

Анализ надежности системы электроснабжения 20 кВ в мегаполисе

МАЙОРОВ А.В., ШУНТОВ А.В., ВАСИН В.П.

Исследована надежность системы электроснабжения 20 кВ на примере конкретной схемы крупного объекта. Во внимание приняты впервые полученные в отечественной практике эксплуатационные характеристики надежности элементов электрической сети 20 кВ. В основу метода оценки надежности положена трехуровневая декомпозиция системы электроснабжения: трансформаторные подстанции 20/0,4 кВ, распределительные и питающие кабельные линии 20 кВ. Даны рекомендации по резервированию систем электроснабжения в мегаполисе.

Ключевые слова: электрические сети 20 кВ, надежность, вероятность отключения потребителей, резервирование

Электрическая сеть 20 кВ появилась в Москве в начале 2000-х годов. Это было связано со строительством Московского международного делового центра (ММДЦ) «Москва-Сити». Потребляемая мощность зданий в нем оценивалась на уровне 15–30 МВт и более. Вследствие чего отечественные специалисты в начале 90-х годов прошлого столетия склонились к введению более высокой, чем 10 кВ, ступени так называемого среднего напряжения. При принятии решений они опирались на опыт западноевропейских стран (в первую очередь – Франции), где электрические сети 20 кВ представлены широко уже со второй половины прошлого века.

По-настоящему массовое строительство электрической сети 20 кВ в Москве началось пять лет назад. На первых этапах она развивалась по классическому сценарию, за счет организации связей – питающих кабельных линий (ПКЛ) 20 кВ – между центрами питания (ЦП) сети 110–220/20 кВ (сейчас их более 20). В эти связи врезались нагрузочные узлы – распределительные пункты (РП) 20 кВ. К ним, в свою очередь, коммутировались трансформаторные подстанции (ТП) 20/0,4 кВ как с использованием технологии соединительных пунктов (СП), так и без них.

Следует отметить, что концентрация мощностей на ограниченных площадях характерна не только для уникальных объектов ММДЦ «Москва-Сити», но и для вновь вводимых многофункциональных, жилых и торгово-развлекательных комплексов; 10–20 МВт – типичная мощность, запрашиваемая застройщиками. Подобная тенденция наблюдается и в других крупных городах. Решения по строительству электрических сетей 20 кВ интенсивно прорабатываются в Санкт-Петербурге, Екатеринбурге, а также регионах, где требуется передавать сравнительно высокие для рассматриваемого класса сетей мощности на относительно большие рас-

стояния (Московская область, Ханты-Мансийский автономный округ).

На рис. 1 в качестве примера представлена схема электроснабжения 20 кВ одного из зданий (участков) ММДЦ «Москва-Сити» в составе: 10 двухтрансформаторных ТП 20/0,4 кВ (ТП-1 – ТП-10) установленной мощностью 2×1600 кВА каждая; два СП (СП-1 и СП-2); один РП (РП-1). Подключение РП-1 выполнено к двум центрам питания (ЦП-1 и ЦП-2) по географически разнесенным трассам. Для повышения надежности СП-1 и СП-2 имеют резервные связи соответственно с РП и СП соседних зданий (участков) ММДЦ «Москва-Сити». Сплошными и пунктирными линиями на рис. 1 показаны кабельные линии, идущие от независимых секций систем сборных шин электроустановок (условно – четные и нечетные секции, обозначенные как с.1 и с.2 соответственно). Автоматический ввод резерва (АВР) предусмотрен на РП 20 кВ и на стороне 0,4 кВ ТП 20/0,4 кВ.

На ЦП и РП используются комплектные распределительные устройства (КРУ) с выключателями, на СП – с выключателями нагрузки, наконец, на ТП – моноблоки по типу RM-6. Последние состоят из модуля выключателя (присоединение трансформатора 20/0,4 кВ) и трех модулей выключателей нагрузки (ввод, вывод и секционная перемычка).

На рис. 1 показаны положения коммутационных аппаратов в нормальном режиме. Распределительные кабельные линии (РКЛ) 20 кВ, т.е. линии от РП до ТП 20/0,4 кВ, имеют на рис. 1 типовую, так называемую петлевую конфигурацию (запитаны от одного РП, но относительно СП – эту схему можно классифицировать как встречную двухлучевую): 20 секций десяти ТП 20/0,4 кВ включены по четырем петлям с секционированием лучей А на ТП-5 и ТП-6 и лучей Б на ТП-1 и ТП-10 по условиям ограничения токов КЗ и работы релейной защиты и автоматики (РЗА). Таким образом, к каж-

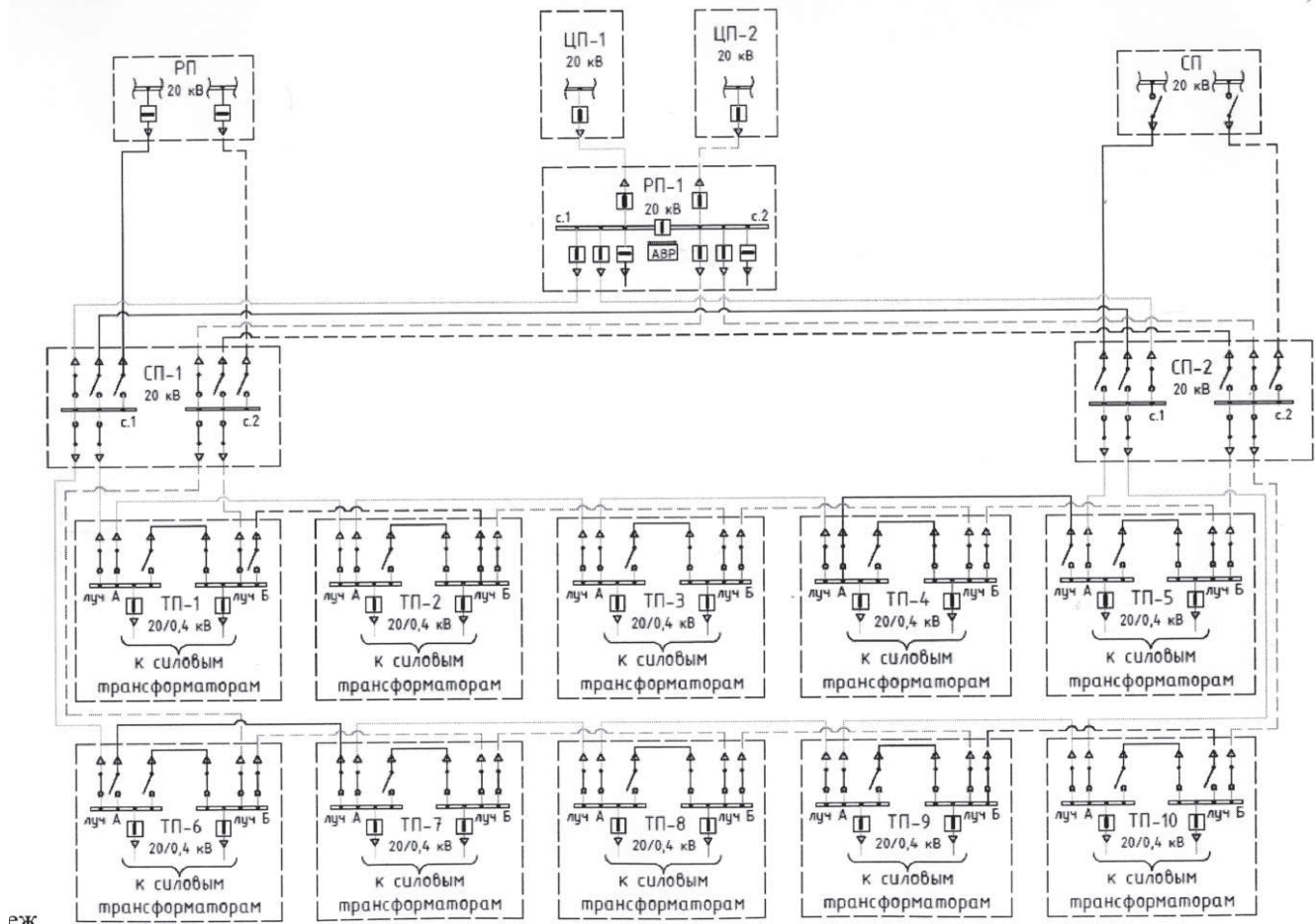


Рис. 1. Схема электроснабжения 20 кВ крупного объекта

дой петле равномерно подключено пять секций ТП 20/0,4 кВ.

Схема рис. 1 – основа для анализа надежности систем электроснабжения 20 кВ мегаполиса, поскольку включает в себя все возможные элементы электрической сети (ЦП, РП, СП, ТП, ПКЛ, РКЛ) и их топологические связи. При этом в качестве показателя надежности принимается вероятность погашения потребителей ТП.

Надежность элементов электрической сети 20 кВ. Авторами был проанализирован первый опыт эксплуатации сетей 20 кВ. Получены характеристики надежности их элементов (табл. 1)¹. Выявлено, что в сравнении с сетями 10 кВ использование современного коммутационного оборудования и кабельных линий с изоляцией из сшитого полиэтилена снижает их аварийность в 3–10 раз. Характеристики надежности трансформаторов 20/0,4 кВ оказались хуже (почти в 5 раз), чем у масляных трансформаторов 10/0,4 кВ. Последнее, надо полагать, связано с большой долей в сетях 20 кВ крупных объектов с менее надежными сухими трансформаторами (установлены по противопожарным требова-

ниям) и сравнительно незначительной статистической выборкой на данном временном промежутке.

При оценке времени восстановления $T_{в}$ использованы не фактические средние значения, а предельно допустимые из опыта эксплуатации в энергосистеме. Аварийно-восстановительный ремонт любой ценой должен быть выполнен не дольше, чем за сутки. Лишь в отдельных случаях – выгорании кабельных отсеков у моноблоков по типу RM-6 и объективных трудностях с доступом аварийных бригад к местам повреждений подземных кабельных линий – время восстановления реально достигало двух суток. Далее в оценках надежности использованы максимальные значения времени восстановления, т.е. наиболее жесткие расчетные условия.

Использование современного оборудования не исключает плановых отключений в сетях 20 кВ. Так, секции систем сборных шин 20 кВ отключаются раз в 8–10 лет (первая цифра относится к ЦП и РП, вторая – к ТП) для капитального ремонта оборудования, метрологических проверок и профилактического восстановления устройств телемеханики и РЗА. Опробование АВР, совмещенное с профилактическим восстановлением, осуществляется с выводом в ремонт секции шин. Плановое

¹ Майоров А.В., Шунтов А.В. О характеристиках надежности элементов электрической сети 20 кВ. – Энергобезопасность и электроснабжение, 2016, № 2, с. 28–30.

отключение последней организовано так, чтобы выполнить все ремонтные работы (опробование АВР, испытание шин, чистка изоляторов и др.) за рабочую смену – 8 ч.

Таблица 1

Элемент сети	Параметр потока отказов, 1/год	Время восстановления, ч
Ячейка КРУ 20 кВ с выключателем	0,002	24
Моноблок по типу RM-6	0,002	24÷48
Трансформатор 20/0,4 кВ	0,006	24
Кабель 20 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена	0,04*	24÷48

* Для трех одножильных кабелей из расчета на 1 км длины.

Профилактический контроль устройств РЗА осуществляется с выводом из работы конкретной ячейки и занимает 2–4 ч с периодичностью раз в 4 года. Ежегодное опробование АВР осуществляется без вывода в ремонт секции шин. Наконец, раз в 3–4 года проводятся высоковольтные испытания КЛ с изоляцией из сшитого полиэтилена (занимают 3–4 ч с работами по разземлению – заземлению экранов кабелей).

Имеется ряд других плановых работ, которые могут быть совмещены в указанные межремонтные периоды, например, испытания силовых трансформаторов (раз в 8 лет) и выключателей (раз в 4–5 лет), отбор проб масла (раз в 4 года) и др. Поэтому для отдельно взятого присоединения 20 кВ примем межремонтный период $T_{рем} = 4$ год с длительностью планового отключения $T_{пл} = 8$ ч, а для секции системы сборных шин – 8 лет при той же продолжительности.

В ряде случаев во внимание принимаем характеристики надежности автоматических выключателей 0,4 кВ на вводах трансформаторов 20/0,4 кВ. Для них параметр потока отказов взят 0,001 1/год, а $T_B = 24$ ч.

Анализ надежности электроснабжения конечных потребителей схемы на рис. 1 базируется на ее трехуровневой декомпозиции: трансформаторных подстанций, распределительной (от РП-1 до ТП 20/0,4 кВ) и питающей сетей (от ЦП-1, 2 до РП-1).

Уровень трансформаторных подстанций. Рассмотрим надежность электроснабжения двухтрансформаторной ТП 20/0,4 (рис. 2,а).

Принимаем, что потоки отказов являются пуассоновскими. Тогда плотность распределения веро-

ятностей моментов отказа обеих лучей на рис. 2,б равна соответственно:

$$q_1(t_1) = \lambda_1 e^{-\lambda_1 t_1}; \quad q_2(t_2) = \lambda_2 e^{-\lambda_2 t_2},$$

где $\lambda_1 = \lambda_{T1} + \lambda_{Q1} + \lambda_{Q3}$, $\lambda_2 = \lambda_{T2} + \lambda_{Q2} + \lambda_{Q4}$ – результирующие интенсивности потоков отказов трансформаторов $T1$ и $T2$, выключателей 20 кВ ($Q1$ и $Q2$) и автоматических выключателей 0,4 кВ ($Q3$ и $Q4$); с учетом характеристик надежности элементов сети из табл. 1 $\lambda_1 = \lambda_2 = 0,006 + 0,002 + 0,001 = 0,009$ 1/год.

Очевидно, что полное погашение ТП 20/0,4 кВ будет иметь место, если моменты отказов лучей на рис. 2,б различаются меньше чем на T_B , поэтому вероятность погашения ТП

$$P_{\Delta P} = \iint_{|t_1 - t_2| < T_B} q_1(t_1) q_2(t_2) dt_1 dt_2. \quad (1)$$

Область интегрирования в (1) показана на рис. 3. Для удобства последующих выкладок она разбивается на три подобласти G_1 , G_2 и G_3 .

Итак,

$$P_{\Delta P} = \iint_{G_1} q_1(t_1) q_2(t_2) dt_1 dt_2 + \iint_{G_2} q_1(t_1) q_2(t_2) dt_1 dt_2 + \iint_{G_3} q_1(t_1) q_2(t_2) dt_1 dt_2 = I_1 + I_2 + I_3.$$

Считаем первый интеграл:

$$I_1 = \int_0^{T_B} \lambda_1 e^{-\lambda_1 t_1} \int_0^{t_1 + T_B} \lambda_2 e^{-\lambda_2 t_2} dt_1 dt_2 = \int_0^{T_B} \lambda_1 e^{-\lambda_1 t_1} [1 - e^{-\lambda_2(t_1 + T_B)}] dt_1 = 1 - e^{-\lambda_1 T_B} - \lambda_1 e^{-\lambda_2 T_B} [1 - e^{-(\lambda_1 + \lambda_2) T_B}] / (\lambda_1 + \lambda_2).$$

Для малых $\lambda_1, \lambda_2, T_B$ имеем:

$$1 - e^{-\lambda_1 T_B} \approx \lambda_1 T_B; \quad 1 - e^{-(\lambda_1 + \lambda_2) T_B} \approx (\lambda_1 + \lambda_2) T_B;$$

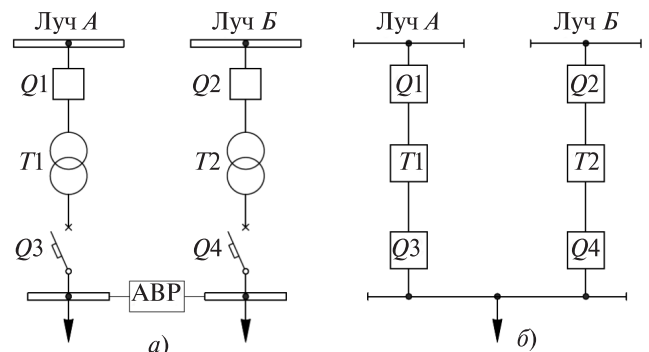


Рис. 2. Однолинейная (а) и расчетная (б) схемы ТП

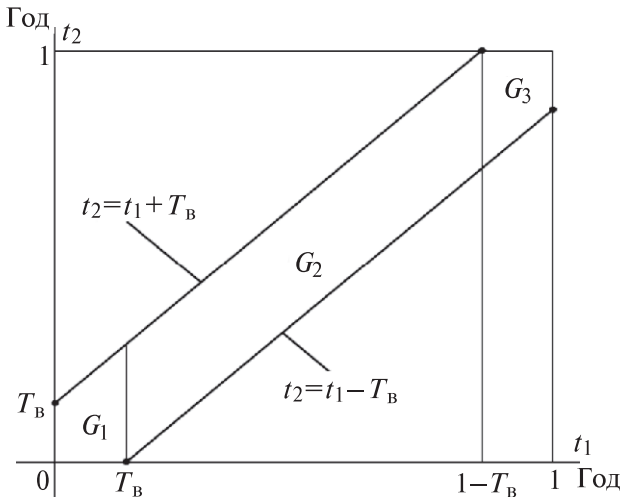


Рис. 3. Область интегрирования для определения вероятности погашения ТП

$$1 - e^{-\lambda_2 T_B} \approx \lambda_2 T_B,$$

откуда

$$I_1 \approx \lambda_1 T_B - \lambda_1 \exp(-\lambda_2 T_B) (\lambda_1 + \lambda_2) T_B / (\lambda_1 + \lambda_2) = \lambda_1 T_B (1 - \exp(-\lambda_2 T_B)) \approx \lambda_1 \lambda_2 (T_B)^2.$$

При $\lambda_1 = \lambda_2 = 0,009$ 1/год и максимальном значении $T_B = 48$ ч (0,0055 1/год) получаем значение $I_1 = 2,5 \cdot 10^{-9}$, которым можно пренебречь.

Третий интеграл I_3 меньше первого, так как площадь области интегрирования у него такая же, как у первого интеграла, а плотности распределения вероятностей меньше: они выражаются экспоненциальной функцией с отрицательным показателем степени, поэтому также пренебрегаем I_3 .

Наконец, второй интеграл

$$I_2 = \int_{T_B}^{1-T_B} \lambda_1 e^{-\lambda_1 t_1} \int_{t_1-T_B}^{t_1+T_B} \lambda_2 e^{-\lambda_2 t_2} dt_1 dt_2 = \int_{T_B}^{1-T_B} \lambda_1 e^{-\lambda_1 t_1} [-e^{-\lambda_2(t_1+T_B)} + e^{-\lambda_2(t_1-T_B)}] dt_1 = \int_{T_B}^{1-T_B} \lambda_1 \{ -e^{-(\lambda_1+\lambda_2)t_1} [-e^{-\lambda_2 T_B} + e^{\lambda_2 T_B}] \} dt_1 = 2\lambda_1 \text{sh}(\lambda_2 T_B) [-e^{-(\lambda_1+\lambda_2)(1-T_B)} + e^{-(\lambda_1+\lambda_2)T_B}] / (\lambda_1 + \lambda_2).$$

Для малых $\lambda_1 = \lambda_2 = 0,009$ и в долях года T_B

$$\text{sh}(\lambda_2 T_B) \approx \lambda_2 T_B;$$

$$e^{-(\lambda_1+\lambda_2)(1-T_B)} \approx 1 - (\lambda_1+\lambda_2)(1-T_B);$$

$$e^{-(\lambda_1+\lambda_2)T_B} \approx 1 - (\lambda_1+\lambda_2)T_B.$$

При подстановке этих приближений в формулу для I_2 получаем

$$I_2 \approx 2\lambda_1 \lambda_2 T_B (1 - T_B)$$

или еще проще

$$P_{\Delta P} \approx I_2 \approx 2\lambda_1 \lambda_2 T_B. \tag{2}$$

При $\lambda_1 = \lambda_2 = 0,009$ 1/год и $T_B = 48$ ч (0,0055 1/год) $P_{\Delta P} = 0,9 \cdot 10^{-6}$.

Далее оценим вероятность отказа одного луча ТП при преднамеренном простое второго. С учетом изложенного ранее луч ТП выводится из работы не чаще 1 раза в 4 года на время $T_{\text{пл}} = 8/8760 \approx 0,0009$ год. Для сокращения далее принимаем $\lambda_1 = \lambda_2 = \lambda$.

Допустим, что момент преднамеренного отключения луча (на рис. 4 по оси t_1) имеет равномерное распределение на отрезке 1 год, т.е. плотность распределения момента планового отключения постоянная в течение года и равна $p_{\text{пл}}(t_1) = 1$ 1/год. Момент отказа оставшегося в работе луча обозначим t_2 . Очевидно, что при отказе одного луча плановое отключение второго запрещено, т.е. $t_2 > t_1$. Погашение ТП будет иметь место, если $t_2 < t_1 + T_{\text{пл}}$, так как при больших t_2 плановое отключение первого луча завершится и отказ второго луча не приведет к ограничению электроснабжения потребителей.

По оси t_1 на рис. 4 откладываем момент преднамеренного отключения одного из лучей ТП, а по t_2 — момент отказа второго из них. На плоскости (t_1, t_2) рис. 4 вероятность погашения ТП равна интегралу от совместной плотности распределения вероятностей момента начала планового отключения одного из лучей и плотности распределения вероятности отказа второго из них по множеству, на котором t_2, t_1 удовлетворяют сформулированным условиям: $0 \leq t_1 \leq 1; 0 \leq t_2; t_1 \leq t_2 \leq t_1 + T_{\text{пл}}$.

Погашение ТП происходит при t_1 и t_2 , попадающих внутрь трапеции $OBCD$ (рис. 4). Эту область разбиваем на две части: параллелограмм $OACD$ и треугольник ABC .

Интеграл по $OACD$

$$I_1 = \int_0^{t_1 - T_{\text{пл}}} \int_{t_1}^{t_1 + T_{\text{пл}}} \lambda e^{-\lambda t_2} dt_1 dt_2 = \int_0^{t_1 - T_{\text{пл}}} (e^{-\lambda t_1} - e^{-\lambda(t_1 + T_{\text{пл}})}) dt_1 = (1 - e^{-\lambda T_{\text{пл}}}) \int_0^{t_1 - T_{\text{пл}}} e^{-\lambda t_1} dt_1 = (1 - e^{-\lambda T_{\text{пл}}})(1 - e^{-\lambda(1 - T_{\text{пл}})}) / \lambda.$$

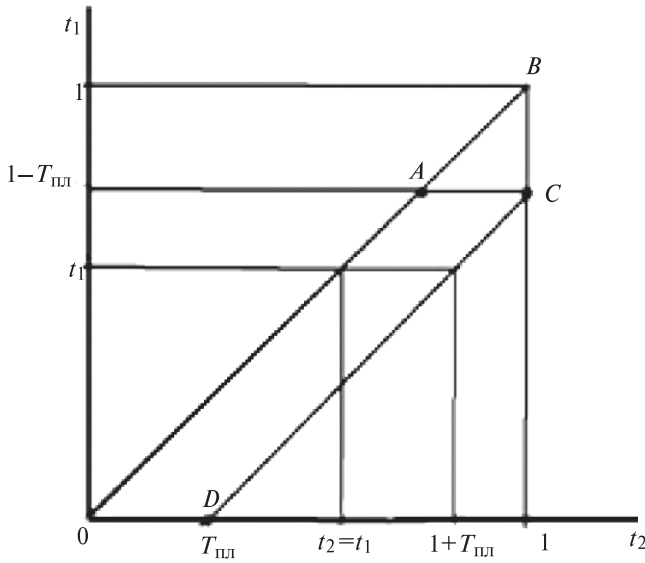


Рис. 4. Область интегрирования для определения вероятности погашения ТП при преднамеренном отключении одного из лучей схемы на рис. 2,а

Здесь $\lambda = 0,009$ 1/год; $T_{пл} = 0,0009$ год.

Для малых λ , $T_{пл}$ получим приближенное выражение

$$I_1 \approx \lambda T_{пл} (1 - T_{пл}) \approx \lambda T_{пл} = 8,1 \cdot 10^{-6}.$$

Считаем второй интеграл по области ABC:

$$\begin{aligned} I_2 &= \int_{1-T_{пл}}^1 \int_{t_1}^1 \lambda e^{-\lambda t_2} dt_1 dt_2 = \\ &= \int_{1-T_{пл}}^1 (e^{-\lambda t_1} - e^{-\lambda}) dt_1 = \\ &= \lambda^{-1} (e^{-\lambda(1-T_{пл})} - e^{-\lambda}) - T_{пл} e^{-\lambda}. \end{aligned}$$

Подставим в формулу I_2 соответствующие значения параметров и получим

$$\begin{aligned} I_2 &= (1/0,009)(e^{-0,009(1-0,0009)} - 0,0009e^{-0,009}) = \\ &= e^{-0,009} [(e^{-0,009 \cdot 0,0009} - 1) / 0,009 - 0,0009]. \end{aligned}$$

В этом выражении разложение экспоненты $e^{-0,009 \cdot 0,0009} - 1$ до малых первого порядка малости дает значение I_2 , равное нулю, поэтому разложение этой разности проводим до второго порядка малости: $e^\alpha - 1 \approx \alpha + \alpha^2 / 2$. Так как $\alpha = 0,009 \cdot 0,0009$, следовательно

$$I_2 \approx e^{-0,009} [(1/0,009)(0,009 \cdot 0,0009 + 0,009^2 \cdot 0,0009^2 \cdot 0,5) - 0,0009] = e^{-0,009} \cdot 0,009 \cdot 0,0009^2 \cdot 0,5 \approx 3,7 \cdot 10^{-9}.$$

Этим интегралом можно пренебречь, так как он на три порядка меньше I_1 . Следовательно, вероят-

ность погашения ТП при отказе одного луча при плановом отключении второго

$$P_{\Delta P} \approx \lambda T_{пл}. \tag{3}$$

При выводе (3) предполагалось, что секция или присоединение (луч) выводится для технического обслуживания и ремонта из работы ежегодно. На самом деле межремонтный период $T_{рем} = 4$ года ($1/T_{рем} = 1/4 + 0,25$ 1/год). Кроме того, в электроустановке две ($n=2$) взаиморезервируемых секции (или присоединения), каждая из которых требует плановых отключений. Поэтому правую часть (3) необходимо переписать следующим образом:

$$P_{\Delta P} \approx n(1/T_{рем})\lambda T_{пл}. \tag{4}$$

Подставив в (4) значения параметров, получим $P_{\Delta P} = 2(1/4)0,009 \cdot 0,0009 = 4,1 \cdot 10^{-6}$, что заметно больше $P_{\Delta P}$ при отказе двух лучей ($0,9 \cdot 10^{-6}$ – см. ранее).

Теоретически существует вероятность погашения ТП при проведении двух преднамеренных отключений каждого луча в разные дни одного года. Такие события также можно считать несовместными, и, следовательно, вероятность их суммы можно считать равной сумме их вероятностей. Однако с учетом того, что ревизию трансформаторов, метрологические поверки и проверки устройств РЗА проводит разный персонал, то регламентные работы во вторичных цепях (причем проводимые достаточно редко) следует совмещать с плановыми отключениями силовых трансформаторов.

Уровень распределительной сети. Из анализа схемы сети на рис. 1 следует, что конфигурация распределительной сети 20 кВ при принятом ее секционировании – это «дерево». Причем часть сети, питающаяся от каждого выключателя РП-1, также является деревом, а именно:

- Дерево 1 (Д1):
РП-1(с.1)–СП-1(с.1)→ТП-1, ТП-2, ТП-3, ТП-4 (лучи А)
↓
ТП-6 (луч А)
- Дерево 2 (Д2):
РП-1(с.1)–СП-2(с.1)→ТП-7, ТП-8, ТП-9, ТП-10 (лучи А)
↓
ТП-5 (луч А)
- Дерево 3 (Д3):
РП-1(с.2)–СП-1(с.2)→ТП-6, ТП-7, ТП-8, ТП-9 (лучи В)
↓
ТП-1 (луч В)
- Дерево 4 (Д4):
РП-1(с.2)–СП-2(с.2)→ТП-2, ТП-3, ТП-4, ТП-5 (лучи В)
↓
ТП-10 (луч В)

Каждое дерево (Д1–Д4) содержит один выключатель 20 кВ в РП-1 ($\lambda_Q = 0,002$ 1/год) и семь КЛ длиной до 0,1 км ($\lambda_{кл} = 70,10,04 = 0,028$ 1/год), ре-

зультатирующая интенсивность отказа дерева составит $\lambda_{Д1÷Д4} = \lambda_Q + \lambda_{кл} = 0,002 + 0,028 = 0,03$ 1/год. При КЗ в любой точке дерева и его последующем отключении на РП-1 отключаются одноименные лучи пяти ТП; но ограничения электроснабжения потребителей не происходит из-за успешной работы АВР; то же имеет место при двухместном КЗ на разных деревьях, подключенных к одной и той же секции РП-1. Однако, если деревья подключены к разным секциям РП-1, то возможны погашения некоторых ТП. Например, при одновременном отказе Д1 и Д3 обесточиваются следующие трансформаторы (в их обозначении верхний индекс – наименование луча, нижний – номер ТП):

$$\{T_{ТП-1}^A; T_{ТП-2}^A; T_{ТП-3}^A; T_{ТП-4}^A; T_{ТП-6}^A\} \cup \{T_{ТП-1}^B; T_{ТП-6}^B; T_{ТП-7}^B; T_{ТП-8}^B; T_{ТП-9}^B\}. \quad (5)$$

Из (5) следует, что при рассматриваемом событии на ТП-1 и ТП-6 от сети отключаются оба установленных на них трансформатора.

По аналогии нетрудно обнаружить, что при одновременном отказе:

Д1 и Д4 происходит погашение ТП-2, ТП-3, ТП-4;

Д2 и Д3 – ТП-7, ТП-8, ТП-9;

Д2 и Д4 – ТП-5, ТП-10.

Применяя формулу (2) при $\lambda_{Д1÷Д4} = 0,03$ 1/год, вероятность погашения ТП при одновременном отказе двух деревьев сети составит $P_{\Delta P} = 20,030,0348/8760 = 1,0 \cdot 10^{-5}$. И в этом случае рассматриваемые события можно считать несовместными, поэтому результирующая вероятность $P_{\Delta P} = 4,1 \cdot 10^{-5} = 4,0 \cdot 10^{-5}$. Это более чем на порядок выше вероятности одновременных отказов на уровне трансформаторных подстанций. В реальности, на уровне распределительной сети вероятность погашений ТП может быть существенно больше. В примере на рис. 1 все десять ТП располагались в пределах одного технического этажа небоскреба при длине перемычек между РП, СП и ТП до 0,1 км, т.е. весьма компактно. Чаще всего ТП территориально более удалены, при этом $\lambda_{кл}$ растет, увеличивая $P_{\Delta P}$. Также во внимание не приняты характеристики надежности оборудования СП, статистика по которым отсутствует. Ясно, что надежность ячеек СП должна быть более благоприятной, чем у КРУ 20 кВ, так как СП не оснащаются терминалами РЗА.

При отказе любого выключателя отходящей линии на секции РП-1 во время планового простоя другой секции происходит полное погашение всех 10 ТП. Соответствующий межремонтный период – восемь лет (см. ранее). Погашение второй секции

произойдет при отказе любого из трех выключателей присоединений (см. рис.1). Соответственно по формуле (4) $P_{\Delta P} = 32(1/8)0,0028/8760 = 1,4 \cdot 10^{-6}$.

Дополнительно следовало бы учесть отказы одного дерева во время планового простоя другого. Межремонтные периоды здесь составят 4 года. При рассматриваемых событиях возможно единовременное погашение двух–трех ТП, как и при одновременных отказах деревьев (см. выше) (однако здесь не рассматриваются, чтобы не загромождать материал).

Уровень питающей сети. Непреднамеренное отключение питающих КЛ возможно из-за отказов собственно КЛ или выключателей присоединения их к ЦП или РП. Длина КЛ заметно выше, чем на уровне распределительной сети; в данном случае – около 4 км ($\lambda_{кл} = 40,04 = 0,016$ 1/год). Каждая КЛ коммутируется двумя выключателями, т.е. $\lambda_Q = 20,002 = 0,004$ 1/год; результирующие интенсивности отказов $\lambda_1 = \lambda_2 = 0,016 + 0,004 = 0,02$ 1/год, и по формуле (2) вероятность одновременного отключения обеих питающих РП-1 КЛ составит $P_{\Delta P} = 20,020,0248/8760 = 4,4 \cdot 10^{-6}$. В этом случае происходит полное погашение всех десяти ТП.

Распределительные устройства питающих центров имеют на секциях систем сборных шин 20 кВ значительное число присоединений (не менее 15). Поэтому при плановой ревизии одной секции (расчетное событие 1, $T_{рем} = 8$ лет) или выключателя присоединения КЛ к ней (расчетное событие 2, $T_{рем} = 4$ года) и при отказе любого выключателя второй секции или аварийном отключении КЛ, присоединенной к последней, также обесточиваются все ТП. Здесь $\lambda_Q = 150,002 = 0,03$ 1/год; $\lambda = 0,016 + 0,03 = 0,046$ 1/год и по формуле (4) для расчетного события 1 $P_{\Delta P} = 2(1/8)0,0468/8760 = 1,1 \cdot 10^{-5}$, а для расчетного события 2 $P_{\Delta P} = 2(1/4)0,0468/8760 = 2,1 \cdot 10^{-5}$. Откуда результирующая вероятность $P_{\Delta P} = 1,1 \cdot 10^{-5} + 2,1 \cdot 10^{-5} = 3,2 \cdot 10^{-5}$.

Результаты расчетов приведены в табл. 2. Для их наглядности все вероятности приведены к размерности 10^{-6} . Там же приведены ограничения мощности потребителей при рассматриваемых отказах. Всего на рис. 1 десять ТП 20/0,4 кВ, соответственно погашение одной ТП – ограничение мощности 10%, всех ТП – 100%.

Итак, надежность электроснабжения конечных потребителей рассматриваемого объекта на уровне отдельно взятой ТП характеризуется вероятностью ее погашения на уровне $5,0 \cdot 10^{-6}$ при 10%-м максимальном ограничении мощности потребителей. Распределительная и питающая сети увеличивают и вероятности погашения подстанций, и ограничение мощности потребителей при этом примерно на

Таблица 2

Номер п/п	Уровень	Значение $P_{\Delta P} \times 10^{-6}$			Ограничение мощности, %
		при одновременном отказе двух элементов	при отказе одного элемента при плановом простое другого	результатирующее	
1	Трансформаторных подстанций	0,9	4,1	5,0	10
2	Распределительной сети	40,0	1,4	41,4	20÷100
3	Питающей сети	4,4	32,0	36,4	100
4	Питающей и распределительной сетей	44,4	33,4	77,8	20÷100
Отношение вероятностей п.4 к п.1		49	8	16	—

порядок (табл. 2). Причем наибольшее снижение надежности вносит распределительная сеть.

Изменение основного влияющего фактора на порядок свидетельствует о кардинальном изменении свойств технической системы, в данном случае – о катастрофическом, по мнению авторов, снижении надежности электроснабжения. Следовательно, на уровне распределительной и (или) питающей сетей необходимо предусматривать резервные связи, чтобы восстанавливать электроснабжение потребителей не через время восстановления поврежденного элемента (десятки часов), а через время оперативных переключений (1–2 ч), т.е. на порядок быстрее.

Таким образом, с указанных позиций можно согласиться с инженерной практикой использования в распределительных сетях мегаполиса лишь на первый взгляд избыточных встречных двухлучевых схем, опирающихся на два РП. Конечный потребитель при этом имеет связь с их четырьмя секциями, каждая из которых является независимым источником питания.

В рассматриваемой схеме на рис. 1 предусмотрены резервные связи от СП-1, 2. С таким решением можно согласиться, так как от СП-1, 2 и РП-1 не запитаны иные (кроме десяти ТП) потребители одного объекта. В противном случае следовало бы разукрупнить РП, т.е. предусмотреть два РП, создав четыре независимых секции.

Выводы. 1. Распределительная и питающая сети 20 кВ мегаполиса кардинально снижают надежность электроснабжения конечных потребителей даже при использовании современного высоконадежного оборудования и материалов из-за своей развитости и многокомпонентности. Следовательно, классическое правило о необходимости подключения потребителей к двум независимым ис-

точникам питания, как правило, недостаточно с позиций надежности. Оправдано усиливать схему электроснабжения еще дополнительно по двум связям с иными РП.

2. Наибольшее снижение надежности электроснабжения вносит распределительная сеть 20 кВ, поэтому при ее формировании следует заранее обратить внимание на организационные мероприятия по восстановлению этой сети при возникновении аварийных ситуаций.

3. Исторически сложилось так, что при обосновании и выборе схем электрических соединений с учетом фактора надежности во внимание не принимались одновременные отказы элементов схем электрических соединений. Приведенные расчеты наглядно показывают, что в ряде случаев вероятность погашения конечных потребителей при этом значительно выше, чем при отказах одного элемента во время планового простоя другого. Следовательно, на современном этапе одновременный отказ двух элементов схем должен являться обязательным расчетным условием в рассматриваемой предметной области.

[28.09.2016]

Авторы: Майоров Андрей Владимирович окончил электроэнергетический факультет (ЭЭФ) Московского энергетического института (МЭИ) в 1994 г. Генеральный директор ПАО «Объединенная энергетическая компания».

Шунтов Андрей Вячеславович окончил ЭЭФ МЭИ в 1982 г. В 2002 г. защитил докторскую диссертацию «Применение системного подхода к формированию схем выдачи мощности электростанций» в МЭИ. Генеральный директор ПАО «Специализированное проектно-конструкторское бюро по ремонту и реконструкции» (ПАО «СПКБ РР»).