

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

УДК 621.315

Иван Михайлович Богачков

ООО «Газпром проектирование» Тюменский филиал, главный специалист электротехнического отдела, Россия, Тюмень, e-mail: Bogim83@mail.ru

Рустам Нуриманович Хамитов

Омский государственный технический университет, доктор технических наук, доцент, профессор кафедры электрической техники; Тюменский индустриальный университет, доктор технических наук, профессор кафедры электроэнергетики, Россия, Тюмень, e-mail: apple_27@mail.ru

Алгоритм выбора класса напряжения для системы электроснабжения газового месторождения

Авторское резюме

Состояние вопроса. Существующие алгоритмы и математические модели выбора класса напряжения с применением теории планирования эксперимента разработаны для промышленных предприятий (воздушные линии протяженностью до 10 км, мощность до 20 МВт, радиальная схема с трансформацией в конце линии). Они не учитывают особенностей газовых месторождений (воздушные линии протяженностью до 20 км и мощностью 1 МВт с прогнозируемым ростом до 10 МВт, магистральная схема с одной сквозной магистралью с трансформацией, распределенной по линии). Существующие решения для построения математической модели используют такие факторы, как: средняя длина линии электропередачи и суммарная нагрузка предприятия. Предлагаемые модели не позволяют количественно исследовать динамику системы электроснабжения газовых месторождений с учетом многократного роста электрической нагрузки в каждом периоде жизненного цикла. Целью данного исследования является разработка модели, решающей указанную проблему.

Материалы и методы. Исследование проведено с использованием экстремального эксперимента, на входе которого задаются: средняя длина линии электропередачи; количество газовых кустов; коэффициент прироста электрической нагрузки. Функцией отклика является оптимальный по минимуму дисконтированных затрат класс напряжения.

Результаты. Предложена регрессионная модель, отличительная особенность которой состоит в расщеплении фактора «суммарная нагрузка» на две составляющие – количество газовых кустов и коэффициент прироста электрической нагрузки. Предложен алгоритм выбора оптимального класса напряжения распределительной сети. Динамический эксперимент выполнен путем изменения фактора коэффициента прироста электрической нагрузки в регрессивной модели при неизменных других факторах. В итоге получен оптимальный минимум дисконтированных затрат класса напряжения для каждого периода жизненного цикла месторождения. Алгоритм реализован в программе

«ПРОН», с помощью которой исследованы распределительные сети ряда действующих газовых месторождений Западной Сибири.

Выводы. Установлен оптимальный класс напряжения распределительной сети газовых месторождений – 20 кВ. Достоверность результатов проверена эталонными моделями расчета дисконтированных затрат.

Ключевые слова: система электроснабжения, класс напряжения, дисконтированные затраты, теория планирования эксперимента, распределительная сеть

Ivan Mikhailovich Bogachkov

LLC "Gazprom proektirovanie", Tyumen office branch, Chief Specialist of Electrical Department, Russia, Tyumen, e-mail: bogim83@mail.ru

Rustam Nurimanovich Khamitov

Omsk State Technical University (OSTU), Doctor of Engineering Sciences, Professor of Electrical Engineering Department; Industrial University of Tyumen, Doctor of Engineering Sciences, Professor of Power Engineering Department, Russia, Tyumen, e-mail: apple_27@mail.ru

Algorithm to select the voltage class for the gas field electricity supply system

Abstract

Background. The current algorithms and mathematical models to select the voltage class based on the theory of experimental planning are developed for industrial enterprises (overhead lines with a length of up to 10 km, a power of up to 20 MV, a radial arrangement with a transformation at the end of the line). They do not consider the features of gas fields (overhead lines with a length of up to 20 km and a capacity of 1 MV with a projected growth of up to 10 MV, a transmission network with one pass-through trunk line with distributed transformation along the line). Currently, to develop a mathematical model, the following factors are considered: the average length of the power line and the total load of an enterprise. The proposed models do not allow us to quantify the dynamics of the gas fields power supply system considering the multiple growth of the electrical load in each period of the life cycle. The purpose of this study is to develop a model to solve this problem.

Materials and methods. An extreme experiment has been carried out during the research. The following input data are set: the average length of the power line; the number of gas clusters; the growth rate of the electric load. The response function is the voltage class that is optimal for the minimum discounted cost.

Results. The authors suggest the regression model. In this model the "total load" factor is split into two components, they are gas clusters and growth rate of electric loads. The algorithm to select the optimal voltage class of a distribution grid is proposed. The dynamic experiment is carried out and the growth rate of electric loads in the regressive model is being changed while other factors are being unchanged. As a result, the optimal minimum of the discounted costs of the voltage class for each period of the field life cycle is obtained. The algorithm is implemented in "PRON" software. With the help of "PRON" software, the distribution grids of several operating gas fields in Western Siberia have been investigated.

Conclusions. The optimal voltage class of a distribution grid of gas fields is 20 kV. The reliability of the results is verified by reference models of calculating discounted costs.

Key words: electricity supply system, voltage class, experiment planning theory, distribution network

DOI: 10.17588/2072-2672.2021.2.032-039

Введение. В период разработки проектной документации действующих газовых месторождений Западной Сибири (80–90-е гг. XX в.) не было опыта эксплуатации промыслов на завершающей стадии жизненного цикла, поэтому в настоящее время возникают проблемы, связанные с необходимостью серьезной реконструкции системы электроснабжения для обеспечения электроэнергией потребителей технологии распределенного компримирования газа, значительно влияющие на уровень

рентабельности добычи газа [1]. Так, например, на Ямбургском месторождении требуется построить 480 км воздушных линий электропередачи (ВЛ).

Полученный опыт эксплуатации месторождений на завершающем этапе жизненного цикла необходимо использовать при проектировании новых газовых месторождений.

Таким образом, одной из основных задач электроэнергетики газовой промышленности является создание оптимальной

системы электроснабжения на стадии проектирования с учетом перспективного роста электрических нагрузок.

Выбор класса напряжения является главным параметром системы электроснабжения, который необходимо изначально учитывать для всех периодов жизненного цикла месторождения.

Неправильно выбранный класс напряжения является тормозом развития газового месторождения в связи с ростом электрической нагрузки в процессе его жизненного цикла.

В настоящее время вопросу оптимизации параметров распределительных сетей среднего напряжения уделяется мало внимания [2].

Постановка задачи. В связи с вышесказанным актуальной является задача разработки алгоритма выбора оптимального класса напряжения для системы электроснабжения газового месторождения.

Найти оптимальный класс напряжения в системе электроснабжения газового месторождения означает найти тот класс напряжения, при котором система будет иметь минимальные дисконтированные затраты с учетом всего жизненного цикла месторождения.

Основная задача исследования – получение математической модели – функции отклика (уравнение регрессии), т. е. уровня связи выходного показателя объекта Y и входных независимых управляемых факторов x_1, x_2, \dots, x_n [3, 4, 5].

При этом находится совокупность варьируемых факторов, при которых выбранное уравнение регрессии принимает экстремальное значение:

$$y = f(x_1, x_2, \dots, x_n) = b_0 + \sum_{i=1}^n b_i x_i + \sum_{i,j}^n b_{i,j} x_i x_j + \dots + \dots,$$

где $b_0, b_i, b_{i,j}$ – коэффициенты полинома.

Методы исследования. Особенности системы электроснабжения газовых месторождений приводят к невозможности проведения на них реальных исследований и натурных экспериментов. Поэтому изменения параметров этих систем проводятся с применением методов математического моделирования, в частности метода планирования эксперимента (полный факторный эксперимент), методов программирования на ЭВМ. В соответствии с принципа-

ми планирования эксперимента, значения учитываемых факторов варьируются по определенному плану.

Теоретическая часть. Электроснабжение кустов газовых скважин выполняется по третьей категории надежности².

При построении математической модели расчетная электрическая мощность одного куста в первый/второй период жизни принята 0,1 МВт, в третий – 1 МВт (за счет ввода мобильной компрессорной установки).

Метод определения оптимального напряжения состоит в планировании полного факторного эксперимента (ПФЭ) типа 2^k , где k – число рассматриваемых факторов.

Решение поставленной задачи связано с выбранным перечнем факторов, в различной степени влияющих на выбор класса напряжения.

Для каждого влияющего фактора в табл. 1 выбраны диапазоны изменения (варьирования), позволяющие охватить значительное число схем электроснабжения кустов газовых скважин.

Таблица 1. Основные уровни и интервалы варьирования факторов

Фактор	Наименование фактора	Нулевой уровень, X_0	Интервал варьирования, Δx	Верхний уровень, «+»	Нижний уровень, «-»
Распределительная сеть – магистральная схема с одной сквозной магистралью					
x_1	Количество газовых кустов N , шт.	9	7	16	2
x_2	Протяженность линии L , км	10,25	9,75	20	0,5
x_3	Коэффициент прироста электрической нагрузки $k_{пр}$, о.е.	5,5	4,5	10	1
x_4	Коэффициент распределения нагрузки по ВЛ $k_{расп}$, о.е.	0,7	0,15	0,85	0,55

² СТО Газпром 2-6.2-1028-2015. Категорийность электроприемников промышленных объектов ПАО «Газпром». – М., 2015. – 105 с.

При построении математических моделей для системы электроснабжения газовых месторождений использованы стандартные классы напряжения распределительной сети – 6, 10, 20, 35, 110 кВ. Для каждого класса напряжения построена своя схема электроснабжения. Общее количество построенных схем электроснабжения – 80.

Для нахождения оптимального напряжения указанных схем определены дисконтированные затраты при комплексном изменении всех влияющих на них факторов.

Расчет дисконтированных затрат схем электроснабжения выполнен в программе «ПРАДИЗ» [6].

При расчете дисконтированных затрат использовались такие параметры, как капитальные затраты, основные средства (стоимость оборудования, стоимость строительно-монтажных работ, коэффициент технологический, коэффициент удорожания), эксплуатационные затраты (тариф электроэнергии, расходы на оплату труда, общехозяйственные расходы, капитальный ремонт, расходы на техобслуживание и ремонт оборудования, сроки полезного использования основных фондов, налог на имущество, социальные выплаты, плата за землю, НДС, ставка дисконта), численность рабочего персонала, технологические показатели (потери электроэнергии, площадь землеотвода, численность рабочих и АУП).

Математическая модель расчета дисконтированных затрат (млн руб.) распределительной сети для напряжения 6 кВ имеет вид

$$R_{6кВ} = 506 + 275 \cdot x_1 + 450 \cdot x_2 + 334 \cdot x_3 + 117 \cdot x_4 + 241 \cdot x_1x_2 + 229 \cdot x_1x_3 + 311 \cdot x_2x_3 + 93 \cdot x_1x_4 + 112 \cdot x_2x_4 + 93 \cdot x_3x_4 + 210 \cdot x_1x_2x_3 + 89 \cdot x_1x_2x_4 + 67 \cdot x_1x_3x_4 + 88 \cdot x_2x_3x_4 + 66 \cdot x_1x_2x_3x_4. \quad (1)$$

Математическая модель расчета дисконтированных затрат (млн руб.) распределительной сети для напряжения 10 кВ имеет вид

$$R_{10кВ} = 399 + 202 \cdot x_1 + 353 \cdot x_2 + 252 \cdot x_3 + 133 \cdot x_4 + 176 \cdot x_1x_2 + 181 \cdot x_1x_3 + 239 \cdot x_2x_3 + 81 \cdot x_1x_4 + 130 \cdot x_2x_4 + 129 \cdot x_3x_4 + 169 \cdot x_1x_2x_3 + 78 \cdot x_1x_2x_4 + 77 \cdot x_1x_3x_4 + 126 \cdot x_2x_3x_4 + 74 \cdot x_1x_2x_3x_4. \quad (2)$$

Математическая модель расчета дисконтированных затрат (млн руб.) распределительной сети для напряжения 20 кВ имеет вид

$$R_{20кВ} = 226 + 86 \cdot x_1 + 152 \cdot x_2 + 86 \cdot x_3 + 12 \cdot x_4 + 43 \cdot x_1x_2 + 71 \cdot x_1x_3 + 44 \cdot x_2x_3 + 9,1 \cdot x_1x_4 + 10,5 \cdot x_2x_4 + 11,7 \cdot x_3x_4 + 41,8 \cdot x_1x_2x_3 + 7,68 \cdot x_1x_2x_4 + 8,83 \cdot x_1x_3x_4 + 10,1 \cdot x_2x_3x_4 + 7,34 \cdot x_1x_2x_3x_4. \quad (3)$$

Математическая модель расчета дисконтированных затрат (млн руб.) распределительной сети для напряжения 35 кВ имеет вид

$$R_{35кВ} = 296 + 103 \cdot x_1 + 152 \cdot x_2 + 74 \cdot x_3 + 11 \cdot x_4 + 12,3 \cdot x_1x_2 + 56,7 \cdot x_1x_3 + 12,3 \cdot x_2x_3 + 6,06 \cdot x_1x_4 + 1,23 \cdot x_2x_4 + 11,05 \cdot x_3x_4 + 12 \cdot x_1x_2x_3 - 4 \cdot x_1x_2x_4 + 5,95 \cdot x_1x_3x_4 + 1,11 \cdot x_2x_3x_4 - 3,94 \cdot x_1x_2x_3x_4. \quad (4)$$

Математическая модель расчета дисконтированных затрат (млн руб.) распределительной сети для напряжения 110 кВ имеет вид

$$R_{110кВ} = 661 + 279 \cdot x_1 + 202 \cdot x_2 + 242 \cdot x_3 + 25 \cdot x_4 - 18 \cdot x_1x_2 + 166 \cdot x_1x_3 - 16 \cdot x_2x_3 + 13 \cdot x_1x_4 - 12 \cdot x_2x_4 + 26 \cdot x_3x_4 - 18 \cdot x_1x_2x_3 - 25 \cdot x_1x_2x_4 + 13 \cdot x_1x_3x_4 - 12 \cdot x_2x_3x_4 - 25 \cdot x_1x_2x_3x_4. \quad (5)$$

Выбор оптимального напряжения при формировании общей модели осуществляется методом Лагранжа по трем точкам дисконтированных затрат.

Полученная математическая модель оптимального нестандартного напряжения (кВ) распределительной сети для системы электроснабжения газового месторождения имеет вид

$$U_{\text{опт}} = 18,04 + 3,48 \cdot x_1 + 6,62 \cdot x_2 + 6 \cdot x_3 + 2,41 \cdot x_4 + 2,54 \cdot x_1x_2 + 4,10 \cdot x_1x_3 + 6,22 \cdot x_2x_3 + 1,12 \cdot x_1x_4 + 2,05 \cdot x_2x_4 + 0,72 \cdot x_3x_4 + 4,56 \cdot x_1x_2x_3 + 0,99 \cdot x_1x_2x_4 - 0,59 \cdot x_1x_3x_4 + 0,62 \cdot x_2x_3x_4 - 0,49 \cdot x_1x_2x_3x_4. \quad (6)$$

Значение напряжения при расчете оптимального напряжения по математиче-

ской модели (6), как правило, получается нестандартным.

Стандартное напряжение сети трехфазного переменного тока – класс напряжения 6, 10, 20, 35, 110 кВ, который принят на территории Российской Федерации³ [7].

Ниже предложен алгоритм расчета оптимального стандартного напряжения с учетом всего жизненного цикла газового месторождения:

- определить исходные данные (количество кустов газовых скважин, расстояние от источника питания до потребителя, коэффициент прироста электрической нагрузки, коэффициент распределения нагрузки на линии электропередачи);

- рассчитать оптимальное нестандартное напряжение в первый период жизненного цикла месторождения по математической модели (6) – $U_{\text{опт1п.ж.}}$;

- в первый период жизненного цикла найти по шкале стандартных номинальных напряжений ближайшее большее ($U_{\text{б.б.1п.ж.}}$) и ближайшее меньшее ($U_{\text{б.м.1п.ж.}}$) стандартное напряжение;

- в первый период жизненного цикла рассчитать дисконтированные затраты по математическим моделям (1)–(5) для ближайших стандартных напряжений ($R_{\text{б.б.1п.ж.}}$, $R_{\text{б.м.1п.ж.}}$);

- определить оптимальное стандартное напряжение по минимальным дисконтированным затратам из ближайшего большего и ближайшего меньшего стандартного напряжения для первого периода жизненного цикла;

- рассчитать оптимальное нестандартное напряжение для третьего периода жизненного цикла по математической модели (6) – $U_{\text{опт3п.ж.}}$;

- в третий период жизненного цикла найти по шкале стандартных номинальных напряжений ближайшее большее ($U_{\text{б.б.3 п.ж.}}$) и ближайшее меньшее стандартное напряжение ($U_{\text{б.м.3 п.ж.}}$);

- в третий период жизненного цикла рассчитать дисконтированные затраты по математическим моделям (1)–(5) для ближайших стандартных напряжений ($R_{\text{б.б.3п.ж.}}$, $R_{\text{б.м.3п.ж.}}$);

- определить оптимальное стандартное напряжение по минимальным дисконтированным затратам из ближайшего большего и ближайшего меньшего стандартного напряжения для третьего периода жизненного цикла;

- найти разницу между дисконтированными затратами в третьем и первом периодах жизненного цикла оптимального класса напряжения первого периода жизненного цикла $\Delta R_{\text{ц.опт.1п.ж.}} = R_{\text{ц.опт.1п.ж.}} - R_{3п.ж.}$;

- найти разницу между дисконтированными затратами в третьем и первом периодах жизненного цикла оптимального класса напряжения третьего периода жизненного цикла $\Delta R_{\text{ц.опт.3п.ж.}} = R_{\text{ц.опт.3п.ж.}} - R_{1п.ж.}$;

- определить оптимальное стандартное напряжение с учетом всего жизненного цикла газового месторождения по минимальной разнице дисконтированных затрат.

Предложенный алгоритм с помощью языка программирования C# реализован в программе «ПРОН» [8].

Результаты экспериментальных исследований. В программе «ПРОН» исследованы существующие распределительные сети системы электроснабжения газовых месторождений Западной Сибири (первого, второго, четвертого, пятого участков ачимовских отложений Уренгойского месторождения, Юбилейного месторождения и Южно-Русского месторождения) по критерию оптимального класса напряжения с учетом прогнозируемого коэффициента прироста нагрузки $k_{\text{пр}} = 10$ о.е. в третьем периоде жизненного цикла месторождения.

Результаты расчетов дисконтированных затрат распределительной сети при классах напряжения 6, 10, 20, 35 и 110 кВ представлены на рис. 1–7 в виде зависимостей дисконтируемых затрат от класса напряжения $R(U)$.

³ГОСТ 721-77. Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии. Номинальные напряжения свыше 1000 В = Power supply systems, networks, sources, converters and receivers of electric energy. Rated voltages above 1000 V: межгосударственный стандарт: издание официальное: утвержден и введен в действие Постановлением Государственного комитета стандартов Совета Министров СССР от 27 мая 1977 года № 1376: дата введения 1978-07-01 / разработан и внесен Министерством энергетики и электрификации СССР.

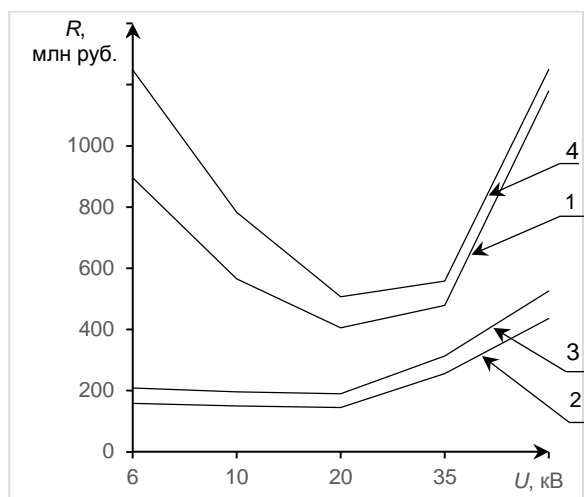


Рис. 1. Зависимость дисконтированных затрат от класса напряжения распределительной сети ВЛ (Юбилейное газовое месторождение): 1 – ВЛ «Куст №33», I и II периоды жизни с $k_{пр} = 1$; 2 – ВЛ «Куст №33», III период жизни с $k_{пр} = 10$; 3 – ВЛ «Куст №25», I и II периоды жизни с $k_{пр} = 1$; 4 – ВЛ «Куст №25», III период жизни с $k_{пр} = 1$

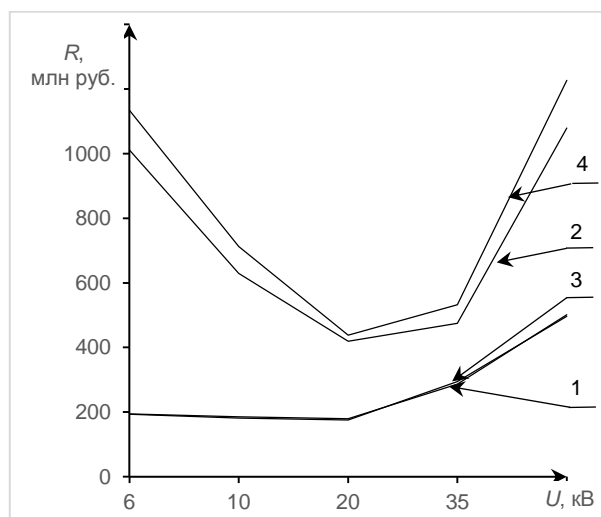


Рис. 2. Зависимость дисконтированных затрат от класса напряжения распределительной сети ВЛ УКПГ 22 (второй участок ачимовских отложений, Уренгойское газовое месторождение): 1 – ВЛ «Куст K2A06», I и II периоды жизни с $k_{пр} = 1$; 2 – ВЛ «Куст K2A06», III период жизни с $k_{пр} = 10$; 3 – ВЛ «Куст K2A32», I и II периоды жизни с $k_{пр} = 1$; 4 – ВЛ «Куст K2A32», III период жизни с $k_{пр} = 10$

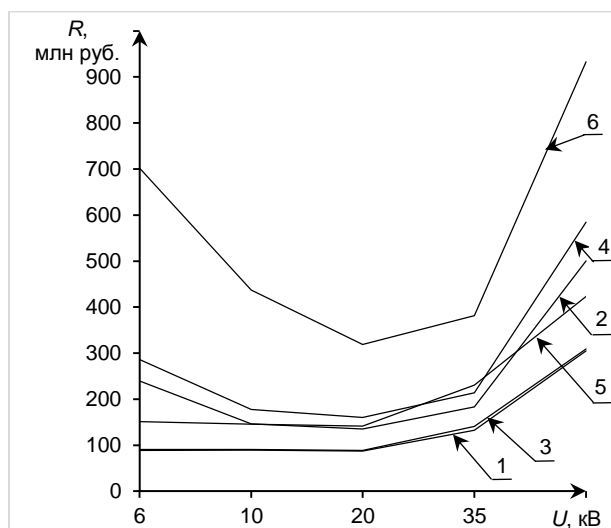


Рис. 3. Зависимость дисконтированных затрат от класса напряжения распределительной сети ВЛ УКПГ 21 (второй участок ачимовских отложений, Уренгойское газовое месторождение): 1 – ВЛ «Куст K2A30», I и II периоды жизни с $k_{пр} = 1$; 2 – ВЛ «Куст K2A30», III период жизни с $k_{пр} = 10$; 3 – ВЛ «Куст K2A34», I и II периоды жизни с $k_{пр} = 1$; 4 – ВЛ «Куст K2A34», III период жизни с $k_{пр} = 10$; 5 – ВЛ «Куст K2A01», I и II периоды жизни с $k_{пр} = 1$; 6 – ВЛ «Куст K2A01», III период жизни с $k_{пр} = 10$

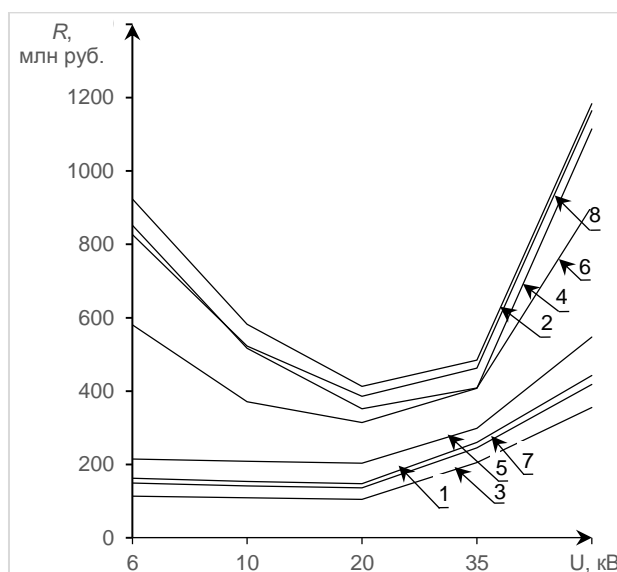


Рис. 4. Зависимость дисконтированных затрат от класса напряжения распределительной сети ВЛ (Южно-Русское газовое месторождение): 1 – ВЛ «Куст 38», I и II периоды жизни с $k_{пр} = 1$; 2 – ВЛ «Куст 38», III период жизни с $k_{пр} = 10$; 3 – ВЛ «Куст 18», I и II периоды жизни с $k_{пр} = 1$; 4 – ВЛ «Куст 18», III период жизни с $k_{пр} = 10$; 5 – ВЛ «Куст 23», I и II периоды жизни с $k_{пр} = 1$; 6 – ВЛ «Куст 23», III период жизни с $k_{пр} = 10$; 7 – ВЛ «Куст 39», I и II периоды жизни с $k_{пр} = 1$; 8 – ВЛ «Куст 39», III период жизни с $k_{пр} = 10$

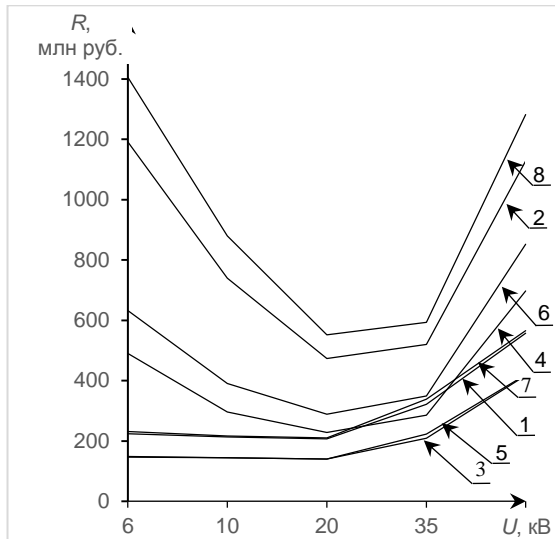


Рис. 5. Зависимость дисконтированных затрат от класса напряжения распределительной сети ВЛ УКПГ 31 (первый участок ачимовских отложений, Уренгойское газовое месторождение): 1 – ВЛ «Куст 1», I и II периоды жизни с $k_{гр} = 1$; 2 – ВЛ «Куст 1», III период жизни с $k_{гр} = 10$; 3 – ВЛ «Куст 18А», I и II периоды жизни с $k_{гр} = 1$; 4 – ВЛ «Куст 18А», III период жизни с $k_{гр} = 10$; 5 – ВЛ «Куст 3», I и II периоды жизни с $k_{гр} = 1$; 6 – ВЛ «Куст 3», III период жизни с $k_{гр} = 10$; 7 – ВЛ «Куст 32», I и II периоды жизни с $k_{гр} = 1$; 8 – ВЛ «Куст 32», III период жизни с $k_{гр} = 10$

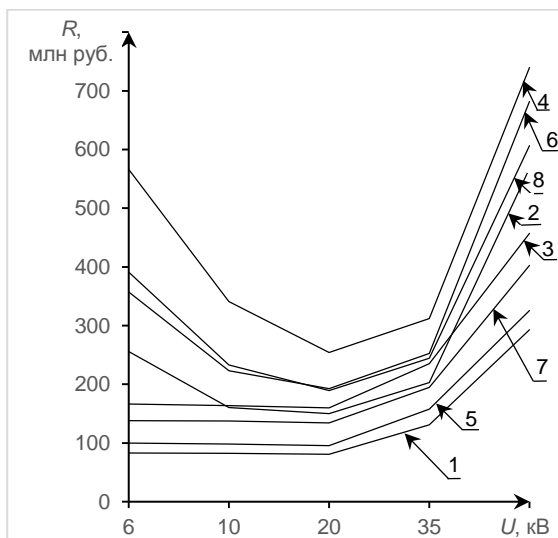


Рис. 6. Зависимость дисконтированных затрат от класса напряжения распределительной сети ВЛ УКПГ 41 (четвертый участок ачимовских отложений, Уренгойское газовое месторождение): 1 – ВЛ «Куст К4А01», I и II периоды жизни с $k_{гр} = 1$; 2 – ВЛ «Куст К4А01», III период жизни с $k_{гр} = 10$; 3 – ВЛ «Куст К4А07», I и II периоды жизни с $k_{гр} = 1$; 4 – ВЛ «Куст К4А07», III период жизни с $k_{гр} = 10$; 5 – ВЛ «Куст К4А18», I и II периоды жизни с $k_{гр} = 1$; 6 – ВЛ «Куст К4А18», III период жизни с $k_{гр} = 10$; 7 – ВЛ «Куст К4А25», I и II периоды жизни с $k_{гр} = 1$; 8 – ВЛ «Куст К4А25», III период жизни с $k_{гр} = 10$

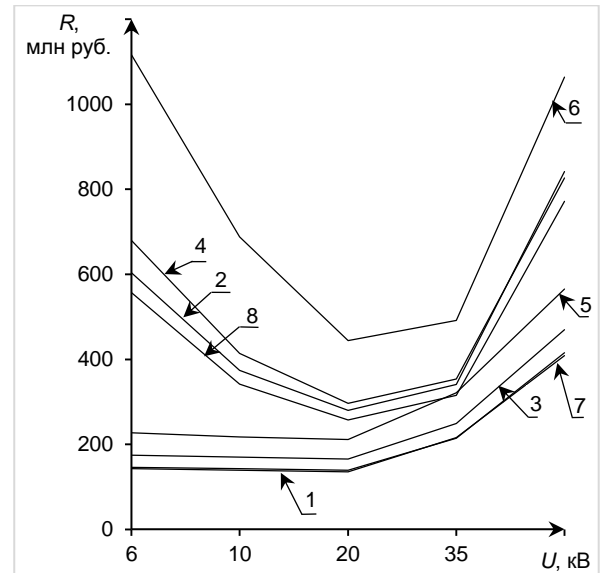


Рис. 7. Зависимость дисконтированных затрат от класса напряжения распределительной сети ВЛ УКПГ 51 (пятый участок Ачимовских отложений, Уренгойское газовое месторождение): 1 – ВЛ «Куст К-5А22», I и II периоды жизни с $k_{гр} = 1$; 2 – ВЛ «Куст К-5А22», III период жизни с $k_{гр} = 10$; 3 – ВЛ «Куст К-5А24», I и II периоды жизни с $k_{гр} = 1$; 4 – ВЛ «Куст К-5А24», III период жизни с $k_{гр} = 10$; 5 – ВЛ «Куст К-5А23», I и II периоды жизни с $k_{гр} = 1$; 6 – ВЛ «Куст К-5А23», III период жизни с $k_{гр} = 10$; 7 – ВЛ «Куст К-5А25», I и II периоды жизни с $k_{гр} = 1$; 8 – ВЛ «Куст К-5А25», III период жизни с $k_{гр} = 10$

Выводы. В результате выполненного исследования систем электроснабжения кустов газовых скважин ряда действующих газовых месторождений Западной Сибири по критерию оптимального класса напряжения установлено, что оптимальный класс напряжения для распределительной сети – 20 кВ. В этом классе напряжения при росте электрической нагрузки разница между значениями дисконтированных затрат минимальна.

Программный продукт «ПРОН» рекомендуется к внедрению в средства автоматизированного проектирования системы электроснабжения газовых месторождений.

Список литературы

1. **Применение** мобильных компрессорных установок на завершающей стадии разработки газовых залежей / В.З. Минликаев, Д.В. Дикамов, О.В. Арно и др. // Газовая промышленность. – 2015. – № 1(717). – С. 15–17.
2. **Reliability** improvement of radial distribution system with distributed generation / G.V.K. Murthy, Dr. S.Sivanagaraju, Dr. S.Satyana-rayana, B. Hanumantha Rao // International Jour-

nal of Engineering Science and Technology (IJEST). – 2012. – Vol. 4, No. 09, September.

3. **Ивоботенко Б.А., Ильинский Н.Ф., Копылов И.П.** Планирование эксперимента в электромеханике. – М.: Энергия, 1975. – 185 с.

4. **Федоров А.А., Никульченко А.Г., Садчиков С.В.** К вопросу оптимизации построения сети промышленного электроснабжения // Труды Московского энергетического института. – 1980. – Вып. 446. – С. 10–14.

5. **Мелентьев Л.А.** Методы математического моделирования в энергетике. – М.: СР АН СССР, 1966. – 260 с.

6. **Свидетельство** об официальной регистрации программы для ЭВМ 2020619917 Российская Федерация. Программа для расчета дисконтируемых затрат системы внешнего электроснабжения промышленных предприятий (ПРАДИЗ) / И.М. Богачков; заявитель и правообладатель Богачков И.М. (RU). – № 2020617970; заявл. 29.07.2020; опубл. 26.08.2020, Реестр программ для ЭВМ. – 1 с.

7. **Шабад М.А.** Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. – 4-е изд., исп. и доп. – СПб.: ПЭИПК, 2010. – 296 с.

8. **Свидетельство** о государственной регистрации программы для ЭВМ 2020662391 Российская Федерация. Программа для расчета оптимального класса напряжения системы внешнего электроснабжения (ПРОН) / И.М. Богачков, Д.Р. Валеева. – № 2020660176/69; опубл. 13.10.2020.

References

1. Minlikaev, V.Z., Dikamov, D.V., Arno, O.V., Merkulov, A.V., Kirsanov, S.A., Krasovskiy, A.V., Svetskiy, S.Yu., Kononov, A.V. Primenenie mobil'nykh kompressornykh ustanovok na zavershayushchey stadii razrabotki gazovykh zalezhey [Application of mobile compressor units at the final

stage of development of gas fields]. *Gazovaya promyshlennost'*, 2015, no. 1(717), pp. 15–17.

2. Murthy, G.V.K., Dr. S.Sivanagaraju, Dr. S.Satyanarayana, B. Hanumantha Rao. Reliability improvement of radial distribution system with distributed generation. *International Journal of Engineering Science and Technology (IJEST)*, 2012, vol. 4, no. 09, September.

3. Ivobozhenko, B.A., Ilinskii, N.F., Kopylov, I.P. *Planirovanie eksperimenta v elektromekhanike* [Planning an experiment in electromechanics]. Moscow: Energiya, 1975. 185 p.

4. Fedorov, A.A., Nikul'chenko, A.G., Sadchikov, S.V. K voprosu optimizatsii postroeniya seti promyshlennogo elektrosnabzheniya [On the issue of optimizing the construction of an industrial power supply network]. *Trudy Moskovskogo energeticheskogo instituta*, 1980, issue 446, pp. 10–14.

5. Melent'ev L.A. *Metody matematicheskogo modelirovaniya v energetike* [Methods of mathematical modeling in power engineering]. Moscow: SR AN SSSR, 1966. 260 p.

6. Bogachkov, I.M. Programma dlya rascheta diskontiruemykh zatrat sistemy vneshnego elektrosnabzheniya promyshlennykh predpriyatiy [Program for calculating discounted costs of the external power supply system for industrial enterprises]. *Svidetel'stvo ob ofitsial'noy registratsii programmy dlya EVM no. 2020619917* [Certificate of state registration of a computer program], 2020.

7. Shabad, M.A. *Raschety releynoy zashchity i avtomatiki raspredelitel'nykh setey* [Calculations of relay protection and distribution networks automatization]. Saint-Petersburg: PEIPK, 2010. 296 p.

8. Bogachkov, I.M., Valeeva, D.R. Programma dlya rascheta optimal'nogo klassa napryazheniya sistemy vneshnego elektrosnabzheniya [Program for calculating the optimal voltage class of the external electricity supply system]. *Svidetel'stvo o gosudarstvennoy registratsii programmy dlya EVM no. 2020662391* [Certificate of state registration of a computer program], 2020.