

Оценка транспорта электрической энергии по электрическим сетям ПАО «Россети Центр»

Assessments of electric energy transportation through the electric grid of PAO Rosseti Tsentr

Наумов И.В.^{1*}, Подъячих С.В.¹, Ямщикова И.В.², Якупова М.А.¹, Федоринова Э.С.¹
Naumov I.V.^{1*}, Podyachikh S.V.¹, Yamshchikova I.V.², Yakupova M.A.¹, Fedorinova E.S.¹

¹ Иркутский государственный аграрный университет имени А.А. Ежевского, Иркутск, Россия

² Иркутский национальный исследовательский технический университет, Иркутск, Россия

¹ Irkutsk State Agrarian University, Irkutsk, Russia

² Irkutsk Polytech, Irkutsk, Russia

* professornaumov@list.ru



Наумов И.В.



Подъячих С.В.



Ямщикова И.В.



Якупова М.А.



Федоринова Э.С.

Резюме. Целью статьи является аналитическая оценка уровня надежности электропередачи по электрическим сетям ПАО «Россети Центра». В предлагаемом исследовании дана характеристика структуры компании, подробно представлена балансовая характеристика транспорта объемов электрической энергии в сети компании и из ее сетей потребителям. Отмечены недостатки отчетной деятельности компании. На основе опубликованной в открытом доступе информации, произведен анализ аварийных событий в электрических сетях компании за исследуемый период, отмечены особенности электропередачи по каждому из филиалов компании. Введено понятие удельной аварийности, определяющей интенсивность внедрения противоаварийных мероприятий, разрабатываемых каждой компанией для снижения величины недоотпуска электрической энергии в результате аварийных отключений. Произведен анализ основных причин возникновения событий отказов, в результате которых установлено, что основными причинами их возникновения является воздействие повторяющихся стихийных явлений, а также несвоевременное производство технического обслуживания электроустановок. В качестве основных использованы **методы** численного анализа, а также общенаучные методы обработки информации. Визуализация анализируемого материала представлена диаграммами, полученными на основе использования технологий графического редактора MATLAB. **Результаты** исследования могут быть интересны техническим специалистам электросетевых компаний ПАО «Россети» а также научным работникам, занимающихся исследованиями в области надежности электроснабжения.

Abstract. The paper aims to analytically assess the reliability of energy transmission through the electric grid of PAO Rosseti Tsentr. The study describes the company's structure and provides a detailed balance of electric energy transmission through the company's grid and from the grid to the consumers. The shortcomings of the company's reporting activities are noted. Based on publicly available information, the authors analysed the accidents that affected the company's grid within the addressed period of time while noting the specificity of energy transmission in each of the company's branches. The concept of specific accident rate is introduced to define the rate of adopted emergency measures that have been developed by each company to reduce the undersupply of electric energy caused by emergency shutdowns. The main causes of failures were analysed. As a result, it was established that the main causes are the effects of repeated natural phenomena, as well as untimely maintenance of electrical installations. The authors primarily used the **methods** of numerical analysis, as well as general scientific methods of information processing. The analysed materials were visualised in the form of MATLAB diagrams. The **results** of the study may be of interest to technical specialists of the PAO ROSSETI electric grid companies, as well as researchers who specialise in power supply reliability.

Ключевые слова: аварийные отключения, отказы, недоотпуск электроэнергии, удельная аварийность.

Keywords: emergency shutdowns, failures, undersupply of energy, specific accident rate.

Для цитирования: Наумов И.В., Подъячих С.В., Ямщикова И.В., Якупова М.А., Федоринова Э.С. Оценка транспорта электрической энергии по электрическим сетям ПАО «Россети Центр» // Надежность. 2026. №2. С. 17-24. <https://doi.org/10.21683/1729-2646-2026-26-2-17-24>

For citation: Naumov I.V., Podyachikh S.V., Yamshchikova I.V., Yakupova M.A., Fedorinova E.S. Assessments of electric energy transportation through the electric grid of PAO Rosseti Tsentri. *Dependability 2026*;2: 17-24. <https://doi.org/10.21683/1729-2646-2026-26-2-17-24>

Поступила: 23.05.2025 / **После доработки:** 27.06.2025 / **К печати:** 25.05.2026
Received on: 23.05.2025 / **Revised on:** 27.06.2025 / **For printing:** 25.05.2026

1. Структурная характеристика электрических сетей компании

3 августа 2021 г. в соответствии с принятым решением годового Общего собрания акционеров ПАО «МРСК Центра», состоявшегося 31 мая 2021 г. (Протокол № 01/21 от 31.05.2021) полное фирменное наименование



Рис. 1. Территория ПАО «Россети Центр». Заимствовано из [3]

компании переименовано в Публичное акционерное общество «Россети Центра», сокращенное название – ПАО «Россети Центр», далее по тексту РЦ [1].

В состав компании входит 11 филиалов: Белгородэнерго (БелЭ), Брянскэнерго (БрЭ), Воронежэнерго (ВЭ), Костромаэнерго (КосЭ), Курскэнерго (КЭ), Липецкэнерго (ЛЭ), Орелэнерго (ОЭ), Смоленскэнерго (СЭ), Тамбовэнерго (ТаЭ), Тверьэнерго (ТЭ) и Ярэнерго (ЯЭ) (рис. 1).

Общая площадь территорий, по которым осуществляется электропередача всем группам потребления электроэнергии (ЭЭ) составляет 457,8 тыс. км². Население этих территорий на конец 2023 г. составило 12,8 млн. чел.

Общее количество трансформаторных подстанций (ПС) 35-110 кВ составило 2370 шт. (0,41% от количества ПС ПАО Россети [2]), мощностью 34,8 МВА.

Общая протяженность линий электропередачи (ЛЭП) по цепям на конец 2023 г. составила 416 тыс. км. (16,25% протяженности ЛЭП ПАО «Россети» [2]), из них на долю БелЭ приходится 12,43% (51,7 тыс. км), БрЭ – 6,66% (27,7 тыс. км), ВЭ – 13,22% (55 тыс. км), КосЭ – 6,05% (25,2 тыс. км), КЭ – 8,58% (35,7 тыс. км), ЛЭ – 8,55% (35,6 тыс. км), ОЭ – 6,49% (27 тыс. км), СЭ – 10,53% (43,8 тыс. км), ТаЭ – 6,88% (28,6 тыс. км), ТЭ – 12,36% (51,4 тыс. км) и ЯЭ – 8,25% (34,3 тыс. км) [3].

Балансовая характеристика компании РЦ представлена на рис. 2, анализ которого позволил установить следующее.

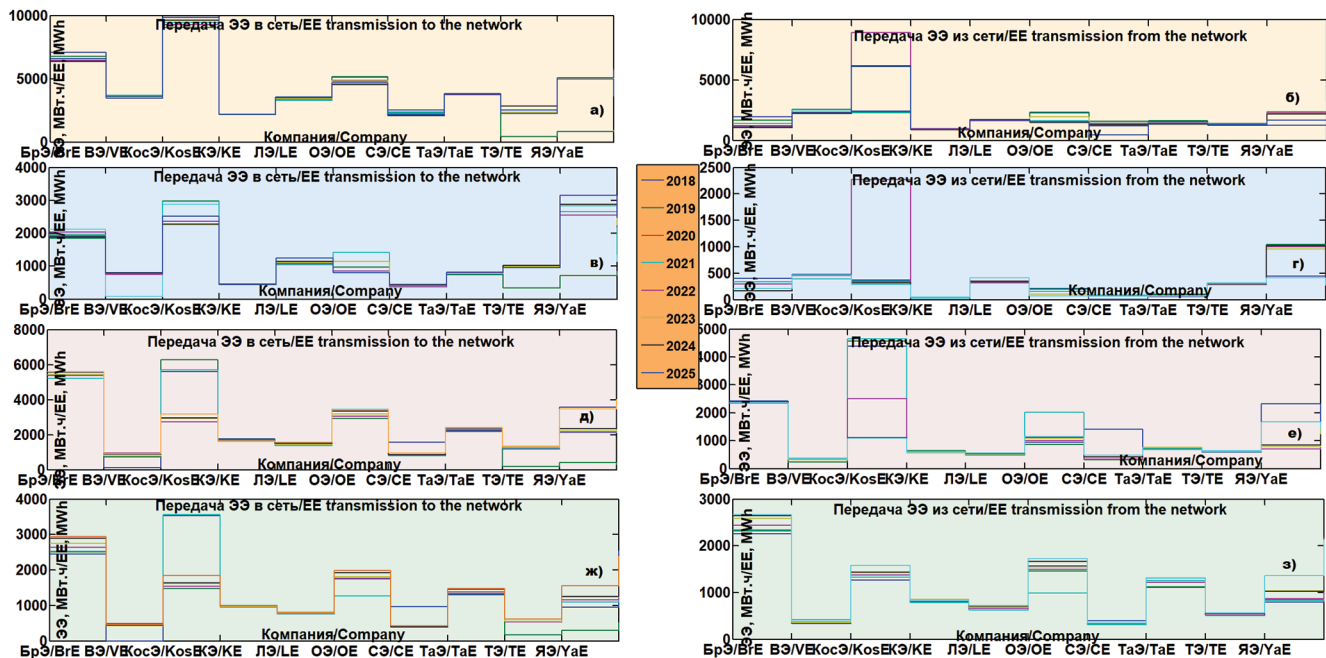


Рис. 2. Баланс передачи электрической энергии в сетях РЦ за период 2018-2025 гг: а), в), д), ж) – в сети, соответственно ВН, СН1, СН2, НН; б), г), е), з) – из сетей, соответственно ВН, СН1, СН2, НН

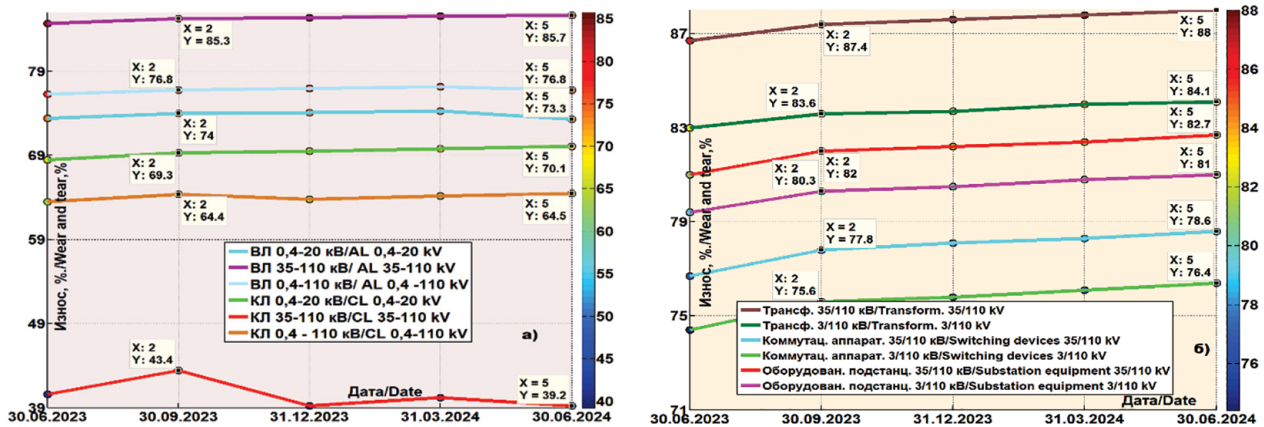


Рис. 3. Износ электросетевой структуры ПАО «Россети Центр»:
а) ЛЭП; б) Трансформаторные подстанции и коммутационная аппаратура

За весь период (2018-2025 гг.) в сети компании РЦ передано 843 747,7 млн. кВт·ч электрической энергии (ЭЭ), а электропередача из сетей компании непосредственно потребителям составила 392 397,8 млн. кВт·ч. ЭЭ. Наибольшее количество ЭЭ было передано в сети РЦ в 2025 г. – 12,89% от суммарного количества всей ЭЭ, переданной в сети РЦ (108782,5572 млн. кВт·ч). При этом большее количество ЭЭ поставляется в сети ВЭ: в 2018 г – 20,04% всей переданной ЭЭ в сети в этом году; в 2019 – 19,08%; в 2020 – 20,46%; в 2021 – 20,46%; в 2022 – 15,61%; в 2023 – 15,7%; в 2024 – 15,63% и в 2025 г – 16,02%.

Передача ЭЭ из сетей компании РЦ непосредственно потребителям в большей степени соответствует 2022 г. – 13,73% от суммарного значения переданной ЭЭ из сетей РЦ потребителям. При этом наибольшее количество переданной ЭЭ потребителям также приходится на долю филиала ВЭ: в 2018 г. – 17,27% всей переданной ЭЭ в этом году (8423,330385572 млн. кВт·ч); в 2019 – 17,61%; в 2020 – 17,92%; в 2021 – 17,92%; в 2022 – 27,98%; в 2023–2024 – 18,73% и в 2025 – 18,65%.

2. Характеристика аварийности ПАО РЦ

Под техническим состоянием электрических сетей (ЭС) следует понимать совокупность свойств, характеризующих в определенный момент времени соответствие исследуемого объекта ЭС требованиям норм и условиям обеспечения технологического процесса (в данном случае – преобразования, распределения и передачи ЭЭ потребителям). За аварийное отключение, как правило, принимается отключение энергопринимающих устройств, связанное с выходом из строя (поломкой) оборудования сетевой компании или конечного потребителя.

Безусловно, повышение уровня аварийности в электрических сетях любой электросетевой компании в первую очередь зависит от степени износа и старения основного электрооборудования и элементов этих сетей.

Передача ЭЭ посредством использования воздушных ЛЭП является наиболее уязвимым, с точки зрения обеспечения надежности, способом доставки ЭЭ потреби-

телю. Это объясняется достаточно высоким уровнем параметра потока отказов

$$\omega = \omega_1(t) + \omega_2,$$

где $\omega_1(t)$ – поток отказов, обусловленный старением и износом основных элементов воздушных ЛЭП; ω_2 – поток отказов, связанных со случайными событиями (шквалистый ветер, наезд транспорта, перекрытие изоляции птицами, возгорание деревянных опор от молниевых разрядов и проч.). При этом следует различать понятия старения и износа указанных элементов¹, поскольку и то и другое характеризуется постепенным изменением физико-химических свойств элемента. Но при старении учитывается естественный процесс эксплуатации без учета режимных особенностей, а износ – непосредственно характеризуется влиянием режимных характеристик. Так или иначе, по мы привыкли объединять эти понятия по общим термином «износ».

На рис. 3 представлена динамика изменения износа основного электросетевого оборудования ПАО «Россети Центр» всего за 1 год: с 30.06.2023 г. по 30.06.2024 г. [4].

Анализ рис. 3 показывает, что общий износ ЛЭП (включая воздушные и кабельные) на 30.06.2024 г. (рис. 3, а) составил: для напряжения 35-110 кВ – 78,6%; для 3-20 кВ – 73,9% и для 0,4 кВ – 69,9%; трансформаторное оборудование (рис. 3, б): 35-110 кВ – 88%; 2-110 кВ – 84,1%; коммутационные аппараты (рис. 2, б): 35-110 кВ – 78,6%; 3-110 кВ – 76,4%; оборудование подстанций (рис. 3, б): 35-110 кВ – 82,7%; 3-110 кВ – 81%. Таким образом общий усредненный износ электросетевого оборудования в ПАО «Россети Центр» на 30.06.2024 г. составил 76,7%.

3. Аварийность в электрических сетях РЦ

Рассмотрим аварийную обстановку в сетях компании РЦ за период 2018–2024 гг. на основании данных, опубликованных в открытой печати [5]. Как показал

¹ Под элементом электрической сети следует понимать ту ее часть, уровень надежности которой исследуется независимо от надежности составляющих ее компонентов

анализ рис. 4, общему количеству аварийных отключений за весь период наблюдений (2018-2024 гг.), равному 197339 шт., соответствует недоотпуск ЭЭ в общем объеме 186262,4352 МВт·ч. Таким образом, исходя их общей протяженности исследуемых электрических сетей, можно усредненно определить удельную аварийность в этих сетях, которая составляет 0,47 отказа на 1 км протяженности сетей. При этом аналогично можно определить и удельную величину недоотпуска ЭЭ, которая также усредненно составила 943,87 кВт·ч на 1 событие отказа. Наибольшее количество отказов по компании РЦ произошло в 2023 г. они составили 25,65% (50622 шт.) от всего количества отказов. Соответственно и величина недоотпуска ЭЭ в этом году также превысила недоотпуск по другим годам наблюдения и составила 74,31% (141923,2 МВт·ч) всего недоотпуска компании за исследуемый период. Наиболее повреждаемым месяцем оказался июль. На долю этого месяца приходится 13,1% (25785 шт.) всех отказов.

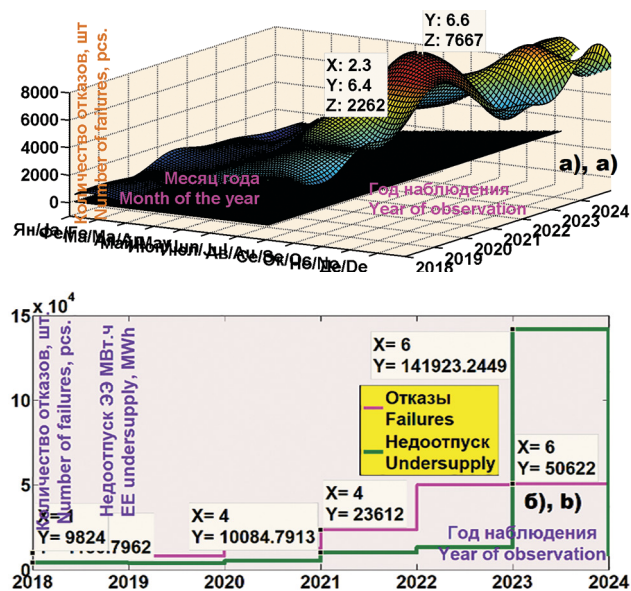


Рис. 4. Диаграммы изменения аварийности в электрических сетях РЦ: а) отказы, б) недоотпуск ЭЭ

Из всех филиалов компании РЦ наибольшая величина недоотпуска ЭЭ соответствует компании «Белгородэнерго». На долю этого филиала приходится 58,35% (111437,1525 МВт·ч.) всей недопоставленной ЭЭ за исследуемый период. При этом 2023 г. также для этого филиала стал самым «повреждаемым». В этом году в результате аварийных отключений было недопоставлено 91,7% ЭЭ (102188,0008 МВт·ч.) от всего количества ЭЭ, недопоставленной в этом филиале за весь период наблюдения.

Введем понятие удельной аварийности (УА). Для каждого из филиалов ПАО РЦ УА будем оценивать по величине недопоставленной ЭЭ в результате аварийных отключений. При этом величину недоотпуска будем рассматривать только с 2018 по 2023 г., поскольку в 2024 г. информация по компаниям дается только по 1 и 2 кварталам. В 3 и 4 кварталах этого года недоотпуск дается в целом по компании, без выделения филиалов.

Рассмотрим УА в 2 видах – по величине недоотпуска ЭЭ в месяц ($\alpha = W/12$, МВт·ч/мес) и величине недоотпуска ЭЭ на 1 км длины ЛЭП ($\beta = W/l$, кВт·ч/км). Результаты произведенных расчетов представлены в табл. 1 и визуализированы на рис. 5.

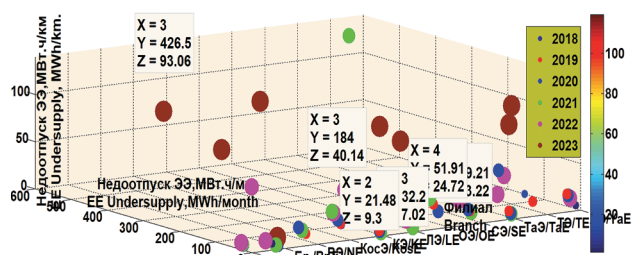


Рис. 5. Изменение удельного недоотпуска ЭЭ в электрических сетях РЦ за 2018-2023 гг.

Как видно из рис. 5, изменение удельного недоотпуска (УН) ЭЭ не имеет конкретно-выраженной динамики повышения или снижения в промежутке 2018 -2021 гг. Но с 2021 по 2023 происходит их резкое увеличение.

Для филиала БелЭ суммарное значение для показателя α за 2018-2023 гг. (МВт·ч/мес) составило 8925,94.

Табл. 1. Удельная аварийность по ПАО «Россети Центр»

| Филиал Branch | 2018 | | 2019 | | 2020 | | 2021 | | 2022 | | 2023 | |
|------------------|----------|---------|----------|---------|----------|---------|----------|---------|----------|---------|----------|---------|
| | α | β | α | β | α | β | α | β | α | β | α | β |
| БелЭ/BelE | 23,32 | 5,41 | 25,2 | 5,9 | 24,65 | 5,7 | 26,95 | 6,3 | 310,15 | 7,2 | 8515,67 | 1980 |
| БрЭ/BrE | 36,51 | 1,32 | 19,63 | 0,708 | 21,32 | 0,77 | 25,76 | 0,93 | 55,16 | 1,99 | 21,48 | 9,3 |
| ВЭ VE | 32,2 | 7,02 | 33,77 | 7,37 | 53,79 | 11,74 | 44,39 | 9,68 | 183,98 | 40,14 | 426,51 | 93,06 |
| КосЭ/KosE | 25,57 | 13,13 | 29,32 | 13,96 | 36,66 | 17,46 | 51,91 | 24,72 | 49,54 | 23,59 | 250,45 | 119,26 |
| КЭ/KE | 11,71 | 3,94 | 12,08 | 4,06 | 10,85 | 3,65 | 8,19 | 2,75 | 109,28 | 36,73 | 1 139,53 | 383,04 |
| ЛЭ/LE | 22,38 | 7,54 | 29,3 | 9,88 | 39,21 | 13,22 | 10,02 | 3,38 | 28,17 | 9,5 | 201,58 | 67,95 |
| ОЭ/OE | 38,47 | 17,09 | 44,01 | 19,56 | 30,87 | 13,72 | 54,71 | 24,32 | 99,36 | 44,16 | 192,47 | 85,54 |
| СЭ/SE | 40,44 | 11,08 | 33,82 | 9,3 | 38,33 | 10,5 | 30,55 | 8,37 | 63,43 | 17,38 | 225,78 | 61,86 |
| ТаЭ/TaE | 14,44 | 6,06 | 16,6 | 6,96 | 11,77 | 4,94 | 10,95 | 4,59 | 49,08 | 20,59 | 88,18 | 37,0 |
| ТЭ/TE | 64,11 | 14,97 | 41,75 | 9,75 | 136,38 | 31,84 | 549,5 | 128,3 | 121 | 28,25 | 448,35 | 104,67 |
| ЯЭ/YaE | 12,87 | 4,5 | 37,98 | 13,29 | 34,94 | 12,22 | 27,48 | 9,62 | 28,9 | 10,11 | 198,32 | 69,38 |

В 2018 г. значение этого коэффициента составляло 0,26% от суммарной величины, в 2019 – 0,28%; 2020 – 0,276%; 2021 – 0,3%; 2022 – 0,347%; 2023 – 95,4%. Филиал БрЭ – суммарное значение α составило 179,86, процентное соотношение по годам к этому значению: 2018 – 20,29%; 2019 – 10,91%; 2020 – 11,85%; 2021 – 14,32%; 2022 – 30,67% и 2023 – 11,94%. Воронежские сети – суммарное значение α за весь период – 777,64; 2018 – 4,16%; 2019 – 4,36%; 2020 – 6,94%; 2021 – 5,73%; 2022 – 23,75% и 2023 – 55,06%. Электрические сети КосЭ: суммарное $\alpha = 443,45$; 2018 – 5,77%; 2019 – 6,61%; 2020 – 8,27%; 2021 – 11,71%; 2022 – 11,17% и 2023 – 56,48%. Филиал КЭ: $\alpha_{\text{СВМ}} = 1291,64$; 2018 – 0,91%; 2019 – 0,94%; 2020 – 0,84%; 2021 – 0,63%; 2022 – 8,46% и 2023 – 88,22%. Для электрических сетей ЛЭ: $\alpha_{\text{СВМ}} = 330,66$ 2018 – 6,77%; 2019 – 8,86%; 2020 – 11,86%; 2021 – 3,03%; 2022 – 8,52% и 2023 – 60,96%. В сетях ОЭ $\alpha_{\text{СВМ}}$ составило 459,89. В 2018 г. значение этого показателя составило 8,37%; 2019 – 9,56%; 2020 – 6,71%; 2021 – 11,89%; 2022 – 21,61% и 2023 – 41,85%. Электрические сети СЭ: $\alpha_{\text{СВМ}} = 432,35$; в 2018 г. – 9,35%; 2019 – 7,82%; 2020 – 8,87%; 2021 – 7,07%; 2022 – 14,67% и 2023 – 52,22%. Для Тамбовских ЭС показатель $\alpha_{\text{СВМ}} = 191,02$; в 2018 г. – 7,56%; 2019 – 8,69; 2020 – 6,16%; 2021 – 5,73%; 2022 – 25,69% и 2023 – 46,16%. Значение $\alpha_{\text{СВМ}}$ для электрических сетей «Тверьэнерго» составляет 1361,09. Соответственно в 2018 г. на долю этого коэффициента приходится 4,7%; в 2019 – 3,07%; 2020 – 10,02%; 2021 – 40,37%; 2022 – 8,89% и в 2023 – 32,94%. Для электрических сетей ЯЭ $\alpha_{\text{СВМ}} = 340,49$. Распределение этого показателя по годам исследуемого периода в процентном соотношении к суммарному $\alpha_{\text{СВМ}}$ выглядит следующим образом: 2018 – 3,78%; 2019 – 11,15%; 2020 – 10,26%; 2021 – 8,07%; 2022 – 8,49% и 2023 – 58,25%.

Таким образом, удельный недоотпуск ЭЭ в среднем, в расчете на 1 месяц имеет достаточно устойчивую тенденцию увеличения у трех филиалов: БелЭ (среднегодовой прирост удельной аварийности, без учета 2023 г. составляет 1,076% в год). В 2023 г. происходит «взрывное» повышение α – более, чем в 27 раз к 2022 г. В ЭС ВЭ средний ежегодный прирост удельного недоотпуска по данному показателю составляет 1,9% (с учетом значительного увеличения показателя в 2022 г.). И в 2023 г. также происходит резкое возрастание показателя – в 2,32 раза к 2022 г.

И все же наиболее характерным показателем может служить значение удельного недоотпуска ЭЭ на единицу протяженности ЛЭП каждой компании. Для филиала БелЭ суммарное значение для показателя β за 2018–2023 гг. (МВт·ч/км) составило 2010,51. В 2018 г. значение этого коэффициента составляло 0,27% от суммарной величины β , в 2019 – 0,29%; 2020 – 0,28%; 2021 – 0,31%; 2022 – 0,36%; 2023 – 98,48%. Филиал БрЭ – суммарное значение β составило 15,018; процентное соотношение по годам к этому значению: 2018 – 8,79%; 2019 – 4,71%; 2020 – 5,13%; 2021 – 6,19%; 2022 – 13,25% и 2023 – 61,93%. Воронежские сети – суммарное значение β за

весь период – 169,01; 2018 – 4,15%; 2019 – 4,36%; 2020 – 6,95%; 2021 – 5,73%; 2022 – 23,75% и 2023 – 55,06%. Электрические сети КосЭ: суммарное $\beta = 212,12$; 2018 – 6,19%; 2019 – 6,58%; 2020 – 8,23%; 2021 – 11,65%; 2022 – 11,12% и 2023 – 56,22%. Филиал КЭ: $\beta_{\text{СВМ}} = 434,17$; 2018 – 0,907%; 2019 – 0,94%; 2020 – 0,84%; 2021 – 0,63%; 2022 – 8,46% и 2023 – 88,22%. Для электрических сетей ЛЭ: $\beta_{\text{СВМ}} = 111,47$; 2018 – 6,76%; 2019 – 8,86%; 2020 – 11,86%; 2021 – 3,03%; 2022 – 8,52% и 2023 – 60,96%. В сетях ОЭ показатель $\beta_{\text{СВМ}}$ составил 204,39. В 2018 г. значение этого показателя составило 8,36%; 2019 – 9,57%; 2020 – 6,71%; 2021 – 11,9%; 2022 – 21,61% и 2023 – 41,85%. Электрические сети СЭ: $\beta_{\text{СВМ}} = 118,49$; в 2018 г. – 9,35%; 2019 – 7,85%; 2020 – 8,86%; 2021 – 7,06%; 2022 – 14,67% и 2023 – 52,21%. Для Тамбовских ЭС показатель $\beta_{\text{СВМ}} = 80,14$; в 2018 г. – 7,56%; 2019 – 8,68; 2020 – 6,16%; 2021 – 5,73%; 2022 – 25,69% и 2023 – 46,17%. Значение $\beta_{\text{СВМ}}$ для электрических сетей «Тверьэнерго» составляет 317,78. Соответственно в 2018 г. на долю этого коэффициента приходится 4,7%; в 2019 – 3,07%; 2020 – 10,02%; 2021 – 40,37%; 2022 – 8,89% и в 2023 – 32,94%. Для электрических сетей ЯЭ $\beta_{\text{СВМ}} = 119,12$. Распределение этого показателя по годам исследуемого периода в процентном соотношении к суммарному $\beta_{\text{СВМ}}$ выглядит следующим образом: 2018 – 3,78%; 2019 – 11,16%; 2020 – 10,26%; 2021 – 8,08%; 2022 – 8,49% и 2023 – 58,24%.

Как видно из проведенного анализа показателей α и β , их процентное соотношение по исследуемым годам всех филиалов компании РЦ к суммарным значениям $\alpha_{\text{СВМ}}$ и $\beta_{\text{СВМ}}$ абсолютно идентичны. Таким образом, можно считать, что процентные соотношения удельных значений величин недоотпуска ЭЭ в месяц и на 1 км протяженности ЛЭП к суммарному количеству недопоставленной ЭЭ по этим же критериям – одинаковы.

4. Анализ причин возникновения аварийных отключений

В соответствие с приказом Минэнерго России устанавливается перечень основных причин, по которым происходят повреждения в электрических сетях [6]. При этом, в зависимости от того по какой непосредственно причине произошла авария и как эта ситуация повлияла на состояние элементов электроустановок, все причины подразделяются на организационные (ОП) и технические (ТП). Цифровая обозначение ОП может включать в себя до пяти цифр, например: 3.4.7.3.5 – неудовлетворительное техническое состояние оборудования (старение изоляции, потеря механической прочности провода, изменение свойств матер. и т.д.). прочие нарушения. Цифровой код ТП обычно представлен 3- цифрами, например: 4.4.4 – механическое воздействие атмосферных явлений.

В качестве примера анализа причин повреждений в исследуемых электрических сетях рассмотрим период с июля 2023 г. по июнь 2024 г. Произведенный анализ

позволил установить, что основными группами причин, приведших к возникновению событий отказов, являются следующие: *1 группа*. ОП: 3.4.7.3 – несоблюдение технического обслуживания: несвоевременное выявление и устранение дефектов; ТП: 4.3 – механическое разрушение. деформация. перекус. нарушение механического соединения (4.3.3 – нарушение механического соединения в результате износа); *2 группа*: 3.4.8.2 – воздействие посторонних лиц и организаций. не участвующих в технологическом процессе: наброс посторонних предметов на ВЛ. проезд. крупногабаритной техники и прочее; ТП: 4.4 – внешнее механическое воздействие (4.4.1 – механическое воздействие сторонних лиц и организаций; 4.11 – электродуговое повреждение; 4.13 – нарушение электрического контакта. размыкание. обрыв цепи); *3 группа*: 3.4.9.3 – воздействие организаций. участвующих в технологическом процессе: отключение (повреждение) оборудования потребителей электрической энергии: ТП – не фиксируется; *4 группа*. ОП: 3.4.10 – воздействие животных и птиц (3.4.10.2 – воздействие на ЭУ птиц). ТП: 4.17 – загрязнение. попадание инородных предметов (4.17.4 – загрязнение продуктами жизнедеятельности птиц); *5 группа*. ОП: 3.4.11 – превышение параметров воздействия стихийных явлений относительно условий проекта (3.4.11.6 – прочие превышения параметров воздействия стихийных явлений относительно условий проекта). ТП: 4.12 – нарушение электрической изоляции;

4.13 – нарушение электрического контакта. размыкание. обрыв цепи; *6 группа*. ОП: 3.4.12.2 – воздействие повторяющихся стихийных явлений: ветровые нагрузки (3.4.12.2.1 – длительное воздействие ветровой нагрузки; 3.4.12.3 – атмосферные перенапряжения. гроза). ТП: 4.4 – внешнее механическое воздействие (4.4.4 – механическое воздействие атмосферных явлений); *7 группа*. ОП: 3.4.13.2 – недостатки конструкции. дефекты монтажа. ТП: 4.12 – нарушение электрической изоляции.

Динамика произошедших отказов в рассматриваемых электрических сетях по выявленным причинам представлена в таблице 2 и на рис. 6. Следует отметить, что по 5 группе отказов никакой динамики быть не может, поскольку эта причина отмечена только в декабре 2023 г. Количество отказов по этим причинам составило 133 шт. Поэтому на графиках рис. 6 представлены группы причин: 1, 2, 3, 4, 6 и 7.

Табл. 2. Изменение количества аварийных отключений по причинам (2023-2024 гг.)

| Год | Месяц года | Группы причин | | | | | | |
|------|------------|---------------|-----|-----|-----|-----|------|---|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 2023 | Июль | 1198 | 542 | 494 | 133 | 0 | 5066 | 6 |
| | Август | 1025 | 499 | 367 | 134 | 0 | 3421 | 6 |
| | Сентябрь | 690 | 387 | 168 | 93 | 0 | 1145 | 3 |
| | Октябрь | 1084 | 442 | 391 | 103 | 0 | 3715 | 3 |
| | Ноябрь | 838 | 332 | 349 | 46 | 0 | 2762 | 0 |
| | Декабрь | 610 | 229 | 310 | 77 | 133 | 2402 | 2 |
| 2024 | Январь | 604 | 258 | 245 | 14 | 0 | 2050 | 7 |
| | Февраль | 547 | 200 | 239 | 20 | 0 | 1219 | 2 |
| | Март | 596 | 388 | 194 | 51 | 0 | 695 | 3 |
| | Апрель | 844 | 357 | 293 | 87 | 0 | 1945 | 4 |
| | Май | 777 | 472 | 294 | 68 | 0 | 1924 | 2 |
| | Июнь | 932 | 561 | 428 | 98 | 0 | 3887 | 2 |

Как видно из данных табл. 2, общее количество аварийных отказов за период: июль 2023-июнь 2024 гг. составило 49512 шт. При этом наибольшее количество аварийных отключений происходит по причинам, обусловленными воздействием повторяющихся стихийных явлений, которые приводят к атмосферным перенапряжениям, а также различным механическим воздействиям при проявлении этих явлений). На долю таких отказов приходится 61,06% всех аварийных отключений за исследуемый период. На втором месте по количеству несанкционированных отключений напряжения электропитания отказы 1 группы – несоблюдение технического обслуживания: несвоевременное выявление и устранение дефектов. Эти отказы составляют почти 19,6% всех аварийных отключений. Третье место занимают отказы, произошедшие по 2-й, 3-й и 4-й причинам. Их совокупное количество составляет 18,91% от общего количества отказов за этот период (2-я – 9,43% – 4667 отк.; 3-я группа – 7,62% – 3772 отк.; 4-я группа – 1,87% – 924 отк.). Ну и конечно не учтенные в рис. 6 отказы 5 группы (произошедшие только в

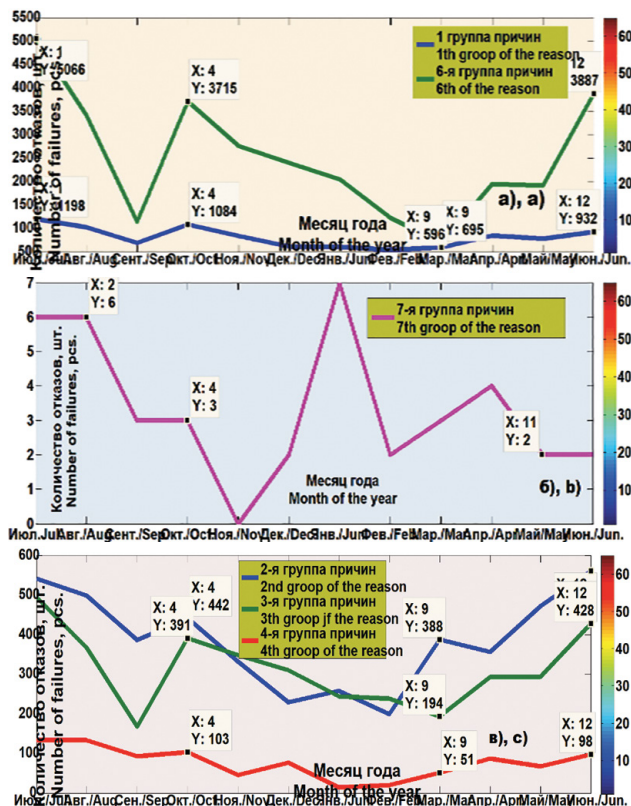


Рис. 6. Динамика изменения аварийных ситуаций в электрических сетях ПАО «Россети Центр» по основным причинам отказов за 2018-2023 гг.: а) 1-я и 6-я группы; б) 7-я группа причин; в) 2-я, 3-я и 4-я причины возникновения отказов

декабре 2023 г.), которые составили 0,27% всех отказов за этот период (133 отк.). Минимальное количество отказов приходится на долю отказов 7 группы, которые составили 0,807% всех отказов (40 шт.).

5. В качестве обсуждения

Представленная статья является продолжением исследований аварийности электрических сетей Российской Федерации, информация о которой достаточно подробно изложена в монографии [7]. Авторы считают, что объективное освещение реального положения вещей, сложившегося в системах электропередачи страны, могут действительно послужить руководством к проведению соответствующих мероприятий руководством подразделений ПАО «Россети».

Таким образом, основываясь на результатах проведенного исследования, в заключение, можно сделать следующие выводы.

Первая причина происходящих аварийных ситуаций, составляющая более 60% всех отказов и связанная с воздействием повторяющихся стихийных явлений, непосредственно обусловлена также и очень большим износом электрических сетей компании (почти 77%). Следовательно, первоочередной задачей руководства компании является разработка мероприятий, направленных на мониторинг электрических сетей, с целью выявления «слабых звеньев» в их структуре, а также разукрупнения этих сетей путем ввода в эксплуатацию новых элементов соответствующих классов номинального напряжения. При этом следует обратить внимание на внедрение элементов «smart grid», основанных на цифровизации средств управления процессами в режиме реального времени. В этой связи, в качестве пожелания руководству компании, рекомендуется усилить работу в данном направлении, включая обучение оперативного и обслуживающего персонала компании.

Поскольку почти 20% всех событий отказов приходится на причину «несвоевременное техническое обслуживание и устранение неисправностей», необходимо обратить внимание на уровень квалификации персонала компании, осуществляющего оперативное обслуживание электрических сетей. В качестве рекомендации: можно производить внеплановую проверку у персонала уровня знаний ПТЭ и ПТБ, а также организовать, по возможности, повышение квалификации персонала. При этом необходимо отметить, что материальная заинтересованность работников могла бы в значительной степени сократить «текучесть» кадров. Поэтому, возможно, руководству РЦ следует подумать об изменении з/п сотрудников.

Список литературы

1. ПАО «Россети Центр». История компании [Электронный ресурс]. URL: <https://www.mrsk-1.ru/about/company/history/> (дата обращения 28.03.2025).

2. Россети. Годовой отчет за 2023 г. [Электронный ресурс]. URL: https://www.rosseti.ru/upload/iblock/a82/78izowc8ubpcf62nbsaanq21p70odv77/AR2023_RUS_book_26_06_itogo.pdf (дата обращения 28.03.2025).

3. Годовой отчет публичного акционерного общества «Россети Центр» за 2023 год [Электронный ресурс]. URL: https://www.mrsk-1.ru/upload/documents/AnnualReport2023_Ru.pdf (дата обращения 28.03.2025).

4. ПАО «Россети Центр». Производственный потенциал [Электронный ресурс]. URL: <https://www.mrsk-1.ru/investors/indicators/production-potential/halfyear1/> (дата обращения 08.04.2025).

5. Техническое состояние сетей [Электронный ресурс]. URL: <https://www.mrsk-1.ru/customers/territory/networks/> (дата обращения 26.05.2025).

6. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 02.03.2010 г. № 90 (в ред. Приказов Минэнерго России от 06.02.2017 г. № 74, от 27.07.2017 г. № 678, от 30.09.2025 г. № 1214) «Об утверждении формы акта о расследовании причин аварий в электроэнергетике и порядка ее заполнения» Зарегистрирован в Министерстве юстиции Российской Федерации 22.04.2010 г. № 16973 [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/902204848> (дата обращения: 26.05.2025).

7. Наумов И.В. Повреждаемость электрических сетей Российской Федерации. Аналитическая оценка. М.: Колос-с, 2024. 218 с.

References

1. [PAO Rosseti Tsent. History of the company]. (accessed: 28.03.2025). Available at: <https://www.mrsk-1.ru/about/company/history/>. (In Russ.)

2. [Rosseti. 2023 annual report]. (accessed: 28.03.2025). Available at: https://www.rosseti.ru/upload/iblock/a82/78izowc8ubpcf62nbsaanq21p70odv77/AR2023_RUS_book_26_06_itogo.pdf. (In Russ.)

3. [2022 annual report of Rosseti Tsent.]. (accessed: 28.03.2025). Available at: https://www.mrsk-1.ru/upload/documents/AnnualReport2023_Ru.pdf. (In Russ.)

4. [PAO Rosseti Tsent. Business potential]. (accessed: 08.04.2025). Available at: <https://www.mrsk-1.ru/investors/indicators/production-potential/halfyear1/>. (In Russ.)

5. [Grid health]. (accessed: 26.05.2025). Available at: <https://www.mrsk-1.ru/customers/territory/networks/>. (In Russ.)

6. [Order of the Ministry of Energy of the Russian Federation dated March 2, 2010 No. 90 (as amended by Orders of the Ministry of Energy of Russia dated February 6, 2017 No. 74, July 27, 2017 No. 678, and September 30, 2025 No. 1214) On the Approval of the Form of the Act on Investigation of the Causes of Accidents in the Electric Power Industry and the Procedure for Completing It Registered with the Ministry of Justice of the Russian Federation on April 22, 2010 No. 16973]. (accessed: 26.05.2025). Available at: <https://docs.cntd.ru/document/902204848>. (In Russ.)

7. Naumov I.V. [Damage rate of electrical grid of the Russian Federation. An analytical assessment]. Moscow: Kolos-s; 2024. (In Russ.)

Сведения об авторах:

Наумов Игорь Владимирович – 664038, Россия, Иркутская область, Иркутский район, пос. Молодежный, ул. Черемуховая, дом 19б, и ФГБОУ ВО Иркутский ГАУ, профессор кафедры электроснабжения и электротехники, доктор технических наук, профессор, засл. работн. ВО России, академик РАЕ, IEEE Senior member, e-mail: professorsnaumov@list.ru

Подъячих Сергей Валерьевич – 664038, Россия, Иркутская область, Иркутский район, пос. Молодежный, дом 5 Б, кв. 409, ФГБОУ ВО Иркутский ГАУ заведующий кафедрой, к.т.н., доцент кафедры Электроснабжения и электротехники,.

Ямщикова Ирина Валентиновна – 664038, Россия, Иркутская область, Иркутский район, пос. Молодежный, ул. Черемуховая, дом 19б, ФГБОУ ВО «ИРНТУ», доцент кафедры Экспертизы и управления недвижимостью, к.э.н., доцент; e-mail: yamsirina@yandex.ru

Якупова Марина Андреевна – 664038, Россия, Иркутская область, Иркутский район, пос. Молодежный, ул. Приморская 25, кв. 120, ФГБОУ ВО Иркутский ГАУ, ст. преподаватель кафедры Электроснабжения и электротехники, к.т.н. e-mail: yakupovamarina199@yandex.ru.

Федоринова Эльвира Сергеевна – 664038, Россия, Иркутская область, Иркутский район, пос. Молодежный, ул. Приморская 25, кв. 120, ФГБОУ ВО Иркутский ГАУ доцент кафедры Электроснабжения и электротехники, fec89834052365@yandex.ru.

About the authors:

Igor V. Naumov, 19b Cheremukhovaya St., Molodezhny, Irkutsky District, Irkutsk Oblast, 664038, Russian Federation, Irkutsk State Agrarian University, Professor, Department

of Power Supply and Electrical Engineering, Doctor of Engineering, Professor, Honorary Worker of Higher Education of Russia, Member of the Russian Academy of Education, IEEE Senior member, e-mail: professorsnaumov@list.ru

Sergey V. Podyachikh, 5 B, apt. 409, Molodezhny, Irkutsky District, Irkutsk Oblast, 664038, Russian Federation, Irkutsk State Agrarian University, Head of Department, Candidate of Engineering, Associate Professor, Department of Power Supply and Electrical Engineering, e-mail: psv78@yandex.ru

Irina V. Yamshchikova, 19b Cheremukhovaya St., Molodezhny, Irkutsky District, Irkutsk Oblast, 664038, Russian Federation, Irkutsk Polytech, Associate Professor, Department of Real Estate Expert Evaluation and Management, Candidate of Economics, Associate Professor; yamsirina@yandex.ru

Marina A. Yakupova, 25, apt. 120 Primorskaya st., Molodezhny, Irkutsky District, Irkutsk Oblast, 664038, Russian Federation, Irkutsk State Agrarian University, Senior Teacher, Department of Power Supply and Electrical Engineering, Candidate of Engineering, e-mail: yakupovamarina199@yandex.ru

Elvira S. Fedorinova, 25, apt. 120 Primorskaya st., Molodezhny, Irkutsky District, Irkutsk Oblast, 664038, Russian Federation, Irkutsk State Agrarian University, Senior Lecturer, Department of Power Supply and Electrical Engineering, Candidate of Engineering, e-mail: fec89834052365@yandex.ru

Вклад авторов в статью:

Наумов И.В. – Идея статьи, написание, анализ.

Подъячих С.В. – сбор материалов, визуализация.

Ямщикова И.В. – сбор материалов, анализ.

Якупова М.А. – сбор материалов.

Федоринова Э.С. – сбор материалов.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.