

Научная статья
УДК 621.316.11
DOI 10.46845/1997-3071-2024-73-125-139

Повышение надежности распределительных сетей путем внедрения САВС и селективного АПВ

Егор Сергеевич Старостин^{1, 2}

¹Калининградский государственный технический университет, Калининград, Россия

²Россети «Янтарь», Калининград, Россия
starostin-es@list.ru

Аннотация. Ключевым вопросом исследования является оценка эффективности применения существующих мер автоматизации в электрических распределительных сетях с точки зрения надежности. Вопрос становится актуальным в связи с постоянным увеличением продолжительности линий электропередачи в распределительных сетях, что повышает вероятность повреждения и дальнейшего отключения линии от защит. Рассматриваются способы уменьшения времени, в течение которого происходит недоотпуск электроэнергии, путем применения таких средств автоматики, как селективное автоматическое повторное включение (САПВ) и система автоматического восстановления сети (САВС). В статье проведен расчет основных показателей надежности применения системы автоматического восстановления сети и селективного автоматического повторного включения на примере реального сетевого участка 15 кВ. В качестве объекта исследования выбран участок распределительной сети Калининградской области, включающий в себя две линии электропередачи. Расчеты проводились для трех вариантов конфигурации сети: участок сети в существующем виде без модернизации; участок сети при использовании только САВС; участок сети при совместном использовании САВС и САПВ. При определении индикативных показателей надежности использовалась методика Минэнерго РФ. Проведена сравнительная оценка показателей SAIDI, SAIFI и CAIDI для трех вышеописанных вариантов конфигурации сети. Внедрение предложенных мер по автоматизации сети обеспечивает значительное снижение средней продолжительности отключений и в меньшей степени средней частоты отключений линий электропередачи. Наибольший вклад в снижение индикативных показателей надежности вносит применение именно селективного АПВ. Таким образом, проведена оценка эффективности внедрения САВС и САПВ с целью приближения к целевым значениям индикативных показателей надежности электрической сети.

Ключевые слова: электрические распределительные сети, индикативные показатели надежности SAIDI и SAIFI, селективное автоматическое повторное включение, система автоматического восстановления сети, САВС, электроэнергетика.

Благодарности: автор благодарит Управление релейной защиты и автоматики АО «Россети «Янтарь»» за помощь в предоставлении исходных данных.

Для цитирования: Старостин Е. С. Повышение надежности распределительных сетей путем внедрения САВС и селективного АПВ // Известия КГТУ. 2024. № 73. С. 125-139. DOI 10.46845/1997-3071-2024-73-125-139.

Original article

Improving the reliability of distribution networks through the introduction of FLISR and selective ACR

Egor S. Starostin^{1,2}

¹Kaliningrad State Technical University, Kaliningrad, Russia

²Rosseti «Yantar», Kaliningrad, Russia
starostin-es@list.ru

Abstract. The key issue of the study is to assess the effectiveness of the application of existing automation measures in electrical distribution networks in terms of reliability. The issue becomes relevant due to the constant increase in the duration of power transmission lines in distribution networks, which increases the likelihood of damage and further disconnection of the line from protections. The methods of reducing the time during which the under-discharge of electricity occurs are considered by using automation tools such as selective automatic re-activation and an automatic network restoration system (FLISR). The article calculates the main reliability indicators for the use of an automatic network restoration system and selective automatic re-activation using the example of a real 15 kV network section. A section of the distribution network of the Kaliningrad region, including two power transmission lines, was selected as the object of research. Calculations were carried out for three network configuration options: a section of the network in its existing form without modernization; a section of the network using only FLISR; a section of the network using FLISR and selective automatic re-activation system together. The Ministry of Energy's methodology was used to determine indicative reliability indicators. A comparative assessment of the SAIDI, SAIFI and CAIDI indicators was carried out for the three network configuration options described above. The implementation of the proposed network automation measures provides a significant reduction in the average duration of outages and, to a lesser extent, the average frequency of power line outages. The greatest contribution to the reduction of indicative reliability indicators is made by the use of selective automatic re-activation system. So, an assessment of the effectiveness of introducing FLISR and selective automatic reclosing has been carried out in order to achieve the target values for indicative indicators of the reliability of the electrical network.

Keywords: electrical distribution networks, indicative reliability indicators of SAIDI and SAIFI, selective automatic re-activation, system of automatic network recovery, FLISR, electric power industry.

Acknowledgments: the author is grateful to Department of Relay Protection and Automation of JSC «Rosseti Yantar» for their help in providing the source data.

For citation: Starostin E. S. Improving the reliability of distribution networks through the introduction of FLISR and selective ACR. *Izvestiya KGTU = KSTU News*. 2024;(73): 125-139. (In Russ.). DOI 10.46845/1997-3071-2024-73-125-139.

ВВЕДЕНИЕ

Электрические распределительные сети в Калининградской области служат для распределения электроэнергии от электрических подстанций 110 кВ до трансформаторных подстанций и потребителей электроэнергии. Сети обладают высокой, постоянно увеличивающейся, протяженностью: на территории Калининградской области с 2018 по 2022 г. протяженность воздушных линий электропередачи напряжением 6–15 кВ возросла с 5749,67 до 6514,67 км, кабельных линий 6–15 кВ – с 1809,73 до 2606,2 км [1]. В то же время общая протяженность по территории Российской Федерации линий электропередачи распределительных сетей, находящихся во владении ПАО «Россети», с 2016 по 2020 г. увеличилась с 2310 до 2390 тыс. км [2], а принадлежащих ПАО «ФСК ЕЭС» – с 140,3 до 149 тыс. км [3].

Увеличение протяженности линии электропередачи значительно снижает ее надежность в связи с возросшим риском повреждения. Основными причинами отключения линий электропередачи в распределительных сетях являются: повреждения первичного оборудования распределительных устройств трансформаторных подстанций; повреждение опор воздушных линий и сопутствующего оборудования; обрыв и пляска проводов; внешние факторы, в том числе замыкания и повреждения, вызванные контактом с деревьями и другой растительностью, и другие причины. Отключения ЛЭП из-за неустойчивых замыканий могут быть устранены с помощью автоматического повторного включения. Несмотря на то, что теоретически эффективность АПВ оценивается в 70–85 %, на практике в большинстве случаев она достигает около 40 % [4]. Тем не менее на кабельных линиях повреждения носят устойчивый характер и не способны к самоустранению. Повторное включение ЛЭП при устойчивом замыкании ведет к излишнему расходу ресурса коммутационных аппаратов, развитию повреждений кабельных проводников и другим негативным воздействиям на электрическое оборудование [5]. Следует отметить, что Правилами устройства электроустановок предусмотрена необходимость использования АПВ воздушных и кабельно-воздушных линий напряжением выше 1 кВ [6]. Таким образом, актуальным направлением развития существующих систем релейной защиты и автоматики линий распределительных сетей считается применение селективного автоматического повторного включения. Такой вид АПВ позволит провести повторное включение при повреждениях на воздушных участках смешанных линий и запретит повторное включение линии при повреждениях кабельных участков.

Помимо селективного автоматического повторного включения в настоящее время развитие систем РЗА совместно с автоматизацией систем управления технологическими процессами и работой диспетчерских служб послужило развитию систем автоматического восстановления сети (САВС) [7–9]. Данные системы, являясь сложным программно-техническим комплексом, позволяют эффективно определить аварийные участки распределительных сетей, локализовать их и вос-

становить электроснабжение максимально возможного числа потребителей в кратчайшие сроки с учетом множества различных факторов [7].

Таким образом, актуальным является вопрос об оценке эффективности применения селективного автоматического повторного включения и системы автоматического восстановления сети. Оценка эффективности предлагаемых решений в исследовании проводится на основании методики, установленной Минэнерго РФ [10]. Методикой выделяются следующие показатели надежности услуг: средняя продолжительность прекращения электроснабжения в системе ($P_{sai di}$) и средняя частота прекращения электроснабжения (P_{saifi}), приводятся формулы для расчета установленных показателей. В мировой практике также применяется индекс средней продолжительности отключений потребителя (P_{caidi}) [11]. Исследование позволит оценить эффективность применения предлагаемых мер в целом с точки зрения надежности и вклад каждого из решений в общее повышение надежности сети.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

При проведении исследования для анализа и оценки надежности предлагаемых решений по внедрению САВС и селективного АПВ, исходя из опыта эксплуатации были выбраны две смешанные линии электропередачи реально существующего сетевого участка Калининградской области, обеспечивающие наличие большого количества кабельных вставок. Структура рассматриваемых линий электропередачи представлена в табл. 1, схема модернизируемого участка сети – на рис. 1.

Таблица 1. Структура рассматриваемых линий электропередачи
Table 1. Structure of the power transmission lines under consideration

Линия	Л1		Л2
	Участок 1	Участок 2	
Общая длина L , км	4,06	14,859	10,399
Общее количество запитанных ТП N_t , шт.	2	23	9

Основным предназначением системы автоматического восстановления сети является уменьшение времени простоя, т. е. сокращение времени восстановления электроснабжения при помощи автоматизации работы диспетчерской службы. Следуя из предложенного определения, использование такой системы не должно оказывать влияние на количество происходящих отключений в единицу времени, т. е. показатель P_{saifi} с применением САВС не изменяется. В то же время, САВС вследствие автоматизации локализации поврежденного участка позволяет значительно снизить время восстановления электроснабжения неповрежденных потребителей. Таким образом, следует, что использование САВС сопряжено с индикативными показателями только в части длительности прекращения электроснабжения ($P_{sai di}$) и не связано со средней периодичностью прекращения электроснабжения (P_{saifi}). В соответствии с методикой расчета индикативных

показателей надежности [10] показатель Π_{saidi} может быть определен исходя из следующего отношения:

$$\Pi_{saidi} = (\sum T_j \cdot N_j) / N_t, \quad (1)$$

где T_j – продолжительность отключения по времени, ч; N_j – численное количество точек поставки электроэнергии, попавших под прерывание электро-снабжения, шт.; N_t – наибольшее значение количества точек поставки электро-энергии за годовой период, шт.

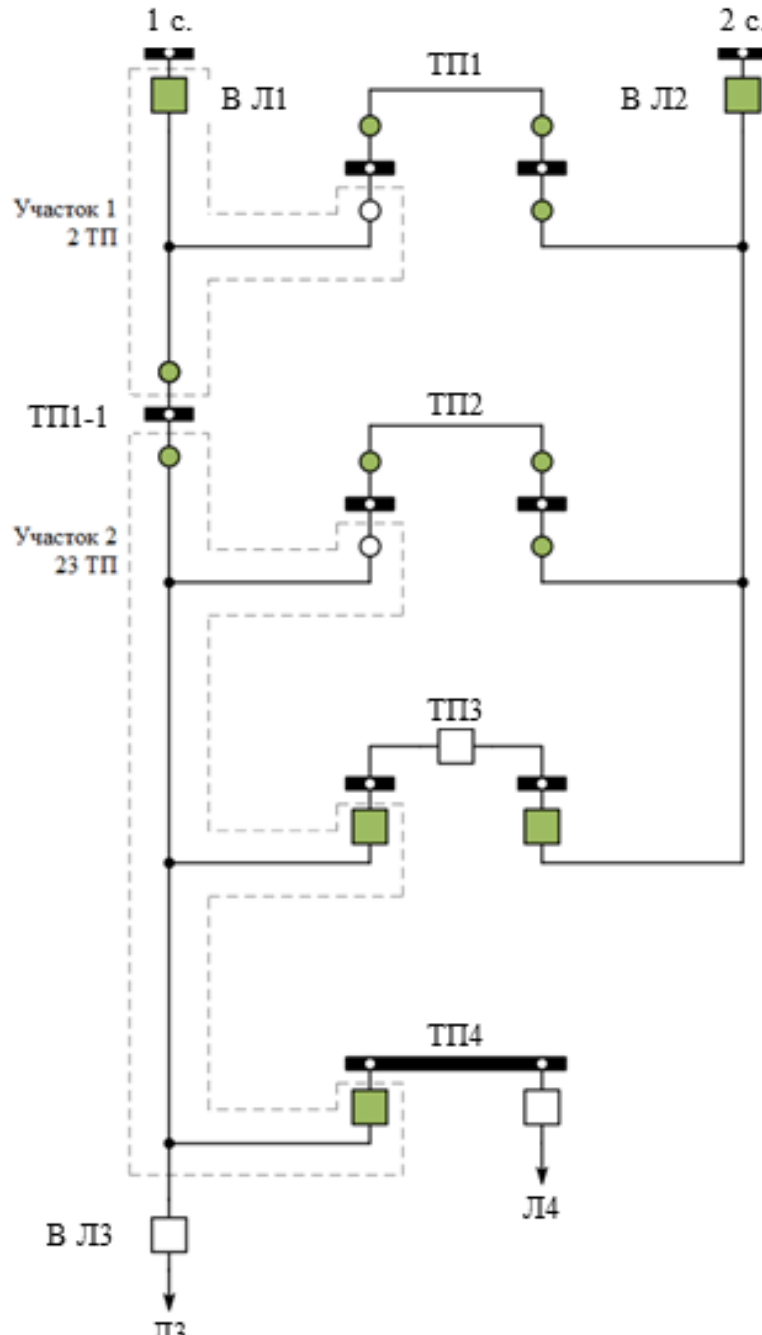


Рис. 1. Схема участка сети для расчета показателей надежности
 Fig. 1. A diagram of a network section for calculating reliability indicators

Длительность T_j может быть вычислена с помощью средней продолжительности восстановления определенного повреждения:

$$T_j = \omega_i \cdot T, \quad (2)$$

где T – средний показатель времени восстановления, ч; ω_i – среднее количество отключений на определенном участке за год, откл./год.

Значение среднего количества отключений ω_i может быть определено по выражению, с учетом статистических данных об удельной частоте повреждений ЛЭП:

$$\omega_i = 0,01 \cdot \omega_0 \cdot (1 - k_{\text{ну}}) \cdot L_i, \quad (3)$$

где ω_0 – частота повреждений линии, отнесенная к 100 км линии, 1/год·км; $k_{\text{ну}}$ – коэффициент АПВ; L_i – суммарная протяженность участков линии, авария на которых создаст отключение рассматриваемого потребителя, км.

Выражение для определения значения удельной частоты повреждений линии ω_0 :

$$\omega_0 = n_{\text{откл}} \cdot 100 / L, \quad (4)$$

где $n_{\text{откл}}$ – количество прекращений электроснабжения на линии за промежуток времени, 1/год; L – длина этой линии, км.

По статистике ПАО «Россети» [12] показатель удельной частоты повреждений ω_0 в российских распределительных сетях напряжением от 6 до 20 кВ в среднем в год составляет около 30 отключений на 100 км ЛЭП. В соответствии со справочными данными [13] в табл. 2 представлены среднестатистические значения времени восстановления элементов распределительных сетей.

Таблица 2. Среднее время восстановления элементов распределительной сети
Table 2. Recovery time of distribution network elements

№ п/п	Элемент сети	Среднее время восстановления элемента, ч
1	Силовой трансформатор	6
2	Силовой выключатель	10
3	ЛЭП	5
4	Линейный разъединитель	6

В настоящее время на линии Л1 АПВ не применяется. Тогда при внедрении селективного АПВ на Л1 изменится индикативный показатель надежности P_{saifi} , связанный с периодичностью прекращения электроснабжения потребителей. По Правилам устройства электроустановок [6] в электрических распределительных сетях требуется использовать один цикл АПВ. В соответствии со статистическими данными однократное АПВ на линии электропередачи снижает количество продолжительных отключений в среднем на 60 % [14]. Показатель P_{saifi}

находится в зависимости от значения среднего количества отключений на определенном участке ω_i :

$$P_{saifi} = \sum(\omega_i \cdot N_i) / N_t, \quad (5)$$

где ω_i – среднее количество отключений на определенном участке за год, откл./год; N_i – численное количество точек поставки электроэнергии, попавших под прерывание электроснабжения, шт.; N_t – максимальный показатель количества точек подачи электрической энергии за годовой период, шт.

Используемый в мировой практике, но не регламентированный отечественными НТД показатель средней продолжительности отключения среднестатистического потребителя P_{caidi} определяется как отношение показателей P_{saidi} и P_{saifi} :

$$P_{caidi} = P_{saidi} / P_{saifi}. \quad (6)$$

Показатель P_{caidi} в мировой практике рассматривается исключительно в совокупности с показателями P_{saidi} и P_{saifi} , поскольку снижение показателей P_{saidi} и P_{saifi} может привести как к росту, так и к снижению P_{caidi} . Таким образом, по тенденции изменения исключительно показателя P_{caidi} в одиночку нельзя судить об изменениях в бесперебойности электроснабжения.

С целью оценки эффективности предлагаемых решений в ходе исследования были рассмотрены три возможные конфигурации участка электрической распределительной сети, предусматривающие внедрение предложенных способов автоматизации в несколько этапов:

- 1) участок сети в текущем состоянии;
- 2) после внедрения на участке распределительной сети САВС;
- 3) после внедрения на участке распределительной сети селективного АПВ.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

Расчет показателей надежности для участка в текущем состоянии. На данный момент рассматриваемый участок распределительной сети состоит из двух ЛЭП, обозначенных на рис. 1 как Л1 и Л2. Длина прилегающей сети для ЛЭП составляет 18,919 и 10,399 км соответственно. При текущем устройстве сети повреждение любого участка любой из двух ЛЭП приведет к потере всех питаемых по линии потребителей на среднее время восстановления.

По выражению (3) значение периодичности отключений ω для линии электропередачи Л1 составляет:

$$\omega_i = 0,01 \cdot 30 \cdot (1 - 0) \cdot 18,919 = 5,676 \text{ откл./год.}$$

Коэффициент наличия АПВ $k_{\text{нп}}$ считается равным нулю, так как на выключателе линии функция АПВ не введена.

Аналогично по расчетам для линии электропередачи Л2 значение периодичности отключений ω составит:

$$\omega_i = 0,01 \cdot 30 \cdot (1 - 0,6) \cdot 10,399 = 1,248 \text{ откл./год.}$$

Для Л2 коэффициент $k_{\text{нп}}$ принят равным 0,6 в связи с введенным однократным АПВ на головном выключателе, что позволяет снизить количество продолжительных прекращений электроснабжения на 60 % [14].

Значение длительности прекращений передачи электроэнергии T_j , определяемое по выражению (2), для линии Л1 составит:

$$T_j = 5,676 \cdot 6 = 34,054 \text{ ч/год.}$$

Таким же образом по расчетам для линии электропередачи Л2 значение T_j составит:

$$T_j = 1,248 \cdot 6 = 7,487 \text{ ч/год.}$$

Общее значение показателя Π_{saidi} на рассматриваемом участке распределительной сети может быть определено по выражению (1):

$$\Pi_{\text{saidi}} = (34,054 \cdot 25 + 7,487 \cdot 9) / (25 + 9) = 27,022 \text{ ч/год.}$$

Значение показателя Π_{saifi} на этом же участке сети возможно вычислить по выражению (5):

$$\Pi_{\text{saifi}} = (5,676 \cdot 25 + 1,248 \cdot 9) / (25 + 9) = 4,504 \text{ откл/год.}$$

В соответствии с выражением (6) рассчитывается показатель Π_{caidi} :

$$\Pi_{\text{caidi}} = 27,022 / 4,504 = 6 \text{ ч/откл.}$$

Результаты расчетов показателей Π_{saidi} , Π_{saifi} и Π_{caidi} приведены в табл. 3.

Таблица 3. Результаты расчетов показателей надежности для существующей сети
Table 3. Calculation results of reliability indicators for the existing network

Параметр		Линия	
		Л1	Л2
Исходные значения	Общая длина L , км	18,919	10,399
	Общее количество запитанных ТП N_t , шт.	25	9
	Средний показатель времени восстановления T , ч	6	6
	Количество случаев прекращения электроснабжения потребителей ω за год, откл./год	5,676	1,248
	Продолжительность отключений T_j , ч/год	34,054	7,487
Расчетные значения	Π_{saidi} , ч/год	27,022	
	Π_{saifi} , откл./год	4,504	
	Π_{caidi} , ч/откл.	6	

Расчет показателей надежности для участка после внедрения САВС.
Согласно информации, опубликованной предприятиями, предоставляющими услуги по проектированию и внедрению в области САВС, примем время восстанов-

ления сети равным 2 минутам, учитывая время запаса [7]. В соответствии со схемой на рис. 1 участок сети, прилегающий к линии Л1, может быть представлен в виде двух участков: первый участок – от начала линии до ТП1-1, второй – после ТП1-1. Учитывая наличие САВС, при аварии на каком-либо из участков ЛЭП после первичного отключения целой ЛЭП алгоритм САВС за относительно короткий интервал времени, соразмерный минутам, локализует поврежденный участок и отделит его от сети, а неповрежденные участки при возможности будут вновь запитаны, электроснабжение потребителей возобновится за счет переключения коммутационных аппаратов. Так, повреждение на первом участке (до ТП1-1) приведет к потере электроснабжения 2 ТП на время, равное времени ремонта, и оставшихся 23 ТП на время, равное времени локализации и восстановления участка с помощью САВС. В случае повреждения второго участка (после ТП1-1) обратная ситуация: 2 ТП отключатся на время работы САВС, а 23 ТП будут отключены на время восстановления (до ликвидации повреждения).

Проведем расчеты для первого участка (до ТП1-1). Учитывая длину линии, в соответствии с табл. 1, найдем значение количества моментов прекращения электроснабжения потребителей за год ω_i по выражению (3):

$$\omega_i = 0,01 \cdot 30 \cdot (1 - 0) \cdot 4,06 = 1,218 \text{ откл./год.}$$

Средний показатель времени восстановления 2 ТП (N_1), потерявших питание на время восстановления, составит $T_{cp1} = 6$ ч. Время восстановления оставшихся 23 ТП (N_2), которые восстановятся автоматически, составит $T_{cp2} = 0,03$ ч. Тогда в соответствии с выражением (2) продолжительность прекращения передачи электроэнергии T_j будет равна:

$$T_1 = 1,218 \cdot 6 = 7,308 \text{ ч/год,}$$

$$T_2 = 1,218 \cdot 0,03 = 0,041 \text{ ч/год.}$$

По тем же аналитическим выражениям для второго участка (после ТП1-1):

$$\omega_i = 0,01 \cdot 30 \cdot (1 - 0) \cdot 14,859 = 4,458 \text{ откл./год.}$$

В случае аварийного отключения на втором участке распределение восстанавливаемых по времени подстанций инверсировано. Тогда для $N_3 = 23$ ТП, $N_4 = 2$ ТП длительность прекращения передачи электроэнергии T_j составит:

$$T_3 = 4,458 \cdot 6 = 26,746 \text{ ч/год,}$$

$$T_4 = 4,458 \cdot 0,03 = 0,149 \text{ ч/год.}$$

Для линии Л2 расчетные значения останутся аналогичными расчетам для сети с существующей конфигурацией в связи с тем, что секционирование сети фидера не произойдет в отличие от Л1. На основе полученных расчетных значений могут быть определены по выражениям (1) и (5) показатели Π_{saidi} и Π_{saifi} общего участка сети, учитывая САВС:

$$\Pi_{saidi} = \frac{7,308 \cdot 2 + 0,041 \cdot 23 + 26,746 \cdot 23 + 0,149 \cdot 2 + 7,487 \cdot 9}{25 + 9} = 20,541 \text{ ч/год,}$$

$$\Pi_{saifi} = \frac{1,218 \cdot 2 + 1,218 \cdot 23 + 4,458 \cdot 23 + 4,458 \cdot 2 + 1,248 \cdot 9}{25 + 9} = 4,504 \text{ откл./год.}$$

В соответствии с полученными значениями показателей P_{saidi} и P_{saifi} по выражению (6) может быть рассчитано значение индикативного показателя P_{caidi} :

$$P_{caidi} = 20,541/4,504 = 4,561 \text{ ч/откл.}$$

Полученные при расчетах индикативных показателей надежности P_{saidi} , P_{saifi} и P_{caidi} значения расчетных величин для случая устройства сети, учитывающего наличия САВС без селективного АПВ, представлены в табл. 4.

Таблица 4. Расчетные значения показателей надежности для участка сети при использовании системы автоматического восстановления сети

Table 4. Calculated values of reliability indicators for a network section when using an automatic network recovery system

Параметр		Линия		
		Л1		Л2
		Уч. 1	Уч. 2	
Исходные значения	Общая длина L , км	4,06	14,86	10,4
	Общее количество запитанных ТП N_t , шт.	2	23	9
	Средний показатель времени восстановления T , ч	6 (0,03)	6 (0,03)	6
	Количество моментов прекращения электроснабжения потребителей ω за год, откл./год	1,22	4,46	1,25
	Продолжительность отключений T_j , ч/год	7,31 (0,04)	26,75 (0,15)	7,49
Расчетные значения	P_{saidi} , ч/год	20,541		
	P_{saifi} , откл/год	4,504		
	P_{caidi} , ч/откл.	4,561		

Расчет показателей надежности для участка после внедрения САВС и селективного АПВ. В начальной конфигурации сети в связи со значительной протяженностью кабельных участков кабельно-воздушной линии Л1 применение АПВ на линии не предусмотрено. Внедрение селективного АПВ повлияет на оба рассчитываемых индикативных показателя P_{saidi} и P_{saifi} , поскольку его применение по статистическим данным позволит снизить количество длительных отключений потребителей электроэнергии на 60 % [14]. Тогда коэффициент k_{ny} , позволяющий учесть наличие функции АПВ и ее эффективность, в следующих расчетах примет значение, равное 0,6.

Аналогично ранее приведенным расчетам, но с учетом коэффициента АПВ $k_{ny} = 0,6$, были получены значения P_{saidi} и P_{saifi} , исходя из которых рассчитано значение P_{caidi} .

Результаты расчетов P_{saidi} , P_{saifi} и P_{caidi} для рассматриваемого участка сети при совместном использовании САВС и САПВ приведены в табл. 5.

Таблица 5. Расчетные значения показателей надежности модернизируемого участка сети при совместном использовании САВС и САПВ

Table 5. Calculated values of reliability indicators of the upgraded section of the network when using FLISR and selective automatic reclosing together

Параметр		Линия		
		Л1		Л2
		Уч. 1	Уч. 2	
Исходные значения	Общая длина L , км	4,06	14,86	10,40
	Общее количество запитанных ТП N_t , шт.	2	23	9
	Средний показатель времени восстановления T , ч	6	6	6
	Количество моментов прекращения электроснабжения потребителей ω за год, откл./год	0,49	1,78	1,25
	Продолжительность отключений T_j , ч/год	2,92	10,70	7,49
Расчетные значения	P_{saidi} , ч/год	9,404		
	P_{saifi} , откл./год	1,999		
	P_{caidi} , ч/откл.	4,724		

В табл. 6 обобщены результаты вычислений индикативных показателей надежности для рассмотренных вариантов переустройства участка распределительной сети.

Таблица 6. Результаты расчетов показателей SAIDI, SAIFI и CAIDI

Table 6. Results of calculations of SAIDI, SAIFI and CAIDI indicators

	P_{saidi} , ч/год	P_{saifi} , откл./год	P_{caidi} , ч/откл.
До осуществления модернизации	27,022	4,504	6,000
Одиночное применение САВС	20,541	4,504	4,561
Совместное применение САВС и САПВ	9,404	1,999	4,724
Целевые показатели ПАО «Россети» на 2030 г.	2,4	0,92	2,609

На рис. 2 в виде диаграммы показана динамика снижения вычисленных показателей надежности при различных вариантах устройства участка сети с учетом внедрения САВС и селективного АПВ по результатам расчетов, представленных в табл. 6. Также на рис. 2 отображены целевые значения показателей, установленные Концепцией ПАО «Россети» «Цифровая трансформация-2030»: для

показателя P_{saidi} целевое значение составляет 2,4 ч/год, для P_{saifi} – 0,92 откл./год [15].

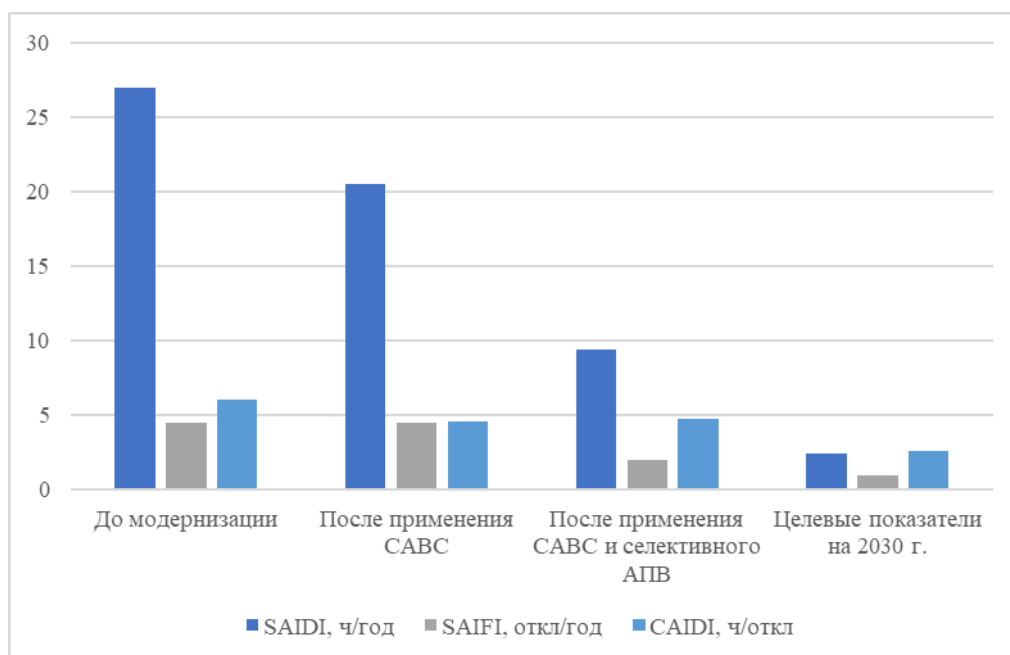


Рис. 2. Изменение показателей надежности в зависимости от степени модернизации участка сети в сравнении с целевыми показателями

Fig. 2. Changes in reliability indicators depending on the degree of modernization of the network section in comparison with the target indicators

При рассмотрении показателей динамики снижения становится ясно, что внедрение САВС оказывает влияние исключительно на показатель средней продолжительности прекращения электроснабжения P_{saidi} , а совместное использование САВС и селективного АПВ на данном участке распределительной сети позволяет добиться снижения обоих показателей P_{saidi} и P_{saifi} .

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На примере участка электрической распределительной сети исследование показало, что применение САВС является эффективной мерой повышения надежности распределительной сети: расчетное значение показателя P_{saidi} снизилось в 1,3 раза относительно значения для существующей конфигурации сети. Однако большее влияние на повышение надежности обеспечило использование селективного АПВ на смешанных линиях электропередачи: расчетное значение показателя P_{saidi} снизилось в 2,18 раза, P_{saifi} – в 2,25 раза. Совместное использование САВС и селективного АПВ позволило достигнуть снижения P_{saidi} в 2,87 раза и P_{saifi} в 2,25 раза соответственно в сравнении со значениями показателей участка сети до модернизации. В то же время конкретной тенденции в изменении показателя P_{caidi} , используемого в мировой практике, не выявлено, что вызвано зависимостью показателя от изменения показателей P_{saidi} и P_{saifi} относительно друг друга. Обращая внимание на цели, поставленные Концепцией ПАО «Россети» «Циф-

ровая трансформация-2030» [15], применения предложенных мер недостаточно для достижения целевых показателей на рассматриваемом малом участке сети, что вызвано изначально высокими значениями индикативных показателей надежности и ограниченностью рассматриваемого участка сети. Несмотря на этот факт, исследование показало эффективность использования САВС и селективного АПВ с целью повышения надежности электроснабжения в распределительных сетях среднего напряжения в кратном снижении показателей P_{saidi} и P_{saifi} . Таким образом, масштабирование технологий может рассматриваться как эффективная мера по улучшению показателей надежности распределительных сетей среднего напряжения и позволит приблизиться к целевым значениям P_{saidi} и P_{saifi} .

Список источников

1. О схеме и программе перспективного развития электроэнергетики Калининградской области на 2022–2026 годы и признании утратившими силу отдельных решений Губернатора Калининградской области: Распоряжение Губернатора Калининградской области от 28.05.2021 № 19-р // URL: <https://infrastruktura.gov39.ru/activity/fuel.php> (дата обращения: 28.10.2023).
2. ПАО «Россети». Акционерам и инвесторам. URL: <https://old.rosseti.ru/investors/> (дата обращения: 28.10.2023).
3. ПАО «ФСК – Россети». Обзор компании. URL: https://old.fsk-ees.ru/shareholders_and_investors/company_overview/ (дата обращения: 28.10.2023).
4. Сорокин Н. С., Чаадаева Н. Н. Методика оценки надежности работы систем электроснабжения // Вестник строительства архитектуры. 2016. № 5. С. 127–130.
5. Беркович М. А., Гладышев В. А., Семенов В. А. Автоматика энергосистем. Москва: Энергоатомиздат, 1991. 240 с.
6. Об утверждении глав Правил устройства электроустановок: приказ Министерства Энергетики Российской Федерации от 08.07.2002 № 204. URL: <https://docs.cntd.ru/document/456072457> (дата обращения: 28.10.2023).
7. Инженерная компания ООО «Прософт-Системы». URL: <https://prosoftsystems.ru/> (дата обращения: 28.10.2023).
8. Сорокин Н. С. Повышение надежности работы электрических сетей напряжением 6–35 кВ с помощью системы контроля их параметров // Агротехника и энергообеспечение. 2017. № 4 (17). С. 28–32.
9. Фарраев А. И. Внедрение системы автоматического восстановления электроснабжения в сетях 6–20 кВ // Форум молодых ученых. 2023. № 6 (82). С. 412–415.
10. Об утверждении методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной «общероссийской» электрической сетью и территориальных сетевых организаций: Приказ Министерства Энергетики Российской Федерации от 29.11.2016 № 1256. URL: <https://base.garant.ru/71578114/> (дата обращения: 28.10.2023).
11. Кондрашова Н. В., Панина И. В., Попова Н. В. Понятия и оценка надежности и качества услуг территориальных электросетевых организаций // Современная экономика: проблемы и решения. 2017. № 2 (86). С. 187–203.

12. СТО 34.01-2.2-032-2017. Линейное коммутационное оборудование 6–35 кВ – секционирующие пункты (реклоузеры). Введ. 14.11.2017. ПАО «Россети», 2017. 24 с.

13. ГОСТ Р 52735-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. Введ. 01.07.2008. Москва, 2007. 39 с.

14. Юнусов Х. Б. Анализ работы системы автоматического восстановления электроснабжения в распределительных сетях 6–20 кВ // Международная научно-практическая конференция «Уральская горная школа – регионам» (16–17 апреля 2018 г.): сборник трудов конференции. Екатеринбург, 2018. С. 324–325.

15. ПАО «Россети». Цифровая трансформация-2030. URL: <https://rosseti.ru/sustainable-development/digital-transformation-2030/> (дата обращения: 12.01.2024).

References

1. O skheme i programme perspektivnogo razvitiya elektroenergetiki Kaliningradskoy oblasti na 2022–2026 gody i priznanii utrativshimi silu otdel'nykh resheniy Gubernatora Kaliningradskoy oblasti: Rasporyazhenie Gubernatora Kaliningradskoy oblasti ot 28.05.2021 № 19-r. Available at: <https://infrastruktura.gov39.ru/activity/fuel.php> (Accessed 28 October 2023).

2. ПАО «Россети». Акционерам и инвесторам [PJSC «Rosseti». To shareholders and investors], available at: <https://old.rosseti.ru/investors/> (Accessed 28 October 2023).

3. ПАО «FSK – Rosseti». Обзор компании [PJSC FGC – Rosseti. Company Overview]. Available at: https://old.fsk-ees.ru/shareholders_and_investors/company_overview/ (Accessed 28 October 2023).

4. Sorokin N. S., Chaadaeva N. N. Metodika otsenki nadezhnosti raboty sistem elektrosnabzheniya [Methodology for assessing the reliability of power supply systems]. *Vestnik stroitel'stva arkhitektury*, 2016, no. 5, pp. 127–130.

5. Berkovich M. A., Gladyshev V. A., Semenov V. A. *Avtomatika energosistem* [Automation of power systems]. Moscow, Energoatomizdat Publ., 1991, 240 p.

6. Ob utverzhdenii glav Pravil ustroystva elektroustanovok. Prikaz Ministerstva Energetiki Rossiyskoy Federatsii ot 08.07.2002 № 204. Available at: <https://docs.cntd.ru/document/456072457> (Accessed 28 October 2023).

7. Inzhenernaya kompaniya OOO «Prosoft-Sistemy» [Engineering company Prosoft-Systems LLC]. Available at: <https://prosoftsystems.ru/> (Accessed 28 October 2023).

8. Sorokin N. S. Povyshenie nadezhnosti raboty elektricheskikh setey napryazheniem 6–35 kV s pomoshch'yu sistemy kontrolya ikh parametrov [Increasing the reliability of electrical networks with a voltage of 6–35 kV using a system for monitoring their parameters]. *Agrotekhnika i energoobespechenie*, 2017, no. 4 (17), pp. 28–32.

9. Farraev A. I. Vnedrenie sistemy avtomaticheskogo vosstanovleniya elektro-snabzheniya v setyakh 6–20 kV [Implementation of an automatic power supply restoration system in 6–20 kV networks]. *Forum molodykh uchenykh*, 2023, no. 6 (82), pp. 412–415.

10. Ob utverzhdenii metodicheskikh ukazaniy po raschetu urovnya nadezhnosti i kachestva postavlyaemykh tovarov i okazyvaemykh uslug dlya organizatsii po upravle-

niyu edinoy natsional'noy «obshcherossiyskoy» elektricheskoy set'yu i territorial'nykh setevykh organizatsiy: Prikaz Ministerstva Energetiki Rossiyskoy Federatsii ot 29.11.2016 № 1256. Available at: <https://base.garant.ru/71578114/> (Accessed 28 October 2023).

11. Kondrashova N. V., Panina I. V., Popova N. V. Ponyatiya i otsenka nadezhnosti i kachestva uslug territorial'nykh elektrosetevykh organizatsiy [Understanding and evaluating the reliability and quality of services of territorial electric grid organizations]. *Sovremennaya ekonomika: problemy i resheniya*, 2017, no. 2 (86), pp. 187–203.

12. Organization standard 34.01-2.2-032-2017. 6–35 kV linear switching equipment – sectioning points (reclosers). PJSC «Rosseti», 2017, 24 p. (In Russian).

13. State Standard R 52735-2007. Short circuits in electrical installations. Calculation methods in AC electrical installations with a voltage over 1 kV. Moscow, Standartinform Publ., 2007. 39 p. (In Russian).

14. Yunusov Kh. B. Analiz raboty sistemy avtomaticheskogo vosstanovleniya elektrosnabzheniya v raspreditel'nykh setyakh 6–20 kV [Analysis of the operation of the automatic power supply restoration system in 6–20 kV distribution networks]. *Trudy Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii «Ural'skaya gornaya shkola – regionam» (16–17 aprelya 2018 g.)* [Proc. International Scientific and Practical Conference "Ural Mining School - regions" (16–17 April 2018)]. Ekaterinburg, 2018, pp. 324–325.

15. PAO «Rosseti». Tsifrovaya transformatsiya-2030 [PJSC «Rosseti». Digital transformation-2030]. Available at: URL: <https://rosseti.ru/sustainable-development/digital-transformation-2030/> (Accessed 28 October 2023).

Информация об авторе

Е. С. Старостин – аспирант кафедры энергетики, ведущий инженер Управления релейной защиты и автоматики АО «Россети “Янтарь”»

Information about the author

E. S. Starostin – postgraduate student of the energy department, lead engineer of relay protection and automation department of JSC "Rosseti Yantar"

Статья поступила в редакцию 20.02.2024; одобрена после рецензирования 26.02.2024; принята к публикации 27.02.2024.

The article was submitted 20.02.2024; approved after reviewing 26.02.2024; accepted for publication 27.02.2024.