<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2018-11-3-192-199>
УДК 621.311.51

Исследование надежности ОЭС Юга в связи с присоединением новых сосредоточенных нагрузок (часть 2)

Непомнящий В. А.

Липовский проезд, 3а, кв.15, 188541, г. Сосновый Бор Ленинградской области, Россия

Поступила / Received 01.06.2017

Принята к печати / Accepted for publication 04.06.2018

Во 2-й части статьи обосновывается техническая и экономическая необходимость ввода второй цепи 500 кВ «Ростовская АЭС-Шахты» (без продолжения ее до ПС 500 кВ «Ростовской») и строительство ВЛ 500 кВ от ПС «Ростовская» до ПС «Тамань». Это позволит увеличить подачу мощности к крымскому «энергомосту» для передачи ее в Крымскую энергосистему до 800–850 МВт и повысить вероятность бесперебойной работы магистральной сети до 0,986, то есть сократит время аварийных состояний магистральных сетей до 130 ч/год, повысит уровень надежности сети, существовавший до присоединения Крымской энергосистемы.

Дальнейшее социально-экономическое развитие курортно-туристических зон Краснодарского края и Крыма может обеспечить при создании надлежащих стимулирующих экономических условий 1,5–2-х кратный рост электропотребления и нагрузок Краснодарского края и Крыма, особенно, в летний период. Поэтому необходимо исследовать технико-экономическую эффективность двух вариантов сооружения в Краснодарском крае или в Крыму новой электростанции мощностью до 1000 МВт и реконструкции Крымского энергомоста в передачу постоянного тока. Это вдвое повысит пропускную способность «энергомоста» почти до 2-х млн. кВт мощности, что позволит в сочетании с дальнейшим развитием генерирующих мощностей Крымской энергосистемы при необходимости обеспечивать электроэнергией зоны Приднестровья и Буга.

При переводе Крымского «энергомоста» на постоянный ток с передачей по нему до 2-х млн. кВт мощности потребуются усиление электрических связей с переводом их на напряжение 500 кВ между ПС Кафа (точка присоединения «энергомоста» к Крымской энергосистеме) и Симферополем, и Севастополем.

Этот вопрос предполагается рассмотреть в последующих исследованиях надежности электроснабжения Крыма.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: надежность, системные аварии, ущерб, схема электроснабжения

Адрес для переписки:

Непомнящий В. А.

Липовский проезд, 3а, кв. 15, 188541, г. Сосновый бор Ленинградской области, Россия

e-mail: nva.sbor@mail.ru

Address for correspondence:

Nepomnyashchiy V. A.

Lipovskiy proezd, 3a, fl.15, 188541, Sosnovy Bor, Leningrad region, Russia

e-mail: nva.sbor@mail.ru

Для цитирования:

Непомнящий В. А. Исследование надежности ОЭС Юга в связи с присоединением новых сосредоточенных нагрузок (часть 2). Надежность и безопасность энергетики. 2018. – Т. 11, №3. – С. 192 – 199

<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2018-11-3-192-199>

For citation:

Nepomnyashchiy V. A. [Investigation of the reliability of the IPS of South in connection with the acquisition of new concentrated loads (part 2)]. Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki = Safety and Reliability of Power Industry. 2018, vol. 11, no. 3, pp. 192 – 199 (in Russian)

<https://doi.org/10.24223/1999-5555-2018-11-3-192-199>

Investigation of the reliability of the IPS of South in connection with the acquisition of new concentrated loads (part 2)

Nepomnyashchiy V. A.

Lipovskiy proezd, 3a, fl.15, 188541, Sosnovy Bor, Leningrad region, Russia

In part 2 of the paper, technical and economic necessity is substantiated of commissioning of the second circuit of 500 kV "Rostov NPP-Shakhty" (without extending the same to substation 500 kV Rostovskaya) and construction of OHPL 500 kV from substation Rostovskaya to substation Taman. This will enable to increase the supply of power to the Crimean "energy bridge" to transmit the same to the Crimean energy system up to 800–850 MW and to raise the probability of failsafe operation of the basic network to 0.986, i.e., reduce the time of emergency conditions of basic networks to 130 hrs/year, improving the reliability level of the network, which existed before the connection of the Crimean energy system.

Further social and economic development of tourist and resort areas of Krasnodar Territory and Crimea can ensure, with proper stimulating economic conditions, a growth of power consumption and loads of Krasnodar Territory and Crimea with a factor of 1.5–2, particularly in summer. Therefore, it is necessary to explore the technical and economic feasibility of two options of construction in Krasnodar Territory or in Crimea of a new power plant with a capacity of up to 1000 MW and reconstruction of the Crimean energy bridge for transmission of direct current. This will double the throughput of the "energy bridge" to the capacity of nearly 2 million kW, which, combined with further development of power-generating facilities of the Crimean energy system, will enable to supply the Trans-Dniester and the Bug areas with electric energy, if necessary.

In case of switching the Crimean "energy bridge" to direct current, with a capacity of up to 2 mln kW to be transmitted through this bridge, it will be necessary to strengthen electric links, with these to be switched to the voltage 500 kV between substation Kafa (the point of connection of the "energy bridge" to the Crimean energy system), Simferopol and Sevastopol.

This matter is supposed to be considered in subsequent studies of reliability of power supply of Crimea.

KEYWORDS: Reliability, systemic accidents, damage, power supply arrangement

Для выявления влияния на надежность ОЭС Юга подключения к ней Крымской энергосистемы рассмотрим следующие ситуации (как продолжение ранее рассматривавшихся вариантов):

Вариант 2-1. Электропитание ПС 500 кВ Тамань осуществляется по одной цепи 500 кВ «Кубанская-Тамань» и по сети 220 кВ от Тихорецкой, Кубанской и Краснодар через Славянскую и Вышестеблиевскую.

Вариант 2-2. К ПС 500 кВ Тамань подводится вторая цепь 500 кВ — от ПС 500 кВ Ростовской.

Вариант 2-3. Магистральная сеть ОЭС Юга усиливается второй цепью 500 кВ «Ростовская АЭС-Шахты». Результаты расчетов вариантов «2-1»–«2-3» приведены в таблице 1 и на рисунке 1.

Вариант 2-6 будет рассмотрен ниже.

Из приведенных в таблице 1 данных следует, что по мере дополнительного ввода ВЛ 500 кВ в последовательности «ПС Ростовская-ПС Тамань» и «Ростовская АЭС-ПС Шахты» технико-экономические показатели магистральных сетей ОЭС Юга значительно улучшаются: вероятность аварийных нарушений электроснабжения потребителей снижается с 0,0346 до 0,0139 отн. ед., или с 303 до 122 ч/год, т. е. в 2,5 раза, средневзвешенные ограничения нагрузок по энергосистеме в целом сокращаются с 234,9 до 70,1 МВт, а аварийный недоотпуск электроэнергии потребителям ОЭС Юга уменьшается в 3,1 раза (с 2058 до 667 млн. кВт·ч/год), среднегодовой (вероятный), во столько же сокращается ущерб от нарушений электроснабжения потребителей — с 116,46 до 38,22 млн. руб./год, что составляет от 7,88 до 2,5 %

от произведенного в данном регионе ВРП, т. е. сократилось в 3,15 раза. Однако, несмотря на столь серьезное повышение надежности, возможны перегрузки по току ЛЭП и автотрансформаторов на подстанциях в отдельных районах ОЭС.

Анализ ущербов, обусловленных отключением каждого из элементов магистральных сетей показал, что в наиболее эффективном по надежности варианте 2-3, предусматривающем сооружение второй цепи 500 кВ от Ростовской АЭС до ПС Шахты и далее от ПС 500 кВ Ростовской до ПС Тамань, наиболее тяжелые экономические последствия вызывают аварийные отключения ВЛ 330 кВ «Ново-Черкасская ГРЭС-Тихорецкая», обуславливающие ущербы потребителям 18,25 млрд. руб./год, или 48% от суммарного ущерба по ОЭС. Для ликвидации того ущерба было рассмотрено еще два варианта: сооружение второй цепи 330 кВ «Ново-Черкасская ГРЭС-Тихорецкая» (**вариант 2-4**) и сооружение ВЛ 500 кВ «ПС Ростовская-ПС Тихорецкая» (**вариант 2-5**). В таблице 1 и на рисунке 1 расчеты показали, что вводы этих ЛЭП нецелесообразны, так как они только снижают полученный в варианте 2-3 эффект.

Рассмотрим еще один вариант развития магистральной сети: продления второй цепи 500 кВ «Ростовская АЭС-Шахты» до ПС Ростовской без захода на ПС Шахты (**вариант 2-6**).

Результаты расчета сведены в таблице 1 и отражены на рисунке 1. Расчеты показывают, что последний вариант близок по характеристикам к варианту «2-3», но в 1.27 раза уступает ему по величине среднегодового

Таблица 1. Показатели надежности функционирования магистральных сетей ОЭС Юга при различных вариантах электроснабжения Крыма
Table 1 Performance reliability of the basic networks of the IPS of South at different variants of the Crimea power supply.

Показатели Parameters	Вариант 2-1 Variant 2-1	Вариант 2-2 Variant 2-2	Вариант 2-3 Variant 2-3	Вариант 2-4 Variant 2-4	Вариант 2-5 Variant 2-5	Вариант 2-6 Variant 2-6
Максимальная нагрузка ОЭС Юга*) (зимний максимум), МВт The maximum load of the IPS of South*) (winter maximum), MW	11 515,9	11 515,9	11 515,9	11 515,9	11 515,9	11 515,9
Передача мощности в Крым в нормальных режимах, МВт Transmission of capacity to the Crimea in normal operating conditions, MW	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0
Мобильный резерв мощности в Крыму, МВт Mobile capacity reserve in the Crimea, MW	315,0	315,0	315,0	315,0	315,0	315,0
Передача мощности в Крым в аварийных режимах, МВт Transmission of capacity to the Crimea in emergency operating conditions, MW	485,0	485,0	485,0	485,0	485,0	485,0
Максимальная нагрузка ОЭС*) (включая переток в Крым), МВт The maximum load of the IPS*) (including flow to the Crimea), MW	12 315,9	12 315,9	12 315,9	12 315,9	12 315,9	12 315,9
Располагаемая мощность ОЭС Юга, МВт Available capacity of the IPS of South, MW	14 926,5	14 926,5	14 926,5	14 926,5	14 926,5	14 927,5
Резерв мощности в ОЭС Юга, в %% от максимума нагрузки Capacity reserve in the IPS of South, %% of the peak load	21,20	21,20	21,20	21,20	21,20	21,21
Потери мощности в сети, в %% от максимума нагрузки Capacity losses in the network, %% of the peak load	2,61	2,43	3,57	3,50	3,55	2,48
Вероятность ограничений нагрузки ОЭС, отн. ед Probability of IPS load restrictions, rel. units	0,034580	0,032737	0,013874	0,036292	0,020619	0,01333
Вероятная ограничиваемая нагрузка ОЭС, МВт Probable limit IPS load, MW	234,9	139,0	76,1	173,9	110,7	95,7
Вероятный среднегодовой недоотпуск электроэнергии, млн. кВт·ч Probable annual average undersupply of electric energy, mln kW·hr	2 057,9	1 217,7	666,7	1 523,5	956,7	838,0
Среднегодовой ущерб потребителям от нарушений электро- снабжения, млн. руб Annual average damage incurred by consumers due to power supply failures, mln RUB	116 469,9	70 790,3	38 219,9	86 847,0	55 051,2	48 584,8
в том числе из-за нарушений динамической устойчивости including due to dynamic stability disruption	16,2	16,4	14,9	14,9	15,7	16,3
Доля ущерба в произведенном ВРП в зоне ОЭС*), % Damage share in the gross regional project in the ISP region*), %	7,88	4,79	2,59	6,88	3,73	3,29
Число перегруженных по току ветвей в нормальном режиме/ The number of branches overloaded by current in normal mode	3	10	6	4	7	5
Примечание: *) без учета районов Волгограда и Астрахани Note: *) excluding the districts of Volgograd and Astrakhan						

ущерба от нарушений электроснабжения — 3.29% против 2.59% от ВРП (таблица 2).

Таким образом, в современный период до усиления магистральных электрических сетей ОЭС Юга подключение к ней Крымской энергосистемы будет характеризоваться существенной вероятностью нарушений электроснабжения потребителей Юга России и Крыма и высоким риском развития системных аварий при каких-либо серьезных неполадках в сетях и в системе релейной защиты и противоаварийной автоматики.

Рассмотрим одну из таких ситуаций на примере, аналогичном аварии в ОЭС Юга и Крымской энергосистеме, произошедшей 28.07.2017 года [1], которая вместе с аварией в ОЭС Востока стала причиной поручения Президента России министру энергетики РФ на проработку мер для предотвращения системных аварий.

В этом плане рассмотрим четыре ремонтных режима работы ОЭС Юга в период летнего максимума, когда

нагрузка ОЭС (без Волгограда и Астрахани) остается в пределах 91–100% от уровня нагрузки зимнего максимума (с учетом перетока в Крым 800 МВт в нормальном режиме), что составляет 11 129,0–12 294,9 МВт:

1. **Ремонт-0** — ВЛ 500 кВ «Ростовская АЭС-Шахты» выведена в плановый ремонт со среднегодовой длительностью = 0.0137отн. ед (120 ч/год); остальные ЛЭП, отходящие от Ростовской АЭС, находятся в работе; сама АЭС работает с полной располагаемой мощностью 3 000 МВт и получает 500 МВт по сети 500 кВ из ОЭС Средней Волги.

2. **Ремонт-1** — В той же ситуации с генерацией и сетями общая нагрузка ОЭС снижена до 91% от зимнего максимума и составляет 11 129 МВт.

3. **Ремонт-2** — В той же ситуации с электрическими сетями мощность Ростовской АЭС с учетом перетока из ОЭС Средней Волги в совокупности сокращена на 1 000 МВт.

4. **Ремонт-3** — В ситуации с генерацией и нагрузкой

Рисунок 1. Зависимость надежности функционирования магистральных сетей ОЭС Юга от варианта их развития

Figure 1. The dependence of performance reliability of the basic networks of the IPS of South on their development variants

Таблица 2. Показатели надежности функционирования магистральных сетей ОЭС Юга при различных вариантах электроснабжения Крыма (ущерб приведен в ценах 2000 г.)

Table 2. Performance reliability parameters of the basic networks of the IPS of South at different variants of power supply of the Crimea (the damage is stated in prices of the year 2000)

Варианты работы ОЭС Юга и Крыма Variants of operation of the IPS of South and Crimea	Вероятность бесперебойной работы, отн. ед. Probability of failsafe operation, rel. units	Среднегодовой ущерб, млрд. руб.(в ценах 2000 г) Annual average damage, billion rubles (in prices of 2000)	Среднегодовой ущерб, в % от ВРП Annual average damage, %% of gross regional product
Работа ОЭС Юга с современными магистральными сетями без Крыма Operation of the IPS of South with the existing basic networks excluding Crimea	0,9803	94,69	6,45
Работа ОЭС Юга с современными магистральными сетями с передачей энергии в Крым Operation of the IPS of South with the existing basic networks with transmission of energy to Crimea	0,9650	116,47	7,88
Работа ОЭС Юга с усиленными магистральными сетями без передачи энергии в Крым Operation of the IPS of South with enhanced existing basic networks without transmission of energy to Crimea	0,9880	29,84	2,40
Работа ОЭС Юга с усиленными магистральными сетями при передаче энергии в Крым Operation of the IPS of South with enhanced existing basic networks with transmission of energy to Crimea	0,9860	38,33	2,50

ОЭС, аналогичной предыдущему режиму (Ремонтный-2) отключены ЛЭП 500 кВ «Ростовская АЭС-Шахты» (плановый ремонт) и ЛЭП 220 кВ «Цимлянская ГЭС-Шахты» для разгрузки этой ЛЭП со стороны АЭС.

5. Ремонт-4 — В ситуации с генерацией, аналогичной режиму Ремонтный-1 и нагрузке, составляющей 91% от зимнего максимума, отключены ЛЭП 500 кВ «Ростовская АЭС-Шахты» (плановый ремонт) и ЛЭП 220 кВ «Цимлянская ГЭС-Шахты». Все изложенные ремонтные ситуации сочетаются с аварийным отключением ЛЭП 500 кВ «Центральная-Ставропольская ГРЭС» с вероятностью аварийного состояния =0,726* отн. ед., или 6,36 ч/год. Расчеты проводились по авторской модели надежности магистральных электрических сетей 750–220 кВ «САТУРН» [2] Результаты расчетов приведены в таблице 3 и на рисунке 2.

Проведенные расчеты показали, что наиболее эффективным при проведении планово-ремонтных работ с отключением электросетевого оборудования является одновременное управление генерирующими мощностями электростанций, приводя их в соответствие с изменившейся пропускной способностью магистральной сети. Это видно из варианта

Рисунок 2. Зависимость величины среднегодового ущерба потребителям ОЭС Юга и Крыма от тактики проведения планово-ремонтных работ в магистральных сетях (ущерб приведен в ценах 2000 г.)

Figure 2. Dependence of the value of the annual average consumer damage of the IPS of South and Crimea on the tactic of scheduled repair on basic networks (the damage is stated in prices of the year 2000)

Таблица 3. Показатели надежности функционирования магистральных сетей ОЭС Юга в аварийных ситуациях при ремонте ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС-Шахты (ущерб приведен в ценах 2000 г.)

Table 3. Performance reliability parameters of the basic networks of the IPS of South in emergency situations at repair of OHPL 500 kV Rostov NPP-Shakhty (the damage is stated in prices of the year 2000)

Показатели Parameters	Варианты режимов вероятностью 0,0137 Variants of conditions with probability of 0.0137				
	Ремонтный-0 Repair-0	Ремонтный-1 Repair-1	Ремонтный-2 Repair-2	Ремонтный-3 Repair-3	Ремонтный-4 Repair-4
Максимальная нагрузка ОЭС Юга*)(летний максимум), МВт Maximum load of the IPS of South*)(summer maximum)	12294,9	11129	11129	11129	11129
Коэффициент снижения нагрузки, отн. ед. Load reduction factor, rel. units	1,00	0,91	0,91	0,91	0,91
Располагаемая генерирующая мощность (без Крыма), МВт Available generating capacity (excluding Crimea)	14876,5	14876,5	13878,5	13878,5	14876,5
Резерв генерирующей мощности (без Крыма),% Reserve of generating capacity (excluding Crimea), %	21,0	33,7	24,7	24,7	33,7
Вероятность ограничений нагрузки ОЭС, отн. ед. ** Probability of IPS load restrictions, rel. units **	<u>0.000714</u> 0	<u>0.0008085</u> 0.00000002	<u>0.0005606</u> 0.000000003	<u>0.0000092</u> 0	<u>0.0000124</u> 0.000000002
Вероятная ограничиваемая нагрузка ОЭС, МВт Probable limit IPS load, MW	<u>12.08</u> 0	<u>5.709</u> 0.068068	<u>4.66</u> 0.059619	<u>0.025</u> 0	<u>0.034</u> 9.016884
Вероятный среднегодовой недоотпуск электроэнергии, млн. кВт·ч Probable annual average undersupply of electric energy, mln kW*hr	<u>42.47</u> 0	<u>50.00</u> 0.391575	<u>40.834</u> 0.365743	<u>0.223</u> 0	<u>0.299</u> 0.059380
Среднегодовой ущерб потребителям от нарушений электроснабжения, млн. руб Annual average damage incurred by consumers due to power supply failures, mln RUB	<u>2483.96</u> 0	<u>2880.76</u> 0.013334	<u>2316.21</u> 0.012712	<u>13.404</u> 0	<u>17.376</u> 0.001805
Вероятная ограничиваемая нагрузка ОЭС, МВт Probable limit IPS load, MW	<u>0.253</u> -	<u>0.215</u> -	<u>0.173</u> -	<u>0.001</u> -	<u>0.0013</u> -
Примечание: * без учета районов Волгограда и Астрахани Note: * excluding the districts of Volgograd and Astrakhan					
** Дробью показаны: в числителе — показатели по ОЭС Юга, в знаменателе — показатели при совпадении аварийного ремонта ветви «5-8» с плановым ремонтом ветви «1-2»(рисунок 1, часть 1) [3] ** Fractions designate: in the numerator — parameters for the IPS of South, in the denominator — parameters for coincidence of emergency repair of branch “5-8” and scheduled repair of branch “1-2” (figure 1, part 1) [3]					

«Ремонтный-3», в котором одновременно с выводом в плановый ремонт ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС-Шахты» мощность Ростовской АЭС, включая переток от ОЭС Средней Волги, снижен на 1000 МВт. Это позволило бы избежать ситуаций с ограничениями нагрузок потребителей ОЭС Юга и полного отключения от нее Крымской энергосистемы.

Для исследования эффективности повышения надежности ОЭС Юга с подключением к ней Крымской энергосистемы на основе были сформированы удельные экономические показатели развития электрических сетей ОЭС, представленные в таблице 4 в ценах 2015 г. (индекс цен 2015/2000 г. определен в размере 10,95) [4].

Проведенная оценка капитальных вложений в магистральные сети ОЭС

Таблица 4. Примерные инвестиции в развитие магистральных сетей ОЭС Юга для подключения Крымской энергосистемы с оптимальным уровнем надежности передачи мощности и энергии (без НДС в ценах 2014–2016 гг.)

Table 4. Approximate investments in development of the basic networks of the IPS of South for connection of the Crimean energy system with the optimum level of power and energy transmission reliability

Наименование энергообъекта Name of power facility	Класс на- пряжения обору- дования, кВ Equipment voltage class, kV	ВЛ, КЛ, км OHPL, cable line, km	АТ, МВА, AT, MVA	ЭГВ, ШР, ед GIS, shunt reactor, u.	Удельная стоимость ЛЭП, млн. руб/км Unit cost of power lines, million rubles / km	Удельная стои- мость АТ, ШР, ЭГВ, млн. руб/ ед, тыс.руб/кВА Specific cost of AT, SHR, GIS, million rubles / units, thousand rubles / kW	Суммарная стоимость (без НДС), млн. Руб Total cost (without VAT), mil- lion rubles	Очеред- ность строи- тельства Priority of construc- tion
ВЛ «Ростовская АЭС-Шахты» (2-я цепь) OHPL «Rostov NPP-Shakhty» (2nd circuit)	500	210			43,8		9 198,0	2-я / 2nd
ВЛ «Ростовская АЭС-Тихорецкая» (2-я цепь) OHPL «Rostov NPP-Tikhoretskaya» (2nd circuit)	500	336			43,8		14 716,8	1-я / 1st
ВЛ «ПС Ростовская-Тамань» OHPL «Substation Rostov-Taman»	500	205			43,8		8 979,0	2-я / 2nd
ВЛ «Кубанская-Тамань» OHPL «Kubanskaya-Taman»	500	126			43,8		5 518,8	1-я / 1st
ВЛ «Тамань-Переключатель-ный пункт на КЛ» (2-хцепная) OHPL «Taman-Switching point on the CL» (2-hchreynaya)	220	2x50			25,4		2 540,0	1-я / 1st
КЛ «Тамань-Керчь» 4-хцепная CL«Taman-Kerch» 4-chain	220	4x(4x13.8)			70,0		15 456,00	1-я / 1st
ПС Тамань 500/220 кВ Substation Taman 500/220 kV			3x(3x167) + 1x167 рез. фаза + 2xШР			АТ-200 ЭГВ 500-274 ЭГВ 220-136/9 ШР-479 ПЗ-1862	13 294,0	1-я и 2-я / 1 st and 2 nd
Установка дополнительных вы- ключателей (условно ЭГВ) на ПС кроме Тамани Installation of additional switches (conditionally GIS) at the substa- tion except Taman	500			2+6		ЭГВ 500-274	2 191,0	1-я и 2-я / 1 st and 2 nd
То же, на ПП The same, on the switch points	220					ЭГВ 220-164	110,0	1-я / 1st
Итого инвестиции Total investment							72 003,6	
Преобразовательная подстан- ция постоянного тока (ППТ) The converted substation of direct current (CSDC)	220					21,9	21900	
Примечание: ЭГВ — элегазовый выключатель, ШР — шунти- рующий реактор, индекс цен для капитальных вложений 2015/2000 г. — 10.95 Note: GIS — GIS circuit breaker, SHR shunt reactor, price index for capital investments 2015/2000 — 10.95								

Юга для присоединения Крымской энергосистемы показала, что первая очередь, включающая сооружение «Крымского энергомоста», ПС 500 кВ Тамань с подключением ее к ОЭС Юга по на напряжении 500 кВ через подстанции Кубанскую и Тихорецкую к Ростовской АЭС с одновременным усилением связи между двумя последними энергообъектами путем сооружения 2-й

цепи 500 кВ потребовала порядка 49 млрд. руб (без НДС, в ценах 2015 г.)

При этом общая протяженность трассы для передачи мощности от Ростовской АЭС до Крымской энергосистемы составила 747 км.

В результате реализации 1-й очереди подключения Крымской энергосистемы из-за увеличения потоков

мощности в магистральных сетях ОЭС Юга на 800 МВт надежность функционирования этих сетей снизилась с 0,9803 до 0,9650 отн. ед., а ущерб потребителям возрос на 235,1 млрд. руб. (в ценах 2015 г.) или на 23%. При этом он достиг 7,88% от произведенного в регионе валового регионального продукта.

Для повышения надежности работы сети и улучшения электроснабжения региона, и в том числе Крымской энергосистемы, необходимо реализовать вторую очередь развития магистральных сетей, которая включает в себя сооружение второй цепи 500 кВ от Ростовской АЭС до ПС Шахты и продолжение ВЛ 500 кВ от ПС 500 кВ Ростовской до ПС Тамань с установкой на последней 3-ей группы автотрансформаторов 500/220 кВ с соответствующим расширением ОРУ Ростовской АЭС и подстанций «Шахты», «Ростовская» и «Тамань». При этом протяженность трассы передачи мощности от Ростовской АЭС до Крымской энергосистемы составит 500 км.

Ввод этих ЛЭП позволит повысить надежность работы магистральной сети ОЭС Юга с 0,965 до 0,988 отн. ед. и снизить ущерб потребителям с 116463 млн. руб. до 38220 млн. руб. (в ценах 2000 г), т. е. ущерб потребителям сократится в 3 раза. В ценах 2015 г. этот эффект достигнет 856,76 млрд. руб., или 5,29% от произведенного в регионе валового регионального продукта.

Сопоставим полученный экономический эффект с затратами в повышение надежности магистральной сети ОЭС Юга в связи с подключенной Крымской энергосистемы.

Расчет проводился по формуле

$$3 = pK + I_a + I_{\text{экспл}} + C_{\Delta\text{Э}} - \Delta Y_{\text{сист}} \leq 0, \quad (1)$$

где p — коэффициент эффективности капиталовложений в отрасли (в нашем расчете принят равным 0,06)

K — капиталовложения в повышение надежности схемы;

$I_a, I_{\text{экспл}}$ — амортизационные отчисления и эксплуатационные расходы;

$C_{\Delta\text{Э}}$ — изменение стоимости потерь электроэнергии в сетях из-за ввода резервных элементов;

$\Delta Y_{\text{сист}}$ — снижение ущерба в энергосистеме из-за повышения ее надежности.

Критерием эффективности является превышение снижения ущерба над полными дополнительными расходами (суммарными затратами) в схему электрических сетей для повышения ее надежности.

Результаты расчета эффективности инвестиций в повышение надежности ОЭС Юга в связи с присоединением Крымской энергосистемы приведены в таблице 5.

В перспективе при дальнейшем росте экономики западной зоны ЮФО и Крыма и повышенное развитие там курортно-туристского обслуживания может потребоваться ускоренный рост в Крыму и Краснодарском крае электропотребления и нагрузок.

Транспортировка электроэнергии от Ростовской АЭС, из Центра и ОЭС Средней Волги, даже при наличии там энергетических резервов, на расстояние 500-800 км представляется экономически малоэффективным, поскольку будет понижать надежность магистральных сетей или потребует новых инвестиций в их усиление.

Поэтому в порядке дальнейшего развития темы совершенствования ОЭС Юга, Кубанской энергосистемы и схемы электроснабжения Крыма целесообразно провести технико-экономические исследования двух вариантов размещения еще одной тепловой электростанции:

1. Строительство тепловой электростанции (ПГУ-ГТУ) мощностью до 1000 МВт в районе Краснодара-Новороссийска, содержащих также достаточную тепловую нагрузку для эффективной работы ПГУ, в сочетании

Таблица 5. Техничко-экономические показатели схемы повышения надежности ОЭС Юга.

Table 5. Technical and economic parameters of reliability improvement arrangement of the IPS of South

Наименования Names	Капиталовложения Investments	Амортизация, % Depreciation	Эксплуатационные издержки, % Operating costs	Эксплуатационные издержки, млн. руб Operational costs, million rubles	Снижение потерь мощности в сети, МВт Reduction of power losses in network, MW	Снижение потерь электроэнергии, млн. кВтч Reduction of power losses, million kWh	Снижение стоимость потерь энергии, млн.руб Reduction in the cost of energy losses, million rubles	Снижение ущерба потребителям, млн. руб Reduction of damage to consumers, million rubles	Суммарные затраты, млн. руб. Total costs, mln. rub.
Воздушные ЛЭП OHPL	40 952,6	5,0	0,8	2 375,3					
Кабельные ЛЭП Cable lines	15 456,0	3,3	3,0	973,7					
Подстанции Substations	15 595,0	5,0	4,9	1 543,9					
Итого Total	72 003,6	3 337,4	1 555,5	4 892,9	405,9	1 826,6	1 643,9	856 760,0	-849 190,8

с повышением пропускной способности Крымского энергомоста за счет его реконструкции с переводом на постоянный ток. Это потребует сооружения двух ППТ и развития в Крыму дополнительных сетей для приема и распределения мощности до 2 млн. кВт, что обусловит до 50 млрд. руб инвестиций (без учета строительства самой электростанции).

2. Перенос строительства этой же электростанции в Крым, что потребует существенных газотопливных ресурсов, но создаст более устойчивые условия для функционирования энергетики Крыма, имея ввиду наличие там в настоящее время повышенной доли солнечных и ветровых электростанций с неопределенным объемом производства электроэнергии и мощности.

Выводы

На основе проведенных исследований можно утверждать, что:

1. Действующая магистральная сеть ОЭС Юга при современных электрических нагрузках без учета перетока электроэнергии в Крым в состоянии обеспечивать в нормальных режимах работы передачу мощности от генерирующих источников к основным системным подстанциям, однако при этом очень велика возможность перегрузки по току ряда ЛЭП 500-220 кВ и автотрансформаторов на подстанциях 500-330-220 кВ. При этом вероятность бесперебойной работы магистральных сетей составляет 0,9802 отн. ед.

2. Действующая магистральная сеть ОЭС Юга может устойчиво функционировать в нормальных, ремонтных и аварийных режимах только при условии повышения ее пропускной способности не менее, чем на 10%. При этом магистральная сеть может гарантированно обеспечить бесперебойную передачу мощности с вероятностью 0,988.

3. Передача электроэнергии и мощности в Крымскую энергосистему по действующим магистральным сетям существенно снижает надежность передачи мощности до вероятности их бесперебойного функционирования 0,965, что может стать источником системных аварий, особенно в ремонтных режимах с пониженной пропускной способностью сети.

4. Для обеспечения передачи в Крымскую энергосистему необходимых объемов электроэнергии и мощности без снижения уровня надежности функционирования магистральных сетей ОЭС Юга наиболее эффективным является ввод дополнительных ЛЭП 500 кВ «ПС Ростовская-ПС Тамань» и второй цепи ЛЭП 500 кВ «Ростовская АЭС-Шахты». При этом вероятность бесперебойной работы магистральных сетей ОЭС Юга возрастет до 0,986.

5. При проведении планово-ремонтных работ в магистральных сетях ОЭС необходимо приводить генерирующие мощности электростанций в соответствие с изменившейся пропускной способностью магистральной сети.

6. Необходимо в ускоренном порядке провести технико-экономическое исследование развития элек-

троэнергетики Крыма в плане оптимизации структуры ее генерирующих мощностей и надежности электроснабжения в сочетании с повышением эффективности развития ОЭС Юга и ее причерноморской зоны.

7. При создании модели надежности магистральных сетей 220–750 кВ энергосистем «САТУРН» были использованы авторские разработки [5–8].

Список использованных источников

1. Непомнящий В. А. Агрегированные значения удельных ущербов от нарушений электроснабжения. Академия энергетики 2015; 2: 58–68.
2. Непомнящий В. А. Статическая устойчивость в задачах надежности. Надежность и безопасность энергетики 2017; 2: 10: 98–105.
3. Непомнящий В. А. Исследование надежности ОЭС Юга в связи с присоединением новых сосредоточенных нагрузок (часть 1). Надежность и безопасность энергетики 2018; 11: 1: 21–29.
4. СТО 56947007-29.240.124-2012 Сборник "Укрупнённые стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35–1150 кВ" 324 тм – т1 для электросетевых объектов ОАО "ФСК ЕЭС" Справочник по проектированию электрических сетей. Под ред. Д. Л. Файбисовича. Москва, «Издательство НЦ ЭНАС», 2012.
5. Непомнящий В. А. Надежность подстанций 1150–35 кВ с различными схемами распределительных устройств высшего напряжения. Энергоэксперт 2014; 6: 23–39.
6. Непомнящий В. А. Моделирование надежности электрических сетей. Надежность и безопасность энергетики 2014; 3: 2–15.
7. Непомнящий В. А. Учет динамической устойчивости в модели надежности электроэнергетической системы. Энергоэксперт 2012; 6: 36–41.
8. Непомнящий В. А. Надежность работы элементов электрических сетей 1150–35 кВ. Энергоэксперт 2012; 4: 26–40.

References

1. Nepomnyashchiy V.A. Aggregated Values of Specific Damage from Power Supply Disruptions. Academy of Power Industry Energy. 2015; 2: 58–68.
2. Nepomnyashchiy V.A. Static Stability in Reliability Problems. Safety and Reliability of Power Industry. 2017; 2: 10: 98–105.
3. Nepomnyashchiy V.A. Study on Reliability of UES of the South in the Context of Connection of New Concentrated Loads (Part 1). Reliability and Safety of Power Industry. 2018; 11: 1: 21–29.
4. СТО 56947007-29.240.124-2012 "Consolidated Indices of the Cost of Construction of 35-1150 kV Power Transmission Lines" Collection 324 TM-T1 for Power Grid Facilities of JSC "FGC UES". Reference book on design of electric power grids. Ed.: D.L. Faybisovich. Moscow, NC ENAS Publishing House, 2012.
5. Nepomnyashchiy V.A. Reliability of 1150–35 kV Substations with Different High Voltage Switchgear Arrangements. Energoekspert 2014; 6: 23–39.
6. Nepomnyashchiy V. A. Simulation of Reliability of Power Grids. Safety and Reliability of Power Industry. 2014; 3: 2–15.
7. Nepomnyashchiy V. A. Accounting of Dynamic Stability in Power System Reliability Model. Energoekspert 2012; 6: 36–41.
8. Nepomnyashchiy V. A. Reliability of Components of 1150–35 kV Power Grids. Energoekspert 2012; 4: 26–40.