

**АНАЛИЗ СТРУКТУРЫ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ
ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА ГАЗОВОГО ПРОМЫСЛА №1
ООО «ГАЗПРОМ ДОБЫЧА ЯМБУРГ»**

Масков Л.Р., Корнилов В.Ю.

**Казанский государственный энергетический университет, г. Казань, Россия
maskov.linar@mail.ru**

Резюме: *ЦЕЛЬ.* Рассмотреть структуру централизованной и автономной системы электроснабжения газового промысла (ГП) №1 ООО «Газпром добыча Ямбург». Выполнить расчет энергетических показателей (потребляемая активная, реактивная и полная мощность, коэффициенты мощности, коэффициенты реактивной мощности) для каждой секции шин (СШ) комплектно-трансформаторных подстанций (КТП) по ваттметрограммам, снятыми электромеханическими счетчиками на линейных ячейках закрытого распределительного устройства (ЗРУ) в течение календарного года. Рассчитать пиковый ток группы электроприемников (ЭП) для СШ каждой КТП. Разработать структурную динамическую схему централизованной и автономной системы электроснабжения. Определить основные элементы электротехнического комплекса (ЭТК) из разработанной структурной схемы, в которых происходят потери электрической мощности. Провести анализ особенностей функционирования и коэффициента загрузки автономной системы электроснабжения от дизельных электростанций (ДЭС) по схемам: «один генератор – обособленная группа электропотребителей» (ЭТК-1), единый центр генерации с каскадной (кольцевой) схемой включения (ЭТК-2). Сравнить годовой расход топлива ДЭС с ЭТК-2 и ЭТК-1 по месячным коэффициентам загрузки. *МЕТОДЫ.* При решении поставленной задачи применялся приближенный метод определения энергетических показателей электрических нагрузок на каждой СШ КТП и коэффициентов загрузки дизельных электростанций по показаниям активной мощности (ваттметрограммам) за рассматриваемый период. *РЕЗУЛЬТАТЫ.* В статье описана актуальность темы, рассмотрены особенности построения и функционирования ЭТК газового промысла централизованной и автономной системы электроснабжения. Произведен приближенный расчет энергетических параметров для СШ КТП установки комплексной подготовки газа (УКПГ) и дожимной компрессорной станции (ДКС) по показаниям потребляемой активной мощности в течение рассматриваемого периода. В данной статье рассмотрены топливно-энергетические характеристики и особенности функционирования ДЭС. Рассчитаны месячные и годовые средневзвешенные коэффициенты загрузки и определены пиковые токи группы ЭП для каждой ДЭС. Произведен расчет годового расхода топлива ДЭС с ЭТК-1 и ЭТК-2 по месячным коэффициентам загрузки. *ЗАКЛЮЧЕНИЕ.* В результате анализа структуры и энергетических характеристик выявлены особенности функционирования централизованной и автономной системы электроснабжения, которые определяют недостатки, требующие дальнейшего исследования и изучения, с последующей разработкой комплекса мероприятий по повышению энергоэффективности ЭТК.

Ключевые слова: структурная динамическая схема ЭТК ГП; расчет электрических нагрузок по ваттметрограммам; выражения для определения потерь мощности в элементах ЭТК (ЭТК-1); центр генерации (ЭТК-2); средневзвешенный коэффициент загрузки для ДЭС; удельный расход топлива ДЭС.

Для цитирования: Масков Л.Р., Корнилов В.Ю. Анализ структуры и энергетических параметров электротехнического комплекса газового промысла №1 ООО «Газпром добыча Ямбург» // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2021. Т. 23. № 6. С. 66-86. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-6-66-86.

**ANALYSIS OF THE STRUCTURE AND ENERGY PARAMETERS OF THE
ELECTRICAL COMPLEX (EC) OF GAS COMPLEX №1
«GAZPROM DOBYCHA YAMBURG» LLC**

LR. Maskov, VYu. Kornilov

Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia
Maskov.linar@mail.ru

Abstract: *THE PURPOSE.* Consider the structure of the centralized and autonomous power supply system for gas field (GF) №1 of «Gazprom dobycha Yamburg» LLC. Perform the calculation of the main energy indicators (consumed active, reactive and apparent power, power factors, reactive power factors) for each section of busbars (SB) of complete transformer substations (CTS) according to wattmetrograms taken by electromechanical meters on the linear cells of closed switchgear (CS) during a calendar year. Calculate the peak current of a group of electric receivers (ER) for each CS CTS. To analyze the features of the functioning and the load factor of the autonomous power supply system from diesel power plants (DPP) according to the schemes: “one generator - a separate group of electrical consumers” (EC-1) and a single generation center with a cascade (ring) switching circuit (EC-2). Compare the annual fuel consumption of diesel power plants with EC-1 and EC-2 by monthly load factors. *METHODS.* When solving the problem, an approximate method was used to determine the energy indicators of electrical loads at each CS CTS and the load factors of DPP according to the readings of active power (wattmetrograms) for the period under consideration. *RESULTS.* The article describes the relevance of the topic, considers the features of the construction and functioning of the EC for a centralized and autonomous power supply system. An approximate calculation of the energy parameters at the each CTS SB of the integrated gas treatment plant (IGTP) and the booster compressor station (BCS) was made based on the readings of the active power consumed during the period under consideration. This article discusses the fuel and energy characteristics and features of the functioning of DPP. The monthly and annual weighted average load factors were calculated and the peak currents of the ER group were determined for each DPP. The calculation of the annual fuel consumption of DPP with EC-1 and EC-2 has been made according to monthly load factors. *CONCLUSION.* As a result of the analysis of the structure and energy characteristics, the features of the functioning of the centralized and autonomous power supply system were revealed, which determine the range of problems and shortcomings that require further research and study, with the subsequent development of a set of measures to improve the energy efficiency of the EC.

Keywords: *structural dynamic scheme of EC GF; calculation of electrical loads for wattmetrograms; expressions for determining the power losses in the elements of EC (EC-1); generation center (EC-2); weighted average load factor for diesel power plants (DPP); specific fuel consumption of DPP.*

For citation: Maskov LR, Kornilov VYu. Analysis of the structure and energy parameters of the electrical complex (EC) of gas complex №1 «Gazprom dobycha Yamburg» LLC. *Power engineering: research, equipment, technology.* 2021;23(6): 66-86. doi:10.30724/1998-9903-2021-23-6-66-86.

Введение

Исследования в области повышения энергоэффективности ЭТК промышленных предприятий связаны с задачами по снижению удельных затрат электроэнергии на единицу добываемой продукции. Проблематике повышения энергоэффективности ЭТК посвящены работы отечественных [1-5] и зарубежных авторов [6-14]. Следует отметить, что эти задачи являются нетривиальными, многосвязными, требующими комплексного подхода к их изучению, что является актуальным научно-техническим направлением. Особенно остро задачи повышения энергоэффективности ЭТК ставятся перед объектами добычи, транспорта и переработки нефти и газа, где для питания потребителей электроэнергии нефтегазовых производств используются централизованные и автономные системы электроснабжения на базе ДЭС, газопоршневых или газотурбинных агрегатов. Автономные источники находят все большее применение в системах промышленного электроснабжения в качестве основных, резервных или аварийных

источников и, как правило, ограничены по мощности и перегрузочной способности, что делает такие системы чувствительными к току нагрузки, который не должен превышать максимальный ток генерации установки. Их функционирование имеет особенности, влияющие на работу ЭТК [15-18].

Снижение в автономных системах электроснабжения удельных затрат топлива на единицу добываемой продукции является важной научно-технической задачей. Интерес к данной тематике связан с ростом производственных мощностей, усложнением системы автоматизации и технологических процессов, повышенными требованиями к надежности и непрерывности технологических процессов промышленных предприятий. Анализ литературных источников [19-21] показывает, что методы исследования и повышения энергоэффективности ЭТК успешно применяются для объектов нефтедобычи и переработки. В то же время вопрос изучения и анализа ЭТК (ЭТК-1, ЭТК-2) газодобывающих предприятий проработан недостаточно. Целью данной статьи является анализ ЭТК с централизованной и автономной системой электроснабжения (ЭТК-1, ЭТК-2) ГП №1 ООО «Газпром добыча Ямбург» как объекта исследования.

Краткая характеристика объекта исследования

ГП №1 ООО «Газпром добыча Ямбург» входит в состав УКПГ сеноманской залежи Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ЯНГКМ) и расположен в юго-западной части Ямбургского месторождения на территории Надымского района Ямало-Ненецкого автономного округа. Основной деятельностью ГП является добыча, подготовка и транспортировка природного газа. Наиболее энергоемкими процессами при подготовке природного газа являются: двухступенчатое компримирование и охлаждение газа, регенерация абсорбента и метанола. По принятой технологической схеме, природный газ через систему коллекторов поступает на узел очистки газа (УОГ) и затем на дожимную компрессорную станцию (ДКС). На ДКС осуществляется очистка газа от механических примесей и капельной жидкости (в УОГ), компримирование и охлаждение скомпримированного газа. После ДКС газ с необходимым давлением поступает на установку комплексной подготовки газа (УКПГ), где осуществляется очистка газа от механических примесей и капельной жидкости, гликолевая осушка, охлаждение газа на аппаратах воздушного охлаждения (АВО), регенерация диэтиленгликоля и метанола с последующей транспортировкой подготовленного газа в магистраль.

Общая характеристика централизованной и автономной системы электроснабжения

Централизованное электроснабжение промыслов ЯНГКМ выполнено от электростанции собственных нужд (ЭСН) ГТЭС-72, расположенной на территории промбазы, и Северных электрических сетей ОАО «Тюменьэнерго» через подстанцию «Ямбург-110/10». Генерирующие мощности ЭСН работают параллельно с энергосистемой. Присоединение района Ямбурга к энергосистеме выполнено по двум ВЛ-220 кВ ПС «Оленья» - ПС «Ямбург 110/10», включенным на напряжение 110 кВ. Для распределения электроэнергии по месторождению используются ВЛ-110 кВ на одноцепных опорах и двухтрансформаторные ПС-110/35/6 кВ и ПС-110/6 кВ «глубокого ввода».

Централизованное электроснабжение ГП № 1 осуществляется по радиальной схеме (рис.1) от подстанции 35/6кВ с двумя трансформаторами мощностью по 25 МВА и двумя взаимно резервируемыми секциями шин ЗРУ 6 кВ. Для осуществления питания на площадках в центрах нагрузок установлены масляные двухтрансформаторные КТП 6/0,4 кВ (табл.1).

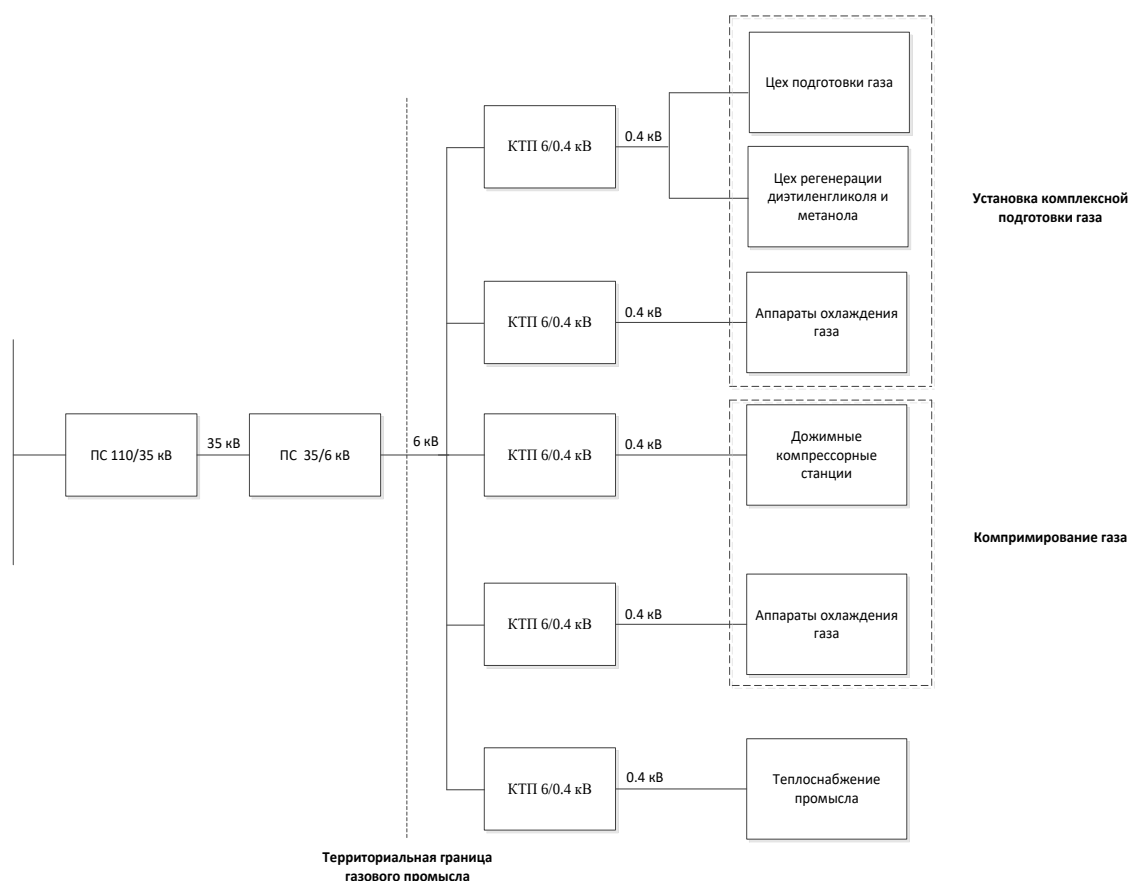


Рис.1. Структурная схема централизованного электроснабжения ГП №1 ООО «Газпром добыча Ямбург»: ПС – подстанция; КТП – комплектно-трансформаторная подстанция

Fig.1. Block diagram of centralized power supply of GP No. 1 of Gazprom Dobycha Yamburg LLC: PS - substation; KTP - complete transformer substation

Таблица 1

Общие сведения о трансформаторах УКПГ и ДКС

№ КТП	Тип трансформатора, напряжение	Мощность, МВА	Кол-во
1	ТМЗ-1600/6/0,4 кВ	1,6	2
2	ТМЗ-1600/6/0,4 кВ	1,6	2
3	ТМЗ-1600/6/0,4 кВ	1,6	2
4	ТМЗ-1600/6/0,4 кВ	1,6	2
5	ТМЗ-1600/6/0,4 кВ	1,6	2
6	ТМЗ-1000/6/0,4 кВ	1	2
7	ТМЗ-1000/6/0,4 кВ	1	2
8	ТМЗ-1000/6/0,4 кВ	1	2

Основными электропотребителями на промысле являются тихоходные и средней быстроходности асинхронные электродвигатели технологических (табл.2), вентиляционных (табл.3) и сантехнических механизмов (табл.4) малой и средней мощности напряжением 380В, которые относятся к первой категории по ПУЭ в отношении надежности электроснабжения. Так же на промысле имеются потребители особой группы первой категории - это системы АСУ и КИП, аварийное электроосвещение и аварийная вентиляция. Для формирования бесперебойного питания потребителей особой группы напряжением ~380/220В и систем постоянного тока напряжением 110 и 220В применены агрегаты бесперебойного питания типа АБП-16 на площадках УКПГ и АБП-6,3 на площадках ДКС, имеющие в своем составе аккумуляторы и подзарядные выпрямители.

Таблица 2

Технические характеристики электродвигателей технологических насосов и электростартеров на газоперекачивающих агрегатах (ГПА)

№	Номинальная мощность, кВт	$\cos \varphi$	КПД, %
1	100	0,9	87
2	55	0,9	90
3	45	0,87	92,5
4	30	0,88	90
5	22	0,86	87
6	15	0,84	89
7	11	0,85	88
8	7,5	0,91	87
9	4	0,88	87
10	3	0,81	82

Таблица 3

Технические характеристики электродвигателей вентиляционных установок

№	Номинальная мощность, кВт	$\cos \varphi$	КПД, %
1	55	0,9	90
2	37	0,8	88
3	30	0,8	90
4	22	0,88	89
5	20	0,87	90
6	11	0,73	87
7	4	0,88	87
8	1,5	0,77	77
9	0,75	0,75	74

Таблица 4

Технические характеристики электродвигателей сетевых насосов воды

№	Номинальная мощность, кВт	$\cos \varphi$	КПД, %
1	160	0,78	87
2	90	0,88	90,5
3	30	0,88	89

Для осуществления минимизации потребления реактивной мощности на ГП используется нерегулируемая индивидуальная компенсация реактивной мощности с помощью конденсаторных установок (КУ) (табл.5).

Таблица 5

Устройства компенсации реактивной мощности ГП

№ КТП	Мощность КУ, квар	Количество КУ	Тип КУ
1	-	-	-
2	36	48	КЭ2-0,38-36-3У3
3	-	-	-
4	-	-	-
5	36	26	КЭ2-0,38-36-3У3
6	36	26	КЭ2-0,38-36-3У3
7	36	20	КЭ2-0,38-36-3У3
8	36	20	КЭ2-0,38-36-3У3

Для распределения электрической энергии между КТП и потребителями используются кабельные линии (КЛ) следующих марок: АВВГ, АВБбШв, ВБбШв, ВВГ, КГ различного сечения и протяженности. КЛ располагаются открыто по эстакадам и

галереям внутри цехов, помещений и территории.

Жизнедеятельность при отключении централизованной системы электроснабжения потребителей обеспечивается: аварийными ДЭС, подключенными к СШ РУ-0,4 кВ КТП. На ГП №1 установлены четыре дизельные (рис.2) электростанции. Автоматическое включение ДЭС осуществляется при исчезновении напряжения от централизованной системы электроснабжения. Ручное включение ДЭС обеспечивает находящийся на смене оперативно-ремонтный персонал при кратковременных перерывах электроснабжения. В дежурном режиме находятся ДЭС №1, №2, №3. ДЭС № 4 через обходные кабельные линии резервирует по отдельности ДЭС №2 или ДЭС №3 в случае аварийного останова одной из этих дизельных электростанций. Резервирование КТП АВО газа УКПГ и ДКС с помощью ДЭС не предусмотрено.

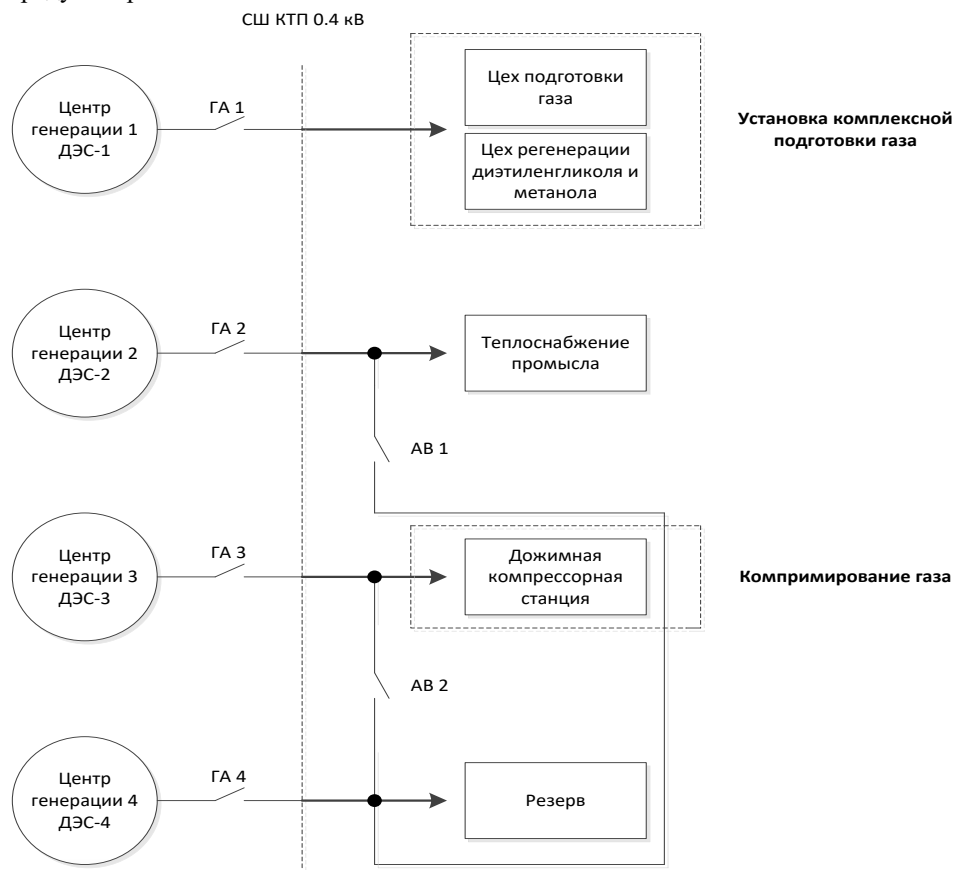


Рис.2. Структурная схема автономного электроснабжения: ГА – генераторный автомат; АВ – автоматический выключатель

Fig.2. Block diagram of autonomous power supply: GA - generator machine; AV - circuit breaker

Анализ энергетических характеристик централизованной и автономной системы электроснабжения

Учет электроэнергии на УКПГ и ДКС осуществляется в ЗРУ - 6 кВ (рис.3) по высокой стороне электромеханическими счетчиками на вводных (активная и реактивная мощность) и линейных ячейках (активная мощность).

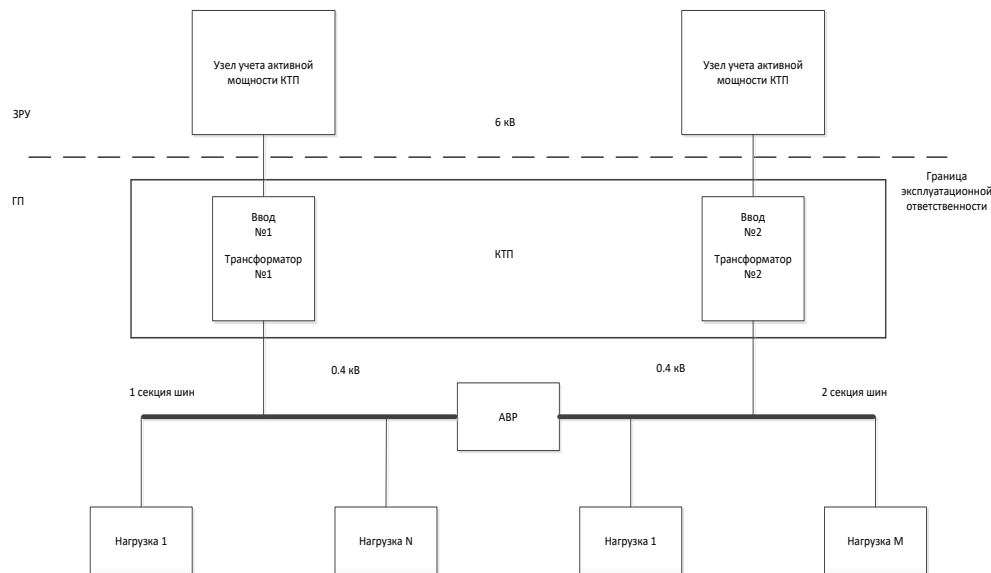


Рис. 3. Структурная схема электропитания от КТП 6/0,4 кВ: нагрузка 1...N – количество электроприемников на 1 секции шин; нагрузка 1...M – количество электроприемников на 2 секции шин

Fig. 3. Block diagram of power supply from KTP 6/0.4 kV: load 1...N – the number of electric receivers for 1 section of tires; load 1 ...M – the number of electric receivers for 2 sections of tires

Для оценки энергетических параметров системы электроснабжения и ЭТК необходимо определить показатели электрических нагрузок (потребляемая активная, реактивная и полная мощность, коэффициенты мощности, коэффициенты реактивной мощности). Изменение электрических нагрузок во времени обусловлено свойствами технологических процессов, в обеспечении которых участвует множество различных ЭП с различными режимами работы и графиками нагрузок. Для приближенного расчета электрических нагрузок в КТП ГП №1 используются следующие положения [22]:

1) нагрузка рассматриваемой группы ЭП на каждой секции шин КТП определяется согласно графикам потребляемой активной электрической мощности (т.к. отсутствует информация о реактивной мощности на каждом присоединении), снятыми электромеханическими счетчиками на линейных ячейках ЗРУ (рис.4);

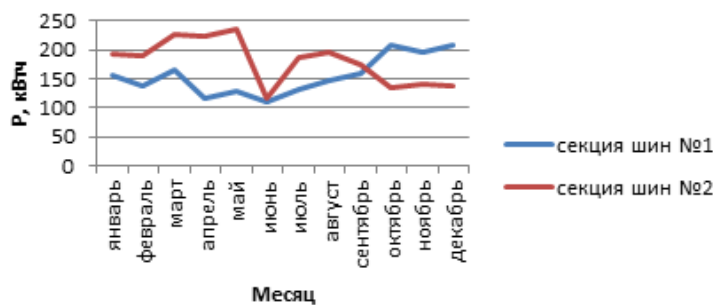


Рис.4. Годовой график потребления активной мощности КТП №1

Fig.4. Annual schedule of active power consumption of KTP No. 1

2) определяется среднеквадратичная активная нагрузка группы ЭП на каждой секциях шин КТП:

$$P_{cp} = \sqrt{\frac{P_1^2 \cdot t_1 + P_2^2 \cdot t_2 + \dots + P_{12}^2 \cdot t_{12}}{t_1 + t_2 + \dots + t_{12}}}, \quad (1)$$

где $P_1 \dots P_{12}$ – нагрузки за месяц; $t_1 \dots t_{12}$ – количество часов в месяце при непрерывном режиме работы газового промысла.

Нагрузка за месяц определяется:

$$P_1 \dots P_{12} = \sum_{i=1}^N P_{\text{ном}i} + \sum_{j=1}^M (P_{\text{нв}} \cdot \sqrt{ПВ})_j, \quad (2)$$

где $P_{\text{ном}i}$ – номинальная мощность ЭП для продолжительного режима работы; $ПВ$ – продолжительность включения в о. е., $P_{\text{нв}}$ – мощность ЭП работающего в повторно-кратковременном режиме; N – количество ЭП работающих в продолжительном режиме; M – количество ЭП работающих в повторно-кратковременном режиме (табл.6);

Таблица 6

Количество ЭП для продолжительного и повторно-кратковременного режима		
№ КТП/№ секции шин	N	M
1/1	59	2
1/2	56	2
2/1	24	0
2/2	24	0
3/1	21	3
3/2	23	3
4/1	126	14
4/2	160	14
5/1	13	0
5/2	13	0
6/1	13	0
6/2	13	0
7/1	10	0
7/2	10	0
8/1	10	0
8/2	10	0

- 1) определяется средневзвешенный коэффициент мощности и $\tan \varphi_{\text{с.вз}}$ группы ЭП:

$$\cos \varphi_{\text{с.вз.}} = \frac{\sum_{n=1}^S P_{\text{ном}n} \cdot \cos \varphi_n}{\sum_{n=1}^S P_{\text{ном}n}}, \quad (3)$$

где $\cos \varphi_n$ – коэффициент мощности каждого ЭП на секции шин; S – общее кол-во ЭП на С.Ш. (табл.7);

$$\tan \varphi_{\text{с.вз.}} = \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{\text{с.вз.}}}}{\cos \varphi_{\text{с.вз.}}}, \quad (4)$$

- 2) определяется коэффициент максимума:

$$k_m = \frac{P_{\text{max}}}{P_{\text{cp}}}, \quad (5)$$

где P_{max} – максимальная нагрузка, которая находится по годовому графику изменения активной мощности КТП (рис.4);

- 3) определяются из (1), (4-5), расчетные величины активной, реактивной и полной мощности группы ЭП на каждой секции шин КТП:

$$P_p = k_m \cdot P_{\text{cp}} = P_{\text{max}}, \quad (6)$$

$$Q_p = P_p \cdot \tan \varphi_{\text{с.вз.}} - Q_{\kappa}, \quad (7)$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, \quad (8)$$

где Q_{κ} – реактивная мощность компенсации на каждой секции шин (из табл.5);

- 4) определяются расчетный коэффициент мощности и коэффициент реактивной мощности для группы ЭП КТП из (6-8):

$$\cos \varphi_p = \frac{P_p}{S_p}, \quad (9)$$

$$\tan \varphi_p = \frac{Q_p}{P_p} . \quad (10)$$

Расчет производится аналогично для КТП (№2-8). Результаты из (1), (3-10) вносятся в табл.7.

Таблица 7

Энергетические показатели централизованной системы электроснабжения

№ КТП/№ секции шин	Общее кол-во ЭП, шт	Среднемесячная активная нагрузка, кВт	Средневзвешенный коэффициент мощности	Средневзвешенный коэффициент реактивной мощности	Коэффициент максимума	Активная расчетная мощность, кВт	Реактивная расчетная мощность, кВар	Полная расчетная мощность, кВА	Коэффициент расчетной мощности на секции шин КТП	Коэффициент расчетной реактивной мощности на секции шин КТП
	S	P _{ср}	cos φ _{с.вз}	tan φ _{с.вз}	k _m	P _p	Q _p	S _p	cos φ _p	tan φ _p
1/1	61	158,5	0,85	0,62	1,31	208	1,28	244,73	0,849	0,62
1/2	58	183,3	0,88	0,54	1,29	237	127,98	269,34	0,879	0,54
2/1	24	158,8	0,8	0,75	1,78	282	5,72	282,06	0,99	0,02
2/2	24	198,9	0,8	0,75	1,83	364	7,38	364,07	0,99	0,02
3/1	24	107,7	0,79	0,78	1,24	134	104,52	169,94	0,788	0,78
3/2	26	143,3	0,77	0,83	1,19	171	141,93	222,23	0,769	0,83
4/1	140	127,2	0,79	0,78	1,29	165	128,7	209,26	0,788	0,78
4/2	174	121,3	0,81	0,72	1,32	160	115,2	197,16	0,811	0,72
5/1	13	97,2	0,82	0,7	2,05	199	3,76	199,04	0,99	0,019
5/2	13	60,6	0,82	0,7	1,65	100	1,89	100,02	0,99	0,019
6/1	13	97,4	0,8	0,75	1,95	190	3,85	190,04	0,99	0,02
6/2	13	60,5	0,8	0,75	1,98	120	2,43	120,02	0,99	0,02
7/1	10	64,4	0,82	0,7	2,06	133	2,52	133,02	0,99	0,019
7/2	10	50,4	0,82	0,7	1,77	89	1,68	89,02	0,99	0,019
8/1	10	64,4	0,8	0,75	2,17	140	2,84	140,03	0,99	0,02
8/2	10	50,3	0,8	0,75	1,89	95	1,93	95,02	0,99	0,02

Для определения максимальной нагрузки одного или группы ЭП необходимо найти пиковый ток (табл.8). Для одиночного электродвигателя пиковый ток будет являться пусковым током. Пиковый ток для групповой нагрузки определяется [23]:

$$I_{\text{пик}} = I_{n.\text{max}} + (I_p - k_u \cdot I_{\text{ном.мах}}) , \quad (11)$$

где $I_{n.\text{max}}$ – пусковой ток электродвигателя наибольшей мощности, k_u – коэффициент использования, характерный для электродвигателя с наибольшим номинальным током [24], $I_{\text{ном.мах}}$ – номинальный ток электродвигателя с наибольшим пусковым током, I_p – расчетный ток нагрузки группы ЭП, который определяется:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} , \quad (12)$$

где S_p – сумма полных мощностей на двух секциях КТП из (8), U_n – номинальное напряжение на вторичной обмотки трансформатора в КТП.

Используя паспортные характеристики ДЭС (Cummins C900D5, КАС-630, БЭС-630), сравним ток генерации ДЭС с пиковым током для групповой нагрузки (из табл.8). Анализ показал превышение пикового тока над максимальной силой тока генерации ДЭС примерно на 15...20 % (табл.9).

Таблица 8

Пиковая нагрузка, создаваемой группой ЭП на двух секциях КТП

№ КТП	S_p , кВА	I_p , А	$k_{\text{и}}$	$I_{\text{ном.мах}}$, А	$I_{\text{п.мах}}$, А	$I_{\text{пик}}$, А
1	514,08	742,01	0,1	180	800	1524,01
2	646,13	932,61	0,8	100	400	1252,61
3	392,17	566,05	0,7	190	950	1383,05
4	406,41	586,6	0,1	175	875	1444,11
5	299,05	431,65	0,8	100	400	751,65
6	310,66	447,54	0,8	100	400	767,54
7	222,04	320,49	0,8	100	400	640,49
8	235,05	339,26	0,8	100	400	659,26

Таблица 9

Пиковая нагрузка, создаваемой группой ЭП на двух секциях КТП

Тип станции	Номинальный ток в основном режиме, А	Максимальная сила тока, А	$I_{\text{пик}}$, А
Cummins C900D5	1037	1296	1524,01
Разница с $I_{\text{пик}}$, %	-31,96	-14,96	
КАС-630	1010	1154	1383,05
Разница с $I_{\text{пик}}$, %	-26,97	-16,56	
БЭС-630	1015	1162	1444,11
Разница с $I_{\text{пик}}$, %	-29,71	-19,54	

Централизованная система электроснабжения организована по схеме: «КТП-1 – УКПГ», «КТП-3 – узел подключения теплоносителя (УПТ)», «КТП-4 – ДКС», «КТП-2,5,6,7,8 – аппараты воздушного охлаждения газа» (рис.5).

Полная активная мощность каждого КТП состоит из полезной мощности, расходуемой на добычу, подготовку, сжатие, охлаждения природного газа и циркуляцию воды в системе теплоснабжения промысла, и потерь мощности в элементах каждого ЭТК:

$$P_{\text{полн}} = P_{\text{полезн}} + \Delta P_{\text{кТП}}, \quad (13)$$

где $\Delta P_{\text{кТП}}$ – потери мощности в элементах ЭТК КТП.

Потери мощности в каждом ЭТК определяются выражениями в соответствии с рис.5:

$$\Delta P_{\text{кТП1}} = \Delta P_{\text{кл.до.тр-ра}} + \Delta P_{\text{тр-р}} + \Delta P_{\text{кл.н}} + \Delta P_{\text{эл}} + \Delta P_{\text{н}} + \Delta P_{\text{в}} + \Delta P_{\text{лн}} + \Delta P_{\text{абп}} + \Delta P_{\text{к}} + \Delta P_{\text{пч}}, \quad (14)$$

$$\Delta P_{\text{кТП3}} = \Delta P_{\text{кл.до.тр-ра}} + \Delta P_{\text{тр-р}} + \Delta P_{\text{кл.н}} + \Delta P_{\text{эл}} + \Delta P_{\text{н}} + \Delta P_{\text{в}} + \Delta P_{\text{лн}}, \quad (15)$$

$$\Delta P_{\text{кТП3}} = \Delta P_{\text{кл.до.тр-ра}} + \Delta P_{\text{тр-р}} + \Delta P_{\text{кл.н}} + \Delta P_{\text{эл}} + \Delta P_{\text{в}}, \quad (16)$$

$$\Delta P_{\text{кТП4}} = \Delta P_{\text{кл.до.тр-ра}} + \Delta P_{\text{тр-р}} + \Delta P_{\text{кл.н}} + \Delta P_{\text{эл}} + \Delta P_{\text{н}} + \Delta P_{\text{в}} + \Delta P_{\text{ибп}} + \Delta P_{\text{спт}} + \Delta P_{\text{эст}} + \Delta P_{\text{пч}} \quad (17)$$

где $\Delta P_{\text{кл.до.тр-ра}}$ – потери активной мощности в КЛ до трансформатора, $\Delta P_{\text{тр-ра}}$ – потери активной мощности трансформатора, $\Delta P_{\text{кл.н}}$ – потери активной мощности в КЛ нагрузки, $\Delta P_{\text{эл}}$ – потери активной мощности в электродвигателе, $\Delta P_{\text{н}}$ – потери в насосе, $\Delta P_{\text{в}}$ – потери в вентиляторе, $\Delta P_{\text{лн}}$ – потери активной мощности в линейной нагрузке, $\Delta P_{\text{абп}}$ – потери активной мощности в АБП, $\Delta P_{\text{к}}$ – потери активной мощности в компрессоре, $\Delta P_{\text{пч}}$ – потери активной мощности в ПЧ, $\Delta P_{\text{ибп}}$ – потери активной мощности в ИБП, $\Delta P_{\text{спт}}$ – потери активной мощности в СПТ, $\Delta P_{\text{эст}}$ – потери активной мощности в электростартере.

Автономная система электроснабжения организована по схеме: «один генератор – УКПГ», «один генератор – узел подключения теплоносителя (УПТ)», «один генератор – ДКС», «один генератор – резерв», где нагрузка на электростанцию осуществляется через резервирование СШ включением АВР в КТП (рис.6).

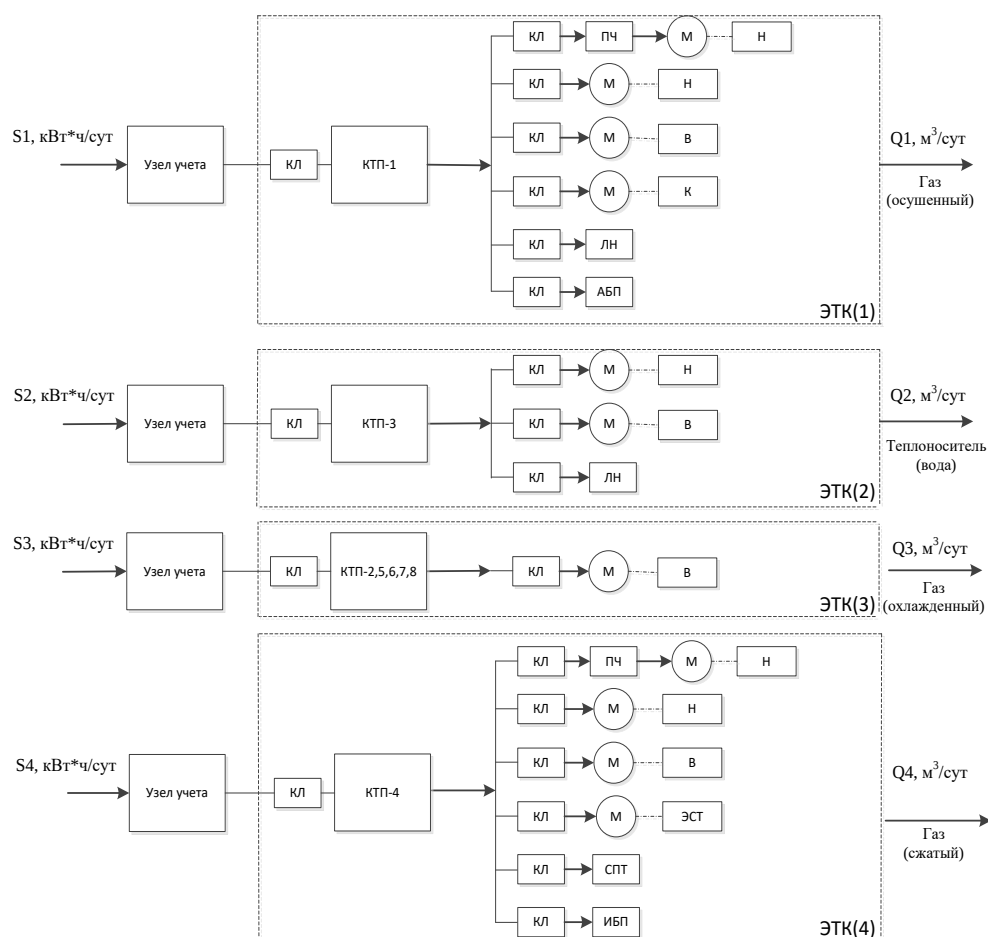


Рис.5. Структурная динамическая схема электротехнического комплекса газового промысла с централизованной системой электроснабжения: КЛ – кабельная линия; ПЧ – преобразователь частоты; М – электродвигатель; Н – насос; В – вентилятор; К – компрессор; ЛН – линейная нагрузка; АБП – агрегат бесперебойного питания; ЭСТ – электростартер; СПТ – система постоянного тока; ИБП – источник бесперебойного питания; S_1 - S_4 – суточный расход электрической энергии; Q_1 , Q_3 , Q_4 – суточный объем газа; Q_2 – суточный объем воды

Fig.5. Structural dynamic scheme of the electrotechnical complex of the gas field with a centralized power supply system: KL - cable line; IF - frequency converter; M - electric motor; H - pump; B - fan; K - compressor; LN - linear load; ABP - uninterruptible power supply unit; ECT - electric starter; SPT - DC system; UPS - uninterruptible power supply; S_1 - S_4 - daily consumption of electrical energy; Q_1 , Q_3 , Q_4 - daily volume of gas; Q_2 - daily volume of water

Автономная система электроснабжения организована по схеме: « один генератор – УКПГ», « один генератор – узел подключения теплоносителя (УПТ)», « один генератор – ДКС», « один генератор – резерв», где нагрузка на электростанцию осуществляется через резервирование СШ включением АБП в КТП (рис.6).

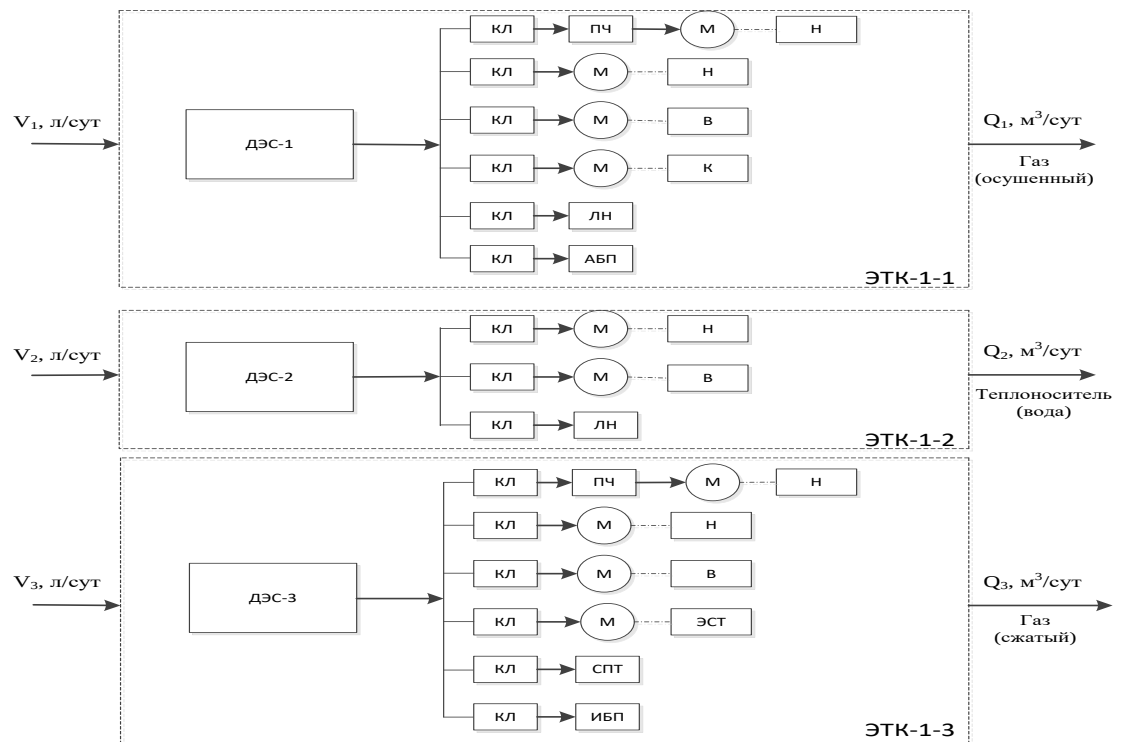


Рис.6. Структурная динамическая схема электротехнического комплекса газового промысла с автономной системой электроснабжения: V_1 - V_3 – суточный расход дизельного топлива; Q_1 - Q_3 – суточный объем газа; Q_2 – суточный объем воды; ДЭС-1,2,3 – дизель-генераторные электростанции

Fig.6. Structural dynamic diagram of the electrical complex of the gas field with an autonomous power supply system: V_1 - V_3 – daily consumption of diesel fuel; Q_1 - Q_3 – daily volume of gas; Q_2 – daily volume of water; DES-1,2,3 – diesel generator power plants

По аналогии с [25] обозначим ЭТК, где основное электрооборудование получает питание от одного ДЭС, как ЭТК-1. К каждой ДЭС подключается группа ЭП, которая создает мгновенные изменения напряжения, тока и частоты, которые отрицательно влияют на: перегрузочную способность, обеспечение необходимых показателей качества электрической энергии в зависимости от класса нагрузки каждой электростанции (стандарт ИСО 8528-5 класс G2). Величина изменений, возникающая при набросе и сбросе нагрузки, зависит от различных факторов: характера нагрузки, режима работы технологического оборудования, технических характеристик ДЭС, условий эксплуатационных ограничений электростанций (ИСО 3046-1, ИСО 8528-1). Основная часть нагрузки ГП №1 это нерегулируемые АД, которые создают 5-8 кратные пусковые токи. Как правило, ДЭС ограничены по мощности и перегрузочной способности, что делает такие системы чувствительными к току нагрузки и пиковому току нагрузки (табл.9), который не должен превышать максимальный ток генерации ДЭС.

Потери активной мощности в каждом ЭТК-1 определяются выражениями в соответствии с (рис.6):

$$\Delta P_1 = \Delta P_{\text{кл.н}} + \Delta P_{\text{эл}} + \Delta P_{\text{н}} + \Delta P_{\text{в}} + \Delta P_{\text{лн}} + \Delta P_{\text{абп}} + \Delta P_{\text{н}} + \Delta P_{\text{пч}}, \quad (18)$$

$$\Delta P_2 = \Delta P_{\text{кл.н}} + \Delta P_{\text{эл}} + \Delta P_{\text{н}} + \Delta P_{\text{в}} + \Delta P_{\text{лн}}, \quad (19)$$

$$\Delta P_3 = \Delta P_{\text{кл.н}} + \Delta P_{\text{эл}} + \Delta P_{\text{н}} + \Delta P_{\text{в}} + \Delta P_{\text{ибп}} + \Delta P_{\text{спт}} + \Delta P_{\text{эст}} + \Delta P_{\text{пч}}. \quad (20)$$

Расход топлива ДЭС зависит от коэффициента загрузки и частоты вращения его вала. Рассчитаем месячный коэффициент загрузки (рис.7) ДЭС №1, №2, №3 в соответствии с показаниями ежемесячного потребления электроэнергии КТП (табл.10), снятыми электромеханическими счетчиками электрической энергии в узлах учета ЗРУ в период с января по декабрь 2019 года. Расчет проведем для стационарных условий эксплуатации ДЭС (температура 25°C, давление 0,1Мпа; относительная влажность 30%), соответствующей номинальной мощности электростанции в соответствии с ИСО 3046-1.

Таблица 10

Показания ежемесячного потребления электроэнергии КТП за 2019 год, кВт·ч

№ КТП	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
1	348	328	393	339	366	226	318	343	331	343	337	359
3	292	270	291	271	269	227	85	98	231	269	285	314
4	307	290	278	249	230	150	169	174	212	242	293	335

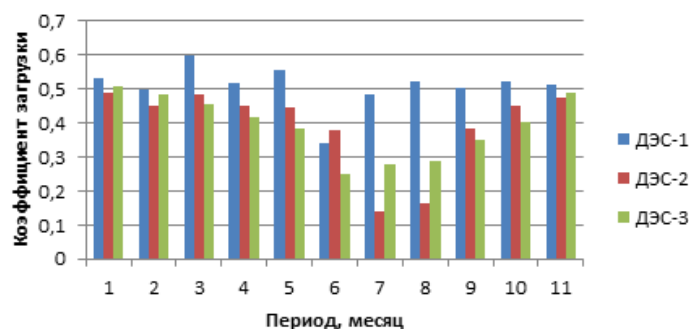


Рис.7. Гистограмма месячных коэффициентов загрузки ДЭС за 2019 год

Fig.7. Histogram of monthly load coefficients of DES for 2019

Анализ литературы [26] показывает, что если коэффициент загрузки для ДЭС лежит ниже 0,4, то наблюдается работа с повышенным удельным расходом топлива и проявляется эффект карбонизации (коксования), вызванной скоплением в цилиндрах продуктов неполного сгорания топлива, что ведет к снижению ресурса двигателя. Коэффициент загрузки для ДЭС, обеспечивающий оптимальное потребление дизельного топлива, должен стремиться к 0,75. Загрузка ДЭС более чем на 0,75 ведет к снижению коэффициента полезного действия и перерасходу топлива. Месячные коэффициенты загрузки ДЭС ГП находятся в пределах от 0,13 до 0,6, а годовые средневзвешенные коэффициенты загрузки лежат ниже 0,75 (ДЭС-1 – 0,51; ДЭС-2 – 0,38; ДЭС-3 – 0,39), что говорит об избыточной установленной мощности ДЭС, и, как следствие, о ненормированном перерасходе дизельного топлива на единицу выпускаемой продукции. Уменьшение удельного расхода дизельного топлива можно достичь с помощью объединения ДЭС в единый центр генерации с каскадной (кольцевой) схемой включения (ЭТК-2) (рис.8). Каскадная схема включения позволит включать (отключать) ДЭС согласно граничным значениям потребляемой мощности, что позволит увеличить коэффициент загрузки и продлить ресурс дизельных двигателей.

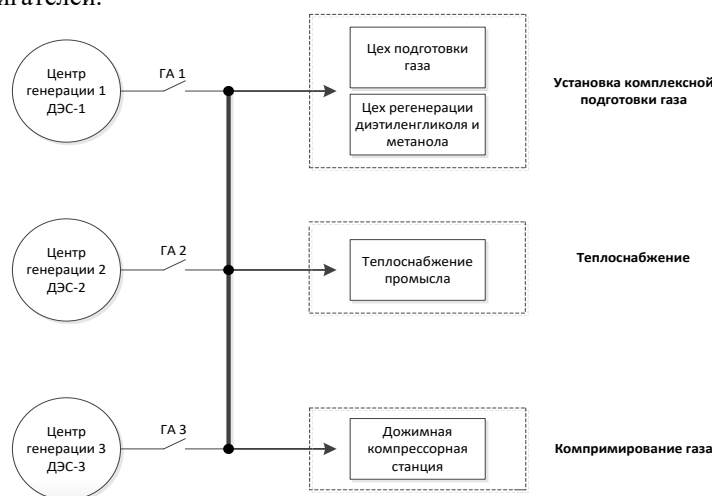


Рис.8. Структурная схема каскадного включения ДЭС: ГА – генераторный автомат

Fig.8. Block diagram of cascade switching of DES: GA - generator automaton

Определим граничные значения потребляемой мощности, при достижении которых подключается либо отключается очередной дизель-генератор:

1) определяется оптимальная мощность ДЭС при коэффициенте загрузки равной 0,75 (примем номинальные мощности ДЭС-1 и ДЭС-2 (ДЭС-3) равными):

$$P_{\text{опт}} = P_{\text{ном}} \cdot 0,75 = 630 \cdot 0,75 = 472,5 \text{ кВт}, \quad (21)$$

где $P_{\text{ном}}$ – номинальная мощность ДЭС;

2) из показаний ежемесячного потребления электроэнергии КТП за 2019 год (табл. 10) определяется суммарная потребляемая мощность КТП №1, №3, №4 за каждый месяц – $\sum P_{\text{кп}}$;

3) определяется количество ДЭС, которые смогут обеспечить требуемую потребность мощности:

$$x \cdot P_{\text{опт}} \geq \sum P_{\text{кп}}, \quad (22)$$

где x – количество ДЭС с каскадной схемой включения;

4) определяется потребляемая мощность каждой ДЭС с каскадной схемой включения – $P_{\text{потр}}$

$$P_{\text{потр}} = \frac{\sum P_{\text{кп}}}{x} \quad (23)$$

5) Полученные значения из (21-23) вносятся в таблицу 11.

Таблица 11

Ежемесячные показатели потребления мощности КТП и ДЭС при каскадной схеме включения

Месяц	$\sum P_{\text{кп}}, \text{ кВт} \cdot \text{ч}$	$P_{\text{потр}}, \text{ кВт} \cdot \text{ч}$	x
январь	947	315,67	3
февраль	888	444	2
март	962	320,67	3
апрель	859	429,5	2
Май	865	432,5	2
июнь	603	301,5	2
июль	572	286	2
август	615	307,5	2
сентябрь	774	387	2
октябрь	854	427	2
ноябрь	915	457,5	2
декабрь	1008	336	3

В соответствии с потребленной мощностью каждой ДЭС с каскадной схемой включения (ЭТК-2) (табл.11) рассчитаем ежемесячный коэффициент загрузки и сравним средневзвешенный коэффициент загрузки ($K_{\text{год.ср.взв.}}$) ЭТК-2 с ЭТК-1 (табл.12).

Таблица 12

Показания ежемесячного и годового средневзвешенного коэффициента загрузки

№ ДЭС	№ ЭТК	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	$K_{\text{год.ср.взв.}}$
1	1	0,53	0,5	0,6	0,52	0,56	0,34	0,49	0,52	0,5	0,52	0,51	0,55	0,51
	2	0,5	0,7	0,51	0,68	0,69	0,48	0,45	0,49	0,61	0,68	0,73	0,53	0,59
Разница между ЭТК-2 и ЭТК-1, %														13,56
2	1	0,46	0,43	0,46	0,43	0,43	0,36	0,13	0,16	0,37	0,43	0,45	0,5	0,38
	2	0,5	0,7	0,51	0,68	0,69	0,48	0,45	0,49	0,61	0,68	0,73	0,53	0,59
Разница между ЭТК-2 и ЭТК-1, %														35,59
3	1	0,49	0,46	0,44	0,4	0,37	0,24	0,27	0,28	0,34	0,38	0,47	0,53	0,39
	2	0,5	-	0,51	-	-	-	-	-	-	-	-	0,53	0,51
Разница между ЭТК-2 и ЭТК-1, %														23,53

Автономная система электроснабжения ГП состоит из ДЭС блочного типа исполнения с различными эксплуатационными и техническими характеристиками, приведенными в таблице 13.

Таблица 13

Топливо-энергетические характеристики ДЭС

Тип станции	Мощность, кВт	Удельный расход топлива по ИСО 3046/1-99, г/кВт*час	Удельный расход масла, г/кВт*час	Нагрузка (70-75 %), кВт	Усредненный расход топлива, л/час	Усредненный расход масла, кг/час
БЭС-630	630	207 ⁺¹²	не более – 5,9	350-450	130	2,5
КАС-630	630	227 ⁺¹⁰	не более – 2,9	350-450	133	1,0 – 1,3
Cummins C900D5	656	215 ⁺¹⁰	не более – 1,9	350-450	126	0,5

Зависимость удельного расхода топлива от нагрузки является нелинейной функцией, а обеспечение минимального расхода топлива ДЭС – задача нелинейной оптимизации. Воспользуемся формулой (24), в которой приведена универсальная зависимость удельного расхода топлива ДЭС от коэффициента загрузки [27]:

$$g = g_{\text{ном}} (0,0811 \cdot k_z^{-1,385} + 0,912), \quad (24)$$

где $g_{\text{ном}}$ – удельный расход топлива при номинальной нагрузке (табл.13), k_z – коэффициент загрузки ДЭС.

Построим графики зависимостей удельного расхода топлива от коэффициента загрузки для ДЭС (Cummins C900D5, БЭС – 630, КАС – 630) (рис.9) и сравним годовые расходы топлива ЭТК-2 с ЭТК-1 (табл.14) по месячным коэффициентам загрузки (из табл.12).

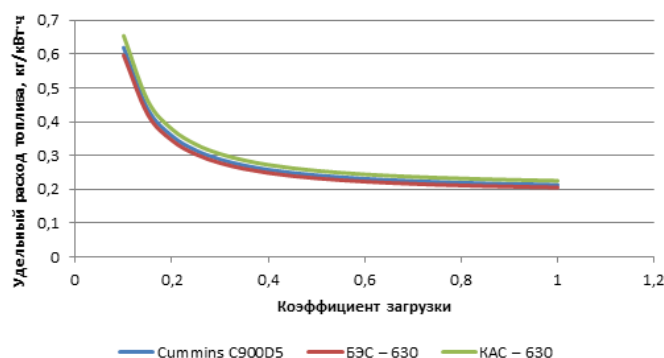


Рис.9. График зависимости удельного расхода топлива от коэффициента загрузки для ДЭС (Cummins C900D5, БЭС – 630, КАС – 630)

Fig.9. Graph of the dependence of specific fuel consumption on the load factor for DES (Cummins C900D5, BES - 630, CAS - 630)

Таблица 14

Показания ежемесячного и годового расхода дизельного топлива для ЭТК-1 и ЭТК-2, кг

№ ЭТК	1	1	1	2	Разница расхода топлива между ЭТК-2 и ЭТК-1, %
январь	82,04	69,35	78,85	229,75	
февраль	78,44	65,63	75,67	195,55	
март	90,23	69,18	73,44	232,45	
апрель	80,42	65,8	68,13	190,29	
май	85,3	65,46	64,71	191,37	
июнь	60,62	58,52	51,2	144,67	
июль	76,65	38,92	54,24	139,29	
август	81,14	40,15	55,06	146,76	
сентябрь	78,98	59,17	61,53	174,95	
октябрь	81,14	65,46	66,86	189,38	
ноябрь	80,06	68,16	76,23	200,46	
декабрь	84,03	73,1	84,14	240,74	
всего	2508,03			2275,66	9,265

Разница годового расхода топлива между ЭТК-2 и ЭТК-1 составила 9,265 %, что говорит о том, что модернизация автономной системы электроснабжения ГП №1 позволит получить экономический эффект, за счет увеличения коэффициента загрузки ДЭС.

Выводы

1. ЭТК ГП-1 является сложной технической системой с изменяемой структурой в зависимости от вида системы электроснабжения, а именно: ЭТК с централизованной системой электроснабжения, либо ЭТК в виде совокупности трех подсистем с автономными системами электроснабжения, функционирующие по схеме: «один генератор – отдельная группа электроприемников» (ЭТК-1).

2. Анализ индивидуальных и средневзвешенных коэффициентов мощности потребителей выявил отсутствие управляемой системы компенсации реактивной мощности и фильтрации гармоник, что указывает на наличие резервных возможностей повышения энергоэффективности [28-33] ЭТК ГП-1.

3. Присутствие мощных электродвигателей с прямой системой пуска создает пиковые токи (табл.8), превышающие максимальный ток генерации единичной ДЭС (табл.9), следовательно, необходимо оценить целесообразность использования систем плавного пуска и (или) преобразователей частоты.

4. Годовые средневзвешенные коэффициенты загрузки ДЭС не превышают 51 % (по данным за 2019 год), что говорит об избыточной установленной мощности ДЭС, и, как следствие, о ненормированном перерасходе дизельного топлива на единицу выпускаемой продукции.

5. Анализ публикаций [34-37] показывает, что перспективным направлением повышения энергоэффективности ЭТК автономной системы электроснабжения являются: создание центра генерации электрической энергии (ЭТК-2) за счет объединения отдельных ДЭС в единый энергетический комплекс и модернизация кабельной сети под задачу распределения электроэнергии между независимыми группами электроприемников.

6. Для разработки мероприятий по повышению энергоэффективности ЭТК ГП №1 необходимо исследовать потери электроэнергии в элементах ЭТК (ЭТК-1), разработать модель схемы замещения ЭТК (ЭТК-1), сравнить энергетические характеристики ЭТК-1 и единого центра генерации с каскадной схемой включения (ЭТК-2) с помощью средств компьютерного моделирования. Разработать алгоритм функционирования каскадной схемы подключения (отключения) ДЭС при работе на сеть с переменной нагрузкой. Разработать методику модернизации кабельной сети для обеспечения электроэнергией обособленные группы электропотребителей. Разработать методику коррекции коэффициента мощности и фильтрации гармоник для централизованной и автономной системы электроснабжения ЭТК в условиях переменной нагрузки.

Результаты

1. Анализ структуры ЭТК ГП-1 показал, что централизованная и автономная система электроснабжения отличаются друг от друга за счет отключения ряда потребителей и питающих линий.

2. Проведена оценка энергетических параметров для централизованной системы электроснабжения и ЭТК через приближенные оценки коэффициентов расчетной (0,769...0,99) и реактивной мощности (0,019...0,83) на СШ КТП, который выявил отсутствие управляемой системы компенсации реактивной мощности и фильтрации гармоник.

3. Разработаны структурные динамические схемы электротехнического комплекса газового промысла централизованной и автономной системы электроснабжения от дизель-генераторных электростанций, с помощью которых получены выражения для расчета суммарных потерь электрической энергии.

4. Проведен анализ коэффициента загрузки дизельных электростанций (ЭТК-1) за период с января по декабрь 2019 года, который показал, что месячные коэффициенты загрузки находятся в интервале от 0,13 до 0,6; годовой средневзвешенный коэффициент загрузки по отдельным генераторам: ДЭС-1 – 0,51; ДЭС-2 – 0,38; ДЭС-3 – 0,39, что говорит об избыточной установленной мощности ДЭС, и, как следствие, о ненормированном перерасходе дизельного топлива на единицу выпускаемой продукции.

5. Была предложена система автономного электроснабжения с объединением ДЭС в единый центр генерации с каскадной (кольцевой) схемой включения (ЭТК-2) (рис.8). Определены граничные значения потребляемой мощности, при достижении которых подключается либо отключается очередной дизель-генератор (табл.11). Рассчитаны месячные и годовые средневзвешенные коэффициенты загрузки для ЭТК-2, которые

показали увеличение годовых средневзвешенных коэффициентов загрузки (ДЭС-1 – 13,56 %, ДЭС-2 – 35,59 %, ДЭС-3 – 23,53 %) по сравнению с ЭТК-1.

6. Проведено сравнение годового расхода топлива ДЭС по месячным коэффициентам загрузки (табл.14), которое показало уменьшение годового потребления топлива с ЭТК-2 на 9,265 % по сравнению с ЭТК-1.

7. Данные, полученные в ходе этого анализа, требуют дальнейшего исследования и изучения, с последующей разработкой комплекса мероприятий по повышению энергоэффективности ЭТК ГП-1.

Литература

1. Меньшов Б.Г., Суд И.И. Электротехнические установки и комплексы в нефтегазовой промышленности. М.: Недра, 1984. 416 с.
2. Меньшов Б.Г., Ершов М.С., Яризов А.Д. Электрификация предприятий нефтяной и газовой промышленности. М.: Недра, 2000. 72с.
3. Шклярский Я.Э., Замятина Е.Н., Замятин Е.О. Оценка энергетической эффективности электротехнического комплекса. Известия Тульского государственного университета. Технические науки. 2020. № 3. С. 339-347.
4. Ершов М.С., Конкин Р.Н. Определение параметров источников питания электротехнических комплексов с электродвигательной нагрузкой. В сборнике: Культура, наука, образование: проблемы и перспективы. Материалы VI международной научно-практической конференции. 2017. С. 130-133.
5. Козярук А.Е. Энергоэффективные электротехнические комплексы горнодобывающих и транспортных машин. Записки Горного института. 2016. Т. 218. С. 261-269.
6. Ortega A., Milano F. Generalized model of vsc-based energy storage systems for transient stability analysis // IEEE Transactions on Power Systems. 2016. V. 31, no. 5. pp. 3369–3380.
7. Jain A., Biyik E., Chakraborty A. A model predictive control design for selective modal damping in power systems in Proc. of American Control Conference, 2015, pp. 4314–4319.
8. Xiaodong Liang. Innovative design and feasibility study for a subsea electrical submersible pump system. 2016 IEEE/IAS 52nd Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference (I&CPS). Conference Paper. Publisher: IEEE. Date of Conference: 1-5 May 2016.
9. Hussain A. Hussain, Bahareh Anvari, Hamid A. Toliyat. A control method for linear permanent magnet electric submersible pumps in a modified integrated drive-motor system. 2017 IEEE International Electric Machines and Drives Conference (IEMDC). Conference Paper. Publisher: IEEE. Date of Conference: 21-24 May 2017.
10. Lucio Steckling, Marcelo Lobo Heldwein. Model-Based Synchronous Optimal Modulation for Three-Level Inverters Applied to Electrical Submersible Pumps Systems. PCIM Europe 2019; International Exhibition and Conference for Power Electronics, Intelligent Motion, Renewable Energy and Energy Management. Publisher: VDE. Date of Conference: 7-9 May 2019.
11. Xiaodong Liang, Ahmad El-Kadri. Factors Affecting Electrical Submersible Pump Systems Operation. 2018 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC). Conference Paper. Publisher: IEEE. 10-11 Oct. 2018.
12. Xiaodong Liang, Omid Ghoreishi, Wilsun Xu. Downhole Tool Design for Conditional Monitoring of Electrical Submersible Motors in Oil Field Facilities // IEEE Transactions on Industry Applications. 2017. V. 53. N 3. pp. 3164-3174.
13. Jorge Andrés Prada Mejía, Luis Angel Silva, Julián Andrés Peña Flórez. Control Strategy for Oil Production Wells with Electrical Submersible Pumping Based on the Nonlinear Model-Based Predictive Control Technique // 2018 IEEE ANDESCON. Conference Paper. Publisher: IEEE. Date of Conference: 22-24 Aug. 2018
14. Ramli, M. A. M, Hiendro A., Twaha S. Economic analysis of PV/diesel hybrid system with flywheel energy storage // Renew. Energy. 2015. V. 78. pp. 398-405.
15. Ершов М.С., Жалилов Р.Б. Моделирование надежности систем электроснабжения с автономными источниками питания. В сборнике: Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики в 2-х книгах. 2019. С. 353-361.
16. Савенко А.Е., Савенко С.Е. Работа многогенераторного автономного электротехнического комплекса. Материалы 3 Международной научно-практической

конференции «Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли». Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт. 2018. С. 465-469.

17. Gorodnov A.G., Kornilov V.Yu., Abdulhy Al-Ali M.A. The methodology for design of autonomous power supply system of oil producing company optimized on length and number of generation centers // *Power engineering: research, equipment, technology*. 2020. V. 22. N1. pp. 69-76.

18. Abdulhy Al-Ali M.A., Kornilov V.Yu., Gorodnov A.G. Optimized the performance of electrical equipment in gas separation stations (Degassing station ds) and electrical submersible pumps of oil equipment for oil Rumaila field // *Power engineering: research, equipment, technology*. 2019. V.21. N (1-2). pp. 141-145.

19. Abdulhy Al-Ali M.A., Kornilov V.Y., Gorodnov A.G. Optimal operation of electrical power generators for wells operated by artificial lifting at Rumaila field. // *Proceedings of the higher educational institutions. ENERGY SECTOR PROBLEMS*. 2018. V.20. N (11-12). pp. 127-132.

20. Мваку У.М., Корнилов В.Ю. Электротехнические комплексы технологических комплексов основного оборудования эксплуатации скважин // *Вестник Казанского государственного энергетического университета*. 2013. № 1 (16). С. 34-46.

21. Городнов А.Г. Оценка энергоэффективности электротехнического комплекса нефтедобывающего предприятия с автономной системой электроснабжения // *Инновационная наука в глобализующемся мире*. 2020. № 1 (7). С. 30-31.

22. Радкевич В. Н. Проектирование систем электроснабжения / В. Н. Радкевич. Минск: НПООО «Пион», 2001. 292 с.

23. Кабышев А.В. Электроснабжение объектов. Ч.1. Расчет электрических нагрузок, нагрев проводников и электрооборудования. Томск: изд-во Томского политехнического университета, 2007. 185с.

24. Справочные данные по расчетным коэффициентам электрических нагрузок. М.: ВНИПИ «Тяжпромэлектропроект», 1990. 114 с.

25. Городнов А.Г. Модель электротехнического комплекса с автономной системой электроснабжения механизированной добычи нефти. В сборнике: технологическое развитие: тенденции, проблемы и перспективы. Сборник статей по итогам Международной научно-практической конференции. 2020. С. 8-10.

26. Лукутин Б.В., Шандарова Е.Б. Способы снижения расхода топлива дизельных электростанций. В сборнике: Природные ресурсы и экология Дальневосточного региона. Материалы Международного научно-практического форума. 2013. С. 393-397.

27. Гринкруг М.С. Выбор типов дизель-генераторов на дизельных электростанциях из условий минимального годового расхода топлива // *Теплоэнергетика*. 2009. № 11. С. 18-21.

28. Гиршин С.С., Горюнов В.Н., Шепелев А.О. Оптимальное управление конденсаторными батареями в распределительных сетях. В сборнике: ученые Омска - региону. Материалы II Региональной научно-технической конференции. 2017. С. 75-79.

29. Мваку У.М., Корнилов В.Ю. Повышение эффективности работы электротехнического комплекса нефтегазодобывающего предприятия // *Энергетика Татарстана*. 2013. № 2 (30). С. 46-50.

30. Мваку У.М., Корнилов В.Ю. Снижение потерь и потребления электрической энергии в электротехнических комплексах нефтегазодобывающего предприятия // *Вестник Казанского государственного энергетического университета*. 2013. № 2 (17). С. 7-17.

31. Мваку У.М., Корнилов В.Ю. Оптимизация режимов работы электротехнического комплекса основного оборудования нефтегазоперерабатывающего предприятия в процессе подготовки нефти. // *Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ*. 2013. № 1-2. С. 115.

32. Dixon J., Moran L., Rodrigues J., Domke R. Reactive power compensation technologies: state-of-the-art review // *Proc. of the IEEE*. 2005. V. 93, N12. pp. 2144-2164.

33. Badrzadeh D., Smith K., Wilson R. Designing passive harmonic filters for an aluminum smelting plant // *IEEE trans. on industry applications*. 2011. V. 47, N2. pp. 973- 983.

34. Городнов А.Г. Согласование энергетических параметров элементов электротехнического комплекса нефтедобывающего предприятия. В сборнике: фундаментальные и прикладные аспекты развития современной науки. Сборник статей по материалам II Международной научно-практической конференции. Уфа, 2020. С. 47-50.

35. Савенко А.Е., Савенко П.С. Исследование и оптимизация работы генераторных агрегатов автономного электротехнического комплекса. В сборнике: Состояние и перспективы развития электро- и теплотехнологии (19 Бенардосовские чтения). Материалы

Международной научно-технической конференции, посвященной 175-летию со дня рождения Н.Н. Бенардоса. 2017. С. 9-12.

36. Городнов А.Г. Имитационная модель для определения оптимальных энергетических параметров элементов электротехнического комплекса нефтедобывающего предприятия. В сборнике: актуальные вопросы современной науки и практики. Сборник статей по материалам 2 Международной научно-практической конференции. Уфа, 2020. С. 44-48.

37. Савенко А.Е. Использование автономных электротехнических комплексов в нефтегазовой отрасли. В сборнике: Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли. Материалы Международной научно-практической конференции, посвященной 60-летию высшего нефтегазового образования в Республике Татарстан. Альметьевский государственный нефтяной институт. 2016. С. 218-221.

Авторы публикации

Масков Линар Рамильевич – аспирант, Казанский государственный энергетический университет.

Корнилов Владимир Юрьевич – д-р техн. наук, профессор кафедры «Приборостроение и мехатроника», Казанский государственный энергетический университет.

References

1. Men'shov BG, Sud II. Elektrotekhnicheskie ustanovki i komplekсы v neftegazovoi promyshlennosti. Moscow: Nedra; 1984.

2. Men'shov BG, Ershov MS, Yarizov AD. Elektrifikatsiya predpriyatii neftyanoi i gazovoi promyshlennosti. Moscow: Nedra; 2000.

3. Shklyarskii YaE, Zamyatina EN, Zamyatin EO. Otsenka energeticheskoi effektivnosti elektrotekhnicheskogo kompleksa. *Izvestiya Tul'skogo gosudarstvennogo universiteta. Tekhnicheskie nauki*. 2020; 3: 339-347.

4. Ershov MS, Konkin RN. Opredelenie parametrov istochnikov pitaniya elektrotekhnicheskikh komplekсов s elektrodvigatel'noi nagruzkoi. V sbornike: *Kul'tura, nauka, obrazovanie: problemy i perspektivy. Materialy VI mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii*. 2017. pp. 130-133.

5. Kozyaruk AE. Energoeffektivnye elektrotekhnicheskie komplekсы gornodobyvayushchikh i transportnykh mashin. *Zapiski Gornogo instituta*. 2016; 218:261-269.

6. Ortega A, Milano F. Generalized model of vsc-based energy storage systems for transient stability analysis. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2016; 31(5): 3369–3380.

7. Jain A, Biyik E, Chakraborty A. A model predictive control design for selective modal damping in power systems. In *Proc. of American Control Conference*, 2015, pp. 4314–4319.

8. Xiaodong Liang. *Innovative design and feasibility study for a subsea electrical submersible pump system*. 2016 IEEE/IAS 52nd Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference (I&CPS). Conference Paper. Publisher: IEEE. Date of Conference: 1-5 May 2016. DOI: 10.1109/ICPS.2016.7490232.

9. Hussain A. Hussain, Bahareh Anvari, Hamid A. Toliyat. A control method for linear permanent magnet electric submersible pumps in a modified integrated drive-motor system. 2017 IEEE International Electric Machines and Drives Conference (IEMDC). Conference Paper. Publisher: IEEE. Date of Conference: 21-24 May 2017. doi: 10.1109/IEMDC.2017.8002315.

10. Lucio Steckling, Marcelo Lobo Heldwein. *Model-Based Synchronous Optimal Modulation for Three-Level Inverters Applied to Electrical Submersible Pumps Systems*. PCIM Europe 2019; International Exhibition and Conference for Power Electronics, Intelligent Motion, Renewable Energy and Energy Management. Publisher: VDE. Date of Conference: 7-9 May 2019.

11. Xiaodong Liang, Ahmad El-Kadri. *Factors Affecting Electrical Submersible Pump Systems Operation*. 2018 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC). Conference Paper. Publisher: IEEE. Date of Conference: 10-11 Oct. 2018. doi: 10.1109/EPEC.2018.8598331.

12. Xiaodong Liang, Omid Ghoreishi, Wilsun Xu. *Downhole Tool Design for Conditional Monitoring of Electrical Submersible Motors in Oil Field Facilities*. *IEEE Transactions on Industry Applications*. 2017; 53 (3): 3164-3174.

13. Jorge Andrés Prada Mejía, Luis Angel Silva, Julián Andrés Peña Flórez. *Control Strategy for Oil Production Wells with Electrical Submersible Pumping Based on the Nonlinear Model-Based Predictive Control Technique* // 2018 IEEE ANDESCON. Conference Paper. Publisher: IEEE. Date of Conference: 22-24 Aug. 2018. doi: 10.1109/ANDESCON.2018.8564581.
14. Ramli M.A.M, Hiendro A, Twaha S. Economic analysis of PV/diesel hybrid system with flywheel energy storage. *Renew. Energy*. 2015; 78:398-405.
15. Ershov MS, Zhalilov RB. Modelirovanie nadezhnosti sistem elektrosnabzheniya s avtonomnymi istochnikami pitaniya. V sbornike: *Metodicheskie voprosy issledovaniya nadezhnosti bol'shikh sistem energetiki v 2-kh knigakh*. 2019. pp. 353-361.
16. Savenko AE, Savenko SE. Rabota mnogogeneratornogo avtonomnogo elektrotekhnicheskogo kompleksa. *Materialy III Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii «Dostizheniya, problemy i perspektivy razvitiya neftegazovoi otrasli»*. Al'met'evsk: Al'met'evskii gosudarstvennyi neftyanoi instituta. 2018. pp. 465-469.
17. Gorodnov AG, Kornilov VYu, Abdulhy Al-Ali MA. The methodology for design of autonomous power supply system of oil producing company optimized on length and number of generation centers. *Power engineering: research, equipment, technology*. 2020. 22 (1): 69-76.
18. Abdulhy Al-Ali MA, Kornilov VYu, Gorodnov AG. Optimized the performance of electrical equipment in gas separation stations (Degassing station ds) and electrical submersible pumps of oil equipment for oil Rumaila field. *Power engineering: research, equipment, technology*. 2019. 21. (1-2): 141-145.
19. Abdulhy Al-Ali MA, Kornilov VY, Gorodnov AG. Optimal operation of electrical power generators for wells operated by artificial lifting at Rumaila field. *Proceedings of the higher educational institutions. ENERGY SECTOR PROBLEMS*. 2018; 20(11-12):127-132.
20. Mvaku UM, Kornilov VYu. Elektrotekhnicheskie komplekсы tekhnologicheskikh kompleksov osnovnogo oborudovaniya ekspluatatsii skvazhin. *Vestnik Kazanskogo gosudarstvennogo energeticheskogo universiteta*. 2013. 16 (1):34-46.
21. Gorodnov AG. Otsenka energoeffektivnosti elektrotekhnicheskogo kompleksa neftedobyvayushchego predpriyatiya s avtonomnoi sistemoi elektrosnabzheniya. *Innovatsionnaya nauka v globalizuyushchemsya mire*. 2020. 7 (1):30-31.
22. Radkevich, VN. Proektirovanie sistem elektrosnabzheniya. Minsk: NPOOO «Pion»; 2001.
23. Kabyshev AV. Elektrosnabzhenie ob'ektov. Raschet elektricheskikh nagruzok, nagrev provodnikov i elektrooborudovaniya. Tomsk: izd-vo Tomskogo politekhnicheskogo universiteta, 2007.(Ch.1): 185.
24. Spravochnye dannye po raschetnym koeffitsientam elektricheskikh nagruzok. Moscow: VNIPI Tyazhpromelektroproekt; 1990.
25. Gorodnov AG. Model' elektrotekhnicheskogo kompleksa s avtonomnoi sistemoi elektrosnabzheniya mekhanizirovannoi dobychi nefti. V sbornike: *tekhnologicheskoe razvitiye: tendentsii, problemy i perspektivy. Sbornik statei po itogam Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii*. 2020. pp. 8-10.
26. Lukutin BV, Shandarova EB. Sposoby snizheniya raskhoda topliva dizel'nykh elektrostantsii. V sbornike: *Prirodnye resursy i ekologiya Dal'nevostochnogo regiona. Materialy Mezhdunarodnogo nauchno-prakticheskogo foruma*. 2013. pp. 393-397.
27. Grinkrug MS. Vybory tipov dizel'-generatorov na dizel'nykh elektrostantsiyakh iz uslovii minimal'nogo godovogo raskhoda topliva. *Teploenergetika*. 2009. 11 (1): 18-21.
28. Girshin SS, Goryunov VN, Shepelev AO. Optimal'noe upravlenie kondensatornymi batareyami v raspredelitel'nykh setyakh. V sbornike: *uchenye Omska - regionu. Materialy II Regional'noi nauchno-tekhnicheskoi konferentsii*. 2017. pp. 75-79.
29. Mvaku UM, Kornilov VYu. Povyshenie effektivnosti raboty elektrotekhnicheskogo kompleksa neftegazodobyvayushchego predpriyatiya. *Energetika Tatarstana*. 2013;30 (2): 46-50.
30. Mvaku UM, Kornilov VYu. Snizhenie poter' i potrebleniya elektricheskoi energii v elektrotekhnicheskikh kompleksakh neftegazodobyvayushchego predpriyatiya. *Vestnik Kazanskogo gosudarstvennogo energeticheskogo universiteta*. 2013;17 (2):7-17.
31. Mvaku UM, Kornilov VYu. Optimizatsiya rezhimov raboty elektrotekhnicheskogo kompleksa osnovnogo oborudovaniya neftegazopererabatyvayushchego predpriyatiya v protsesse podgotovki nefti. *Proceedings of the higher educational institutions. ENERGY SECTOR PROBLEMS*. 2013.(1-2): 115.
32. Dixon J, Moran L, Rodrigues J, et al. Reactive power compensation technologies: state-of-the-art review. *Proc. of the IEEE*. 2005; 93 (12): 2144-2164.

33. Badrzadeh D, Smith K, Wilson R. Designing passive harmonic filters for an aluminum smelting plant. *IEEE trans. on industry applications*. 2011; 47 (2): 973- 983.

34. Gorodnov AG. Soglasovanie energeticheskikh parametrov elementov elektrotekhnicheskogo kompleksa neftedobyvayushchego predpriyatiya. V sbornike: *fundamental'nye i prikladnye aspekty razvitiya sovremennoi nauki. Sbornik statei po materialam II Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii. Ufa*. 2020. pp. 47-50.

35. Savenko AE, Savenko PS. Issledovanie i optimizatsiya raboty generatornykh agregatov avtonomnogo elektrotekhnicheskogo kompleksa. V sbornike: *Sostoyanie i perspektivy razvitiya elektro- i teplotekhnologii (XIX Benardosovskie chteniya). Materialy Mezhdunarodnoi nauchno-tekhnicheskoi konferentsii, posvyashchennoi 175-letiyu so dnya rozhdeniya N.N. Benardosa*. 2017. pp. 9-12.

36. Gorodnov AG. Imitatsionnaya model' dlya opredeleniya optimal'nykh energeticheskikh parametrov elementov elektrotekhnicheskogo kompleksa neftedobyvayushchego predpriyatiya. V sbornike: *aktual'nye voprosy sovremennoi nauki i praktiki. Sbornik statei po materialam II Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii. Ufa*. 2020. pp. 44-48.

37. Savenko AE. Ispol'zovanie avtonomnykh elektrotekhnicheskikh kompleksov v neftegazovoi otrasli. V sbornike: *Dostizheniya, problemy i perspektivy razvitiya neftegazovoi otrasli. Materialy Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii, posvyashchennoi 60-letiyu vysshego neftegazovogo obrazovaniya v Respublike Tatarstan. Al'met'evskii gosudarstvennyi neftyanoi institut*. 2016. pp. 218-221.

Authors of the publication

Linar R. Maskov – Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia.

Vladimir Y. Kornilov – Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia.

Получено 29.09.2021 г.

Отредактировано 01.10.2021 г.

Принято 06.10.2021 г.