9	21.6	280 МВт/ч
2.	Бабель	53	393.5	0.86	1.11	0.9	21.6	55 МВт/ч
3.	Анбар	149	672	0.58	1.29	0.77	18.5	176 МВт/ч
4.	Кербела	170	1144	0.71	1.24	0.8	19.2	83 МВт/ч
5.	Наджаф	73	376	0.76	1.22	0.82	19.68	111 МВт/ч
6.	Амара	131	1193	0,6	1,23	0.81	19.44	88 МВт/ч
7.	Самава	70	647	0.47	1.26	0.79	18.96	108 МВт/ч
8.	Дивания	142	1446	0.72	1.23	0.81	19.44	73 МВт/ч
9.	Кут	200	777	0.51	1.43	0.7	16.8	186 МВт/ч
10.	Насирия	113	459	0.7	1.18	0.85	20.4	73 МВт/ч
11.	Басра	151	181	0.47	1.37	0.73	17.52	354 МВт/ч

Из таблицы видно, что по неравномерности потребления (если оценивать по совокупности показателей неравномерности –  $\beta$ ,  $\Pi$ ,  $\gamma$ ,  $T_m$ ) наихудшие значения в районах Анбар, Самава, Кут, Басра (выделено красным цветом), средний показатель в районах Кербела, Наджаф, Амара, Дивания, Насирия (выделено желтым цветом), наилучший показатель в районах Багдад, Бабель (выделено зеленым цветом).

В общем, энергетический сектор Ирака столкнулся со следующими проблемами: дефицит генерации энергии; возрастание потребление энергии за счет развития транспортной, социальной и производственной отраслей; понижение надежности ЭЭС; износ и устаревание оборудование; отсутствие резервов.

**Во втором разделе** представлено формирование перспективной ЭЭС южной части Ирака с учетом СТЭ СМЖД учитывающей снижение дефицита мощности, расширение энергоснабжения объектов социальной, промышленной и транспортной инфраструктуры. При этом обращено внимание на следующие показатели повышения энергоэффективности: ввод новых электростанций, ввод новых ЛЭП, повышение уровня напряжения электрических сетей, объединение питающих центров, строительство компенсаторов реактивной мощности, синхронизация графиков энергопотребления и генерации различных районов

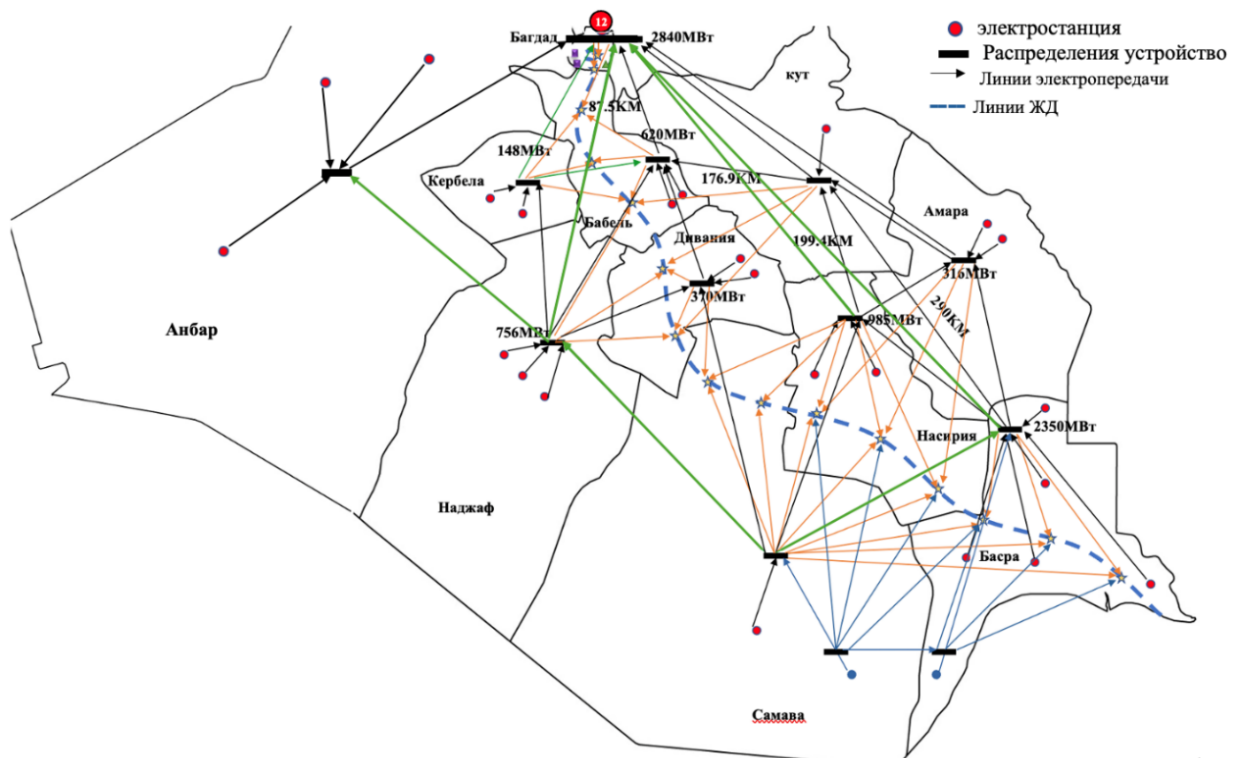
южного Ирака. На рисунке 4 представлена карта со структурной схемой перспективной ЭЭС южной части Ирака.

Следует отметить, что полное объединение питающих центров всех районов южной части Ирака снижает дефицит мощности в отдельных регионах за счет перераспределения во времени, но не полностью решает проблемы дефицита мощности в стране, особенно в утреннее и вечернее время. В связи с этим, из экономических и технических факторов была предложена методика ранжирования районов (с приоритетом объединения) энергопотребления в виде целевой функции по трем параметрам:

1. Синхронизация времени генерации и потребления энергии в объединенных районах. При этом в одно и тоже время сумма генерирующих мощностей объединенных районов должна соответствовать сумме мощностей потребителей тех же районов (выражение 1):

$$P(t)_{\text{Эл.Э}}^{\text{Ген}} = P(t)_{\text{Эл.Э}}^{\text{Пот}} ; \quad (1)$$

где  $P(t)_{\text{Эл.Э}}^{\text{Ген}}$  – мощность генерации электроэнергии в конкретный момент времени;  $P(t)_{\text{Эл.Э}}^{\text{Пот}}$  – мощность потребления электроэнергии в конкретный момент времени.



**Рисунок 4 – Карта южного Ирака с отображением электрифицированной железнодорожной линии с системой первичного электроснабжения, объединением питающих центров и введением новых электростанций.**

2. Снижение дефицита мощности в объединенных районах (выражение 2).

$$\Delta P(t)_{\text{Эл.Э}} = P(t)_{\text{Эл.Э}}^{\text{Ген}} - P(t)_{\text{Эл.Э}}^{\text{Пот}} = \sum_{i=1}^n P(t)_i^{\text{Ген}} - \sum_{j=1}^m P(t)_j^{\text{Пот}}; \quad (2)$$

где  $\Delta P(t)_{\text{Эл.Э}}$  – дефицит мощность в конкретный момент времени;  $n$  – количество регионов южного Ирака;  $P(t)_i^{\text{Ген}}$  – мощность генерации электроэнергии в конкретный момент времени  $i$  – того региона южного Ирака;  $P(t)_j^{\text{Пот}}$  – мощность потребление электроэнергии в конкретный момент времени  $j$  – того региона южного Ирака.

Как следствие, выравниваются годовые значения выработки и потребления электроэнергии (выражение 3), а также снижается общий объем ее дефицита (выражение 4, 5).

$$A_{\text{Эл.Э}}^{\text{Год. Ген}} = A_{\text{Эл.Э}}^{\text{Год. Пот}}; \quad (3)$$

где  $A_{\text{Эл.Э}}^{\text{Год. Ген}}$  – годовая выработка электроэнергии южной части Ирака;  $A_{\text{Эл.Э}}^{\text{Год. Пот}}$  – годовое потребление электроэнергии южной части Ирака.

$$D_{\text{Эл.Э}}^{\text{Год}} = A_{\text{Эл.Э}}^{\text{Год. Ген}} + A_{\text{Эл.Э}}^{\text{Год. Имп}} - A_{\text{Эл.Э}}^{\text{Год. Пот}}; \quad (4)$$

где  $D_{\text{Эл.Э}}^{\text{Год}}$  – дефицит электроэнергии в год;  $A_{\text{Эл.Э}}^{\text{Год. Ген}}$  – энергия генерации в год;  $A_{\text{Эл.Э}}^{\text{Год. Имп}}$  – энергия импорта в год;  $A_{\text{Эл.Э}}^{\text{Год. Пот}}$  – энергия потребления в год.

$$D_{\text{Эл.Э}}^{\text{Год}} = \sum_{i=1}^n \int_0^{T_{\text{год}}} P(t)_i^{\text{Ген}} dt + \sum_{j=1}^m \int_0^{T_{\text{год}}} P(t)_j^{\text{Имп}} dt - \sum_{k=1}^h \int_0^{T_{\text{год}}} P(t)_k^{\text{Пот}} dt; \quad (5)$$

где  $P(t)_i^{\text{Ген}}$  – мощность генерации электроэнергии в конкретный момент времени  $i$  – того региона южного Ирака;  $P(t)_j^{\text{Пот}}$  – мощность потребления электроэнергии в конкретный момент времени  $j$  – того региона южного Ирака;  $P(t)_j^{\text{Имп}}$  – мощность импорта электроэнергии в конкретный момент времени  $j$  – того региона южного Ирака.

3. Снижение протяженности ЛЭП в объединенных районах (близость регионов друг к другу). Общая математическая форма целевой функции для определения приоритетных районов для объединения ЭЭС имеет вид:

$$f(t, p, l)^{\text{ОЭС}} = \begin{cases} t_i^{\text{Ген}} = t_i^{\text{Пот}} \\ \sum_{i=1}^n P(t)_i^{\text{Ген}} - \sum_{j=1}^m P(t)_j^{\text{Пот}} \rightarrow \min \\ \sum_{k=1}^h L_k^{\text{ЛЭП}} \rightarrow \min \end{cases} \quad (6)$$

где  $P(t)_i^{\text{Ген}}$  – мощность генерации электроэнергии в конкретный момент времени  $i$  – того региона южного Ирака;  $P(t)_j^{\text{Пот}}$  – мощность потребления электроэнергии в конкретный момент времени  $j$  – того региона южного Ирака;

$t_i^{\text{Ген}}$  – конкретный момент времени при генерации энергии;  $t_i^{\text{Пот}}$  – конкретный момент времени при потреблении энергии;  $n$  – количество регионов южного Ирака.

При объединении энергосистем различных районов их общие показатели неравномерности предлагается оценивать следующим образом: коэффициент минимума объединённой энергосистемы (ОЭС) определяется, как отношение минимального значения суммы мощностей потребителей районов в конкретный момент времени  $(\sum_{i=1}^n P_{(t)i}^{\text{ОЭС}})^{\min}$  к максимальному значению суммы мощностей потребителей районов в конкретный момент времени  $(\sum_{i=1}^n P_{(t)i}^{\text{ОЭС}})^{\max}$  (формула 7); пик-фактор ОЭС (формула 8); коэффициент заполнения или плотность нагрузки ОЭС (формула 9); время (число секунд, минут, часов) использования (наибольшей) нагрузки (формула 10); изменяемый диапазон мощностей (формула 11).

$$\beta^{\text{ОЭС}} = \frac{(\sum_{i=1}^n P_{(t)i}^{\text{ОЭС}})^{\min}}{(\sum_{i=1}^n P_{(t)i}^{\text{ОЭС}})^{\max}}; \quad (7) \quad \Pi^{\text{ОЭС}} = \frac{P_{\text{max}}^{\text{ОЭС}}}{P_{\text{cp}}^{\text{ОЭС}}} = \frac{(\sum_{i=1}^n P_{(t)i}^{\text{ОЭС}})^{\max}}{\frac{1}{T} \int_0^T (\sum_{i=1}^n P(t)_i^{\text{Ген}} dt)} \quad (8)$$

$$\gamma^{\text{ОЭС}} = \frac{\int_0^T \sum_{i=1}^n P(t)_i \cdot dt}{T \cdot (\sum_{i=1}^n P(t)_i^{\text{ОЭС}})^{\max}}; \quad (9) \quad Tm^{\text{ОЭС}} = \frac{\int_0^T \sum_{i=1}^n P(t)_i \cdot dt}{(\sum_{i=1}^n P(t)_i^{\text{ОЭС}})^{\max}}; \quad (10)$$

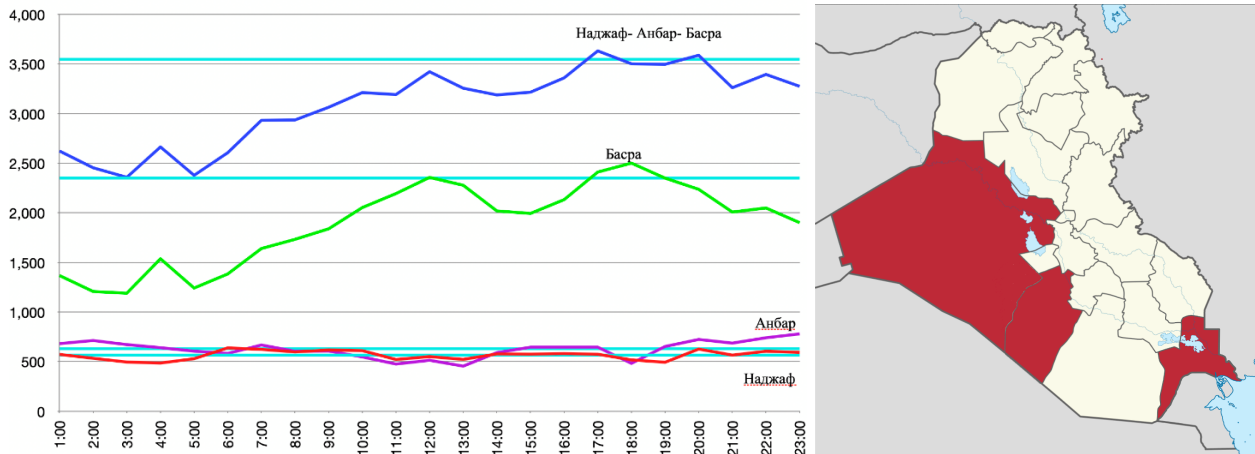
$$\Delta P^{\text{ОЭС}} = (\sum_{i=1}^n P(t)_i^{\text{ОЭС}})^{\max} - (\sum_{i=1}^n P(t)_i^{\text{ОЭС}})^{\min}; \quad (11)$$

Оценка дефицита мощности ( $\Delta P_{\text{Деф}}^{\text{ОЭС}}$ ) и энергии ( $\Delta A_{\text{Деф}}^{\text{ОЭС}}$ ) ОЭС в процентном соотношении производилась по формулам 12 и 13 соответственно:

$$\Delta P_{\text{Деф}}^{\text{ОЭС}} = \frac{(\sum_{i=1}^n P(t)_i^{\text{Пот}} \cdot dt)^{\max}}{(\sum_{i=1}^n P(t)_i^{\text{Ген}} \cdot dt)^{\max}}; \quad (12) \quad \Delta A_{\text{Деф}}^{\text{ОЭС}} = \frac{\int_0^T \sum_{i=1}^n P(t)_i^{\text{Пот}} \cdot dt}{\int_0^T \sum_{i=1}^n P(t)_i^{\text{Ген}} \cdot dt}; \quad (13)$$

По предложенной методике в первый ранг были определены 3 района южной части Ирака – Анбар-Наджаф-Басра. На рисунке 5 представлен пример объединения трех районов Ирака (Анбар-Наджаф-Басра). По суммарным графикам генерации и потребления энергии видно, что дефицит мощности сведен к минимуму, а близость расположения районов друг к другу позволяет снизить капитальные затраты на строительство ЛЭП и потери электроэнергии.

В таблице 2 приведены сравнительные количественные значения дефицита мощности и энергии ОЭС, а также основные показатели неравномерности электропотребления трех районов с объединенной энергосистемой. Из показаний в таблице хорошо видно, что практически все показатели (за исключением совсем малочисленных) улучшились, некоторые из которых даже почти на 90%.



**Рисунок 5 – Эффект от объединения ЭЭС трех районов южной части Ирака (Анбар-Наджаф-Басра) с гео-локационной привязкой**

При формировании перспективной ЭЭС повышение напряжения в ЛЭП и, самое главное, удержание его на номинальном уровне имеет самое важное значение. Просадка напряжения в электросети ведет к повышению потерь энергии, снижению нормативных характеристик двигателей, снижению КПД любого электротехнического устройства, вплоть до полной неработоспособности.

**Таблица 2 – Сравнительные показатели неравномерности энергопотребления 3-х районов в раздельном и объединенном вариантах**

Район	Дефицит мощности (МВт)		Дефицит энергии (МВт*ч)		$\beta$		$\Pi$		$\gamma$	
	Дейст. знач.	Разница, %	Дейст. знач.	Разница, %	Дейст. знач.	Разница, %	Дейст. знач.	Разница, %	Дейст. знач.	Разница, %
Анбар	149	-42,95	672	-88,10	0,58	3,45	1,29	-14,73	0,77	0,00
Наджаф	73	16,44	376	-78,72	0,76	-21,05	1,22	-9,84	0,82	-6,10
Басра	151	-43,71	181	-55,80	0,47	27,66	1,37	-19,71	0,73	5,48
ОЭС	85		80		0,6		1,1		0,77	

Величину снижения уровня потерь напряжения за счет перевода распределительных электросетей на более высокий уровень напряжения, при расчетах в комплексной модели, можно оценить по следующему выражению:

$$\begin{aligned} \Delta U_i^{в-н \text{ ЛЭП}} &= \Delta U_i^{вн \text{ ЛЭП}} - \Delta U_i^{нн \text{ ЛЭП}} = I_i^{вн \text{ ЛЭП}} R_i^{вн \text{ ЛЭП}} - I_i^{нн \text{ ЛЭП}} R_i^{нн \text{ ЛЭП}} = \\ &= \frac{S_i^{\text{Пот}}}{U_i^{вн \text{ ЛЭП}}} R_{o_i}^{вн \text{ ЛЭП}} L_i^{\text{ЛЭП}} - \frac{S_i^{\text{Пот}}}{U_i^{нн \text{ ЛЭП}}} R_{o_i}^{нн \text{ ЛЭП}} L_i^{\text{ЛЭП}}, \end{aligned} \quad (14)$$

где  $\Delta U_i^{в-н \text{ ЛЭП}}$  – величина снижения уровня потерь напряжения в  $i$ -той ЛЭП;  $\Delta U_i^{вн \text{ ЛЭП}}$  – потери напряжения в  $i$ -той ЛЭП при высоком напряжении;  $\Delta U_i^{нн \text{ ЛЭП}}$  – потери напряжения в  $i$ -той ЛЭП при низком напряжении;  $I_i^{вн \text{ ЛЭП}}$  – ток в  $i$ -той ЛЭП при высоком напряжении;  $I_i^{нн \text{ ЛЭП}}$  – ток в  $i$ -той ЛЭП при низком

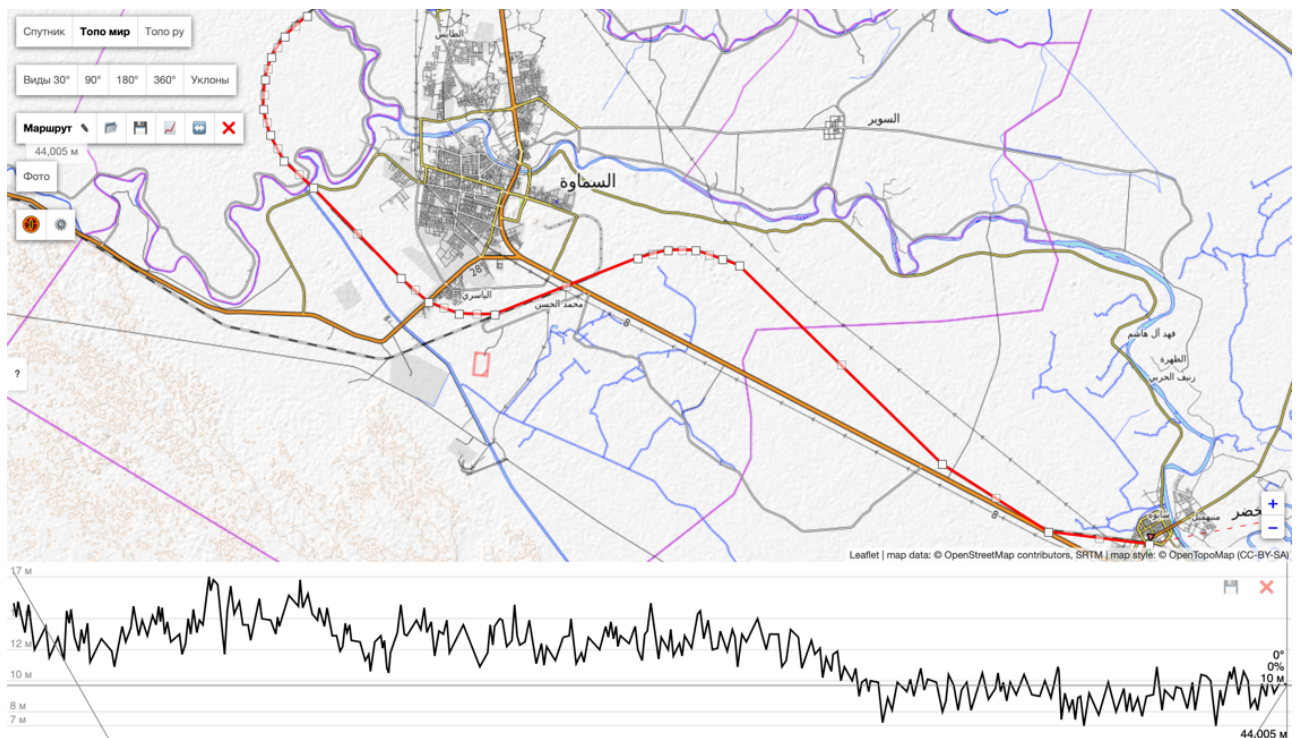
напряжении;  $R_i^{\text{ВН ЛЭП}}$  – сопротивление  $i$ -той ЛЭП при высоком напряжении;  $R_i^{\text{НН ЛЭП}}$  – сопротивление  $i$ -той ЛЭП при низком напряжении;  $S_i^{\text{Пот}}$  – потребитель от  $i$ -той ЛЭП;  $U_i^{\text{ВН ЛЭП}}$  – напряжение в  $i$ -той ЛЭП при высоком напряжении;  $U_i^{\text{НН ЛЭП}}$  – напряжение в  $i$ -той ЛЭП при низком напряжении;  $Ro_i^{\text{ВН ЛЭП}}$  – удельное сопротивление  $i$ -той ЛЭП высокого напряжения;  $Ro_i^{\text{НН ЛЭП}}$  – удельное сопротивление  $i$ -той ЛЭП низкого напряжения;  $L_i^{\text{ЛЭП}}$  – длина  $i$ -той ЛЭП.

Оценить снижение потерь энергии за счет перевода энергосетей на более высокий уровень напряжения (при расчетах в комплексной модели для каждого отдельного региона в отдельности) предлагается по следующему выражению:

$$\Delta A_{\text{Эл.Э}}^{\text{Сут.ЛЭП}} = \sum_{i=1}^n \int_0^{T_{\text{сут}}} \Delta P(t)_i^{\text{ЛЭП}} dt \sum_{i=1}^n \int_0^{T_{\text{сут}}} \Delta I(t)_i^2 Ro_i^{\text{ЛЭП}} L_i^{\text{ЛЭП}} dt; \quad (15)$$

где  $\Delta A_{\text{Эл.Э}}^{\text{Сут.ЛЭП}}$  – суточные потери электроэнергии в ЛЭП;  $\Delta P(t)_i^{\text{ЛЭП}}$  – потери мощность в конкретный момент времени  $i$ -той ЛЭП;  $\Delta I(t)_i$  – разница токов в конкретный момент времени  $i$ -той ЛЭП;  $Ro_i^{\text{ЛЭП}}$  – удельное сопротивление в конкретный момент времени  $i$ -той ЛЭП;  $L_i^{\text{ЛЭП}}$  – длина  $i$ -той ЛЭП.

**В третьем разделе** представлена имитационная модель перспективной ЭЭС южного Ирака с учетом СМЖД, которая была разработана в среде программного комплекса ЕТАР при использовании модуля «eTraX» (рис. 6,7).



**Рисунок 6 – Продольный профиль пути железной дороги Самава–Самава-Хадир**

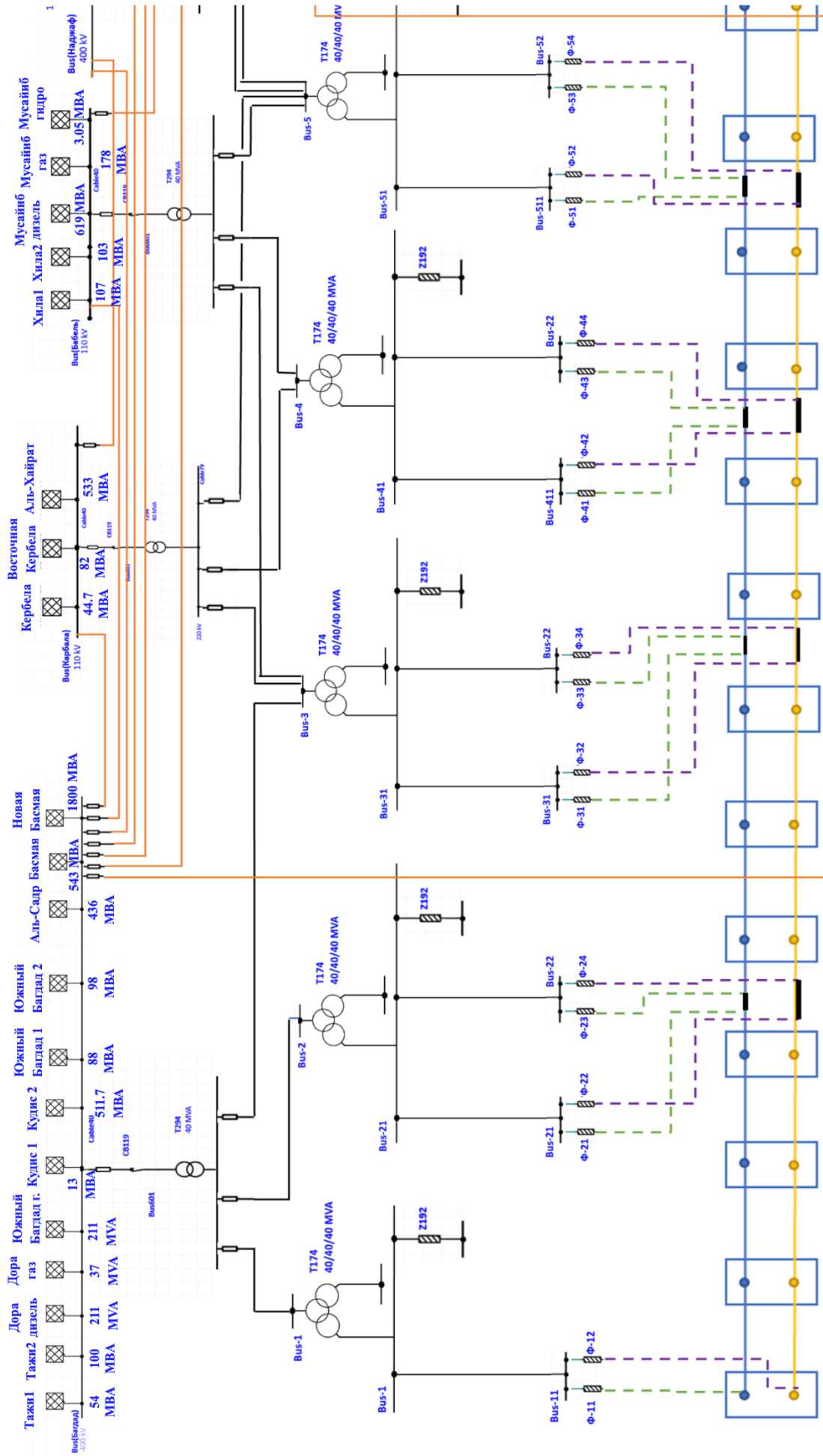
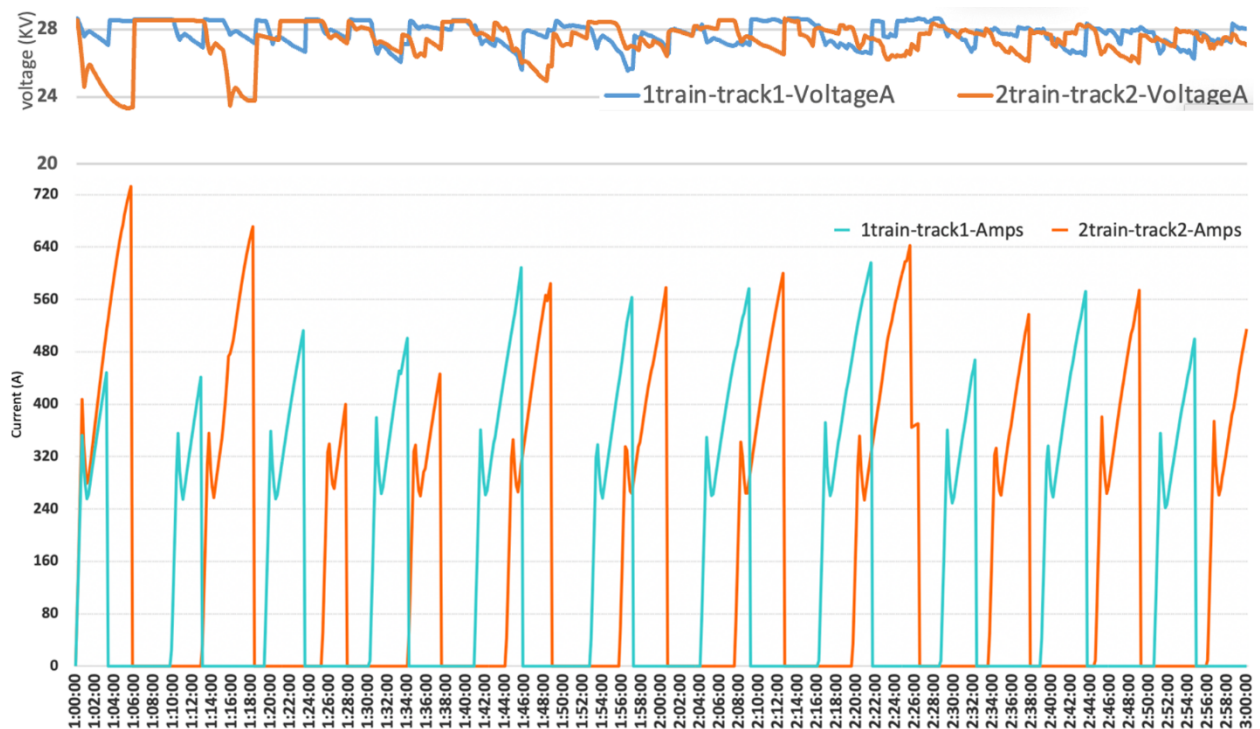


Рисунок 7 – Увеличенный фрагмент электроэнергетической системы железнодорожной магистрали Багдад-Басра в программном комплексе ЕТАР (три ТП с СПЭ)

В качестве исходных данных для имитационного моделирования работы СТЭ и моделирования движения поезда специально формировалась масса баз исходных данных, вплоть до формирования профиля пути (фрагмент представлен на рисунке 6 Самава – Самава-Хадир) который был сформирован с помощью спутниковой космической группировки.

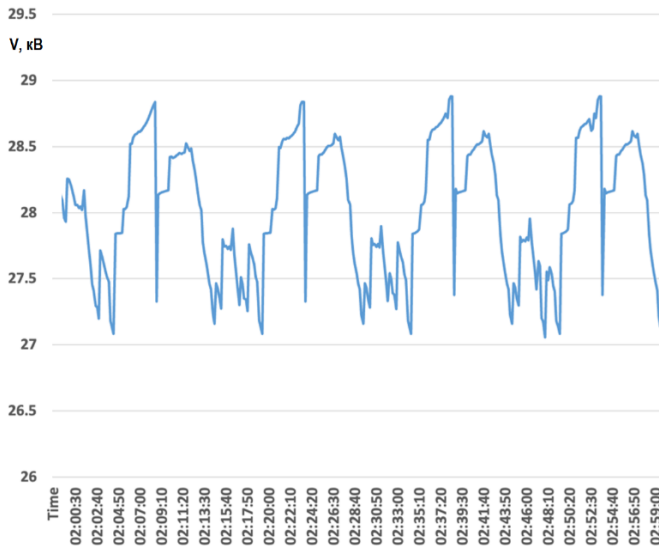
С использованием данного программного продукта удалось сформировать в единой цифровой модели (рисунок 7) основную часть ЭЭС южной части Ирака, включающую в себя: систему внешнего электроснабжения с учетом питающих центров, ЛЭП, распределительных устройств и потребителей социального и промышленного характера; систему тягового электроснабжения, включающую тяговые подстанции и тяговую сеть; линии продольного электроснабжения железных дорог, в том числе по системе «Два провода – рельс» (ДПР) со своими распределенными потребителями, влияние на которые оказывают все предшествующие системы электропитания.

**В четвертом разделе** представлены результаты имитационного моделирования перспективной ЭЭС Ирака с учетом СМЖД (рис. 8, 9, 10, 11, 12). Под результатами комплексного моделирования работы ЭЭС с учетом СТЭ скоростной железной дороги понимается следующее: формирование графика движения поездов; определение энерго-кинетических показателей работы поездов; определение показателей работы тяговых подстанций СТЭ; определение показателей работы сетевых районов и продольного электроснабжения нетяговых потребителей.

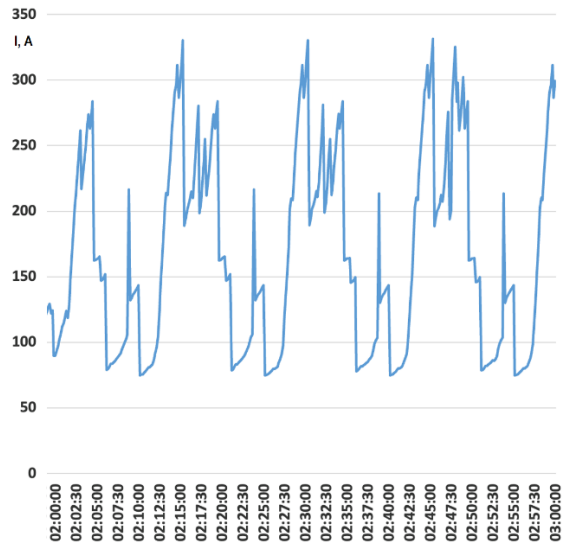


**Рисунок 8 – Тяговый ток и напряжение на токоприёмнике ЭЭС**

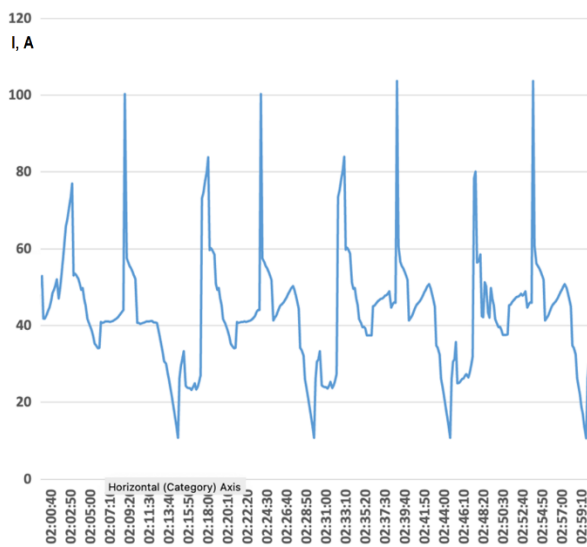
Под результатами моделирования движения поезда понимаются энергетические показатели работы ЭПС на протяжении всего пути следования в прямом и обратном направлении, а именно: тяговый ток (рисунок 8); напряжение на токоприемнике (рисунок 8); мощность; координата передвижения ЭПС; сопротивление движению ЭПС (атмосферное); сопротивление движению ЭПС (трения-качения); затраченная энергия на передвижение ЭПС; скорость движения; ускорение движения; тяговое усилие.



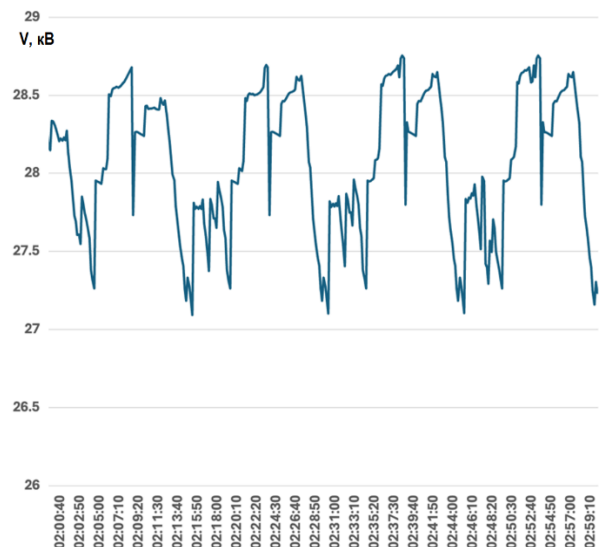
**Рисунок 9 – Фрагмент осциллограммы напряжения на шинах ТП железнодорожной линии в функции времени**



**Рисунок 10 – Фрагмент осциллограммы тока ТП железнодорожной линии в функции времени**



**Рисунок 11 – Фрагмент зависимости тока в линии ДПР в функции времени**



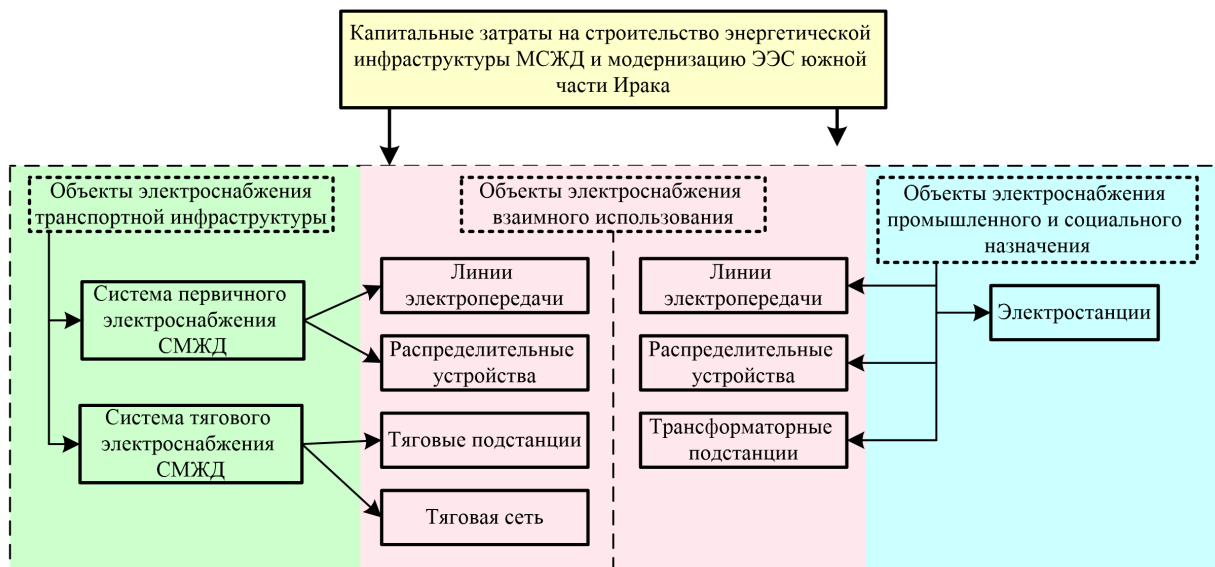
**Рисунок 12 – Фрагмент зависимости напряжения в линии ДПР в функции времени**

Имитационное моделирование работы СТЭ позволило получить следующие электротехнические показатели работы СТЭ: токи ТП; токи питающих линий тягового электроснабжения 27,5кВ; напряжения на шинах 27,5 кВ ТП; мощности ТП. На рисунках 9 и 10 представлены примеры фрагментов осциллограмм напряжения на шинах и тока в функции времени одной из ТП СТЭ.

Самой низшей ступенью (по уровню напряжения) в комплексной модели является система питания нетяговых потребителей 0,4 кВ посредством продольной линии электроснабжения ДПР.

Примеры фрагментов осциллограмм напряжения в линии и тока в ДПР в функции времени представлены на рисунках 11 и 12.

В пятом разделе представлены технико-экономические аспекты перспективной ЭЭС южной части Ирака с учетом СМЖД. На рисунке 13 представлена структурная схема капитальных затрат на строительство энергетической инфраструктуры СМЖД и ЭЭС южной части Ирака с выделением общих для использования объектов электроэнергетических систем, таких как трансформаторные подстанции, распределительные устройства, ЛЭП и даже тяговая сеть СМЖД.



**Рисунок 13 – Структурная схема капитальных затрат на строительство энергетической инфраструктуры СМЖД и ЭЭС южной части с выделением общих для использования объектов электроэнергетических систем**

Общую экономию капитальных затрат при совместном использовании объектов электроэнергетической инфраструктуры СМЖД и ЭЭС южной части Ирака можно оценить по следующей формуле:

$$\Delta K_{\text{кз}} = \Delta K^{\text{ЭС}} + \Delta K^{\text{ЛЭП}} + \Delta K^{\text{РУ}} + \Delta K^{\text{ТрПС}} =$$

$$= \sum_{i=1}^n P_i^{\text{ЭС}} C_i^{\text{ЭС}} + \sum_{j=1}^m \Delta L_j^{\text{ЛЭП}} C_j^{\text{ЛЭП}} + \sum_{k=1}^h \Delta P_k^{\text{РУ}} C_k^{\text{РУ}} + \sum_{f=1}^v \Delta P_f^{\text{ТрПС}} C_f^{\text{ТрПС}}; \quad (16)$$

где  $\Delta K_{\text{кз}}$  – экономия капитальных затрат;  $\Delta K^{\text{ЭС}}$  – экономия капитальных затрат за счет снижения количества строящихся новых электростанций для электроснабжения новых потребителей;  $\Delta K^{\text{ЛЭП}}$  – экономия капитальных затрат за счет снижения протяженности ЛЭП к новым потребителям промышленного и социального значения;  $\Delta K^{\text{РУ}}$  – экономия капитальных затрат за счет снижения количества распределительных устройств для снабжения новых потребителей промышленного и социального значения;  $\Delta K^{\text{ТрПС}}$  – экономия капитальных затрат за счет снижения количества трансформаторных подстанций для снабжения новых потребителей промышленного и социального значения;  $P_i^{\text{ЭС}}$  – мощность конкретной  $i$ -той электростанции;  $C_i^{\text{ЭС}}$  – удельная стоимость строительства  $i$ -той электростанции;  $i$  – порядковый индекс электростанции;  $n$  – число новых электростанций;  $\Delta L_j^{\text{ЛЭП}}$  – мощность конкретного  $j$ -того участка ЛЭП;  $C_j^{\text{ЛЭП}}$  – удельная стоимость строительства  $j$ -того участка ЛЭП;  $j$  – порядковый индекс участка ЛЭП;  $m$  – число новых участков ЛЭП;  $\Delta P_k^{\text{РУ}}$  – мощность конкретного  $k$ -того распределительного устройства;  $C_k^{\text{РУ}}$  – удельная стоимость строительства  $k$ -того распределительного устройства;  $k$  – порядковый индекс распределительного устройства;  $h$  – число новых распределительных устройств;  $\Delta P_f^{\text{ТрПС}}$  – мощность конкретной  $f$ -ой трансформаторной подстанции;  $C_f^{\text{ТрПС}}$  – удельная стоимость строительства  $f$ -ой трансформаторной подстанции;  $f$  – порядковый индекс трансформаторной подстанции;  $v$  – число новых трансформаторных подстанций.

При технико-экономической оценке учитывалось так же и экономия эксплуатационных затрат при модернизации ЭЭС с учетом СМЖД. В первую очередь рассмотрены экономия при снижении потерь электроэнергии за счет увеличения сечения проводов ЛЭП; экономия при снижении потерь электроэнергии за счет увеличения уровня напряжения ЛЭП; экономия за счет повышения КПД потребителей; экономия за счет снижения потребляемой потребителями реактивной мощности; экономия при снижении потребления углеродного топлива за счет перехода на централизованное использование. Экономия эксплуатационных затрат в суточном измерении (в том числе и по счетчикам электроэнергии), по каждой из составляющих, можно оценить по следующему выражению:

$$\begin{aligned}
\Delta \mathcal{E}_{\text{ЭЗ}}^{\text{сут}} &= \Delta \mathcal{E}_S^{\text{ЛЭП}} + \Delta \mathcal{E}_U^{\text{ЛЭП}} + \Delta \mathcal{E}_{\text{КПД}}^{\text{Пот}} + \Delta \mathcal{E}_T^Q + \Delta \mathcal{E}_S^{\text{ЛЭП}} + \Delta \mathcal{E}^{\text{УТ}} = \\
&= \sum_{i=1}^n \int_0^{T_{\text{сут}}} \Delta L S_i^{\text{ЛЭП}} R o_i^{\text{ЛЭП}} I(t)_i^2 C_i^{\text{ЭЭ}} dt + \sum_{j=1}^m \int_0^{T_{\text{сут}}} \Delta L u_j^{\text{ЛЭП}} R o_j^{\text{ЛЭП}} I(t)_j^2 C_j^{\text{ЭЭ}} dt + \\
&+ \sum_{k=1}^h \int_0^{T_{\text{сут}}} P(t)_k^{\text{Пот}} \Delta \eta_k^{\text{Пот}} C_k^{\text{ЭЭ}} dt + \sum_{f=1}^v \int_0^{T_{\text{сут}}} \Delta Q(t)_f^{\text{Пот}} C_f^{\text{ЭЭ}} dt + \\
&+ \sum_{g=1}^w \int_0^{T_{\text{сут}}} \Delta P(t)_g^{\text{Ген}} K_g^{\text{УТ-ЭЭ}} C_g^{\text{ЭЭ}} dt; \tag{17}
\end{aligned}$$

где  $\Delta \mathcal{E}_{\text{ЭЗ}}^{\text{сут}}$  – общая экономия эксплуатационных затрат в сутки;  $\Delta \mathcal{E}_S^{\text{ЛЭП}}$  – экономия эксплуатационных затрат в сутки при снижении потерь электроэнергии за счет увеличения сечения проводов ЛЭП;  $\Delta \mathcal{E}_U^{\text{ЛЭП}}$  – экономия эксплуатационных затрат в сутки при снижении потерь электроэнергии за счет увеличения уровня напряжения ЛЭП;  $\Delta \mathcal{E}_{\text{КПД}}^{\text{Пот}}$  – экономия эксплуатационных затрат в сутки за счет повышения КПД потребителей (повышение качества электрической энергии);  $\Delta \mathcal{E}_T^Q$  – экономия эксплуатационных затрат в сутки за счет снижения потребляемой потребителями реактивной мощности;  $\Delta \mathcal{E}^{\text{УТ}}$  – экономия эксплуатационных затрат в сутки при снижении потребления углеродного топлива за счет перехода на централизованное использование (отказ от использования массы автономных маломощных электрогенераторов на углеродном топливе);  $\Delta L S_i^{\text{ЛЭП}}$  – длина конкретного  $i$ -того участка ЛЭП при увеличении сечения проводов;  $R o_i^{\text{ЛЭП}}$  – внутреннее сопротивление конкретного  $i$ -того участка ЛЭП при увеличении сечения проводов;  $I(t)_i$  – мгновенное значение тока конкретного  $i$ -того участка ЛЭП при увеличении сечения проводов;  $C_i^{\text{ЭЭ}}$  – стоимость электроэнергии на конкретном  $i$ -том участке ЛЭП при увеличении сечения проводов;  $i$  – порядковый индекс конкретного участка ЛЭП при увеличении сечения проводов;  $n$  – количество конкретных  $i$ -тых участков ЛЭП при увеличении сечения проводов;  $\Delta L u_j^{\text{ЛЭП}}$  – длина конкретного  $j$ -того участка ЛЭП при увеличении уровня напряжения в ЛЭП;  $R o_j^{\text{ЛЭП}}$  – внутреннее сопротивление конкретного  $j$ -того участка ЛЭП при увеличении уровня напряжения в ЛЭП;  $I(t)_j$  – мгновенное значение тока конкретного  $j$ -того участка ЛЭП при увеличении уровня напряжения в ЛЭП;  $C_j^{\text{ЭЭ}}$  – стоимость электроэнергии на конкретном  $j$ -том участке ЛЭП при увеличении уровня напряжения в ЛЭП;  $j$  – порядковый индекс конкретного участка ЛЭП при увеличении уровня напряжения в ЛЭП;  $m$  – количество  $j$ -тых участков ЛЭП при увеличении уровня напряжения в ЛЭП;  $P(t)_k^{\text{Пот}}$  – мгновенная мощность конкретного  $k$ -ого потребителя;  $\Delta \eta_k^{\text{Пот}}$  – значение повышения КПД конкретного  $k$ -ого потребителя;

$C_k^{\text{ЭЭ}}$  – стоимость электроэнергии для конкретного  $k$ -ого потребителя;  $k$  – порядковый индекс конкретного потребителя;  $h$  – количество  $k$ -ых потребителей;  $\Delta Q(t)_f^{\text{Пот}}$  – доля сэкономленной мгновенной мощности за счет снижения реактивной мощности  $f$ -ого потребителя;  $C_f^{\text{ЭЭ}}$  – стоимость электроэнергии для конкретного  $f$ -ого потребителя;  $f$  – порядковый индекс конкретного потребителя;  $v$  – количество  $f$ -ых потребителей;  $\Delta P(t)_g^{\text{Ген}}$  – доля снижения мгновенного значения мощности  $g$ -ого автономного электрогенератора, работающего на углеродном топливе;  $K_g^{\text{УТ-ЭЭ}}$  – коэффициент перевода расхода углеродного топлива  $g$ -ого автономного электрогенератора к стоимости электроэнергии;  $C_g^{\text{ЭЭ}}$  – стоимость электроэнергии для конкретного  $g$ -ого электрогенератора;  $g$  – порядковый индекс конкретного электрогенератора;  $w$  – количество  $g$ -ых электрогенераторов.

Основные экономические показатели сведены в таблицы 3 и 4.

**Таблица 3 – Усредненные показатели снижения капитальных затрат**

№	Показатель	Значение
1	Экономия капитальных затрат за счет снижения количества строящихся новых электростанций для электроснабжения новых потребителей	до 18%
2	Экономия капитальных затрат за счет снижения протяженности ЛЭП к новым потребителям промышленного и социального значения	до 74%
3	Экономия капитальных затрат за счет снижения количества распределительных устройств для снабжения новых потребителей промышленного и социального значения	до 36%
4	Экономия капитальных затрат за счет снижения количества трансформаторных подстанций для снабжения новых потребителей промышленного и социального значения	до 32%

**Таблица 4 – Усредненные показатели экономии эксплуатационных затрат**

№	Показатель	Значение
1	Снижение потерь энергии за счет повышения уровня напряжения в распределительных сетях	до 72%
2	Снижение потерь энергии за счет повышения сечения проводов	до 14%
3	Снижение потерь энергии за счет компенсации реактивной мощности	до 32%
4	Снижение потерь энергии за счет повышения качества электрической энергии и КПД потребителей	до 21%
5	Снижение расхода углеродного топлива за счет централизованного использования	до 33%

## Заключение

По результатам диссертационного исследования получены следующие итоги, рекомендации и перспективы дальнейшей разработки темы:

1. Проведен системный анализ состояния электроэнергетической системы южной части Ирака, изучены энергетические ресурсы исследуемых районов на основании комплексного взаимодействия объектов генерации, распределения и потребления электроэнергии промышленного и социального назначения, выявлены основные проблемные моменты.

2. Проведен анализ состояния железнодорожной инфраструктуры Ирака и представлены рациональные пути изменения в параметрах электроэнергетической системы южной части Ирака с учетом изменения топологии электроэнергетических сетей, внедрения новых электростанций, мощного тягового потребителя энергии распределенного характера в виде железнодорожной магистрали, а также потребителей электроэнергии городов и промышленного сектора.

3. Разработана имитационная модель, позволяющая в единой цифровой структуре воспроизвести процессы электроснабжения, подавляющего большинства электроэнергетических объектов южной части Ирака. При этом появилась возможность, в режиме реального времени, оценивать электроэнергетические потоки от источников генерации, через распределительные сети, к потребителям, в том числе и к системе тягового электроснабжения новой железнодорожной магистрали.

4. Определена перспективная топология электроэнергетических сетей и выбрано необходимое оборудование для обеспечения повышения эффективности электроснабжения потребителей различного класса на основе проведения имитационного моделирования работы электроэнергетической системы и СТЭ СМЖД южной части Ирака.

5. Определены направления развития электроэнергетической системы южной части Ирака с точки зрения технико-экономических показателей, повышения площадей электрификации, развития транспортной инфраструктуры, повышения надежности и пр.

6. Показана возможность повышения эффективности функционирования ЭЭС для социального и промышленного секторов за счет совместного использования электроэнергетической инфраструктуры СМЖД, в том числе: подводящих линий электропередачи повышенного напряжения, распределительных устройств и трехобмоточных трансформаторов на тяговых подстанциях СТЭ, линий продольного электроснабжения на опорах контактной сети, а также системы «Два провода-рельс».

7. Представлена методика определения приоритета в объединении районов электроснабжения по нескольким критериям.

8. Разработаны методологические положения и средства, которые позволяют повысить обоснованность и эффективность перспективного развития электроэнергетической системы южной части Ирака за счет повышения ее энергобезопасности и, самое главное, обеспечение надежности электроснабжения новых территорий страны и учета интересов большего количества людей и транспортной инфраструктуры.

9. По результатам диссертационного исследования рекомендуется использовать в учебном процессе электротехнических специальностей ВУЗов и НИИ Республики Ирака методы оценки состояния энергосетей страны и методы повышения эффективности их работы, а так же принципы построения имитационных моделей систем электроснабжения различного уровня, изложенные в диссертации.

10. Перспективой дальнейшей разработки темы является проведение оценки возможности интеграции в модернизированную ЭЭС возобновляемых источников энергии (в основном солнечной генерации), что еще больше повысит энергетическую безопасность и доступность электроснабжения в отдаленных районах страны.

### **Список работ, опубликованных автором по теме диссертации**

#### ***а) в рецензируемых научных изданиях:***

1. Шевлюгин, М. В. Современные принципы проектирования электрификации южно-иракских железных дорог / М. В. Шевлюгин, М. Д. Д. Алсултан // Вестник Северо-Кавказского федерального университета «СКФУ». — 2023. — № 6. — С. 10–15.

2. Алсултан М. Д. Д. Исследование проблем качества электроэнергии в электрификации железных дорог: Глубокий анализ // Горное оборудование и электромеханика. – 2023. – №4 (168). – С. 3–19.

#### ***б) в других изданиях и материалах конференций:***

3. Шевлюгин, М. В. Актуальные аспекты проектирования электрифицированных железных дорог в Ираке/ М. В. Шевлюгин, М. Д. Д. Алсултан// В сборнике: Актуальные проблемы проектирования и эксплуатации устройств электроснабжения электрического транспорта. Омск, – 2023. – С. 92–100.

4. Шевлюгин, М. В. Оценка трехфазных инверторов для систем электрификации железнодорожных дорог / М. В. Шевлюгин, М. Д. Д. Алсултан // В сборнике: Повышение эффективности эксплуатации электромеханических

преобразователей энергии в промышленности и на транспорте. Омск, – 2023. – С. 373–381.

5. Алсултан М.Д.Д. Особенности электрификации скоростных железнодорожных магистралей в Ираке/ М. Д. Д. Алсултан, Р. Н. А. Ради// Труды международной научно-практической конференции, посвященной юбилею Самарского государственного университета путей сообщения, 1–2 июня 2023 года.

**Алсултан Мохаммед Джафар Джасим**

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ  
СИСТЕМЫ ЮЖНОЙ ЧАСТИ РЕСПУБЛИКИ ИРАКА С УЧЕТОМ  
ТЯГОВОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫХ  
МАГИСТРАЛЕЙ**

2.4.2. Электротехнические комплексы и системы (технические науки)

Автореферат на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

---

Подписано в печать – \_\_\_\_\_ 2025 г.

Формат 60x90/16

Тираж – 80 экз.

Заказ №

Усл. печ. л. 1,5

---

РУТ (МИИТ), 127994, г. Москва, ул. Образцова, д.9, стр.9.