

## Реконструкция системы электроснабжения на основе альтернативного источника энергии

Людмила Борисовна Половникова

Тобольский индустриальный институт, Тобольск, Россия  
Контакт для переписки: ludmila-polov@mail.ru✉

**Аннотация.** В статье представлено решение реконструкции нефтеперерабатывающего завода с использованием газопоршневых электростанций. Нефтеперерабатывающий завод является структурным подразделением «Когалымнефтегаз». Работа завода предназначена для выработки качественных нефтепродуктов для технологического транспорта подразделений ООО «Лукойл — Западная Сибирь» в Когалыме, Лангепасе, Покачи. Кроме этого, продукция завода востребована и на других предприятиях Ханты-Мансийского региона. В ходе исследования была поставлена цель предложить альтернативный источник энергии для безаварийной работы нефтеперерабатывающего завода, по обеспечению надежности объектов относящегося к первой категории. На основе проведенного анализа существующей системы электроснабжения завода было установлено, что электроприемники установки ЭЛОУ-АВТ-Битумной обеспечиваются от двух источников электроснабжения сети «Тюменьэнерго», что не гарантирует бесперебойность и безаварийность работы завода. Электроснабжение НПЗ предусматривается напряжением 6 кВ от ПС № 7 35/6 кВ. ПС № 7 запитана от ПС «Дружная» 110/35/10 кВ со стороны среднего напряжения по двум силовым фидерам «Дружная-1» и «Дружная-3». В исследовании проведен расчет нагрузок, токов короткого замыкания, выбрано необходимое силовое оборудование и предложен способ перевода НПЗ на энергоснабжение от стационарной электростанции, эксплуатируемой на утилизируемом от производственного процесса углеводородном газе. Предлагаемое решение позволяет исключить возникновение аварийных ситуаций на НПЗ из-за перебоев в электроснабжении, уменьшить затраты на приобретение электроэнергии и тем самым снизить себестоимость товарных нефтепродуктов, увеличить процент утилизации углеводородного газа за счет снижения количества сжигаемого на факеле газа.

**Ключевые слова:** электроснабжение, силовое оборудование, исследование электропотребления, токи короткого замыкания, реконструкция системы электроснабжения

**Цитирование:** Половникова Л. Б. 2023. Реконструкция системы электроснабжения на основе альтернативного источника энергии // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. Том 9. № 1 (33). С. 39–59. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2023-9-1-39-59>

Поступила 18.01.2023; одобрена 20.03.2023; принята 31.03.2023

## Reconstruction of the power supply system based on an alternative energy source

Lyudmila B. Polovnikova

Tobolsk Industrial Institute, Tobolsk, Russia  
Corresponding author: ludmila-polov@mail.ru ✉

**Abstract.** The article presents a solution for the reconstruction of an oil refinery using gas piston power plants. The oil refinery is a structural subdivision of Kogalymneftegaz. The work of the plant is intended for the production of high-quality petroleum products for technological transport of the divisions of Lukoil — Western Siberia LLC in Kogalym, Langepas, Pokachi; in addition, the plant's products are in demand at other enterprises of the Khanty-Mansiysk region. In the course of the study, the goal was to offer an alternative source of energy for the trouble-free operation of an oil refinery, to ensure the reliability of objects belonging to the first category. Based on the analysis of the existing power supply system of the plant, it was found that the power receivers of the ELOU-AVT-Bitumen plant are provided from two sources of power supply from the Tyumenenergo network, which does not guarantee uninterrupted and trouble-free operation of the plant. The power supply of the refinery is provided with a voltage of 6 kV from Substation No. 7 35/6 kV. Substation No. 7 is powered by 110/35/10 kV Substation Druzhnaya from the medium voltage side via two power feeders Druzhnaya-1 and Druzhnaya-3. In the study, the calculation of loads, short circuit currents was carried out, the necessary power equipment was selected, and a method was proposed for transferring the refinery to power supply from a stationary power plant operated on hydrocarbon gas utilized from the production process. The proposed solution allows: to eliminate the occurrence of emergencies at the refinery due to a power outage; reduce the cost of purchasing electricity and thereby reduce the cost of commercial petroleum products; increase the percentage of hydrocarbon gas utilization by reducing the amount of gas flared.

**Keywords:** power supply, power equipment, study of power consumption, short-circuit currents, reconstruction of the power supply system

**Citation:** Polovnikova, L. B. (2023). Reconstruction of the power supply system based on an alternative energy source. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 9(1), 39–59. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2023-9-1-39-59>

Received January 18, 2023; Reviewed March 20, 2023; Accepted March 31, 2023

## Введение

Нефтеперерабатывающий завод (НПЗ) является функциональным звеном в цепочке производственной деятельности нефтегазодобывающего предприятия «Когалымнефтегаз». Завод по переработке нефти относится к объектам первой категории надежности, поэтому необходимо иметь безопасное энергоснабжение [Новокрещенова, Шарендо, 2019]. Источником такой электроэнергии может являться электростанция, работающая на утилизируемом в результате производственного процесса углеводородном газе. Ее введение позволит гарантировать бесперебойность энергоснабжения, уменьшить затраты на электроэнергию и снизить себестоимость нефтепродуктов, а также обеспечить экологичность: процент утилизации углеводородного газа повысится за счет снижения сжигания газа.

Цель исследования — обосновать и разработать систему энергоснабжения на основе утилизируемого в ходе производственного процесса углеводородного газа.

## Методы

Значимость и актуальность проблемы системы энергоснабжения нефтеперерабатывающего предприятия послужили для определения темы данного исследования. В ходе решения проблемы перевода электроснабжения НПЗ, работающего на месторождении Дружное (ООО «Лукойл-Энергосети»), на работу от газопоршневой электростанции (ГПЭС) нами были использованы теоретические (системный анализ и синтез, моделирование, математико-статистические подходы) и эмпирические (обработка данных) методы исследования.

Безопасное энергоснабжение [Новокрещенова, Шарендо, 2019] — гарант качественной бесперебойной и безаварийной работы предприятия. Генеральный план площадки НПЗ, представленный на рис. 1, разработан исходя из условий наиболее рационального использования участка, с учетом технологического процесса и производственной взаимосвязи зданий и сооружений. Территория НПЗ разделена на зоны:

- участок установки переработки товарной нефти;
- участок электрообессоливающей установки атмосферно-вакуумной трубчатки;
- участок комбинированной установки гидроочистки широкой фракции и каталитического риформинга;
- товарный парк;
- участки под объекты общезаводского хозяйства;
- факельное хозяйство.

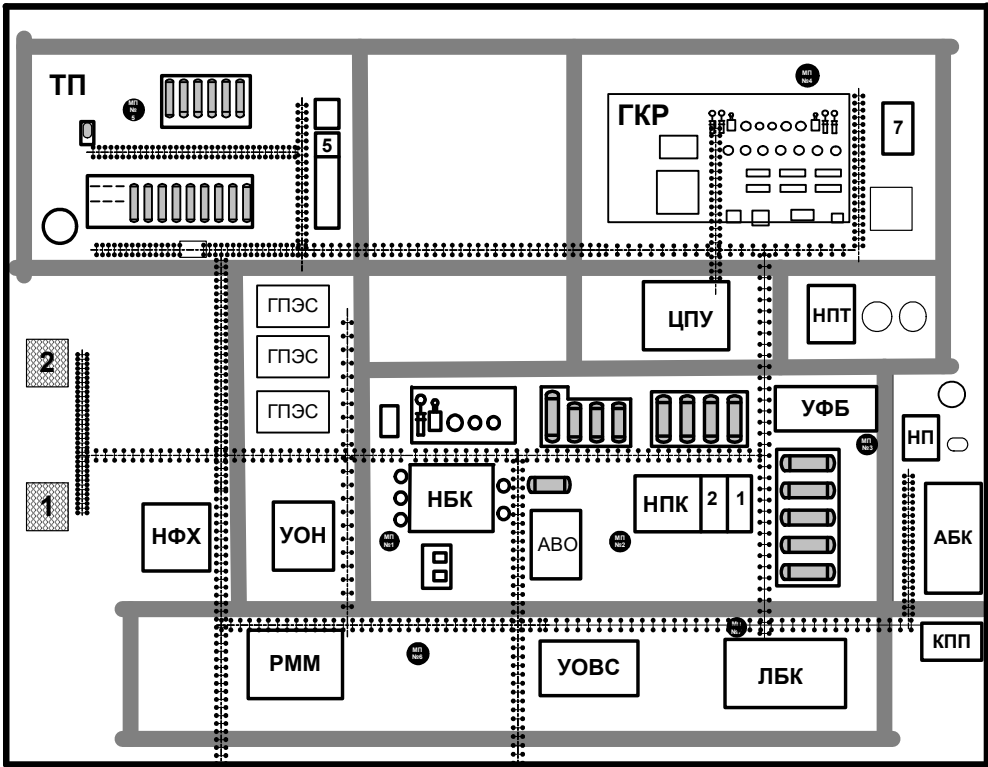


Рис. 1. Схема генерального плана НПЗ

**Условные обозначения:** 1, 2, 5, 7 — КТП — комплектная трансформаторная подстанция; АБК — административно-бытовой корпус; ГКР — комбинированная установка гидрокрекинга и риформинга (II очередь НПЗ); КПП — контрольно-пропускной пункт; ЛБК — лабораторно-бытовой корпус; НБК — насосная блока колонн; НП — насосная пенотушения; НПК — насосная производственного корпуса; НПТ — насосная пожаротушения; НФХ — наземное факельное хозяйство; РММ — ремонтно-механическая мастерская; ТП — товарный парк; УОВС — узел оборотного водоснабжения; УОН — узел охлаждения насосов; УФБ — узел фасовки битума; ЦПУ — центральный пункт управления.

☒ — факелы, ● — прожекторные мачты.

Fig. 1. The scheme of the general plan of the oil refinery

**Conventions:** 1, 2, 5, 7 — КТП — complete transformer substation; АБК — administrative and amenity building; ГКР — combined hydrocracking and reforming unit (second stage of the oil refinery); КПП — checkpoint; ЛБК — laboratory and amenity building; НБК — pumping unit of columns; НП — foam pumping station; НПК — pump room of the production building; НПТ — fire extinguishing pumping station; НФХ — ground flare; РММ — mechanical repair shop; ТП — commodity park; УОВС — recycling water supply unit; УОН — pump cooling unit; УФБ — bitumen packing unit; ЦПУ — central control point.

☒ — torches, ● — searchlight masts.

На НПЗ поступает товарная нефть, прошедшая предварительную подготовку на центральном пункте сбора месторождения Дружное. Технологическая схема НПЗ представлена компонентами:

- установка ЭЛОУ-АВТ-Битумная (электрообессоливающая установка — атмосферно-вакуумная трубчатка);
- УПТН-2 (установка переработки товарной нефти);
- установка ГКР-126/33 (установка гидрокрекинга и риформинга).

Кроме того, проектом предусмотрена взаимосвязь основных установок с общезаводским хозяйством по сырью, промежуточной продукцией и товарной.

В результате проведения анализа электроснабжения нефтеперерабатывающего завода [Русина, Филиппова, 2022; Сивков и др., 2022] установлено, что оно обеспечено напряжением 6 кВ от электрической подстанции ПС № 7 с рабочим напряжением 35/6 кВ.

В свою очередь, подстанция № 7 запитана от системы питания постоянного тока «Дружная» (110/35/10 кВ) со стороны среднего напряжения по двум силовым фидерам: «Дружная-1» и «Дружная-3». Для распределения электроэнергии на напряжении 380/220 В на установках предприятия предусмотрено четыре комплектных трансформаторных подстанции: № 1 и № 5 (1 000 кВА), № 2 и № 7 (1 600 кВА). Трансформаторы запитаны через масляные выключатели (6 кВ) кабельными линиями от закрытого распределительного устройства (6 кВ). Электроснабжение осуществляется от трансформаторов собственных нужд ТСН-1 и ТСН-2 (63 кВА), установленных на каждой секции шин. Секции шин в аварийных режимах разделяются секционным масляным выключателем. Электроприемники установки ЭЛОУ-АВТ-Битумной нефтеперерабатывающего завода имеют два источника электроснабжения [Кудрин, 2011]. Для безаварийной и надежной работы необходимо предусмотреть третий независимый источник питания.

После изучения организационной структуры и технологии производства нефтепродуктов нефтеперерабатывающего завода проведен расчет электрических нагрузок потребителей [Кудряшов, Кудряшова, 2016], расчет токов короткого замыкания (КЗ) и осуществлена подборка оборудования [Немировский и др., 2020].

Для расчета электрических нагрузок потребителей воспользовались графиком нагрузки и коэффициентом мощности нефтедобывающей промышленности. Коэффициент мощности  $\cos \varphi = 0,9$ . Максимальная активная мощность в зимний период:

$$P_{\max 1} = 2\,836 \text{ МВт}, S_{\max 1} = \frac{P_{\max 1}}{\cos \varphi}, S_{\max 1} = \frac{2\,836}{0,9} = 3\,151,1 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (1)$$

Максимальная реактивная мощность в зимний период:

$$Q_{\max 1} = \sqrt{S_{\max 1}^2 - P_{\max 1}^2}, Q_{1\max} = \sqrt{3\,151,1^2 - 2\,836^2} = 1\,373,5 \text{ МВар}. \quad (2)$$

Оборудование и трансформаторы подстанции выбираются по средней нагрузке в наиболее загруженную смену.  $P_i$  и  $Q_i$  (%) вычисляются из графиков активной и реактивной нагрузки нефтедобывающего предприятия (таблица 1 и 2).

**Таблица 1.** Суточный график нагрузок НПЗ в зимний период  
**Table 1.** Daily load schedule for the oil refinery in winter

<b>Интервал времени <math>\Delta t</math>, ч</b>	<b><math>P_i</math>, %</b>	<b><math>P_i</math>, МВт</b>	<b><math>Q_i</math>, %</b>	<b><math>Q_i</math>, МВар</b>	<b><math>S_i</math>, МВ·А</b>
0–1	0,80	2 268,80	0,75	1 029,75	2 491,553
1–2	0,82	2 325,52	0,71	974,83	2 521,574
2–3	0,85	2 410,60	0,86	1 180,78	2 684,257
3–4	0,81	2 297,16	0,76	1 043,48	2 523,053
4–5	0,85	2 410,60	0,78	1 070,94	2 637,784
5–6	0,78	2 212,08	0,72	988,56	2 422,922
6–7	0,82	2 325,52	0,75	1 029,75	2 543,311
7–8	0,91	2 580,76	0,82	1 125,86	2 815,650
8–9	1,00	2 836,00	0,98	1 345,54	3 139,008
9–10	0,97	2 750,92	0,96	1 318,08	3 050,393
10–11	0,97	2 750,92	1,00	1 373,00	3 074,523
11–12	0,90	2 552,40	0,88	1 208,24	2 823,932
12–13	0,94	2 665,84	0,94	1 290,62	2 961,824
13–14	0,94	2 665,84	0,95	1 304,35	2 967,833
14–15	0,89	2 524,04	0,95	1 304,35	2 841,145
15–16	0,89	2 524,04	0,88	1 208,24	2 798,325
16–17	0,94	2 665,84	0,92	1 263,16	2 949,962
17–18	0,94	2 665,84	0,89	1 221,97	2 932,561
18–19	0,91	2 580,76	0,85	1 167,05	2 832,371
19–20	0,91	2 580,76	0,86	1 180,78	2 838,056
20–21	0,94	2 665,84	0,88	1 208,24	2 926,866
21–22	0,88	2 495,68	0,87	1 194,51	2 766,816
22–23	0,82	2 325,52	0,84	1 153,32	2 595,802
23–24	0,79	2 240,44	0,79	1 084,67	2 489,193

**Таблица 2.** Суточный график нагрузок НПЗ в летний период**Table 2.** Daily load schedule of the oil refinery in summer

Интервал времени $\Delta t$ , ч	$P_{\text{п}}$ , %	$P_{\text{п}}$ , МВт	$Q_{\text{п}}$ , %	$Q_{\text{п}}$ , МВАр	$S_{\text{п}}$ , МВ·А
0–1	0,80	924,720	0,75	419,8125	1 015,5540
1–2	0,82	947,838	0,71	397,4225	1 027,7850
2–3	0,85	982,515	0,86	481,3850	1 094,1060
3–4	0,81	936,279	0,76	425,4100	1 028,3930
4–5	0,85	982,515	0,78	436,6050	1 075,1560
5–6	0,78	901,602	0,72	403,0200	987,5785
6–7	0,82	947,838	0,75	419,8125	1 036,6480
7–8	0,91	1 051,869	0,82	458,9950	1 147,6520
8–9	1,00	1 155,900	0,98	548,5550	1 279,4600
9–10	0,97	1 121,223	0,96	537,3600	1 243,3410
10–11	0,97	1 121,223	1,00	559,7500	1 253,1800
11–12	0,90	1 040,310	0,88	492,5800	1 151,0340
12–13	0,94	1 086,546	0,94	526,1650	1 207,2410
13–14	0,94	1 086,546	0,95	531,7625	1 209,6920
14–15	0,89	1 028,751	0,95	531,7625	1 158,0590
15–16	0,89	1 028,751	0,88	492,5800	1 140,5980
16–17	0,94	1 086,546	0,92	514,9700	1 202,4040
17–18	0,94	1 086,546	0,89	498,1775	1 195,3090
18–19	0,91	1 051,869	0,85	475,7875	1 154,4710
19–20	0,91	1 051,869	0,86	481,3850	1 156,7890
20–21	0,94	1 086,546	0,88	492,5800	1 192,9870
21–22	0,88	1 017,192	0,87	486,9825	1 127,7550
22–23	0,82	947,838	0,84	470,1900	1 058,0530
23–24	0,79	913,161	0,79	442,2025	1 014,5970

$$P_i = \frac{P_{i\max} \cdot P_i(\%)}{100} \text{ МВт}, \quad (3)$$

$$Q_i = \frac{Q_{i\max} \cdot Q_i(\%)}{100} \text{ МВар}, \quad (4)$$

$$S_i = \sqrt{P_i^2 + Q_i^2} \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (5)$$

Максимальная активная мощность в летний период:

$$P_{\max 2} = 1\,155,9 \text{ МВт}, S_{\max 2} = \frac{P_{\max 2}}{\cos \varphi}, S_{\max 2} = \frac{1\,155,9}{0,9} = 1\,284,3 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (6)$$

Максимальная реактивная мощность в летний период:

$$Q_{\max 2} = \sqrt{S_{\max 2}^2 - P_{\max 2}^2}, Q_{2\max} = \sqrt{1\,284,3^2 - 1\,155,9^2} = 559,7 \text{ МВар}. \quad (7)$$

Полная средняя мощность:

$$S_{\text{ср}} = \frac{\sum_0^{24} S_i \cdot \Delta t_i}{24}. \quad (8)$$

Полная средняя мощность в зимний период:

$$S_{\text{ср1}} = 2\,776,2 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Полная средняя мощность в летний период:

$$S_{\text{ср2}} = 1\,131,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Число часов использования максимума:

$$T_{i\max} = \frac{\sum_0^{24} P \cdot \Delta t_i}{P_{i\max}} \cdot 365, T_{\max} = 7\,337,3 \text{ ч}. \quad (9)$$

Для расчета числа часов использования максимума за  $P_{i\max}$  для подстанции принимается максимальное значение  $P_i$ .

Для расчета токов КЗ составляется расчетная схема на основе схемы системы электроснабжения, представленной на рис. 2.

На схеме замещения рис. 3 показана точка короткого замыкания К-1. Расчет тока короткого замыкания в этой точке позволит проверить выбранные выключатели вводных ячеек, секционный выключатель и выключатели отходящих фидеров. Схема замещения представляет собой электрическую схему, соответствующую расчетной схеме, в которой все магнитные связи заменены электрическими и все элементы системы электроснабжения представлены сопротивлениями.

При расчете токов КЗ необходимо учитывать сопротивление  $X_r$  и электродвижущую силу (ЭДС)  $E_r$ . Индуктивное сопротивление и ЭДС генераторов определяются из выражений:



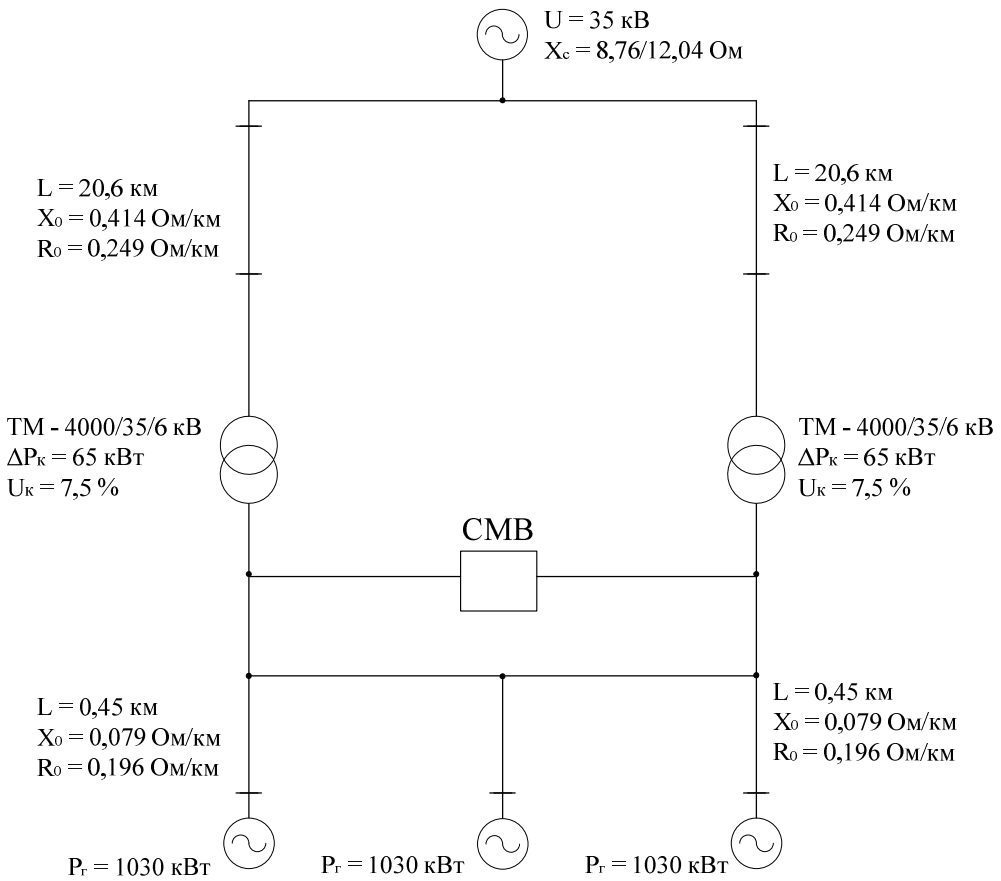


Рис. 2. Расчетная схема системы электроснабжения НПЗ

Fig. 2. Calculation scheme of refinery power supply system

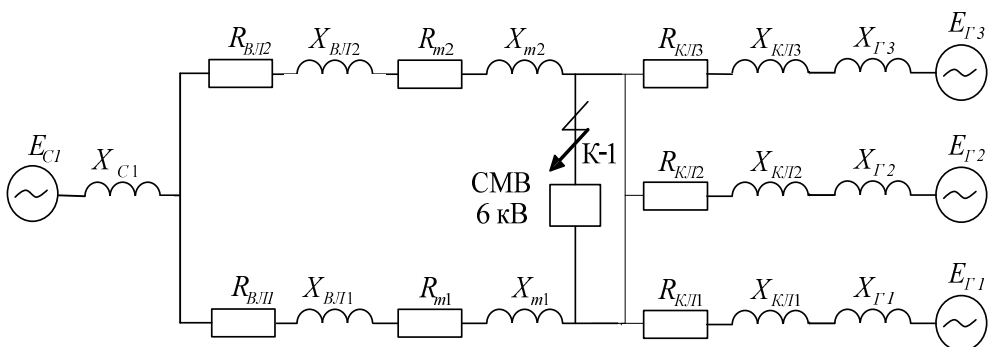


Рис. 3. Схема замещения системы электроснабжения НПЗ

Fig. 3. Equivalent scheme of refinery power supply system

$$X_{\Gamma} = \frac{X_{\Gamma}'' \cdot U_{\text{ном}}^2 \cdot \cos \varphi}{P_{\text{ном}}}, \quad E_{\Gamma 1} = E_{\Gamma 2} = E_{\Gamma 3} = 6,3 \text{ кВ}, \quad (10)$$

где  $X_{\Gamma}''$  — приведенное индуктивное сопротивление генератора;  $U_{\text{ном}}$  — номинальное напряжение генератора, кВ;  $\cos \varphi$  — коэффициент мощности генератора;  $P_{\text{ном}}$  — номинальная активная мощность генератора, кВт;  $E_{\Gamma}$  — приведенная ЭДС генератора, кВ.

Согласно выражению (10):

$$X_{\Gamma 1} = X_{\Gamma 2} = X_{\Gamma 3} = \frac{0,125 \cdot 6,3^2 \cdot 0,8 \cdot 10^3}{1030} = 4,82 \text{ Ом}.$$

Активное и индуктивное сопротивления кабельных линий КЛ1, КЛ2 и КЛ3 определяются по формулам:

$$R_{\text{л}} = r_0 \cdot l, \quad (11)$$

$$X_{\text{л}} = x_0 \cdot l, \quad (12)$$

где  $r_0$  и  $x_0$  — соответственно активное и индуктивное сопротивления 1 км линии, Ом/км;  $l$  — длина линии, км.

Поскольку КЛ взяты одной марки и имеют равную протяженность, то:

$$R_{\text{КЛ1}} = R_{\text{КЛ2}} = R_{\text{КЛ3}} = 0,196 \cdot 0,45 = 0,088 \text{ Ом},$$

$$X_{\text{КЛ1}} = X_{\text{КЛ2}} = X_{\text{КЛ3}} = 0,079 \cdot 0,45 = 0,036 \text{ Ом}.$$

Так как линии работают параллельно, найдем суммарное активное и индуктивное сопротивления КЛ1–2 и индуктивное сопротивление генераторов.

$$E_{\Gamma 1-2} = 6,3 \text{ кВ}.$$

Суммарное активное и индуктивное сопротивления определяются из выражений:

$$R_{\Sigma} = \frac{R_1 \cdot R_2}{R_1 + R_2}, \quad (13)$$

$$X_{\Sigma} = \frac{X_1 \cdot X_2}{X_1 + X_2}. \quad (14)$$

Найдем суммарное индуктивное сопротивление генераторов 1–2:

$$X_{\Gamma 1-2} = \frac{X_{\Gamma 1} \cdot X_{\Gamma 2}}{X_{\Gamma 1} + X_{\Gamma 2}}.$$

Подставив значения, получаем:

$$X_{\Gamma 1-2} = \frac{4,82 \cdot 4,82}{4,82 + 4,82} = 2,41 \text{ Ом}.$$

Согласно выражениям (13) и (14), суммарное активное и индуктивное сопротивления КЛ1–2 равны:

$$R_{\text{КЛ1-2}} = \frac{R_{\text{КЛ1}} \cdot R_{\text{КЛ2}}}{R_{\text{КЛ1}} + R_{\text{КЛ2}}}, \quad X_{\text{КЛ1-2}} = \frac{X_{\text{КЛ1}} \cdot X_{\text{КЛ2}}}{X_{\text{КЛ1}} + X_{\text{КЛ2}}}.$$

Таким образом, получаем:

$$R_{\text{КЛ1-2}} = \frac{0,088 \cdot 0,088}{0,088 + 0,088} = 0,044 \text{ Ом}, \quad X_{\text{КЛ1-2}} = \frac{0,036 \cdot 0,036}{0,036 + 0,036} = 0,018 \text{ Ом}.$$

Теперь найдем суммарное сопротивление и суммарное ЭДС генераторов:

$$X_{\Gamma\Sigma} = \frac{X_{\Gamma1-2} \cdot X_{\Gamma3}}{X_{\Gamma1-2} + X_{\Gamma3}}, \quad X_{\Gamma\Sigma} = \frac{2,41 \cdot 4,82}{2,41 + 4,82} = 1,61 \text{ Ом}, \quad E_{\Gamma\Sigma} = 6,3 \text{ кВ}.$$

Аналогично найдем суммарное активное и индуктивное сопротивления КЛ:

$$R_{\text{КЛ}\Sigma} = \frac{0,044 \cdot 0,088}{0,044 + 0,088} = 0,029 \text{ Ом},$$

$$X_{\text{КЛ}\Sigma} = \frac{0,018 \cdot 0,036}{0,018 + 0,036} = 0,012 \text{ Ом}.$$

Полное сопротивление схемы до точки К-1 равно:

$$Z_{1\Sigma} = \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2},$$

$$Z_{1\Sigma} = \sqrt{R_{\text{КЛ}\Sigma}^2 + (X_{\Gamma\Sigma} + X_{\text{КЛ}\Sigma})^2}, \quad (15)$$

$$Z_{1\Sigma} = \sqrt{0,029^2 + (1,61 + 0,012)^2} = 1,62 \text{ Ом}.$$

Аналогично найдем полное сопротивление схемы до точки К-1 со стороны энергосистемы. Параметры отдельных ее элементов представлены в таблице 3.

**Таблица 3.** Параметры отдельных элементов энергосистемы

**Table 3.** Parameters of individual elements of the power system

<b>Энергосистема</b>			
$U_{с'}$ , кВ	$X_{\text{min}'}$ , Ом	$X_{\text{max}'}$ , Ом	
38,5	8,76	12,04	
<b>Воздушная линия 1 и 2</b>			
$r_{0'}$ , Ом/км	$x_{0'}$ , Ом/км	$l$ , км	
0,249	0,414	20,6	
<b>Трансформатор</b>			
$U_{\text{ном}'}$ , кВ	$U_{\text{квн-нн}'}$ , %	$\Delta P_{\text{к}'}$ , кВт	$S_{\text{ном}'}$ , МВ·А
35	7,5	65	4

Из выражений (11), (12) найдем:

$$R_{\text{ВЛ1}} = R_{\text{ВЛ2}} = 0,249 \cdot 20,6 = 5,13 \text{ Ом}, \quad X_{\text{ВЛ1}} = X_{\text{ВЛ2}} = 0,414 \cdot 20,6 = 8,53 \text{ Ом}.$$

Из выражений (13), (14) найдем:

$$R_{\text{ВЛ}\Sigma} = \frac{5,13 \cdot 5,13}{5,13 + 5,13} = 2,56 \text{ Ом}, \quad X_{\text{ВЛ}\Sigma} = \frac{8,53 \cdot 8,53}{8,53 + 8,53} = 4,26 \text{ Ом}.$$

Активное сопротивление трансформатора:

$$R_{\tau} = \frac{\Delta P_{\kappa} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2}, \quad (16)$$

где  $\Delta P_{\kappa}$  — потери мощности в трансформаторе на короткое замыкание, кВт;  $U_{\text{НОМ}}$  — номинальное напряжение трансформатора, кВ;  $S_{\text{НОМ}}$  — номинальная мощность трансформатора, кВ·А.

$$R_{\tau 1} = R_{\tau 2} = \frac{65 \cdot 36,75^2}{4^2} = 5,48 \text{ Ом.}$$

Индуктивное сопротивление обмоток высшего (ВН) и низшего напряжения (НН) трансформатора:

$$X_{\tau} = \frac{U_{\text{кВН-НН}} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}}, \quad (17)$$

где  $U_{\text{кВН-НН}}$  — напряжение короткого замыкания обмоток ВН и НН трансформатора, %.

$$X_{\tau 1} = X_{\tau 2} = \frac{7,5 \cdot 36,75^2}{100 \cdot 4} = 25,32 \text{ Ом.}$$

Согласно выражениям (13) и (14), суммарное активное и индуктивное сопротивления трансформаторов:

$$R_{\tau \Sigma} = \frac{5,48 \cdot 5,48}{5,48 + 5,48} = 2,74 \text{ Ом, } X_{\tau \Sigma} = \frac{25,32 \cdot 25,32}{25,32 + 25,32} = 12,66 \text{ Ом.}$$

Полное сопротивление схемы до точки К-1 со стороны энергосистемы равно:

$$Z_2 = \sqrt{(R_{\text{ВЛ}\Sigma} + R_{\tau \Sigma})^2 + (X_{\text{с}} + X_{\text{ВЛ}\Sigma} + X_{\tau \Sigma})^2},$$

$$Z_2 = \sqrt{(2,56 + 2,74)^2 + (8,76 + 4,26 + 12,66)^2} = 26,2 \text{ Ом.}$$

Зная ЭДС и полное сопротивление, найдем периодическую составляющую тока короткого замыкания по следующей формуле:

$$I_{\text{пк}} = \frac{E}{\sqrt{3} \cdot Z} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}}, \quad (18)$$

где  $E$  — ЭДС источника питания, кВ;  $Z$  — полное сопротивление до точки К3, Ом.

Подставляя численные значения, получаем периодическую составляющую тока К3 со стороны генератора:

$$I_{\text{пк1}} = \frac{E_{\Gamma}}{\sqrt{3} \cdot Z_{1\Sigma}} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 1,62} = 2,25 \text{ кА.}$$

Периодическая составляющая тока К3 со стороны энергосистемы:

$$I_{\text{пк2}} = \frac{E_{\text{с}}}{\sqrt{3} \cdot Z_2} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = \frac{38,5}{\sqrt{3} \cdot 45,5} \cdot \frac{38,5}{6,3} = 5,18 \text{ кА.}$$

Для проверки выбираемого оборудования необходимо знать максимальное мгновенное значение тока короткого замыкания  $I_{\text{уд}}$ :

$$I_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot (I_{\text{пк1}} \cdot K_{\text{уд1}} + I_{\text{пк2}} \cdot K_{\text{уд2}}). \quad (19)$$

Следовательно, необходимо найти ударный коэффициент:

$$K_{\text{уд}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}, \quad (20)$$

где  $T_a$  — постоянная времени аperiodической составляющей тока КЗ.  $T_a$  можно определить по следующей формуле:

$$T_a = \frac{X_{\Sigma}}{314 \cdot R_{\Sigma}}, \quad (21)$$

где  $X_{\Sigma}$  — суммарное индуктивное сопротивление,  $R_{\Sigma}$  — суммарное активное сопротивление схемы замещения.

Постоянная времени аperiodической составляющей тока КЗ для  $I_{\text{пк1}}$ :

$$T_a = \frac{X_{\Gamma\Sigma} + X_{\text{ВЛ}\Sigma}}{314 \cdot R_{\text{ВЛ}\Sigma}} = \frac{1,61 + 0,012}{314 \cdot 0,029} = 0,178 \text{ с.}$$

Ударный коэффициент:

$$K_{\text{уд1}} = 1 + e^{-0,01/0,178} = 1,95.$$

Постоянная времени аperiodической составляющей тока КЗ для  $I_{\text{пк2}}$ :

$$T_{a1} = \frac{X_c + X_{\text{ВЛ}\Sigma} + X_{\text{т}\Sigma}}{\omega \cdot (R_{\text{ВЛ}\Sigma} + R_{\text{т}\Sigma})} = \frac{8,76 + 4,26 + 12,66}{314 \cdot (2,56 + 2,74)} = 0,015 \text{ с.}$$

Ударный коэффициент:

$$K_{\text{уд2}} = 1 + e^{-0,01/0,015} = 1,67.$$

Ударный ток КЗ в точке К-1 в начальный момент времени равен:

$$I_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot (5,18 \cdot 1,67 + 2,25 \cdot 1,95) = 18,4 \text{ кА.}$$

Для выполнения задач бесперебойного электроснабжения НПЗ как в нормальном, так и в аварийном режиме были подобраны наиболее современные и надежные технические средства, которые обеспечивают бесперебойное электроснабжение [Шлейников, 2012]. Для энергоснабжения нефтеперерабатывающего завода выбраны ГПЭС фирмы Caterpillar (США) с типами двигателей G3516 и генераторами SR4, а также вакуумные выключатели марки ВВ-TEL-6/630, ограничители перенапряжения ОПН У/TEL 35/38 на линии 35 кВ и ОПН Т/TEL 6/6,9 на линии 6 кВ, с кабельным сечением 95 мм<sup>2</sup>. Установку надежно защищают элементы релейной защиты системы Simatic фирмы Siemens (Германия).

Схема электроснабжения до введения ГПЭС представлена на рис. 4.

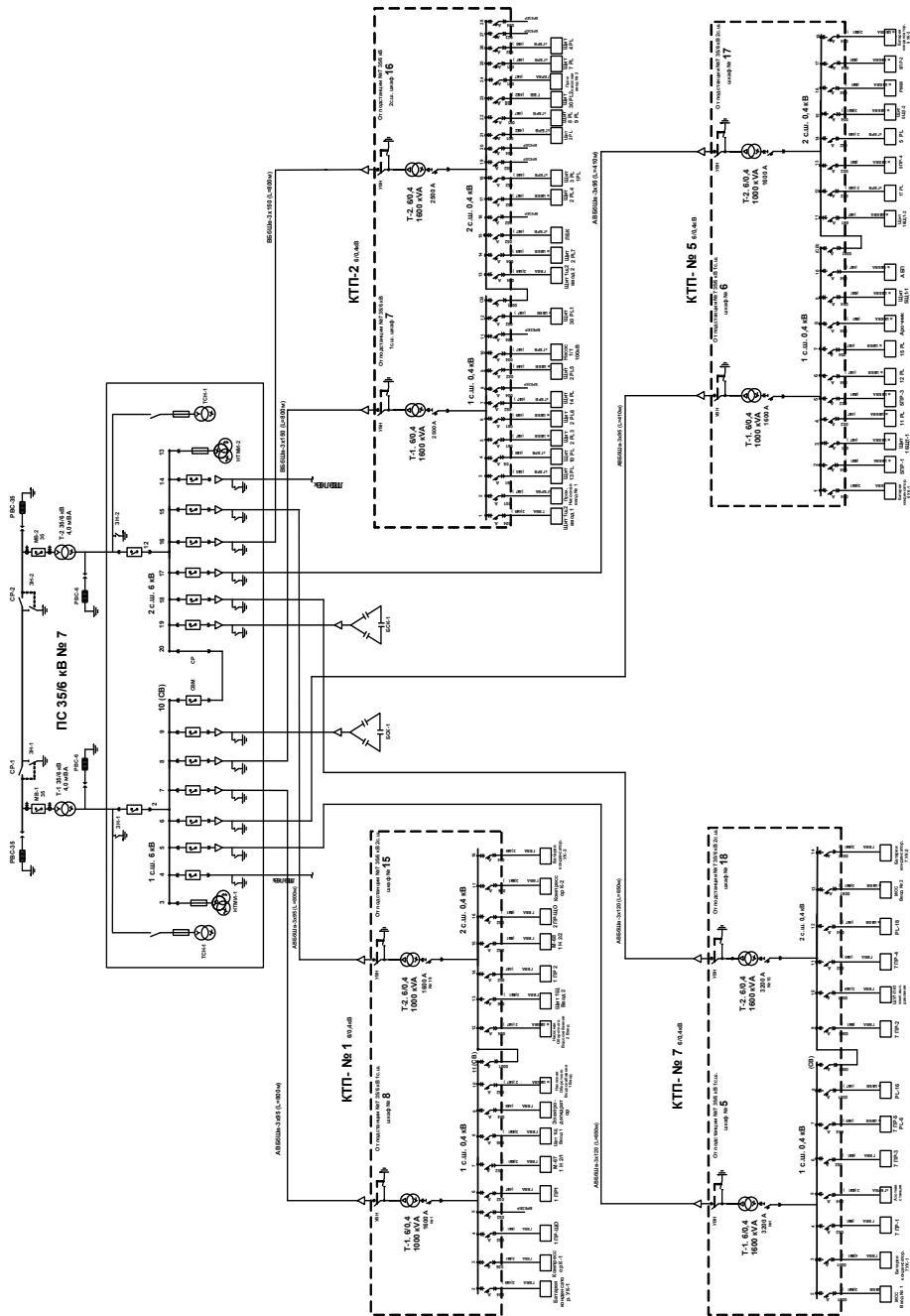


Рис. 4. Схема электроснабжения до введения ГПЭС  
 Fig. 4. Power supply scheme before the introduction of the gas-piston power plant (GPP)

При выборе альтернативного источника энергии для энергоснабжения НПЗ провели сравнительный анализ установок, функционирующих на углеводородном газе, а именно газопоршневой электростанции (ГПЭС) и газотурбинной электростанции (ГТЭС) [Eckardt, 2014; Jahnson, 2013]. Результаты сравнения установок [Новокрещенова, Шарендо, 2019] представлены в таблице 4.

**Таблица 4.** Сравнительная характеристика альтернативных источников энергии

**Table 4.** Comparative characteristics of alternative energy sources

Характеристика	ГПЭС	ГТЭС
Долговечность	Без ограничения при соблюдении правил эксплуатации и обслуживания	
Условия работы	Количество пусков и остановок не влияет на общий моторесурс двигателя	100 пусков уменьшают ресурс газовой турбины на 500 часов
Ремонтопригодность	Ремонт производится на месте и требует меньших затрат времени	Ремонт производится на специальных заводах, что требует дополнительных затрат времени и денег на транспортировку, центровку и т. д.
Экономичность	КПД мало меняется при изменении со 100 до 50% нагрузок	КПД резко снижается на частичных нагрузках

Преимущество отдано газопоршневым установкам. Для электроснабжения НПЗ предпочтительно применение моноблочных газопоршневых электрогенераторов в полной заводской готовности, позволяющих производить электрическую энергию за счет ресурсов углеводородного газа как сопутствующего продукта при переработке нефти и списываемого в отходы. Конструкция газопоршневого электрогенератора показана на рис. 5.

Газопоршневая установка изготовлена монолитно, поэтому для ее монтажа достаточно площадки размером 20 × 30 м в арктическом контейнере. Схема подключения ГПЭС к установке по переработке газа представлена на рис. 6.

При введении в схему электроснабжения НПЗ (рис. 7) газопоршневых электрогенераторов [Быстрицкий, 2022] обеспечивается надежное и безопасное энергообеспечение. Это особенно важно при пиковых нагрузках энергопотребления в зимнее время года, а также при нестабильном электроснабжении в весенне-летний период от Сургутской ГРЭС, надежность поставки энергоресурсов которой снижается из-за большой выработки газоэнергетических установок.

В целях предупреждения возникающих повреждений элементов электроснабжения при введении ГПЭС и предотвращения аварий устанавливают релейную защиту (РЗ) [Ершов, 2020; Иванов и др., 2021], которая представляет собой совокупность автоматических устройств, обеспечивающих отключение поврежденной части сети или электроустановки.

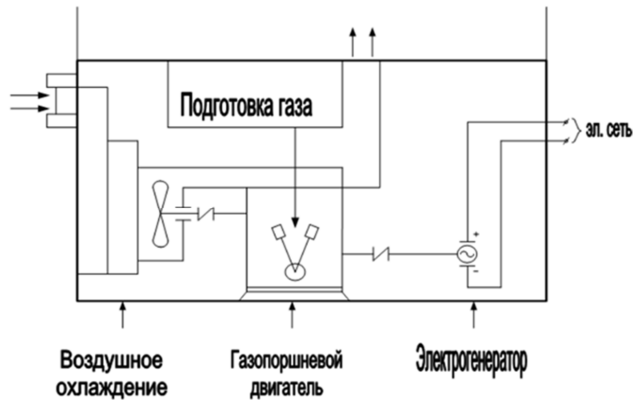


Рис. 5. Принципиальная схема ГПЭС

Fig. 5. Circuit diagram of the GPPP

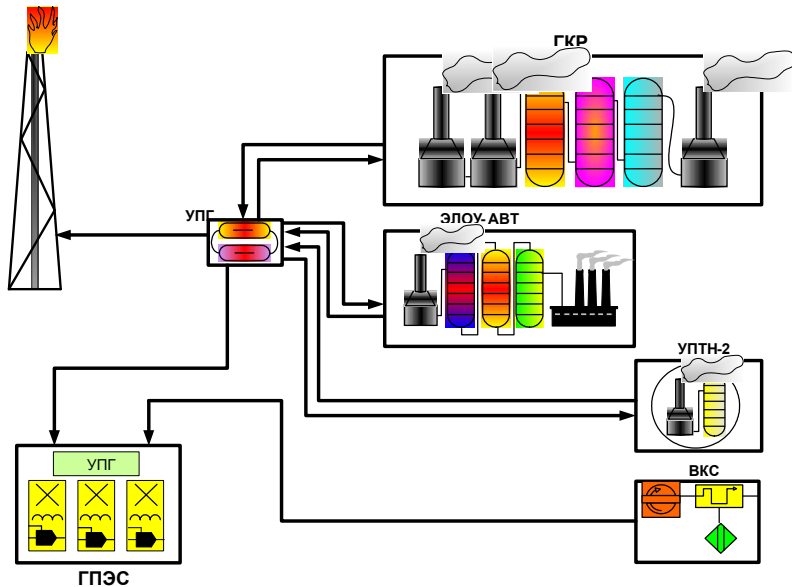


Рис. 6. Схема подключения ГПЭС к установке подготовки газа

**Условные обозначения:** ВКС — воздушная компрессорная станция; ГКР — комбинированная установка гидрокрекинга и риформинга; ГПЭС — газопоршневая электростанция; УПГ — установка по переработке газа; УПТН-2 — установка переработки товарной нефти; ЭЛОУ-АВТ — электрообессоливающая установка — атмосферно-вакуумная трубчатка.

Fig. 6. Connection diagram of the GPPP to the gas processing plant

**Conventions:** ВКС — air compressor station; ГКР — combined hydrocracking and reforming unit; ГПЭС — gas piston power plant; УПГ — gas processing plant; УПТН-2 — commercial oil processing unit; ЭЛОУ-АВТ — electric desalination plant — atmospheric-vacuum tube.



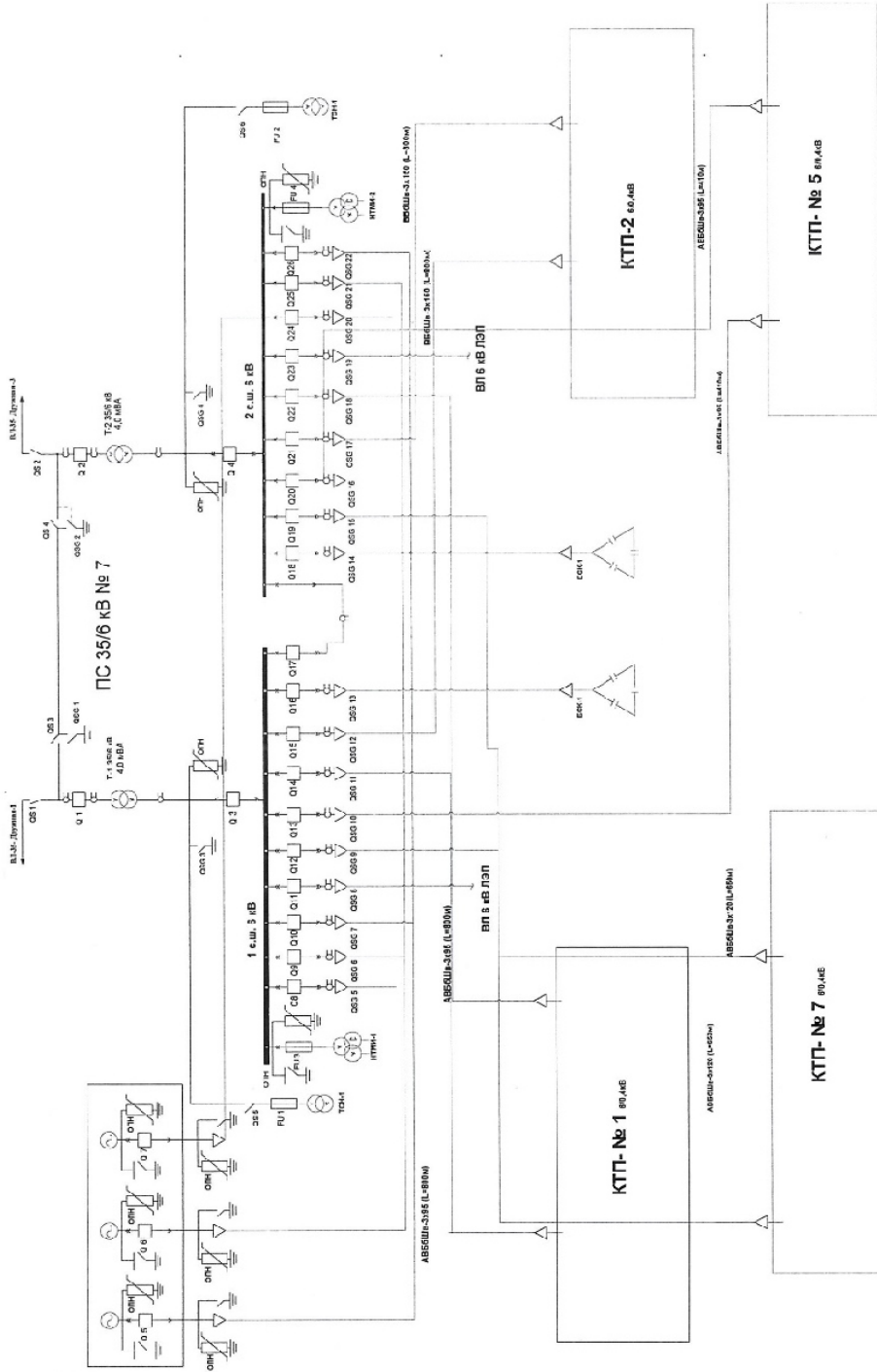


Рис. 7. Схема электроснабжения после введения ГППС  
 Fig. 7. Power supply scheme after the introduction of GPPP

**Таблица 5.** Показатели экономической эффективности проекта  
**Table 5.** Project economic efficiency indicators

Год	К	Э	А	$H_{ин}$	$H_{пр}$	ДП	НДП	$\alpha$	ЧДД	НЧДД
0	112 945	—	—	—	—	-112 945	-112 945	1,00	-112 945	-112 945
1	—	48 000	7 567	2 108	9 178	44 281	-64 945	0,87	38 505	-74 440
2	—	48 000	7 567	1 956	9 209	44 402	-16 945	0,76	33 575	-40 865
3	—	48 000	7 567	1 805	9 239	44 523	31 055	0,66	29 275	-11 590
4	—	48 000	7 567	1 654	9 269	44 645	79 055	0,57	25 526	13 936
5	—	48 000	7 567	1 502	9 300	44 766	127 055	0,50	22 256	36 192
6	—	48 000	7 567	1 351	9 330	44 887	175 055	0,43	19 406	55 598
7	—	48 000	7 567	1 199	9 360	45 008	223 055	0,38	16 920	72 518
8	—	48 000	7 567	1 048	9 390	45 129	271 055	0,33	14 753	87 270
9	—	48 000	7 567	897	9 421	45 250	319 055	0,28	12 863	100 133
10	—	48 000	7 567	745	9 451	45 371	367 055	0,25	11 215	111 348

**Условные обозначения:** К — капитальные вложения в проект, тыс. руб.; Э — годовой экономический эффект, тыс. руб.; А — амортизационные отчисления, тыс. руб.;  $H_{ин}$  — ставка налога на имущество, тыс. руб.;  $H_{пр}$  — ставка налога на прибыль, тыс. руб.; ДП — денежный поток за определенный период времени, тыс. руб.; НДП — накопленный денежный поток за определенный период времени, тыс. руб.;  $\alpha$  — коэффициент дисконтирования дохода расчетного периода; ЧДД — чистый дисконтированный доход инвестиционного проекта, тыс. руб.; НЧДД — накопленный чистый дисконтированный доход инвестиционного проекта, тыс. руб.

**Conventions:** К — capital investments in the project, thousand rubles; Э — annual economic effect, thousand rubles; А — depreciation charges, thousand rubles;  $H_{ин}$  — property tax rate, thousand rubles;  $H_{пр}$  — income tax rate, thousand rubles; ДП — cash flow for a certain period of time, thousand rubles; НДП — accumulated cash flow for a certain period of time, thousand rubles;  $\alpha$  — discount factor for the income of the billing period; ЧДД — net present value of the investment project, thousand rubles; НЧДД — accumulated net present value of the investment project, thousand rubles.

Приведенное технико-экономическое обоснование капиталовложений, представленное в таблице 5 и на рис. 8, доказывает рентабельность реконструкции системы электроснабжения НПЗ на основе альтернативного источника энергоснабжения.

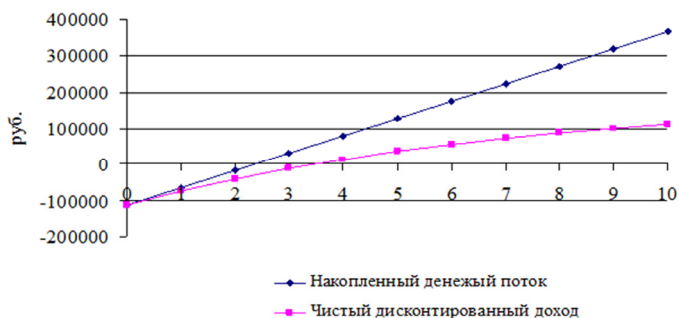


Рис. 8. График окупаемости инвестиций

Fig. 8. Schedule return on investment

Из расчетов видно, что по показателю НЧДД проект окупается к четвертому году, а по показателю НДП — уже к третьему.

## Заключение

В статье показан план реконструкции системы электроснабжения нефтеперерабатывающего завода на основе проведенного анализа электропотребления. Выполнен расчет нагрузок и токов короткого замыкания, осуществлен выбор основного силового оборудования, приведено технико-экономическое обоснование капиталовложений. Также были рассмотрены вопросы экологичности и безопасности и сделан вывод, что проект является рентабельным.

Надежность системы электроснабжения всего производства повышается путем внедрения газопоршневых электростанций, что дает следующие результаты: безаварийность работы предприятия при перебоях в электроснабжении; уменьшение затрат на приобретение электроэнергии и, как следствие, снижение себестоимости товарных нефтепродуктов; увеличение процента утилизации углеводородного газа при снижении количества сжигаемого на факеле газа.

## Список источников

- Быстрицкий Г. Ф. 2022. Теплотехника и энергосиловое оборудование промышленных предприятий: учеб. для вузов. М.: Юрайт. 305 с.
- Ершов А. М. 2020. Релейная защита в системах электроснабжения напряжением 0,38–110 кВ: учеб. пос. для практических расчетов. М.: Инфра-Инженерия. 608 с.
- Иванов И. И., Соловьев Г. И., Фролов В. Я. 2021. Электротехника и основы электроники: учеб. для вузов. СПб.: Лань. 736 с.
- Кудрин Б. И. 2011. Системы электроснабжения: учеб. пос. М.: Академия. 351 с.

- Кудряшов Р. А., Кудряшова О. М. 2016. Расчет электрических нагрузок в нефтегазодобыче: учеб. пос. Тюмень: Тюменский индустриальный университет. 95 с.
- Немировский А. Е., Сергиевская И. Ю., Крепышева Л. Ю. 2020. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций: учеб. пос. М.; Вологда: Инфра-Инженерия. 174 с.
- Новокрещенова Л. Д., Шарендо Н. О. 2019. Электрооборудование предприятия и его система электроснабжения: учеб. пос. М.: Российский университет транспорта. 134 с.
- Русина А. Г., Филиппова Т. А. 2022. Режимы электрических станций и электроэнергетических систем: учеб. пос. М.: Юрайт. 399 с.
- Сивков А. А., Сайгаш А. С., Герасимов Д. Ю. 2022. Основы электроснабжения: учеб. пос. М.: Юрайт. 173 с.
- Шлейников В. Б. 2012. Электроснабжение цеха промышленного предприятия: учеб. пос. Оренбург: Оренбургский государственный университет, ЭБС АСВ. 115 с.
- Eckardt D. 2014. Gas Turbine Powerhouse: The Development of the Power Generation Gas Turbine at BBC — ABB — Alstom. Munchen: De Gruyter Oldenbourg. 498 p. <https://doi.org/10.1524/9783110359770>
- Jahson P. 2013. Modern Gas Turbine Systems: High Efficiency, Low Emission, Fuel Flexible Power Generation. Cambridge: Woodhead. 838 p.

## References

- Bystritsky, G. F. (2022). *Heat engineering and power equipment of industrial enterprises*. Urait. [In Russian]
- Ershov, A. M. (2020). *Relay protection in power supply systems with a voltage of 0.38–110 kV*. Infra-Engineering. [In Russian]
- Ivanov, I. I., Soloviev, G. I., & Frolov, V. Ya. (2021). *Electrical engineering and fundamentals of electronics*. Lan. [In Russian]
- Kudrin, B. I. (2011). *Power supply systems*. Academy. [In Russian]
- Kudryashov, R. A., & Kudryashova, O. M. (2016). *Calculation of electrical loads in oil and gas production*. Industrial University of Tyumen. [In Russian]
- Nemirovskiy, A. E., Sergievskaya, I. Yu., & Krepyшева, L. Yu. (2020). *Electrical equipment of electrical networks, stations and substations*. Infra-Engineering. [In Russian]
- Novokreschenova, L. D., & Sharendo, N. O. (2019). *Electrical equipment of the enterprise and its power supply system*. Russian University of Transport. [In Russian]
- Rusina, A. G., & Filippova, T. A. (2022). *Modes of electric power stations and electric power systems*. Urait. [In Russian]
- Sivkov, A. A., Saigash, A. S., & Gerasimov, D. Yu. (2022). *Fundamentals of power supply*. Urait. [In Russian]
- Shleynikov, V. B. (2012). *Power supply of the workshop of an industrial enterprise*. Orenburg State University, EBS DIA. [In Russian]
- Eckardt, D. (2014). *Gas turbine powerhouse: The development of the power generation gas turbine at BBC — ABB — Alstom*. De Gruyter Oldenbourg. <https://doi.org/10.1524/9783110359770>
- Jahson, P. (2013). *Modern gas turbine systems: High efficiency, low emission, fuel flexible power generation*. Woodhead.

## Информация об авторе

*Людмила Борисовна Половникова*, кандидат педагогических наук, доцент кафедры электро-энергетики, Тобольский индустриальный институт, Тобольск, Россия  
ludmila-polov@mail.ru

## Information about the author

*Ljudmila B. Polovnikova*, Cand. Sci. (Ped.), Associate Professor, Department of Electric Power Engineering, Tobolsk Industrial Institute, Tobolsk, Russia  
ludmila-polov@mail.ru