မြန်မာ့လျှပ်စစ်ကဏ္ဍမျော်မှန်းချက်

WWF

REAM

Spectrum

IES
Intelligent Energy Systems

WWF

WWF is one of the world's largest and most experienced independent conservation organisations, with over 5 million supporters and a global Network active in more than 100 countries.

WWF's mission is to stop the degradation of the planet's natural environment and to build a future in which humans live in harmony with nature, by conserving the world's biological diversity, ensuring that the use of renewable natural resources is sustainable, and promoting the reduction of pollution and wasteful consumption.

IES

Intelligent Energy Systems (IES) is an Australian consulting firm established in 1983 to provide advisory services and software solutions to organisations working in the energy industry. IES specialise in taking systematic approaches to solving problems in energy markets that require consideration of energy policy, legislation, economics, finance and engineering. IES has a proven track record in advising government departments, regulators, system and market operators, transmission companies, generators and retailers in the Asia Pacific region, including Australia, the Greater Mekong Sub-region, Philippines, Singapore and elsewhere.

MKE

Mekong Economics Ltd. (MKE) is a leading economic and socio-economic development and commercial consulting firm active in the Greater Mekong sub-region and Asia-Pacific region. MKE has over 20 years of experience in providing specialist services to international development agencies, non-government organizations and corporate clients.

Spectrum

Sustainable Development Knowledge Network is a local initiative working towards the goal of establishing mechanisms to enhance frameworks for "National Development" in Myanmar, via constructive engagement on environment, sustainable development and natural resource management matters. It was founded in 2007. We are passionate about inclusion, involvement and empowerment of people as well as transparency and accountability. Spectrum connects with government, business and communities to inform, empower and educate as an information-sharing network. Spectrum provides resource materials and training, sharing relevant research and case studies, and promotes positive engagement between the government, private sector and society.

REAM

Renewable Energy Association Myanmar (မြန်မာပြန်ပြည့်မြဲစွမ်းအင်အသင်း) was established as an environmental NGO in Myanmar since 1995 and got registration in Myanmar in 2003. REAM conducted series of activities of rural development throughout the country for benefit of poor communities by their participation in implementing projects of fulfilling basic needs of food, water and energy etc. aligned with public educational function. Since 2012 to recent moment, REAM has been involving in Country level policy making process in Energy and Environmental Resources sectors for developmental reform process of the country

This project was made possible with the generous support of the MAVA Foundation and the Danish International Development Agency (DANIDA).

Contributors
Editor in Chief & Technical Editor: Jean-Philippe Denruyter

Editorial team for regional and country reports part 1: Thu Trang Nguyen, Thanh Binh Hoang, Lee Poston, Kelsey Hartman, Shoon So Oo, Aung Myint, David Allan, Pierre-Marc Blanchet, Richard de Ferranti, John McGinley, Cam Nhung Pham, Dr. Decharut Sukkumnoed, Khanh Nguy Thi, Trine Glue Doan.

With special thanks for review and contributions from:
Marc Goichot, Kimheak Chhay, Seangly Kheang, Chakrey Un, Aung Kyaw Soe, Nick Cox, Khamseng Homdouangxay, François Guegan, Nadim Boughanmi, Ian Lacey, Gordon Congdon, Sasipa Mongolnavin, Susan Roxas, Nakorn Amornwatpong, Tien Dung Huynh, Thuy Quynh Nguyen, Huu Huy Ho, Thanh Nga Nguyen, Marie-Adèle Guicharnaud, Aquapatindra Vanijvarmindra, Ye Min Thwin, Gaurav Gupta, Chris Greacen, Aviva Imhof, David Fullbrook, Kyi Phyo, Chariya Senpong, Suphakit Nuntavorakarn, Tanya Lee, Dr. Sopitsuda Tongsopit, Juhani Klemetti, Thomas Chrometzka, Naing Htoo, Ali Borochoff-Porte, Kate Lazarus, Carl Middleton, Xuan Thang Nguyen, Amornwatpong Khemratch, Rafael Senga, Mattias De Woul, Aurelie Shapiro, Anton Thorsen, Hanna Helsingen, Alison Harley and Marte Ness.

Partner organisations:
IES Project Team
Stuart Thorncraft, Patrick Wang, Ho Dinh Tham, and Philip Travill.
MKE Project Team
Alexander Dow
Spectrum
REAM

Y.E.S.
English Language
Education Centre

CONTENTS

PART A (WWF, SPECTRUM & REAM)

အမှာစာ ၂
ပိုမိုလိုအပ်သည့် ရေရှည်တည်တံ့သောစွမ်းအင် ၁၁
Sustainable Energy Scenario (SES) အကြောင်း ၃၀
The Advanced Sustainable Energy Scenario (ASES) အကြောင်း ၃၂
The Energy Mix and Technologies (စွမ်းအင်အမျိုးအစားများ ပေါင်းစပ်မှုနှင့်နည်းပညာများ) ၃၄
စိန်ခေါ်မှုများနှင့် ထောက်ခံချက်များ (Challenges and Recommendations) ၄၂
လုပ်ဆောင်ရမည်များ ၆၅

PART B (IES)

IES Scenario 67
Introduction 75
Background: Myanmar's Electricity Sector 76
Development Options for Myanmar's Electricity Sector 83
Myanmar Development Scenarios 107
Business as Usual Scenario 112
Sustainable Energy Sector Scenario 125
Advanced Sustainable Energy Sector Scenario 140
Analysis of Scenarios 155
Economic Implications 167
Conclusions 185
Appendices 189
References 196

အမှာစာ

ရွှေရောင်လွှမ်းသောမြေအဖြစ် လူသိများသည့်မြန်မာနိုင်ငံတွင် တိုင်းပြည်အတွက် အကျိုးစီးပွား ဖြစ်ထွန်းစေသည့် သယံဇာတ အရင်းအမြစ်များ ပေါကြွယ်လှပါသည်။ မြန်မာပြည် အလယ်ပိုင်းရှိ အပူပိုင်းဇုန်ဒေသများ၊ အရှေ့ပိုင်းနှင့် မြောက်ပိုင်းရှိ တောင်တန်းဒေသများအပြင် ကမ်းရိုးတန်းရှည်များသည် တိုင်းပြည်အတွက် လျှပ်စစ်ဓာတ်အား ထုတ်လုပ်ပေးနိုင်သည့် သဘာဝအရင်း အမြစ်များ ဖြစ်ကြသည်။

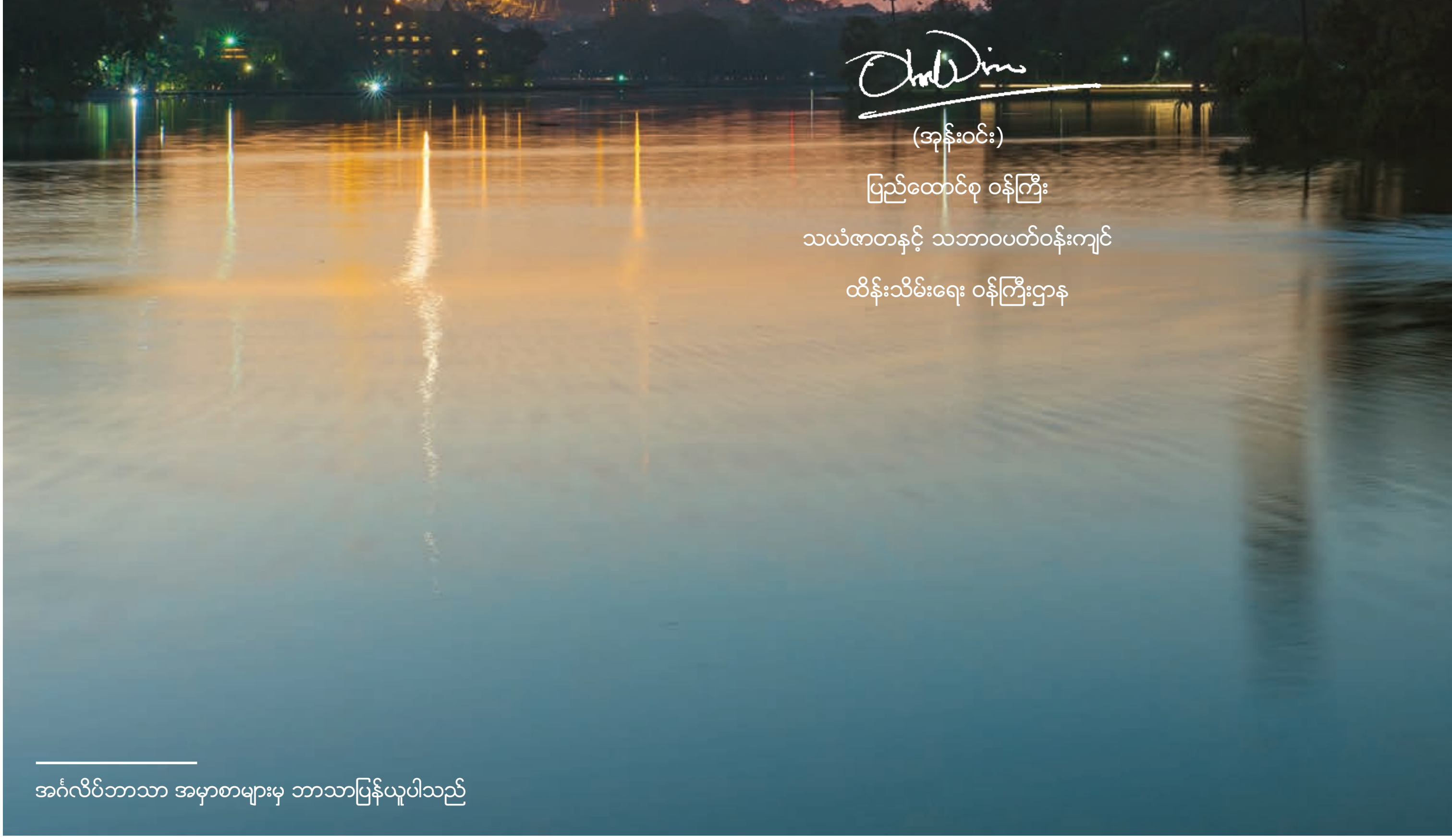
ပြည်သူများ၏ရေရှည်အကျိုးအတွက် ထိုအရင်းအမြစ်များကို စွမ်းအင်ကဏ္ဍတွင် အကျိုးရှိစွာ အသုံးချနိုင်ရန်မှာ အရေးကြီးဆုံးဖြစ်သည်။

လျှပ်စစ်ဓာတ်အား လိုအပ်ချက်မှာ တိုးမြှင့်လျက်ရှိပြီး မည်ကဲ့သို့ ထုတ်လုပ်မည်ဟူသော မေးခွန်းမှာ အလေးအနက် စဉ်းစားစရာဖြစ်သည်။ ကျေးရွာများ နေရာရွှေ့ပြောင်းရပြီး မြစ်များ၏ စီးဆင်းမှုကို ဟန့်တားသော ဆည်များဆောက်လုပ်ခြင်း (သို့မဟုတ်) နေ့စဉ်ရှူသွင်းနေရသောလေကို ညစ်ညမ်းစေ၍ ကမ္ဘာကြီးပူနွေးမှုကိုမြင့်တက်စေသော ကျောက်ဖြစ်ရုပ်ကြွင်း လောင်စာများဖြင့် ထုတ်လုပ်ခြင်း (သို့မဟုတ်) အခမဲ့ ပေါများစွာ ရရှိနေသည့် လေစွမ်းအင်နှင့် နေစွမ်းအင်ဖြင့် ထုတ်လုပ်ခြင်း စသည့်အနက် မည့်သည့်နည်းလမ်းကို ရွေးချယ်ကြမည်နည်း?

စဉ်ဆက်မပြတ် ဖွံ့ဖြိုးသောပြန်ပြည့်မြဲစွမ်းအင်သည် ကျောက်ဖြစ်ရုပ်ကြွင်း လောင်စာ နည်းပညာများနှင့် နှိုင်းယှဉ်ပါက ကာဗွန်ဓာတ်ငွေ့ ထုတ်လွှတ်မှုကို များစွာ လျော့ချနိုင်ခြင်း၊ သဘာဝ ပတ်ဝန်းကျင်နှင့် လူမှုစီးပွား ထိခိုက်မှုများမှ ကာကွယ်နိုင်ခြင်းနှင့် အလုပ်အကိုင် ဖန်တီးနိုင်မှုကို ၃ ဆ မှ ၄ ဆ အထိ တိုးမြှင့်နိုင်ခြင်းစသည့် ကောင်းကျိုးရလဒ်များ ပေးနိုင်ပါသည်။ အရေးကြီးဆုံးအချက်မှာ မြန်မာနိုင်ငံအနေဖြင့် လျှပ်စစ်ဓာတ်အားကဏ္ဍအတွက် ပြန်ပြည့်မြဲစွမ်းအင်ကို ရာနှုန်းပြည့်အသုံးပြုရန် ရွေးချယ်နိုင်ရန် အခွင့်အလမ်းများရှိနေပြီး ကုန်ကျစရိတ်မကြာဟသော်လည်း အထက်မှ ကောင်းကျိုးရလဒ်များ ရရှိနိုင်ကြောင်းကို ယခု အစီရင်ခံစာတွင် သက်သေပြထားပါသည်။

အနာဂတ်မျိုးဆက်များအတွက် မြန်မာနိုင်ငံကို ယခုအချိန်တွင် ချမှတ်သော ဆုံးဖြတ်ချက်များက ပုံဖော်သွားမည် ဖြစ်သည်။ ထို့အတွက် သဘာဝ ပတ်ဝန်းကျင်နှင့် ပြည်သူများ၏ အကျိုးအတွက် မှန်ကန်သော ဆုံးဖြတ်ချက်ကိုသာ ချမှတ်ဖော်ဆောင်ရမည် ဖြစ်သည်။

သဘာဝတရားနှင့် အပြန်အလှန် အမှီသဟဲ အသက်ရှင်ရသောကြောင့် သဘာဝပတ်ဝန်းကျင်ကို ထိန်းသိမ်းကာကွယ်သွားကြရမည် ဖြစ်ပါသည်။ သဘာဝတရားနှင့်လူတို့၏ သဟဇာတဖြစ်မှု အင်အားဖြင့် စဉ်ဆက်မပြတ် ဖွံ့ဖြိုးသည့် နည်းလမ်းသည်သာ အနာဂတ်အတွက် တစ်ခုတည်းသော နည်းလမ်း ဖြစ်ပါသည်။



(အုန်းဝင်း)

ပြည်ထောင်စု ဝန်ကြီး

သယံဇာတနှင့် သဘာဝပတ်ဝန်းကျင်

ထိန်းသိမ်းရေး ဝန်ကြီးဌာန

အင်္ဂလိပ်ဘာသာ အမှာစာများမှ ဘာသာပြန်ယူပါသည်

အမှာစာ

ယခုနှစ်တွေ ဟာမြန်မာပြည် ဖွံ့ဖြိုးမှုအတွက်အရှိန်ယူရန် ကောင်းမွန်သောနှစ်များဖြစ်ပါသည်။ ဒီမိုကရေစီ အသွင်ကူးပြောင်းပြီးနောက်ပိုင်းမှာ ရင်းနှီးမြှုပ်နှံသူများ တိုးဝင်လာကြသည်။ မြန်မာနိုင်ငံ၏ ပြည်နယ်နှင့် တိုင်းအသီးသီးရှိ အစိုးရအဖွဲ့အစည်းများနှင့် ပြည်သူလူထုများကို နိုင်ငံတကာအသိုက်အဝန်းမှ ကူညီထောက်ပံ့မှုများ တိုးပွားလာပါသည်။

ထို့အပြင် ဖြေရှင်းရန် ကိစ္စရပ်များ ကျန်ရှိနေဆဲဖြစ်ပါသည်။ မြန်မာနိုင်ငံ လူဦးရေ၏ ၇၀% အတွက် ယုံကြည်စိတ်ချ၍ တန်ဖိုးသင့်တင့်သော လျှပ်စစ်မီးကို ရရှိရန် လိုအပ်လျက်ရှိသည်။ မြန်မာပြည်အနေဖြင့် စွမ်းအင်နှင့် ဖွံ့ဖြိုးတိုးတက်မှု ကဏ္ဍတွင် ဖွံ့ဖြိုးပြီးနိုင်ငံများကို စံနမူနာယူကာ အမှား / အမှန်များကို ချင့်ချိန်နိုင် ရန်အခွင့်အလမ်းများစွာ ရှိပါသည်။ သဘာဝပတ်ဝန်းကျင်ကို ထိခိုက်စေသော စွမ်းအင်အမျိုးအစားများဖြစ်သည့် ကာဗွန်ရုပ်ကြွင်းလောင်စာများ ၊ ရေအား လျှပ်စစ်ဓာတ်အားထုတ်လုပ်မှုများ ၊ နျူကလီယားစွမ်းအင်များ စသည်တို့ကို အသုံးပြုခြင်းထက် အသုံးမပြုရသေးသော ပြန်ပြည့်မြဲစွမ်းအင်အမျိုးအစားဖြစ်သည့် နေ ၊လေ ၊ မြေအောက်အပူ ၊ဇီဝလောင်စာ ၊ သမုဒ္ဒရာစွမ်းအင် စသည်တို့ကို အလေးပေးအသုံးပြုရန်ဖြစ်သည်။

အကောင်းဆုံးအခွင့်အလမ်းနှင့် အကောင်းဆုံးနည်းပညာတို့ကိုအသုံးပြု၍ မြန်မာပြည်သည်တိုးတက်မှု အခွင့်အလန်းများစွာရှိပါသည်။

IEA 2014 စစ်တမ်းများအရ လူဦးရေ (၃၅)သန်းသည် ယုံကြည်စိတ်ချရသော လျှပ်စစ်မီးမရရှိသေးကြောင်း   တွေ့ရှိရပါသည်။ မြန်မာနိုင်ငံ၏ လျှပ်စစ်ဓာတ်အားသည် ရေးအားလျှပ်စစ်နှင့် ဓာတ်ငွေ့လောင်စာများပေါ်တွင် အမှီသဟဲပြုနေပြီး အနာဂတ်တွင်လည်း ရေအားလျှပ်စစ်နှင့် ကျောက်မီးသွေးလောင်စာမှ လျှပ်စစ်ဓာတ်အားထုတ်ယူရန် အလေးပေးအားထား နေကြောင်းတွေ့ရှိရပါသည်။ သို့ဖြစ်ပါ၍ အကောင်းဆုံးနည်းလမ်းအဖြစ် ဤအစီရင်ခံစာအရ ပြန်ပြည့်မြဲစွမ်းအင်များကို ရောနှော အသုံးပြုခြင်းအားဖြင့် ၂၀၅၀ ခုနှစ် တွင် နိုင်ငံ လျှပ်စစ်မီးလိုအပ်ချက်ကို ဖြည့်ဆည်းနိုင်ပါသည်။

အင်္ဂလိပ်ဘာသာ အမှာစာများမှ ဘာသာပြန်ယူပါသည်

ပြန်ပြည့်မြဲစွမ်းအင်အရင်းအမြစ်များကို အသုံးပြုခြင်းဖြင့် ရရှိနိုင်သောအခွင့်အလမ်းများမှာ - နိုင်ငံ၏ ရပ်ကြွင်းလောင်စာမှ လျှပ်စစ်ထုတ်ယူမှုကိုလျော့ချခြင်း ၊ လျှပ်စစ်မီးရရှိမှု လွယ်ကူမြန်ဆန်စေခြင်း ၊ ရာစုနှစ်အတွက် တည်ငြိမ်သော လျှပ်စစ်ဓာတ်အား ဈေးကွက်ကိုရရှိစေခြင်း ၊ အလုပ်အကိုင်အခွင့်အလမ်းများရရှိစေခြင်း၊ အိမ်နီးချင်းနိုင်ငံများနှင့်ကောင်းမွန်သော လျှပ်စစ်သုံးစွဲမှုနှင့် ထုတ်လုပ်မှုတို့တွင်တိုးမြှင့် ပူးပေါင်းဆောင်ရွက်နိုင်မှုဖြင့်အားဖြည့်ခြင်း၊ ပတ်ဝန်းကျင်နှင့် လူ့ဘောင်အဖွဲ့အစည်းအကြား သဘာဝပတ်ဝန်းကျင်ထိခိုက်မှုကို လျော့ချနိုင်ခြင်းစသည့်တို့ဖြစ်ပါသည်။

ပြန်ပြည့်မြဲစွမ်းအင်အသုံးပြုခြင်းဖြင့် တည်ငြိမ်သော လျှပ်စစ်ဈေးကွက် ရရှိနိုင်ခြင်းနှင့် နည်းစနစ်တကျပြုပြင်ထိန်းသိမ်းနိုင်ခြင်းတို့ကိုအခြေခံ၍ ပြည်သူများအတွက် လုံလောက်သော လျှပ်စစ်ဓာတ်အားကို လျှပ်စစ်ပြတ်တောက်မှုမရှိစေဘဲ အချိန်တိုင်းပံ့ပိုးပေးနိုင်မည်ဖြစ်သည်။

ဤအစီရင်ခံစာ၏ အဓိကမေးခွန်းများမှာ -

- မြန်မာနိုင်ငံသည် ၂၀၁၅ ခုနှစ် တည်ငြိမ်ကောင်းမွန်သော လျှပ်စစ်ဓာတ်အား ထုတ်လုပ်နိုင်မည်လော
- မြန်မာနိုင်ငံသည် ရပ်ကြွင်းလောင်စာ ၊ နျူကလီးယားစွမ်းအင်နှင့် အကြီးစားရေအားလျှပ်စစ် စသည့်တို့ကို ရှောင်နိုင်မည်လော
- မြန်မာနိုင်ငံသည် လုံလောက်သော စွမ်းအင်ကဏ္ဍ တည်ဆောက်ရာတွင် သန့်ရှင်းသောစွမ်းအင်နှင့် မကုန်ခမ်းနိုင်သော ပြန်ပြည်မြဲစွမ်းအင်ကို ဖွံ့ဖြိုးတိုးတက်အောင် ပြုလုပ်နိုင်မည်လော

ဤအစီရင်ခံစာအရ လာမည့် ဆယ်စုနှစ်အတွင်း အနာဂတ်လျှပ်စစ်ဖြန့်ဝေမှုကို ဖြည့်ဆည်းပေးနိုင်ခြင်းအားဖြင့် စွမ်းအင်အကျိုးရှိရှိ ထိရောက်စွာ အသုံးချခြင်းနှင့် ပြန်ပြည့်မြဲစွမ်းအင်တို့သည် အရေးကြီးသော အခန်းကဏ္ဍတွင်ပါဝင်လိမ့်မည်ဟု ယုံကြည်ပါသည်။

ကျော်သီဟ
ဥက္ကဋ္ဌ
သယံဇာတနှင့် သဘာဝပတ်ဝန်းကျင်
ထိန်းသိမ်းရေး ဝန်ကြီးဌာန

© WWF / Andre Malerba

အမှာစာ

ယုံကြည်စိတ်ချရသော ပြန်ပြည့်မြဲစွမ်းအင်မှ လျှပ်စစ်ထုတ်ယူမှုသည် မြန်မာနိုင်ငံအတွက် စိန်ခေါ်မှု တစ်ရပ်ဖြစ်သည်။ ယခုအခါ မြန်မာနိုင်ငံတွင် အိမ်ခြေစုစုပေါင်း၏ ၃၂% ခန့်သာ ပင်မဓာတ်အားလိုင်းမှ လျှပ်စစ်ကို ရယူသုံးစွဲနိုင်ပါသည်။ ကျန်ရှိနေသော အိမ်ခြေများမှာ လျှပ်စစ်မီးမရရှိခြင်း (သို့မဟုတ်) စနစ်တကျပြုလုပ်ထားခြင်းမရှိသော ဒီဇယ်မှ ဓာတ်အားထုတ်ယူခြင်း နှင့် နေရောင်ခြည်စွမ်းအင်သုံး PV မှ ထုတ်ယူခြင်း စသည့် တည်ငြိမ်မှုမရှိသော လျှပ်စစ်ဓာတ်အားကို သာ အမှီပြု အသုံးပြုနေရသည်။ ဓာတ်အားလိုင်းအများစုသည် ရေအားလျှပ်စစ်နှင့် ရုပ်ကြွင်းလောင်စာများဖြင့် လည်ပတ်နေရသည်။ မြန်မာနိုင်ငံသည် လျင်မြန်စွာ ကြီးထွားလာသည့် လျှပ်စစ်ဓာတ်အားလိုအပ်ချက် ပမာဏကို ဖြည့်ဆည်းရန်လိုအပ်နေပါသည်။ မည့်သို့ ဖြည့်ဆည်းမည်ဆိုသည့်အချက်က အရေးပါတဲ့မေးခွန်းတစ်ခုဖြစ်လာပါတယ်။

ပြန်ပြည်မြဲစွမ်းအင်သည် မြန်မာနိုင်ငံတွင် နည်းပညာဆိုင်ရာသာမက စီးပွားရေးဆိုင်ရာပါ ဖြစ်နိုင်ခြေရှိကြောင်း လေ့လာတွေ့ရှိချက်များအရ သိရပါသည်။ မြန်မာနိုင်ငံ၏ စွမ်းအင်ကဏ္ဍ ဖွံ့ဖြိုးတိုးတက်ရေးမှာ ရင်းနှီးမြှုပ်နှံမှု ဒေါ်လာဘီလီယံများစွာဖြင့် ဆယ်စုနှစ် (၃) ခုခန့် ကြာမြင့်လိမ့်နိုင်မည်ဖြစ်သည်။ ပြန်ပြည့်မြဲစွမ်းအင်နည်းလမ်းအမျိုးမျိုးကို ရောနှောအသုံးချခြင်းနှင့်အတူ စွမ်းအင်ကိုထိရောက်စွာအသုံးချခြင်းသည် စွမ်းအင်ကဏ္ဍဖွံ့ဖြိုးရေးအတွက် အကောင်းဆုံးနည်းလမ်းတစ်ခုဖြစ်ကြောင်း လေ့လာမှုများအရသိရသည်။

ပြန်ပြည့်မြဲစွမ်းအင်သည် အများနားလည်ထားကြသည့် နေရောင်ခြည်သုံး မီးအိမ်နှင့် အိမ်သုံးစွမ်းအင်ထက် ပိုလွန်ပါသည်။ အကြီးစား စွမ်းအင်ထုတ်လုပ်မှုကို လျင်မြန်စွာပြုလုပ်နိုင်ပါသည်။ အီတလီနိုင်ငံတွင် နေရောင်ခြည်စွမ်းအင်ကို ၂၀၁၁ ခုနှစ်တွင် ၉၀၀၀ မဂ္ဂါဝပ်အား တပ်ဆင်ခြင်းသည် မြန်မာနိုင်ငံ ၂၀၁၅ တွင် ၅၀၀၀ မဂ္ဂါဝပ် နေရောင်ခြည်စွမ်းအင်ထက် ၂ ဆဖြစ်သည်။ ထို့အတူ ဂျပန်နိုင်ငံတွင်လည်း ၉၀၀၀ မဂ္ဂါဝပ် နေရောင်ခြည်စွမ်းအင်ကို တစ်နှစ်အတွင်း တပ်ဆင်ခဲ့သည်။

အင်္ဂလိပ်ဘာသာ အမှာစာများမှ ဘာသာပြန်ယူပါသည်

နည်းပညာအသစ်ကို လက်ခံရန် စိုးရိမ်ကြောင့်ကြမြဲဖြစ်သည့်အလျောက် ပထမခြေလှမ်းနေဖြင့် ပြန်ပြည့်မြဲစွမ်းအင်ကို လက်ခံနိုင်ရန်ဖြစ်သည်။ နေရောင်ခြည်စွမ်းအင်နှင့် လေစွမ်းအင်ကို ပင်မဓာတ်အားလိုင်းနှင့်ချိတ်ဆက်ရန်အတွက် မှတ်တမ်းများအရ စိုးရိမ်မှုများရှိနေသည်။ ဂျာမနီနှင့် အိုင်ယာလန်နိုင်ငံတို့သည် ပြန်ပြည့်မြဲစွမ်းအင်၏ ၃၀% နှင့် ၂၅% ကို ပင်မဓာတ်အားလိုင်းနှင့် ချိတ်ဆက်အသုံးပြုရန် ပူပန်မှုများ ရှိနေသေးသည်။ လက်တလော နိုင်ငံအတွင်းမှ ဓာတ်အားလိုင်းချိတ်ဆက်မှု ဖွံ့ဖြိုးသည့်နိုင်ငံများဖြစ်ကြသော သီရိလင်ကာ၊ နီပေါနှင့် အင်ဒိုနီးရှားနိုင်ငံတို့မှ ဓာတ်အားလိုင်းချိတ်ဆက်မှု နည်းပညာ၊ ဓာတ်အားထိန်းသိမ်းမှုနည်းပညာနှင့် ငွေကြေးဆိုင်ရာ စီမံခန့်ခွဲမှု နည်းလမ်းများကို မြန်မာနိုင်ငံအနေဖြင့် လေ့လာနိုင်ပါသည်။

မြန်မာနိုင်ငံသည်ပြန်ပြည့်မြဲစွမ်းအင် နည်းပညာများသို့ အသွင်ကူးပြောင်းရာတွင် အိမ်နီးချင်းနိုင်ငံများ၏ အမှားအယွင်းများကို သတိပြုရန် အခွင့်အလမ်းများရှိသည်။ ယခုလိုဖွံ့ဖြိုးတိုးတက်နေတဲ့ ဆက်သွယ်ရေးကဏ္ဍမှာလည်း နည်းပညာကဏ္ဍကူးပြောင်းခြင်းကို လိုလာကြောင်းနှင့် ပြည်သူလူထုအနေဖြင့်လည်း စွမ်းအင်ကဏ္ဍဖွံ့ဖြိုးရေးကို လိုလားကြောင်းတွေ့ရှိရသည်။

မျှော်မှန်းချက်ချမှတ်ခြင်းသည် ဆုံးခန်းတိုင်ခြင်းမဟုတ်ပါ။ ပထမခြေလှမ်းနေဖြင့် စနစ်တကျစီမံကိန်းရေးဆွဲရန်လိုပါသည်။ မြန်မာနိုင်ငံတွင် ရေရှည်တည်တံ့သော စွမ်းအင်ကဏ္ဍဖွံ့ဖြိုးရေးအတွက် ပံ့ပိုးကူညီကြရန် ရှေ့ရှုကြရမည်ဖြစ်ပါသည်။

A. Christy Williams, Ph.D.
Country Director
WWF-Myanmar

Jean-Philippe Denruyter
Energy Specialist
WWF-Greater Mekong

Aung Myint
General Secretary
Renewable Energy
Association Myanmar
(REAM)

David Allan
Executive Director
Spectrum Sustainable
Development Knowledge
Network

One regional report and five country reports

The Power Sector Vision has been sub-divided as follows: there is a report for each of the countries concerned, and one regional report. The regional report presents a summary of the national reports, and discusses regional power sector topics such as grid interconnection.

Defining renewable energy, energy efficiency and sustainable energy

“Renewable energy is derived from natural processes that are replenished constantly. In its various forms, it derives directly or indirectly from the sun, or from heat generated deep within the earth. Included in the definition is energy generated from solar, wind, biomass, geothermal, hydropower and ocean resources, and biofuels and hydrogen derived from renewable resources” (IEA, n.d.).

“Energy efficiency is a way of managing and restraining the growth in energy consumption. Something is more energy-efficient if it delivers more services for the same energy input, or for less energy.” For instance, when an LED bulb uses less energy than an incandescent bulb to produce the same amount of light, the LED is more energy-efficient” (IEA, 2016).

“Renewable” does not necessarily mean “sustainable”. The location, design, planning, development, construction and operation of power plants and their energy sources (e.g. biomass) will have a strong impact on the sustainability of the project. Special additional caution is recommended for hydropower and biomass projects, which can have severe social and environmental impacts.

Initiatives exist to improve the sustainability of these energy sources. Among those, the World Commission on Dams (WCD) has provided a great deal of relevant information on hydropower. Building on the WCD principles, the Hydropower Sustainability Assessment Protocol promotes and guides more sustainable hydropower projects[1], and the Roundtable on Sustainable Biomaterials is an independent and global multi-stakeholder coalition which works to promote the sustainability of biomaterials[2]. Their certification system is based on sustainability standards that encompass environmental, social and economic principles and criteria.

But it’s important to remember that selecting sustainability will not solve every problem. Much remains to be done to maximise the use of wind, solar, and geothermal energy and to use these resources as efficiently as possible.

---

1. http://www.hydrosustainability.org/
2. http://rsb.org/

ပိုမိုလိုအပ်သည့် ရေရှည်တည်တံ့သောစွမ်းအင်

မြန်မာနိုင်ငံအနေဖြင့် လျင်မြန်စွာ ဖွံ့ဖြိုးတိုးတက်လာမှုနှင့်အတူ လိုအပ်လာမည့်စွမ်းအင်များကို မည်သို့မည်ပုံ ဖြည့်ဆည်းသင့်ပါသလဲ။ အခြားဖွံ့ဖြိုးပြီးနိုင်ငံများနည်းတူ ရုပ်ကြွင်းလောင်စာများကို အသုံးပြုသင့်ပါသလား။ သို့တည်းမဟုတ် အလားအလာကောင်းသော ပြန်ပြည့်မြဲစွမ်းအင်အရင်းအမြစ်များကို အသုံးပြုသင့်ပါသလား။ ပေါကြွယ်ဝလှသည့်နေရောင်ခြည် (အထူးသဖြင့် မြန်မာပြည်အလယ်ပိုင်း အပူပိုင်းဇုန်ဒေသများ)၊ အားကောင်းသည့်လေစွမ်းအင် (အထူးသဖြင့် မိုင်ပေါင်း ၁၇၆၀ ရှည်လျားသည့် ကမ်းရိုးတန်းဒေသတစ်လျှောက်) တို့သည် မြန်မာနိုင်ငံအတွက် ပြန်ပြည့်မြဲစွမ်းအင် နှင့် စဉ်ဆက်မပြတ်စွမ်းအင်တို့ကိုအသုံးပြုနိုင်သည့် ဦးဆောင်နိုင်ငံဖြစ်လာစေလိမ့်မည်။ ဖွံ့ဖြိုးတိုးတက်မှုကို အမြန် မြင့်မားစေလာနိုင်ပါသည်။

ထိုသို့ ဖြစ်လာနိုင်စေရန် ဆောင်ရွက်ရမည့်အချိန်မှာ ယခုပင်ဖြစ်သည်။ မြန်မာ့အိမ်ထောင်စု ၃၂ ရာခိုင်နှုန်းသာ နိုင်ငံပိုင်ဓာတ်အားလိုင်းမှ လျှပ်စစ်ဓာတ်အားကို အသုံးပြုနိုင်သည်။ ကျန်အိမ်ထောင်စုများမှာ ဓာတ်အားလုံးဝအသုံးမပြုနိုင် (သို့မဟုတ်) ယုံကြည်စိတ်ချရမှုနှင့် ပြုပြင်ထိန်းသိမ်းမှုမရှိသော အသေးစားဒီဇယ်မီးစက်များနှင့် နေရောင်ခြည်စွမ်းအင်သုံး စနစ်များအပေါ် မှီခိုအားထားနေကြရသည် (ရည်ညွှန်း။ United Nation Funds for Population Activities, 2015)။ စံချိန်စံညွှန်း/ ပြုပြင်ထိန်းသိမ်းမှုများ မရှိခြင်းကြောင့် စွမ်းအင်အရင်းအမြစ်များမှာ လက်ရှိအချိန်တွင် ယုံကြည်စိတ်ချရမှု မရှိသေးကြောင်းကို ပြဆိုနေသည်။ လက်ရှိ မြန်မာနိုင်ငံ၏ လျှပ်စစ်ဓာတ်အားအများစုမှာ ရေအားနှင့်ရုပ်ကြွင်းလောင်စာမှ ထုတ်ယူအသုံးပြုလျက်ရှိသည် (ရည်ညွှန်း။ Ministry of Electric Power, 2015)။ ယခင်အစိုးရသည် တိုးမြင့်လာမည့် စွမ်းအင်လိုအပ်ချက်ကို နားလည်သိမြင်သည့်အလျောက် ယင်းလိုအပ်ချက်ကို ဖြည့်ဆည်း နိုင်ရန် ရင်းနှီးမှုကုန်ကျစရိတ် နည်းပါးမည်ထင်သည့် နည်းလမ်းများကို ရှာကြံခဲ့သည်။ မြန်မာနိုင်ငံ၏ စွမ်းအင်ဆိုင်ရာမဟာစီမံချက် (Myanmar Energy Master Plan) တွင် ကျောက်မီးသွေးသုံး လျှပ်စစ်ဓာတ်အားပေးစက်ရုံကြီးများနှင့် အကြီးစားရေအားလျှပ်စစ်မှ စွမ်းအင်ထုတ်ယူမှုကို အထူးအလေးပေး ထည့်သွင်းထားသော်လည်း ယင်းနည်းလမ်းများမှာ သဘာဝပတ်ဝန်းကျင်ကို ရေရှည်ထိခိုက်စေပြီး အန္တရာယ်များနှင့် ဆက်စပ်လျက်ရှိသည်။ လျှပ်စစ်စွမ်းအားကဏ္ဍနှင့်ပတ်သက်လျှင် မြန်မာနိုင်ငံသည် လွန်ခဲ့သောနှစ်ပေါင်း ၁၃၀ ကျော်က သုံးစွဲခဲ့သည့် ခေတ်နောက်ကျခဲ့သော ရုပ်ကြွင်းလောင်စာသုံး လျှပ်စစ်ဓာတ်အားခေတ်ဟောင်းမှာသာ ရပ်တန့်လျက်ရှိသည်။ သို့ဖြစ်ပါ၍ ပြန်ပြည့်မြဲစွမ်းအင်အား လက်ခံယုံကြည် သုံးစွဲရမည့်ခေတ်သစ်ဆီသို့ ကျော်လွှားရောက်ရှိရန် အချိန်ကျနေပါပြီ။ အခွင့်အလမ်းကောင်းများစွာလည်း ရှိနေပါသည်။ ၂၀၁၆ ခုနှစ်သည် အစိုးရသစ်အပြောင်းအလဲနှင့်အတူ အရေးပါလှသည့် နှစ်တစ်နှစ်ဖြစ်သည်။ ရုပ်ကြွင်းလောင်စာသုံး နည်းပညာမှသည် ပြန်ပြည့်မြဲစွမ်းအင်နှင့် စဉ်ဆက်မပြတ်စွမ်းအင်သို့ တဖြည်းဖြည်းပြောင်းလဲ အသုံးပြုသင့်သည့်အကြောင်းတရားများစွာရှိသည်။

မြန်မာနိုင်ငံလူဦးရေ၏ ၆၈ ရာခိုင်နှုန်းမှာ အားထားယုံကြည်ရသော လျှပ်စစ်ဓာတ်အားကို သုံးစွဲနိုင်ခြင်း မရှိသေးပါ။

လျှပ်စစ်မီးမရှိသောအိမ်တွင် ကြီးပြင်းလာရသော ကလေးတစ်ဦးအတွက် ညအချိန် စာဖတ်ရန် အခက်အခဲရှိသည်။ အလုပ်အကိုင်ရှာဖွေမှုအခွင့်အလမ်းများမှာ အလွန်နည်းပါးလှသည်။ ပြန်လည်ပြည့်မြဲ စွမ်းအင်အရင်းအမြစ်များသည် လူမှုဘဝအရည်အသွေး တိုးတက်ကောင်းမွန်မှု အခွင့်အလမ်းကိုပေးဝေပြီး၊ စီးပွားရေးအလားအလာကို များစွာတိုးတက်ဖြစ်ထွန်းစေသည်။ ဥပမာအားဖြင့် လေအားနှင့် နေရောင်ခြည်အလင်းစွမ်းအင်သုံး စီမံကိန်းများသည် ရုပ်ကြွင်းလောင်စာ (သို့မဟုတ်) အကြီးစားရေအား (သို့မဟုတ်) နျူကလီးယားသုံးစက်ရုံများထက် တည်ဆောက်ချိန်ကာလ လျော့နည်းသည်။ ၁ မဂ္ဂါဝပ် နေရောင်ခြည်အလင်းစွမ်းအင်သုံး လျှပ်စစ်ဓာတ်အားပေးစက်ရုံစီမံကိန်း (Tritev Group, 2014) မှာ တည်ဆောက်ရေးကာလ ၁ လသာကြာမြင့်သော်လည်း ရုပ်ကြွင်းလောင်သုံးစက်ရုံများမှာ တည်ဆောက်ရေး ကာလ ၃ နှစ် (သို့မဟုတ်) ၄ နှစ်ကြာမြင့်ပြီး နျူကလီးယားသုံး ဓာတ်အားပေးစက်ရုံများမှာ တည်ဆောက်ရေးကာလ ပို၍ပင်ကြာမြင့်သည် (အနည်းဆုံး ၆ နှစ်)။ ထို့ပြင် နေရောင်ခြည်အားနှင့် ရေအားစက်ရုံများသည် ဓာတ်အားထုတ်လုပ်မှုစွမ်းရည်ကိုလည်း လျင်မြန်စွာ တိုးမြှင့်ပေးသည်။ နေရောင်ခြည်သုံး ဆိုလာပြားများ၊ လေစွမ်းအင်နှင့် အသေးစား ရေအားလျှပ်စစ်စက်ရုံများသည် တည်ဆောက်ထိန်းညှိရ လွယ်ကူခြင်းကြောင့် ဝေးလံခေါင်သီသောဒေသများရှိ ပြည်သူများအတွက် လျှပ်စစ်ဓာတ်အား ထုတ်လုပ်ဖြန့်ဖြူးပေးခြင်းဖြင့် အကျိုးကျေးဇူးများစွာ ဖြစ်ထွန်းစေသည်။ လတ်တလော နည်းပညာများဖြင့် ဒီဇယ်မီးစက်များထက် ပိုမို၍ စွမ်းရည်မြင့်ပြီး ဈေးနှုန်းသက်သာသော နေရောင်ခြည်စွမ်းအင်သုံးဆိုလာပြား (Bloomberg New Energy Finance, 2011) များနှင့်အတူ အသေးစား ရေအားလျှပ်စစ်ထုတ်လုပ်သည့်စက်များနှင့် ဇီဝလောင်စာသုံး လျှပ်စစ်စက်များကို ထုတ်လုပ်ဖြန့်ချီနိုင်ပြီဖြစ်သည်။

ရေအားလျှပ်စစ်သည် လူမှုနှင့်သဘာဝပတ်ဝန်းကျင်ကို ပြင်းပြင်းထန်ထန် ထိခိုက်စေနိုင်သည်

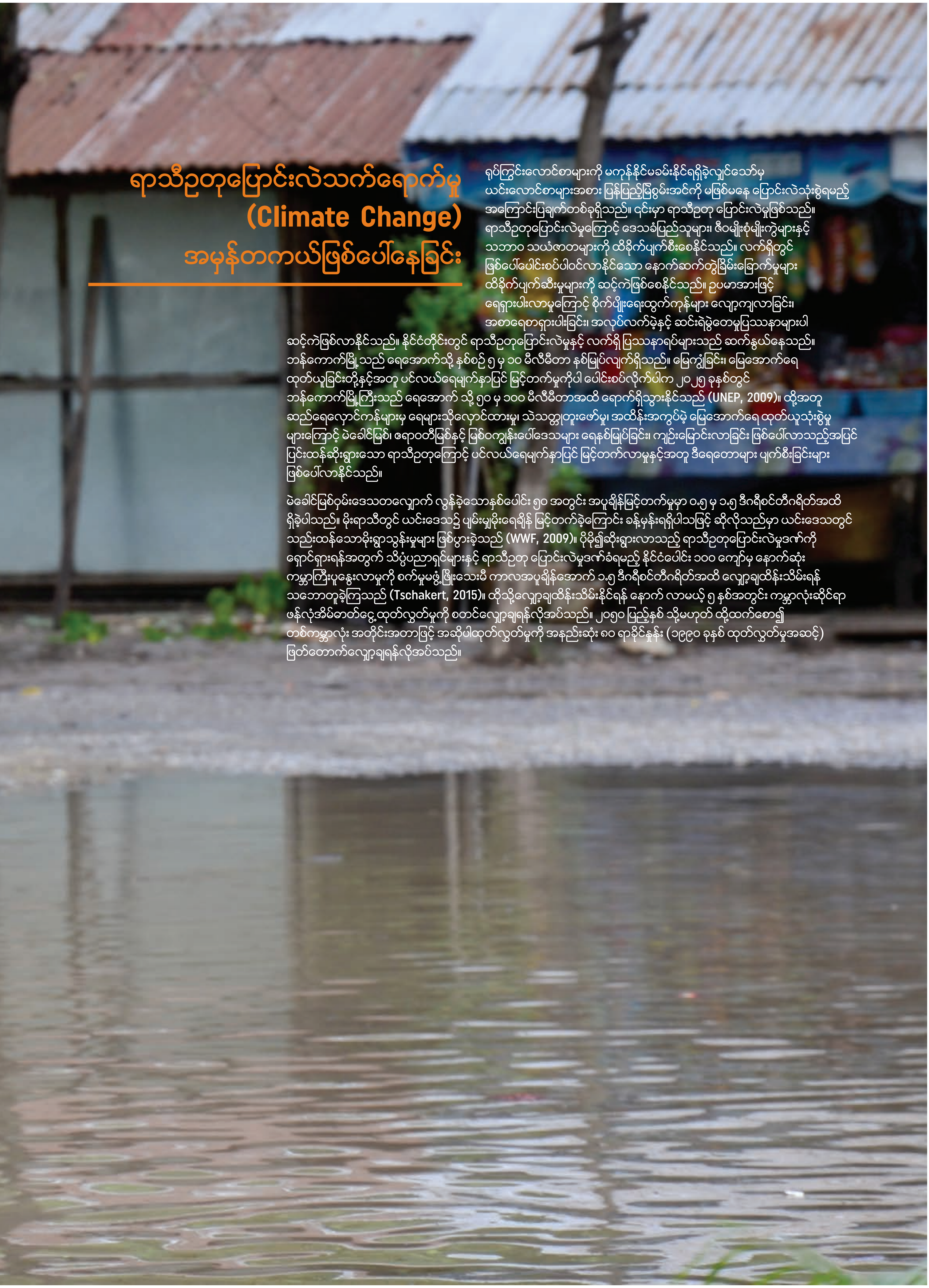
ဆိုးကျိုးသက်ရောက်မှုမရှိသော စဉ်ဆက်မပြတ် ရေအားလျှပ်စစ်စီမံကိန်းများသည် စီးပွားရေးကို သိသိသာသာ မြှင့်တင်ပေးနိုင်ပြီး စွမ်းအင်လုံခြုံမှုအတွက် အထောက်အကူပြုသော်လည်း အဆိုပါဆည်များမှ သဘာဝပတ်ဝန်းကျင်၊ ရေနေသတ္တဝါများနှင့် လူသားတို့၏ အသက်မွေးဝမ်းကျောင်းလုပ်ငန်းများအပေါ် ပြင်းထန်ဆိုးရွားစွာ ဆင့်ကဲဖြစ်ပေါ်လာနိုင်သည့် အကျိုးသက်ရောက်မှုများကို အထူးဂရုပြုရမည်ဖြစ်သည်။ မြစ်များပေါ်တွင် ဆည်များတည်ဆောက်ခြင်းကြောင့် အောက်ပါ အကျိုးသက်ရောက်မှုများ ဖြစ်နိုင်သည်

“““ရေအားလျှပ်စစ် ထုတ်ယူရန် လိုအပ်သော ဆည်ကြီးများ ဆောက်လုပ်ခြင်းသည် ပတ်ဝန်းကျင် ထိခိုက်မှုကို အဓိကဖြစ်စေသည်။ ထို့ကြောင့် ကျွန်ုပ်တို့အနေဖြင့် လက်ရှိရေအားလျှပ်စစ် စီမံကိန်း များမှ လျှပ်စစ်ထုတ်ယူမည်ဖြစ်ပြီး ထုတ်လုပ်မှုစွမ်းရည် မြှင့်တင်ရန် လက်ရှိ ဆည်ကြီးများအား ပြုပြင် ထိန်းသိမ်းမည် ဖြစ်သည်”””

(အမျိုးသားဒီမိုကရေစီအဖွဲ့ချုပ်၊ ၂၀၁၅)

- မြစ်များ၏ရေကြောင်းစီးဆင်းမှုအပေါ် သက်ရောက်မှုများနှင့် ရေအရင်းအမြစ်အသုံးပြုသူများနှင့် ဂေဟစနစ်များအပေါ် ထိခိုက်ခြင်းများဖြစ်စေသည်။
- ငါးများ၏ ရွှေ့ပြောင်းသွားလာမှုကို အဟန့်အတားဖြစ်စေသည်။
- နန်းများနှင့် မြေဆီသြဇာများ ရွှေ့လျားမှုကို ပိတ်ဆို့ခြင်းကြောင့် မြစ်ကြမ်းပြင်တိုက်စားမှုနှင့် မြစ်ရေမျက်နှာပြင်ကို နိမ့်ကျစေခြင်းနှင့်အတူ မြစ်ဝကျွန်းပေါ်ဖြစ်ထွန်းမှု လျော့ကျလာစေခြင်း၊ ကမ်းရိုးတန်းဒေသ တိုက်စားမှုများလာခြင်းတို့ကြောင့် စိုက်ပျိုးရေးနှင့် ရေလုပ်ငန်းထွက်ကုန်ပစ္စည်းများ လျော့ကျလာခြင်း၊ ဆားငန်ရေဝင်ရောက်မှု များပြားလာခြင်းနှင့် ဂေဟစနစ်နှင့် ဇီဝမျိုးကွဲများ ထိန်းသိမ်း စောင့်ရှောက်ခြင်းကို ထိခိုက်စေခြင်းတို့ ဖြစ်ပေါ်လာစေသည်။
- နေအိမ်များနှင့် လယ်ယာမြေများ ရေလွှမ်းမိုးခံရမည်ဖြစ်သောကြောင့် ထောင်သောင်းချီသော ပြည်သူများ နေရာရွှေ့ပြောင်းရန် လိုအပ်လာနိုင်သည်။
- ရေ အရည်အသွေးပြောင်းလဲမှု၊ မြစ်ရေ ရယူသုံးစွဲနိုင်မှုများကြောင့် သက်ရောက်မှုများစွာ ဖြစ်စေနိုင်ပြီး၊ အခြား ဆောက်လုပ်ရေးလုပ်ငန်းများနှင့် စက်ရုံများ လည်ပတ်မှုအပေါ်တွင်လည်း သက်ရောက်မှုများစွာ ဖြစ်စေနိုင်သည်။

မဲခေါင်မြစ်ဥပမာမှာ ထင်ရှားလှသည်။ ယင်းမှာ ငါးကောင်ရေကျဆင်းလာမှုနှင့် အချို့ငါးမျိုးစိတ်များ မျိုးသုန်းပျောက်ကွယ်လာနိုင်မှု ဖြစ်သည်။ ယင်းဒေသ၏ ငါးဖမ်းလုပ်ငန်းများဖြင့် အကျုံးဝင်သော လူဦးရေ သန်း ၆၀ ၏ အသက်မွေးဝမ်းကျောင်းလုပ်ငန်းများပင် လဲပြိုစေနိုင်သည်။ မြစ်လက်တက်ပေါ်တွင် ဆည်တည်ဆောက်ခြင်း၏ အကျိုးသက်ရောက်မှုအနေဖြင့် စိုက်ပျိုးရေးလုပ်ငန်းအတွက် နန်းတင်မြေနု ရေလွှမ်းလွင်ပြင်များ လျော့နည်းခဲ့သည့်အပြင် ၂၀၀၀ မှ ၂၀၁၅ ခုနှစ်အတွင်း ငါးတန်ချိန် ၁၅၀,၀၀၀ မှ ၄၈၀,၀၀၀ ခန့် လျော့နည်း၍ ဖမ်းယူရရှိခဲ့သည်။ (ICEM, 2010)။ မဲခေါင်မြစ်ဝှမ်း အောက်ပိုင်းဒေသတစ်ခုထဲတွင်ပင် ရေထွက်ပစ္စည်းလုပ်ငန်း (လိုင်စင်နှင့်လိုင်စင်မဲ့နှစ်မျိုးစလုံး) မှ တစ်နှစ်လျှင် အမေရိကန်ဒေါ်လာ ၁၇ ဘီလီယံ ဆုံးရှုံးခဲ့ကြောင်း ခန့်မှန်းတွက်ချက်ထားသည်။ (Mekong River Commission, 2015)



ရာသီဥတုပြောင်းလဲသက်ရောက်မှု (Climate Change) အမှန်တကယ်ဖြစ်ပေါ်နေခြင်း

ရုပ်ကြွင်းလောင်စာများကို မကုန်နိုင်မခမ်းနိုင်ရရှိခဲ့လျှင်သော်မှ ယင်းလောင်စာများအစား ပြန်ပြည့်မြဲစွမ်းအင်ကို မဖြစ်မနေ ပြောင်းလဲသုံးစွဲရမည့် အကြောင်းပြချက်တစ်ခုရှိသည်။ ၎င်းမှာ ရာသီဥတု ပြောင်းလဲမှုဖြစ်သည်။ ရာသီဥတုပြောင်းလဲမှုကြောင့် ဒေသခံပြည်သူများ၊ ဇီဝမျိုးစုံမျိုးကွဲများနှင့် သဘာဝ သယံဇာတများကို ထိခိုက်ပျက်စီးစေနိုင်သည်။ လက်ရှိတွင် ဖြစ်ပေါ်ပေါင်းစပ်ပါဝင်လာနိုင်သော နောက်ဆက်တွဲခြိမ်းခြောက်မှုများ ထိခိုက်ပျက်ဆီးမှုများကို ဆင့်ကဲဖြစ်စေနိုင်သည်။ ဥပမာအားဖြင့် ရေရှားပါးလာမှုကြောင့် စိုက်ပျိုးရေးထွက်ကုန်များ လျော့ကျလာခြင်း၊ အစာရေစာရှားပါးခြင်း၊ အလုပ်လက်မဲ့နှင့် ဆင်းရဲမွဲတေမှုပြဿနာများပါ ဆင့်ကဲဖြစ်လာနိုင်သည်။ နိုင်ငံတိုင်းတွင် ရာသီဥတုပြောင်းလဲမှုနှင့် လက်ရှိ ပြဿနာရပ်များသည် ဆက်နွယ်နေသည်။ ဘန်ကောက်မြို့သည် ရေအောက်သို့ နှစ်စဉ် ၅ မှ ၁၀ မီလီမီတာ နစ်မြုပ်လျက်ရှိသည်။ မြေကျွံခြင်း၊ မြေအောက်ရေ ထုတ်ယူခြင်းတို့နှင့်အတူ ပင်လယ်ရေမျက်နှာပြင် မြင့်တက်မှုကိုပါ ပေါင်းစပ်လိုက်ပါက ၂၀၂၅ ခုနှစ်တွင် ဘန်ကောက်မြို့ကြီးသည် ရေအောက် သို့ ၅၀ မှ ၁၀၀ မီလီမီတာအထိ ရောက်ရှိသွားနိုင်သည် (UNEP, 2009)။ ထို့အတူ ဆည်ရေလှောင်ကန်များမှ ရေများသိုလှောင်ထားမှု၊ သဲသတ္တုတူးဖော်မှု၊ အထိန်းအကွပ်မဲ့ မြေအောက်ရေ ထုတ်ယူသုံးစွဲမှု များကြောင့် မဲခေါင်မြစ်၊ ဧရာဝတီမြစ်နှင့် မြစ်ဝကျွန်းပေါ်ဒေသများ ရေနစ်မြုပ်ခြင်း၊ ကျဉ်းမြောင်းလာခြင်း ဖြစ်ပေါ်လာသည့်အပြင် ပြင်းထန်ဆိုးရွားသော ရာသီဥတုကြောင့် ပင်လယ်ရေမျက်နှာပြင် မြင့်တက်လာမှုနှင့်အတူ ဒီရေတောများ ပျက်စီးခြင်းများ ဖြစ်ပေါ်လာနိုင်သည်။

မဲခေါင်မြစ်ဝှမ်းဒေသတလျှောက် လွန်ခဲ့သောနှစ်ပေါင်း ၅၀ အတွင်း အပူချိန်မြင့်တက်မှုမှာ ၀.၅ မှ ၁.၅ ဒီဂရီစင်တီဂရိတ်အထိ ရှိခဲ့ပါသည်။ မိုးရာသီတွင် ယင်းဒေသ၌ ပျမ်းမျှမိုးရေချိန် မြင့်တက်ခဲ့ကြောင်း ခန့်မှန်းရရှိပါသဖြင့် ဆိုလိုသည်မှာ ယင်းဒေသတွင် သည်းထန်သောမိုးရွာသွန်းမှုများ ဖြစ်ပွားခဲ့သည် (WWF, 2009)။ ပိုမို၍ဆိုးရွားလာသည့် ရာသီဥတုပြောင်းလဲမှုဒဏ်ကို ရှောင်ရှားရန်အတွက် သိပ္ပံပညာရှင်များနှင့် ရာသီဥတု ပြောင်းလဲမှုဒဏ်ခံရမည့် နိုင်ငံပေါင်း ၁၀၀ ကျော်မှ နောက်ဆုံး ကမ္ဘာကြီးပူနွေးလာမှုကို စက်မှုမဖွံ့ဖြိုးသေးမီ ကာလအပူချိန်အောက် ၁.၅ ဒီဂရီစင်တီဂရိတ်အထိ လျှော့ချထိန်းသိမ်းရန် သဘောတူခဲ့ကြသည် (Tschakert, 2015)။ ထိုသို့လျှော့ချထိန်းသိမ်းနိုင်ရန် နောက် လာမယ့် ၅ နှစ်အတွင်း ကမ္ဘာလုံးဆိုင်ရာ ဖန်လုံအိမ်ဓာတ်ငွေ့ထုတ်လွှတ်မှုကို စတင်လျှော့ချရန်လိုအပ်သည်။ ၂၀၅၀ ပြည့်နှစ် သို့မဟုတ် ထို့ထက်စော၍ တစ်ကမ္ဘာလုံး အတိုင်းအတာဖြင့် အဆိုပါထုတ်လွှတ်မှုကို အနည်းဆုံး ၈၀ ရာခိုင်နှုန်း (၁၉၉၀ ခုနှစ် ထုတ်လွှတ်မှုအဆင့်) ဖြတ်တောက်လျှော့ချရန်လိုအပ်သည်။

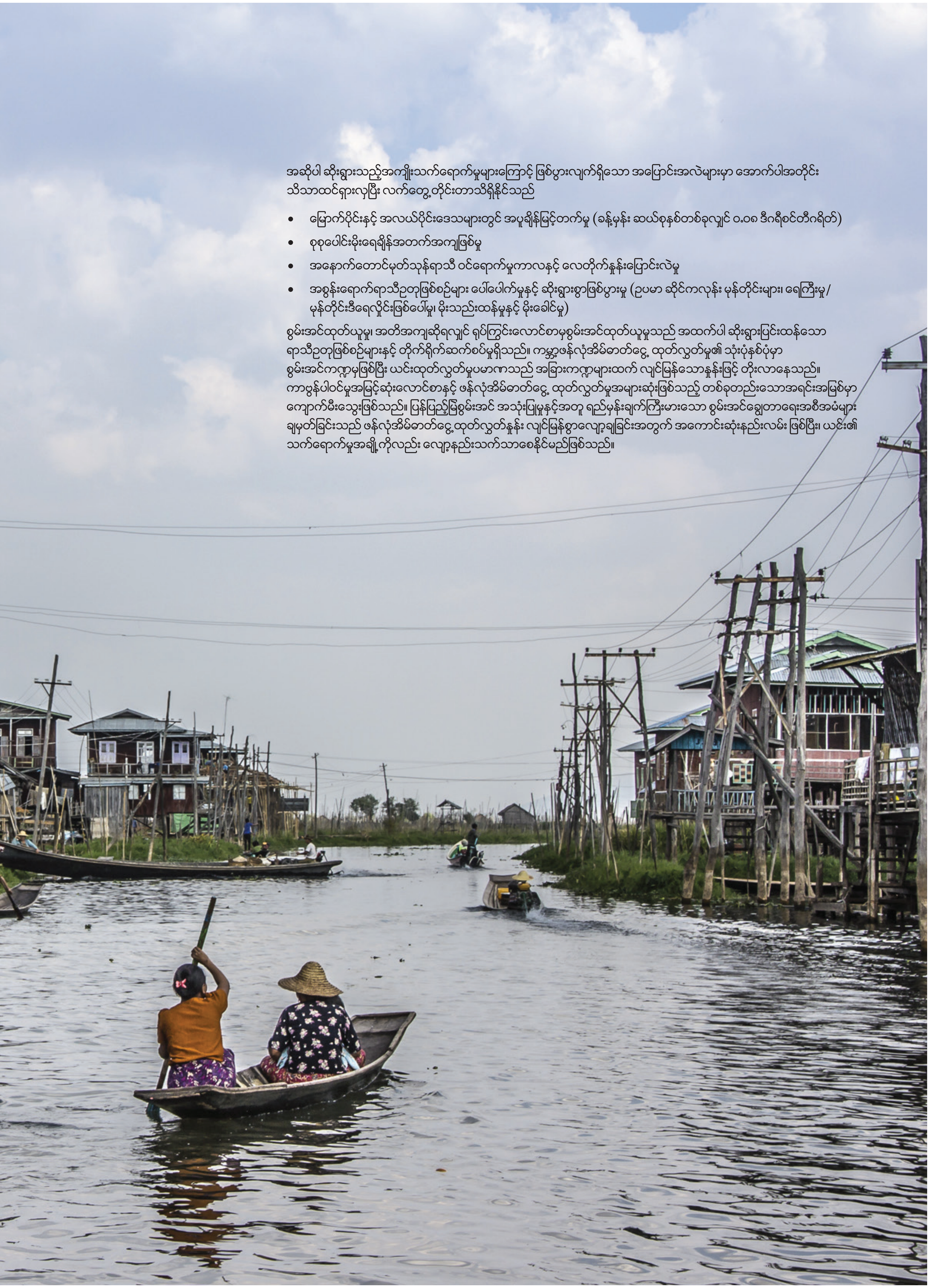
မြန်မာနိုင်ငံသည် ကမ္ဘာ့ရာသီဥတု ပြောင်းလဲမှုဒဏ်ကို ဒုတိယမြောက် အဆိုးဆုံးခံစားရသည့်နိုင်ငံ တစ်နိုင်ငံဖြစ်သည်။

မြန်မာပြည်သူလူထုအနေဖြင့် ရေကြီးမှု၊ မိုးခေါင်မှု၊ မြေပြိုမှု၊ ရေကန်နှင့်မြစ်များ ခန်းခြောက်မှု၊ အပူချိန်လွန်ကဲမှုနှင့် ရာသီဥတုပြောင်းလဲမှု၏ အခြားသော ဆိုးကျိုးများကို ဆိုးရွားစွာခံစားနေရသည်။ မြန်မာနိုင်ငံသည် ကမ္ဘာပေါ်တွင် ရာသီဥတုပြောင်းလဲမှုဒဏ်ကို ဒုတိယမြောက်အဆိုးဆုံး ခံစားရသည့် နိုင်ငံဖြစ်သည် (Global Climate Risk, 2015)။ မြန်မာပြည်သူများအနေဖြင့်လည်း မကြာခဏ ကြုံတွေ့ခံစားရသည့် အသက်အန္တရာယ်ကိုပင် ထိခိုက်စေနိုင်သော ရာသီဥတုပြောင်းလဲမှု၏ ဆိုးကျိုးကို မြန်မာပြည်သူများ အနေဖြင့် ကောင်းစွာ သတိမူမိကြပြီး ဖြစ်သည် (Horton et al, 2015)။

အဆိုပါ ဆိုးရွားသည့်အကျိုးသက်ရောက်မှုများကြောင့် ဖြစ်ပွားလျက်ရှိသော အပြောင်းအလဲများမှာ အောက်ပါအတိုင်း သိသာထင်ရှားလှပြီး လက်တွေ့တိုင်းတာသိရှိနိုင်သည်

- မြောက်ပိုင်းနှင့် အလယ်ပိုင်းဒေသများတွင် အပူချိန်မြင့်တက်မှု (ခန့်မှန်း ဆယ်စုနှစ်တစ်ခုလျှင် ၀.၀၈ ဒီဂရီစင်တီဂရိတ်)
- စုစုပေါင်းမိုးရေချိန်အတက်အကျဖြစ်မှု
- အနောက်တောင်မုတ်သုန်ရာသီ ဝင်ရောက်မှုကာလနှင့် လေတိုက်နှုန်းပြောင်းလဲမှု
- အစွန်းရောက်ရာသီဥတုဖြစ်စဉ်များ ပေါ်ပေါက်မှုနှင့် ဆိုးရွားစွာဖြစ်ပွားမှု (ဥပမာ ဆိုင်ကလုန်း မုန်တိုင်းများ၊ ရေကြီးမှု/ မုန်တိုင်းဒီရေလှိုင်းဖြစ်ပေါ်မှု၊ မိုးသည်းထန်မှုနှင့် မိုးခေါင်မှု)

စွမ်းအင်ထုတ်ယူမှု၊ အတိအကျဆိုရလျှင် ရုပ်ကြွင်းလောင်စာမှစွမ်းအင်ထုတ်ယူမှုသည် အထက်ပါ ဆိုးရွားပြင်းထန်သော ရာသီဥတုဖြစ်စဉ်များနှင့် တိုက်ရိုက်ဆက်စပ်မှုရှိသည်။ ကမ္ဘာ့ဖန်လုံအိမ်ဓာတ်ငွေ့ ထုတ်လွှတ်မှု၏ သုံးပုံနှစ်ပုံမှာ စွမ်းအင်ကဏ္ဍမှဖြစ်ပြီး ယင်းထုတ်လွှတ်မှုပမာဏသည် အခြားကဏ္ဍများထက် လျင်မြန်သောနှုန်းဖြင့် တိုးလာနေသည်။ ကာဗွန်ပါဝင်မှုအမြင့်ဆုံးလောင်စာနှင့် ဖန်လုံအိမ်ဓာတ်ငွေ့ ထုတ်လွှတ်မှုအများဆုံးဖြစ်သည့် တစ်ခုတည်းသောအရင်းအမြစ်မှာ ကျောက်မီးသွေးဖြစ်သည်။ ပြန်ပြည့်မြဲစွမ်းအင် အသုံးပြုမှုနှင့်အတူ ရည်မှန်းချက်ကြီးမားသော စွမ်းအင်ချွေတာရေးအစီအမံများ ချမှတ်ခြင်းသည် ဖန်လုံအိမ်ဓာတ်ငွေ့ထုတ်လွှတ်နှုန်း လျင်မြန်စွာလျော့ချခြင်းအတွက် အကောင်းဆုံးနည်းလမ်း ဖြစ်ပြီး၊ ယင်း၏ သက်ရောက်မှုအချို့ကိုလည်း လျော့နည်းသက်သာစေနိုင်မည်ဖြစ်သည်။



ရေနံ၊ သဘာဝဓာတ်ငွေ့နှင့် ကျောက်မီးသွေးတို့သည် နယ်မြေဒေသအလိုက် ဖြစ်စဉ်အရ ပျံ့နှံ့တည်ရှိပြီး ၎င်းတို့၏ ပြောင်းလဲနေသော ဈေးနှုန်းများသည်လည်း ခန့်မှန်းရခက်ခဲခြင်း။

ကျွန်ုပ်တို့၏ စွမ်းအင်လိုအပ်ချက်များ ဆက်လက်တိုးမြင့်လာနေစဉ်တွင် ရေနံနှင့်သဘာဝဓာတ်ငွေ့ ထုတ်ယူရရှိနိုင်မှုပမာဏသည်လည်း တဖြည်းဖြည်းကျဆင်းလျက် ရှိနေသည်။ သို့ဖြစ်ရာ ကျွန်ုပ်တို့အနေဖြင့် ရုပ်ကြွင်းလောင်စာများအပေါ် အကန့်အသတ်မရှိ ဆက်လက်မှီခိုရန် မဖြစ်နိုင်သည်မှာ ထင်ရှားလှသည်။ သမိုင်းတစ်လျှောက် ကြိုတင်ခန့်မှန်းရခက်ခဲပြီး မတည်ငြိမ်သောဈေးနှုန်းများနှင့် လွန်ခဲ့သောသုံးနှစ်အတွင်း ဖြစ်ပေါ်ခဲ့သည့် ပြင်းထန်သော အပြောင်းအလဲများကြောင့်လည်းကောင်း၊ ကြိုတင်ခန့်မှန်းရလွယ်ကူသည့် ပြန်လည်ပြည့်မြဲစက်ရုံများနှင့် ပြိုင်ဆိုင်လာရသောကြောင့်လည်းကောင်း ရုပ်ကြွင်းလောင်စာသုံး ဓာတ်အားပေးစက်ရုံများ၏ ဘဏ္ဍာရေးဆိုင်ရာ အလားအလာများကို ကြိုတင်သိမြင်ရန် ခက်ခဲစေပြီး ယင်းစက်ရုံများ၏ ရင်းနှီးတည်ဆောက်မှု တဖြည်းဖြည်း ကျဆင်းလာစေသည်။

ရုပ်ကြွင်းလောင်စာများက ဒေသခံလူ့အဖွဲ့အစည်းများနှင့် ကျယ်ပြန့်လှသည့် သဘာဝပတ်ဝန်းကျင် အပေါ် များစွာသက်ရောက်မှုရှိခြင်း။

ကျောက်မီးသွေးသုံး လျှပ်စစ်ဓာတ်အားပေးစက်ရုံများကို သုံးသပ်ကြည့်ပါက လေထုညစ်ညမ်းမှုနှင့်အတူ ပုံမှန် ၅၅၀ မဂ္ဂါဝပ် Supercritical ကျောက်မီးသွေးစက်ရုံ၏ သက်တမ်းတစ်လျှောက် သက်ရောက် မှုများကို လစ်လျူရှု၍မရပါ။ အဆိုပါစက်ရုံမှ ကာဗွန်ဒိုင်အောက်ဆိုဒ် (CO_2) တန်ချိန် ၁၅၀ သန်း၊ မီသိန်းတန်ချိန် ၄၇၀,၀၀၀၊ ခဲ ၇,၈၀၀ ကီလိုဂရမ်၊ မာကျူရီ ၇၆၀ ကီလိုဂရမ်၊ နိုက်ထရိုဂျင်အောက်ဆိုဒ် (NO_x) ၅၄,၀၀၀ တန်၊ ဆာလဖာအောက်ဆိုဒ် (SO_x) ၆၄,၀၀၀ တန်၊ အမှုန်အမွှားတန်ချိန် ၁၂,၀၀၀၊

ကာဗွန်မိုနောက်ဆိုဒ် (CO) တန်ချိန် ၄,၀၀၀၊ နိုက်ထရပ်အောက်ဆိုဒ် (N_2O) ၁၅,၀၀၀ ကီလိုဂရမ်၊ အမိုးနီးယား (NH_3) ၄၄၀,၀၀၀ ကီလိုဂရမ်၊ ဆာလဖာဟက်ဇာဖလိုရိုဒ် (SF_6) ၂၄,၀၀၀ ကီလိုဂရမ်တို့ ထုတ်လွှတ်ပြီး၊ သဘာဝရေချိုထုထည်ပမာဏ ကုဗမီတာ ၄၂၀ သန်း ထုတ်ယူအသုံးပြုရကာ၊ ယင်းမှ ကုဗမီတာ ၂၂၀ သန်း ကိုသာ စက်ရုံလည်ပတ်မှုအတွက်အသုံးပြု၍ ကျန် ကုဗမီတာ ၂၀၆ သန်းကို မြစ်များအတွင်းသို့ ညစ်ညမ်းရေအဖြစ် ပြန်လည်စွန့်ထုတ်ပစ်ရသည် (US Department of Energy, 2010; EndCoal.org, no date)။ အမေရိကန်ပြည်ထောင်စုတွင် ကျောက်မီးသွေးသုံးစက်ရုံတစ်ခု၏ ဆက်စပ်ခန့်မှန်း ပြင်ပကုန်ကျစရိတ် (ထုတ်လွှတ်မှုတန်ဘိုး) မှာ ၁ ကီလိုဝပ် နာရီ (၁ တစ်ယူနစ်)လျှင် ၁၈ ဆင့် ဖြစ်သည် (Epstein et al, 2011)။ မကြာသေးမီကထုတ်ပြန်ခဲ့သည့်အစီရင်ခံစာ (Koplitz et al., 2015) တွင် ဗီယက်နမ်နိုင်ငံ၌ ကျောက်မီးသွေးသုံးစက်ရုံများကြောင့် နှစ်စဉ် သန္ဓေသားလောင်း သေဆုံးမှု ၄,၃၀၀ ခန့်ရှိသည်။ အကယ်၍ ဖွံ့ဖြိုးတိုးတက်ရေးအတွက် တည်ဆောက်မည့် ယင်းစက်ရုံ စီမံကိန်းအသစ်များသာ အမှန်တကယ် အကောင်အထည်ဖော်ပါက သန္ဓေသားလောင်းသေဆုံးမှုသည် တစ်နှစ်လျှင် ၂၅,၀၀၀ ခန့်အထိ မြင့်တက်လာနိုင်ကြောင်း ဖော်ပြထားသည်။

ထိုင်းနိုင်ငံတွင် ၂၀၁၁ ခုနှစ်အတွင်း ကျောက်မီးသွေးသုံးဓာတ်အားပေးစက်ရုံကြောင့် ဖြစ်ပေါ်သည့် လေထုညစ်ညမ်းမှုကြောင့် သန္ဓေသားလောင်းသေဆုံးမှု ၁,၅၀၀ ကျော်ရှိသည်ဟုပြောဆိုကြသည်။ အရွယ်ရောက်ပြီးသူနှင့် ကလေးသူငယ်များတွင် ဖြစ်ပွားသည့် လေဖြတ်လေငန်းရောဂါ၊ သွေးအားနည်းနှလုံး ရောဂါ၊ အဆုတ်ကင်ဆာရောဂါ၊ အခြားနှလုံးရောဂါများနှင့် အသက်ရှူလမ်းကြောင်းဆိုင်ရာရောဂါများ မှာလည်း ကျောက်မီးသွေးလောင်စာအသုံးပြုခြင်းနှင့် ဆက်စပ်နေသည် (Greenpeace, 2015)။

မြန်မာနိုင်ငံတွင် ရှမ်းပြည်တောင်ပိုင်း၊ ပင်လောင်းမြို့ရှိ တီကျစ်ကျောက်မီးသွေးသုံးဓာတ်အားပေးစက်ရုံနှင့် ပတ်သက်၍ NGO အဖွဲ့များမှ စိုးရိမ်ပူပန်မှုများ မြင့်တက်လာခဲ့သည်။ ယင်းစက်ရုံစီမံကိန်းအတွက် အနီးပတ်ဝန်းကျင်မှ ရွာ ၂ ရွာဖြစ်သည့် လိုင်ခါးနှင့် တောင်ပိုလရွာများ ပြောင်းရွှေ့ရန် ဖိအားပေးခံခဲ့ရပြီး၊ လယ်မြေဧက ၅၀၀ ကျော်မှာလည်း သိမ်းယူခံခဲ့ရသည်။ ဒေသခံ လယ်သမားမိသားစုများသည်လည်း ဒေသမှ နှင်ထုတ်ခံရပြီး လယ်မြေများဆုံးရှုံးခဲ့ရာ ငတ်မွတ်ခေါင်းပါးမှုနှင့် ရင်ဆိုင်ခဲ့ရသဖြင့် အသက်ရှင်ရပ်တည်နိုင်ရေးအတွက် သစ်ခုတ်၍ ထင်းရောင်းချခြင်း (သို့မဟုတ်) အခြားအရပ်ဒေသသို့ ပြောင်းရွှေ့ခြင်း ခဲ့ကြရသည်။

စက်ရုံအတွက် မိုင်းများဖောက်ခွဲခြင်းကြောင့် ဒေသတွင်းဘုရားစေတီများ ပျက်စီးခဲ့သည်။ ထို့အပြင် လေထုနှင့် ရေထုညစ်ညမ်းမှုများက ထိုစီမံကိန်းအနီး ၅ မိုင် ပတ်လည်တွင် နေထိုင်သူ လူဦးရေ ၁၂,၀၀၀ ခန့်၏ ကျန်းမာရေးနှင့် စိုက်ပျိုးရေးလုပ်ငန်းများကို ခြိမ်းခြောက်လာသဖြင့် အခြားဒေသသို့ ပြောင်းရွှေ့ခဲ့ရသည်။ လက်ရှိတွင် ဒေသခံ လူဦးရေ၏ ၅၀% မှာ အရေပြားဆိုင်ရာ ရောဂါများကို ခံစားနေကြရသည်။ ပအိုဝ်းလူငယ်များအဖွဲ့နှင့် ကျိုဂျုလှုပ်ရှားမှုကွန်ယက် (Kyoju Action Network) တို့သည် ၂၀၁၀ ပြည့်နှစ်၊ ဖေဖော်ဝါရီမှစတင်၍ ယင်းစီမံကိန်းကို စောင့်ကြည့်လေ့လာခဲ့ကြပြီး သဘာဝပတ်ဝန်းကျင်၊ လူမှုပတ်ဝန်းကျင်နှင့် ကျန်းမာရေးဆိုင်ရာ ဆန်းစစ်လေ့လာမှုလုပ်ငန်းများ အပါအဝင် စီမံကိန်းလုပ်ငန်းတစ်ခုလုံးကို ဆိုင်းငံ့ထားရန် သက်ဆိုင်ရာကုမ္ပဏီနှင့် အစိုးရအဖွဲ့အစည်းများသို့ တောင်းဆိုတိုက်တွန်းခဲ့သည်။ အဆိုပါအဖွဲ့အစည်းမှ ဒေသခံများကို ယင်းစီမံကိန်းနှင့်ပတ်သက်သည့် စာရွက်စာတမ်းများကို နားမလည်ဘဲ လက်မှတ်မထိုးကြရန်နှင့် သဘာဝအရင်းအမြစ်များ၊ ဒေသခံပြည်သူများ၏ အသက်မွေးဝမ်းကျောင်း လုပ်ငန်းများကို ဆိုးကျိုးပေးသော လာဘ်ပေးလာဘ်ယူမှုနှင့် ခေါင်းပုံဖြတ်အမြတ်ထုတ်မှုများကို ဆန့်ကျင်ကြရန်လည်း တိုက်တွန်းပြောကြားခဲ့သည် (PYO, 2011)။

ကျောက်မီးသွေးသုံး လျှပ်စစ်စက်ရုံများတွင် ထည့်သွင်းစဉ်းစားရမည့်အချက်တစ်ချက်မှာ ညစ်ညမ်းမှုကို ထိန်းချုပ်သည့်စက်ပစ္စည်းများကြောင့် လျှပ်စစ်ဓာတ်အားထုတ်ယူမှု ၁ ကီလိုဝပ်နာရီလျှင် အမေရိကန်ဒေါ်လာ ၀.၀၉ (Endcoal.org, no date) အထိ မြင့်တက်လာမည်ဖြစ်သဖြင့် ကျောက်မီးသွေးသုံး လျှပ်စစ်ဓာတ်အားတန်ဘိုးသည် နေနှင့် လေစွမ်းအင်သုံးစက်ရုံများမှ ထုတ်လုပ်သည့်ဓာတ်အားတန်ဘိုးထက် ပိုများလာစေသည်။

PREMIER

နျူကလီးယားသည် ဆုံးရှုံးမှု ကြီးမားလှသည့်အပြင် နျူကလီးယား စွန့်ပစ်ပစ္စည်းများသည်လည်း နှစ်ပေါင်း ၁၀,၀၀၀ သို့မဟုတ် ထို့ထက်ပို၍ အန္တရာယ်ရှိလာနိုင်ခြင်း။

အချို့သောသူများက နျူကလီးယားစွမ်းအင်အား စွမ်းအင်လိုအပ်မှု အကျပ်အတည်းကို တစ်စိတ်တစ်ဒေသ ဖြေရှင်းနိုင်သည့် နည်းလမ်းအဖြစ် ရှုမြင်နိုင်သည်။ နျူကလီးယားသုံး ဓာတ်အားပေး စက်ရုံအတွက် ယူရေနီယမ်သတ္တုကို သန့်စင်ထုတ်လုပ်ခြင်းသည် စွမ်းအင်အမြောက်အမြား အသုံးပြု ရသော်လည်း ယင်း စက်ရုံမှ ကာဗွန်ထုတ်လွှတ်မှုအနည်းငယ်ဖြင့် အကြီးစားလျှပ်စစ်ဓာတ်အား ထုတ်လုပ်ပေးသည်။ သို့သော် နျူကလီးယား ကွဲပြားခြင်းနည်းပညာမှ ဘေးအန္တရာယ်ရှိစွန့်ပစ်ပစ္စည်းများမှ ထွက်ရှိလာသည့် ပြင်းထန်သော အဆိပ်ဓာတ်များသည် နှစ်ထောင်ပေါင်းများစွာ ကြာရှည်တည်တံ့နေနိုင်သည်။ ယခုအချိန်ထိကမ္ဘာပေါ်တွင် ယင်းစွန့်ပစ်ပစ္စည်းများကို ဘေးကင်းလုံခြုံစွာ စွန့်ပစ်နိုင်ခြင်းမရှိသေးပါ။ အမေရိကန်ပြည်ထောင်စု ပတ်ဝန်းကျင် ထိန်းသိမ်းစောင့်ရှောက်ရေး အေဂျင်စီ(ရက်စွဲမပါ)၏ အဆိုအရ ယင်းစွန့်ပစ်ပစ္စည်းများမှ အများပြည်သူ ကျန်းမာရေးကို ခြိမ်းခြောက်မှုမပြုနိုင်သည့်ကာလမှာ နှစ်ပေါင်း ၁၀,၀၀၀ (သို့မဟုတ်) ထို့ထက် ပိုမိုကြာမြင့်မည်ဖြစ်ကြောင်းသိရှိရသည်။

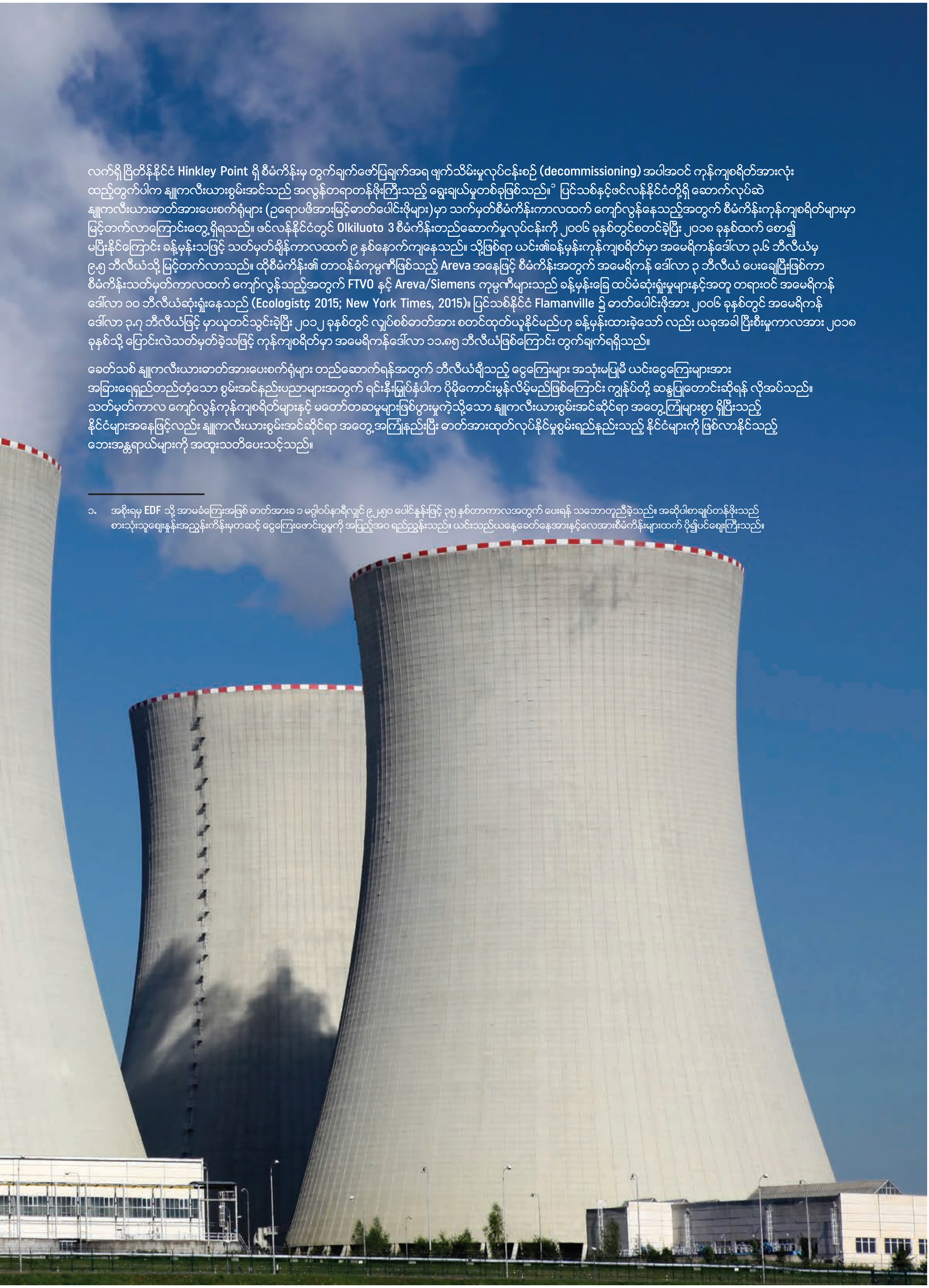
အထက်ပါ ဘေးအန္တရာယ်များကဲ့သို့ပင် နျူကလီးယားစွမ်းအင်အတွက် လိုအပ်သည့်နည်းပညာနှင့် ပစ္စည်းများသည် နျူကလီးယားလက်နက်များထုတ်လုပ်အသုံးပြုနိုင်သည့် ဘေးအန္တရာယ်ကလည်း ရှိသေးသည်။ နိုင်ငံရေးမတည်မငြိမ်ဖြစ်နေသည့် အရပ်ဒေသများတွင် နျူကလီးယားစွမ်းရည်ပြန့်ပွားမှုသည် အန္တရာယ်တစ်ခုဖြစ်ကြောင်း အလေးအနက်ထားစရာတစ်ခု ဖြစ်သည်။ အဘယ့်ကြောင့်ဆိုသော် နျူကလီးယားစက်ရုံတိုင်းသည် အကြမ်းဖက်သမားများ၏ ပစ်မှတ်တစ်ခုဖြစ်ရန် အလားအလာရှိသောကြောင့် ဖြစ်သည်။

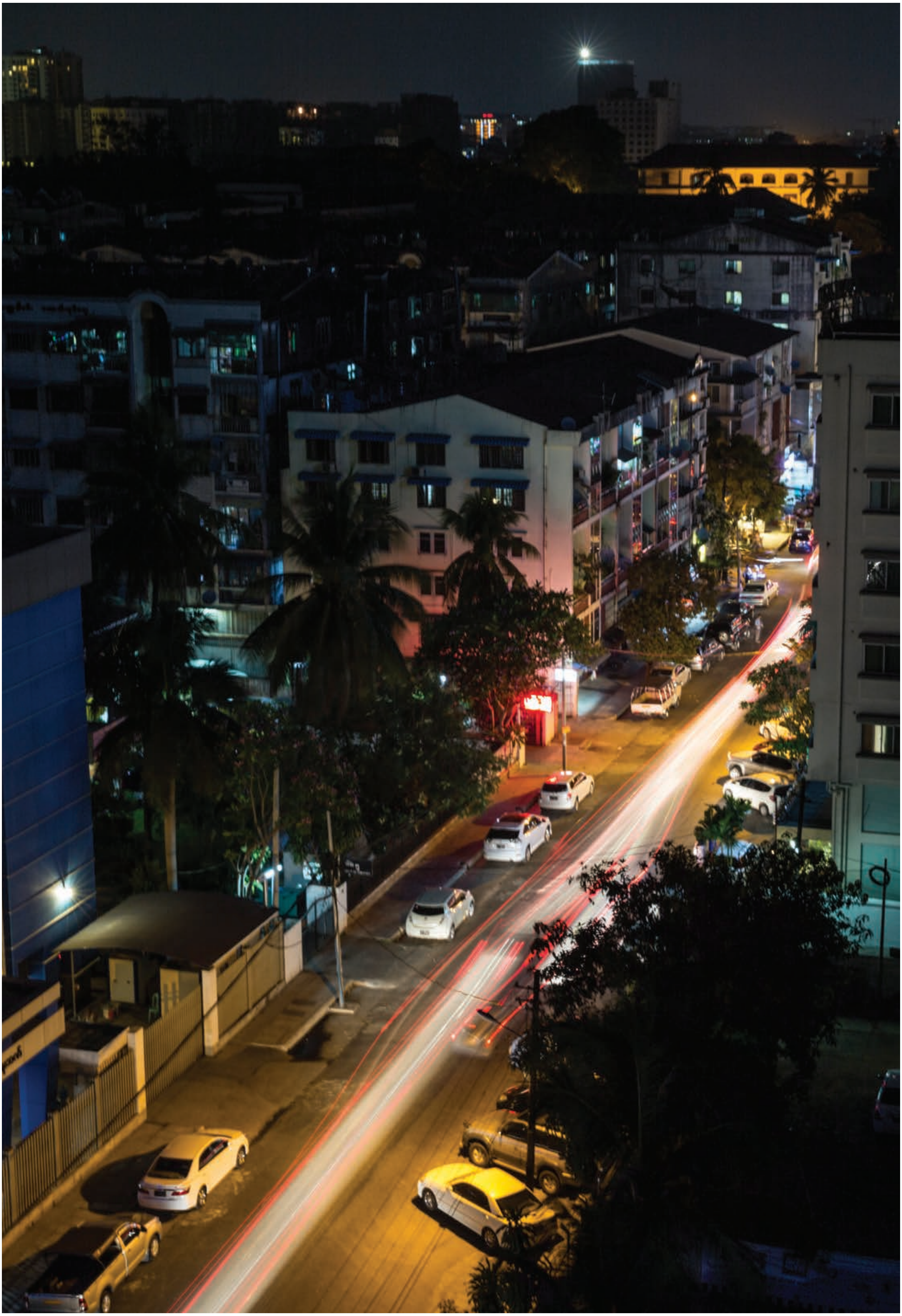
နျူကလီးယား မတော်တဆမှုများ အမှန်တကယ်ဖြစ်ပွားခဲ့ကြောင်း သမိုင်းအထောက်အထားများစွာ ရှိသည်။ အထင်ရှားဆုံးသော မတော်တဆမှုများမှာ လူကြောင့်ဖြစ်သည့်အမှား၊ ဒီဇိုင်းလိုအပ်မှုနှင့် စက်ပိုင်းဆိုင်ရာ ချို့ယွင်းချက်များ ပေါင်းစပ်ဖြစ်ပေါ်ခဲ့သည့် အမေရိကန်ပြည်ထောင်စု၊ ပင်ဆင်ဗေးနီးယားပြည်နယ်၊ Middletown အနီးရှိ သုံးမိုင်ကျွန်း မတော်တဆမှု (ဓာတ်ပေါင်းဖိုအမှတ် ၂ အစိတ်အပိုင်းအချို့ အရည်ပျော်ကျမှု၊ ၁၉၇၉ ခုနှစ်) (United StatES Nuclear Regulatory Commission, 2014a)၊ ၁၉၈၆ ခုနှစ်၊ ယူကရိန်းနိုင်ငံ၊ ချာနိုဘိုင်း (Chernobyl) နျူကလီးယားစက်ရုံမတော်တဆမှု (ဓာတ်ပေါင်းဖိုစနစ်များ စမ်းသပ်စစ်ဆေးနေစဉ် ဓာတ်အား ရုတ်တရက်မြင့်တက်မှုကြောင့် နျူကလီးယားစက်ရုံ၏ ဓာတ်ပေါင်းဖို အမှတ် ၄ ပျက်စီးသွားခဲ့သည်။) (United StatES Nuclear Regulatory Commission, 2014b)၊ ၂၀၁၁ ခုနှစ်တွင် ဓာတ်ပေါင်းဖိုတည်ရှိရာသို့ ဆူနာမီလှိုင်းရိုက်ခတ်မှုကြောင့် ဖြစ်ပွားခဲ့သည့် ဂျပန်နိုင်ငံ၊ ဖူကူရှီးမား (Fukushima) မတော်တဆမှု (United StatES Nuclear Regulatory Commission, 2014b) တို့ဖြစ်သည်။ ထိုမတော်တဆမှုများအနက် သုံးမိုင်ကျွန်းမှလွဲ၍ ကျန်မတော်တဆမှုများမှာ ကျန်းမာရေးနှင့် သဘာဝပတ်ဝန်းကျင်ကို သိသိသာသာ ထိခိုက်စေခဲ့သည်။ ဤဘေးအန္တရာယ်များသည် သက်ဆိုင်ရာအစိုးရများအား ကြီးမားသည့်စီးပွားရေးထိခိုက်မှုများနှင့် ရင်ဆိုင်ကြုံတွေ့စေသည်။ တစ်နည်းအားဖြင့် အခွန်ပေးဆောင်ခြင်းများ၊ အစိုးရပိုင်/မပိုင် သည့် သက်ဆိုင်ရာဝန်ဆောင်မှုလုပ်ငန်းများမှ ရရှိသည့် ဝင်ငွေများသည် လိုအပ်သောအသုံးစရိတ်များအတွက် မလောက်ငသောကြောင့်ဖြစ်သည်။

လက်ရှိ ဗြိတိန်နိုင်ငံ Hinkley Point ရှိ စီမံကိန်းမှ တွက်ချက်ဖော်ပြချက်အရ ဖျက်သိမ်းမှုလုပ်ငန်းစဉ် (decommissioning) အပါအဝင် ကုန်ကျစရိတ်အားလုံး ထည့်တွက်ပါက နျူကလီးယားစွမ်းအင်သည် အလွန်တရာတန်ဖိုးကြီးသည့် ရွေးချယ်မှုတစ်ခုဖြစ်သည်။[၁] ပြင်သစ်နှင့်ဖင်လန်နိုင်ငံတို့ရှိ ဆောက်လုပ်ဆဲ နျူကလီးယားဓာတ်အားပေးစက်ရုံများ (ဥရောပဖိအားမြင့်ဓာတ်ပေါင်းဖိုများ)မှာ သက်မှတ်စီမံကိန်းကာလထက် ကျော်လွန်နေသည့်အတွက် စီမံကိန်းကုန်ကျစရိတ်များမှာ မြင့်တက်လာကြောင်းတွေ့ရှိရသည်။ ဖင်လန်နိုင်ငံတွင် Olkiluoto 3 စီမံကိန်းတည်ဆောက်မှုလုပ်ငန်းကို ၂၀၀၆ ခုနှစ်တွင်စတင်ခဲ့ပြီး ၂၀၁၈ ခုနှစ်ထက် စော၍ မပြီးနိုင်ကြောင်း ခန့်မှန်းသဖြင့် သတ်မှတ်ချိန်ကာလထက် ၉ နှစ်နောက်ကျနေသည်။ သို့ဖြစ်ရာ ယင်း၏ခန့်မှန်းကုန်ကျစရိတ်မှာ အမေရိကန်ဒေါ်လာ ၃.၆ ဘီလီယံမှ ၉.၅ ဘီလီယံသို့ မြင့်တက်လာသည်။ ထိုစီမံကိန်း၏ တာဝန်ခံကုမ္ပဏီဖြစ်သည့် Areva အနေဖြင့် စီမံကိန်းအတွက် အမေရိကန် ဒေါ်လာ ၃ ဘီလီယံ ပေးချေပြီးဖြစ်ကာ စီမံကိန်းသတ်မှတ်ကာလထက် ကျော်လွန်သည့်အတွက် FTVO နှင့် Areva/Siemens ကုမ္ပဏီများသည် ခန့်မှန်းခြေ ထပ်မံဆုံးရှုံးမှုများနှင့်အတူ တရားဝင် အမေရိကန် ဒေါ်လာ ၁၀ ဘီလီယံဆုံးရှုံးနေသည် (Ecologistç 2015; New York Times, 2015)။ ပြင်သစ်နိုင်ငံ Flamanville ၌ ဓာတ်ပေါင်းဖိုအား ၂၀၀၆ ခုနှစ်တွင် အမေရိကန် ဒေါ်လာ ၃.၇ ဘီလီယံဖြင့် မှာယူတင်သွင်းခဲ့ပြီး ၂၀၁၂ ခုနှစ်တွင် လျှပ်စစ်ဓာတ်အား စတင်ထုတ်ယူနိုင်မည်ဟု ခန့်မှန်းထားခဲ့သော် လည်း ယခုအခါ ပြီးစီးမှုကာလအား ၂၀၁၈ ခုနှစ်သို့ ပြောင်းလဲသတ်မှတ်ခဲ့သဖြင့် ကုန်ကျစရိတ်မှာ အမေရိကန်ဒေါ်လာ ၁၁.၈၅ ဘီလီယံဖြစ်ကြောင်း တွက်ချက်ရရှိသည်။

ခေတ်သစ် နျူကလီးယားဓာတ်အားပေးစက်ရုံများ တည်ဆောက်ရန်အတွက် ဘီလီယံချီသည့် ငွေကြေးများ အသုံးမပြုမီ ယင်းငွေကြေးများအား အခြားရေရှည်တည်တံ့သော စွမ်းအင်နည်းပညာများအတွက် ရင်းနှီးမြှုပ်နှံပါက ပိုမိုကောင်းမွန်လိမ့်မည်ဖြစ်ကြောင်း ကျွန်ုပ်တို့ ဆန္ဒပြုတောင်းဆိုရန် လိုအပ်သည်။ သတ်မှတ်ကာလ ကျော်လွန်ကုန်ကျစရိတ်များနှင့် မတော်တဆမှုများဖြစ်ပွားမှုကဲ့သို့သော နျူကလီးယားစွမ်းအင်ဆိုင်ရာ အတွေ့ကြုံများစွာ ရှိပြီးသည့် နိုင်ငံများအနေဖြင့်လည်း နျူကလီးယားစွမ်းအင်ဆိုင်ရာ အတွေ့အကြုံနည်းပြီး ဓာတ်အားထုတ်လုပ်နိုင်မှုစွမ်းရည်နည်းသည့် နိုင်ငံများကို ဖြစ်လာနိုင်သည့် ဘေးအန္တရာယ်များကို အထူးသတိပေးသင့်သည်။

၁။ အစိုးရမှ EDF သို့ အာမခံကြေးအဖြစ် ဓာတ်အားခ ၁ မဂ္ဂါဝပ်နာရီလျှင် ၉၂.၅၀ ပေါင်နှုန်းဖြင့် ၃၅ နှစ်တာကာလအတွက် ပေးရန် သဘောတူညီခဲ့သည်။ အဆိုပါစာချုပ်တန်ဖိုးသည် စားသုံးသူဈေးနှုန်းအညွှန်းကိန်းမှတဆင့် ငွေကြေးဖောင်းပွမှုကို အပြည့်အဝ ရည်ညွှန်းသည်။ ယင်းသည်ယနေ့ခေတ်နေအားနှင့်လေအားစီမံကိန်းများထက် ပို၍ပင်ဈေးကြီးသည်။





© WWF / Andre Malerba

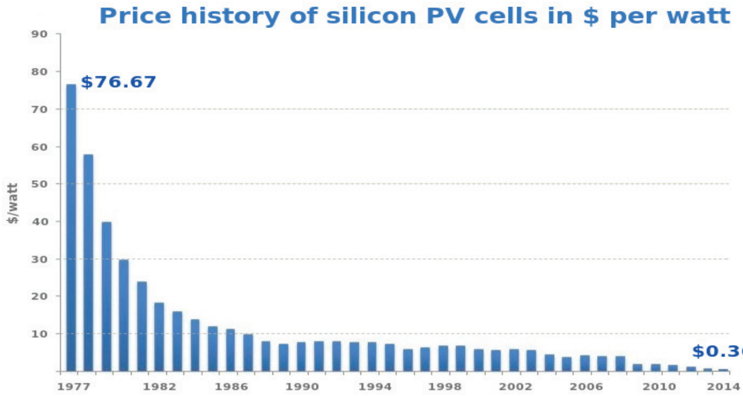
စက်မှုလုပ်ငန်းဖွံ့ဖြိုးတိုးတက်လာမှု၊ အလုပ်အကိုင်ဖန်တီးမှုနှင့် စီးပွားရေးရှုထောင့်

ကျွန်ုပ်တို့၏ စွမ်းအင်လိုအပ်ချက်နှင့် ဖြန့်ဖြူးပေးနိုင်မှုပမာဏများ အတက်အကျရှိလျှင်သော်မှ နေ၊ လေ၊ ကမ္ဘာမြေကြီးအပူ၊ ဇီဝဒြပ်ထု၊ ရေနှင့် ပင်လယ်တို့မှ ထုတ်ယူရရှိနိုင်သည့် စွမ်းအင်ပမာဏသည် ကျွန်ုပ်တို့ လိုအပ်သည့် လျှပ်စစ်ဓာတ်အား ထုတ်ယူရန်လိုအပ်သည့် စွမ်းအင်ပမာဏထက် များစွာပိုသည် (WWF, 2011)။ အပူလုံ အဆောက်အအုံများအသုံးပြုခြင်း၊ အသုံးပြုပြီးသောပစ္စည်းများကို ပြန်လည်အသုံးပြုခြင်းတို့ကဲ့သို့သော ရိုးရှင်းသည့် နည်းလမ်းများကို အသုံးပြုခြင်းဖြင့်လည်း ကျွန်ုပ်တို့အသုံးပြုရန် လိုအပ်သော စွမ်းအင်ပမာဏကို များစွာလျော့ချနိုင်သည်။ စွမ်းအင် လိုအပ်ချက် လျင်မြန်စွာ ဆက်လက်မြင့်တက်နိုင်ကြောင်း ခန့်မှန်းထားသည့် ဤဒေသတွင် စွမ်းအင်ကို အကျိုးရှိထိရောက်စွာ အသုံးပြုခြင်းသည် အဆိုပါ မြင့်တက်လာသည့် စွမ်းအင်လိုအပ်ချက်ကို သိသိသာသာ လျော့ကျသက်သာစေနိုင်သည်။

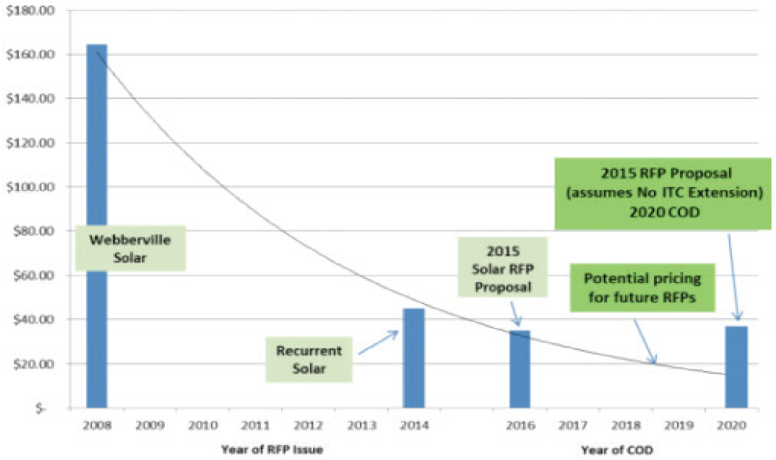
ယခုအခါ ကမ္ဘာတစ်ဝှမ်းတွင် လူသားများအားလုံးသည် လမ်းကြောင်းမှန်ပေါ် လျှောက်လှမ်းနေကြပြီ ဖြစ်သည်။ ၂၀၁၅ ခုနှစ်တွင် တစ်ကမ္ဘာလုံး ပြန်ပြည့်မြဲစွမ်းအင်အတွက် ၃၂၉ ဘီလီယံ ရင်းနှီးမြှုပ်နှံခဲ့သဖြင့် ၎င်းရင်းနှီးမြှုပ်နှံမှုသည် ၂၀၁၄ ခုနှစ်နှင့် နှိုင်းယှဉ်ပါက ၄ ရာခိုင်နှုန်းမြင့်တက်ခဲ့ပြီး ယင်းသည် သမားရိုးကျနည်းလမ်းများဖြင့် ဓာတ်အားထုတ်လုပ်မှုထက်များသည် (Bloomberg, 2016 b)။ ၂၀၁၅ ခုနှစ်တွင် တစ်ကမ္ဘာလုံး Solar PV (နေရောင်ခြည်အလင်းစွမ်းအင်) မှ ဓာတ်အားထုတ်လုပ်မှု ၃၂၄ ဂစ်ဂါဝပ် (GW) ရှိသည့်အနက် ၅၇ ဂစ်ဂါဝပ် (GW) တပ်ဆင်ထုတ်လုပ်နိုင်သည့်အတွက် Solar PV တိုးတက်မှု စံချိန်သစ်တင်သည့်နှစ်အဖြစ် သတ်မှတ်ခံရသည်။ ယင်းသည် ဝပ် ၂၀၀ ဆိုလာမော်ဂျူးပေါင်း ၁ ဘီလီယံကျော် တပ်ဆင်ခဲ့ခြင်းနှင့် ညီမျှသည်။ ၂၀၁၅ ခုနှစ် နှစ်ကုန်ပိုင်းတွင် လေအားလျှပ်စစ် တပ်ဆင်ထုတ်လုပ်မှုသည် စုစုပေါင်း ၄၃၄ ဂစ်ဂါဝပ် (GW) အနက် ၆၄ ဂစ်ဂါဝပ်ကို တိုးတက်တပ်ဆင်ထုတ်လုပ်နိုင်ခဲ့သည် (Bloomberg, 2016 a)။ ပြီးခဲ့သည့်နှစ်တွင် ပြန်ပြည့်မြဲစွမ်းအင်မှ တစ်ကမ္ဘာလုံး အလုပ်အကိုင် ပေါင်း ၇.၇ သန်းကို တာဝန်ယူပေးခဲ့သည် (IRENA, 2015 a)။

နည်းပညာပိုင်း ယှဉ်ပြိုင်မှုများနှင့်အတူ Solar PV သုံး လျှပ်စစ်ဓာတ်အားဈေးနှုန်းသည်လည်း ကျဆင်းလျက်ရှိနေသည်။ လက်ရှိ ဥပမာတစ်ခုအနေဖြင့် ဒူဘိုင်းနိုင်ငံတွင် ၂၆၀ မဂ္ဂါဝပ် နေရောင်ခြည်စွမ်းအင်သုံး လျှပ်စစ်စက်ရုံမှ လျှပ်စစ်ဓာတ်အား ကို ၁ ကီလိုဝပ်နာရီလျှင် အမေရိကန်ဒေါ်လာ ၀.၀၅၈ နှုန်းဖြင့် ထုတ်လုပ်ရောင်းချမည်ဖြစ်သည်။ ထိုသို့ ရောင်းချနိုင်ခြင်းမှာ ပုံ ၁ ပါအတိုင်း လေ့လာဆန်းစစ်ချက်အရ ရောင်းလိုအားကွင်းဆက်တစ်လျှောက်တွင် PV Cell ဈေးနှုန်းအပါအဝင် ကုန်ကျစရိတ် လျော့နည်းသက်သာမှုကြောင့် ဖြစ်သည် (ပုံ၁)

ပုံ(၁) ဆီလီကွန် PV cells ၏ဈေးနှုန်း (Bloomberg New Energy Finance and pv.energytrend.com, no date)



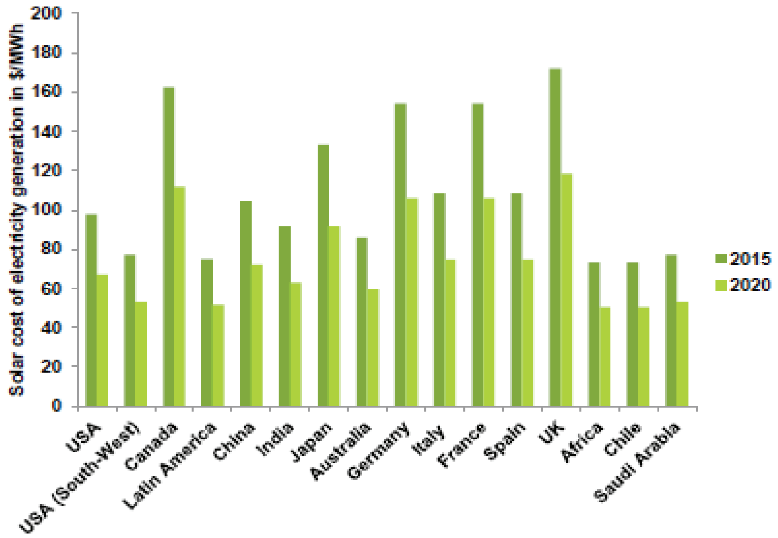
ပုံ(၂) အော်စတင်မြို့၊ တက္ကဆက်ပြည်နယ်ရှိ ဆိုလာကဏ္ဍ၏ ကုန်ကျမှုတန်ဖိုး (Clean Techanica, 2015)



မကြာသေးမီက အမေရိကန်ပြည်ထောင်စု၊ တက္ကဆပ်ပြည်နယ်၊ အော်စတင်မြို့ရှိ စီမံကိန်း အဆိုပြုချက်များတွင် ပြည်ထောင်စုအစိုးရ ဝင်ငွေခွန် အကြွေးပေးဆောင်ခွင့် ထောက်ပံ့မှုဖြင့် နေရောင်ခြည်စွမ်းအင်သုံး လျှပ်စစ်ဓာတ်အား ၁ ကီလိုဝပ်နာရီလျှင် အမေရိကန်ဒေါ်လာ ဝ.ဝ၄ နှုန်းထက်နည်းသည့် နှုန်းအား ကမ်းလှမ်းခဲ့သည်။ ယင်းသို့ ကုန်ကျစရိတ်သက်သာခြင်းသည် ၂၀၂၀ ခုနှစ်တွင် အော်စတင်စွမ်းအင်ကဏ္ဍမှ အကြီးစားနေရောင်ခြည်စွမ်းအင်သုံး လျှပ်စစ်ဓာတ်အား ဈေးနှုန်းများကို ၁ ကီလိုဝပ်နာရီလျှင် အမေရိကန်ဒေါ်လာ ဝ.ဝ၂ အောက်သို့ ကျဆင်းရန် ဦးတည်နေပြီး၊ ဝင်ငွေခွန် အကြွေးပေးဆောင်ခွင့်ကိုလည်း ဆက်လက်ပံ့ပိုး ပေးနိုင်စေမည်ဖြစ်သည်။ ထို ဝင်ငွေခွန်အကြွေးပေးဆောင်ခွင့်ကို အစိုးရမှ မပံ့ပိုးပေးလျှင်သော်မှ အဆိုပါဈေးနှုန်းများမှာ ၁ ကီလိုဝပ်နာရီလျှင် အမေရိကန်ဒေါ်လာ ဝ.ဝ၄ အောက်သို့ ဆက်လက်ရှိနေမည်ဖြစ်သည် (ပုံ၂)။

City Research (2015) သည် ဆိုလာ PV\Levelised cost of electricity (LCOE) အား ယနေ့နှင့် နောင်နှစ် ၂၀ အတွက် ခန့်မှန်းပုံကို ပုံ (၃) တွင် အကျဉ်းချုံးဖော်ပြထားသည်။

ပုံ (၃) ဆိုလာ PV LCOE (City Research, 2015)



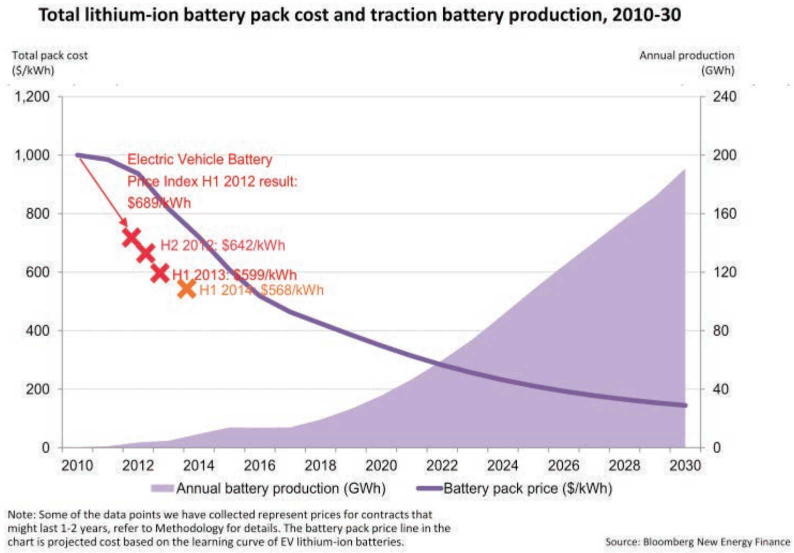
မြို့တော်သုတေသန(၂၀၁၅) မှ Solar PV သုံး အဆင့်အလိုက် လျှပ်စစ်ဓာတ်အားဈေးနှုန်းများကို ပုံ ၃ ပါ အတိုင်း အကျဉ်းချုပ် ဖော်ပြခဲ့သည် (ယနေ့ခေတ်နှင့် ၂၀၂၀ ခုနှစ်ခန့်မှန်း)

New Energy Outlook ၂၀၁၅ အစီရင်ခံစာတွင် Bloombergy New Energy Finance မှ ဥရောပ၊ ဩစတြေးလျနှင့် ဘရာဇီးတို့တွင် လေအားသည် ဈေးအသက်သာဆုံးစွမ်းအင်သစ်များဖြစ်သည်ဟု ဖော်ပြ ခဲ့သည်။ ၂၀၂၆ ခုနှစ်တွင် ယင်းသည် တစ်ကမ္ဘာလုံးနီးပါး၏ ဈေးအသက်သာဆုံး ရွေးချယ်မှုဖြစ်လာလိမ့် မည်ဖြစ်သည်။ နိုင်ငံအများစုတွင် သီးသန့် လေအားလျှပ်စစ်စီမံကိန်းများမှ ငွေကြေးအထောက်အပံ့မပါဘဲ ဓာတ်အား ၁ ကီလိုဝပ်နာရီလျှင် အမေရိကန်ဒေါ်လာ ဝ.ဝ၅ ဖြင့်တသမတ်တည်း ဖြန့်ဖြူးပေးလျက်ရှိသည်။ ယင်း နေအားနှင့် လေအားလျှပ်စစ်ဓာတ်အားဈေးနှုန်းများကို နှိုင်းယှဉ်ကြည့်ပါက ၁ ကီလိုဝပ်နာရီလျှင် အမေရိကန် ဒေါ်လာ ဝ.ဝ၄၅ မှ ဝ.၁၄ အကြားတွင်ရှိပြီး ရုပ်ကြွင်းလောင်စာသုံး လျှပ်စစ်စက်ရုံများက ထိုထက်ပင် မြင့်မားကြောင်းတွေ့ရသည် (IRENA, 2015b)။ အိန္ဒိယနိုင်ငံတွင် ယခုနှစ်အတွင်း Solar PV စီမံကိန်းသည် ကျောက်မီးသွေးစီမံကိန်းနှင့်အတူတွဲ၍ အကောင်အထည်ဖော်ဆောင်နိုင်ပြီး၊ အမှန်တကယ် အားဖြင့် ယင်းမှာ ဂါလီလဲချိုင့်ဝှမ်းဒေသကဲ့သို့ ကျောက်မီးသွေးသုံးဓာတ်အားပေး စက်ရုံစီမံကိန်းများကို အဓိကဖုံးကွယ်ရန်ဖြစ်သည်။[၂] ၂၀၂၂ ခုနှစ်တွင် အိန္ဒိယနိုင်ငံ Solar PV သည် တစ်နိုင်ငံလုံးလျှပ်စစ်ဓာတ်အား ထုတ်ယူမှု၏ ၂၅ % အထိပင် ကိုယ်စားပြုနိုင်ကြောင်း Deutsche Bank သုတေသီများက မျှော်မှန်းကြသည် (Reneweconomy 2015)။

Solar PV ဈေးနှုန်းများနှင့် Battery ဈေးနှုန်းများ ကျဆင်းလာမှုနှင့်အတူ ပြန်ပြည့်မြဲစွမ်းအင်မှ ထုတ်ယူရရှိသည့် Distributed Electricity (ဒေသအလိုက် ဖြန့်ကျက်ထားသည့်စနစ်မှ ဖြန့်ဖြူးသည့်လျှပ်စစ်ဓာတ်အား) သည် ပိုမိုဈေးသက်သာ၍ အသုံးပြုရလွယ်ကူစေသည်(ပုံ၄)။ Deutsche Bank မှ လက်ရှိအချိန်အခါအား ဆိုလာပြားနှင့် ဘက်ထရီများ၏ အသွင်ပြောင်းကာလဟု ဆိုပြီး (Reneweconomy, 2015)၊ UBS ၏ လတ်တလောလေ့လာမှုတွင် ဩစတြေးလျနိုင်ငံ၌ ဆိုလာပြားများနှင့် ဘက်ထရီများအသုံးပြုခြင်းသည် ကုန်ကျစရိတ်သက်သာ၍ အကျိုးရှိထိရောက်ကြောင်း ဖော်ပြထားသည် (Reneweconomy, 2015)။ လတ်တလော ရုပ်ကြွင်းလောင်စာဈေးနှုန်းများ အလွန်အမင်း ကျဆင်းမှုသည် ဤတိုးတက်မှုလမ်းကြောင်းအချို့ကို ပုံမှန်ဖြစ်သွားစေနိုင်စဉ်တွင်ပင် ရင်းနှီးမြှုပ်နှံမှုအသစ်များသည် ရုပ်ကြွင်းလောင်စာသုံး စွမ်းအင်ထုတ်လုပ်မှုအစား စဉ်ဆက်မပြတ်စွမ်းအင်သုံး စွမ်းအင်ထုတ်လုပ်မှုအတွက် ပိုမိုတိုးတက်များပြားလာနေသည်။

၂။ လတ်တလောအစီရင်ခံစာများအရ ဩစတြေးလျနိုင်ငံ၊ ဂါလီလဲချိုင်းဝှမ်းဒေသရှိ အလွန်ကြီးမားသည့် ကျောက်မီးသွေးတူးဖော်ရေး စီမံကိန်းအား အိန္ဒိယနိုင်ငံမှ ရင်းနှီးမြှုပ်နှံသူ ဗိုညေင ကုမ္ပဏီမှ လက်ရှိကုန်ပစ္စည်းဈေးနှုန်းများကျဆင်းမှုကြောင့် ရပ်နားထားသည်။ (ျနညနတနခသညသာပယ ၂၀၁၆)

ပုံ(၄) ဘက်ထရီတန်ဖိုး (Bloomberg New Energy Financeၣ no date)



ဘာရာဇီးနိုင်ငံ၏ လေစွမ်းအင်ကဏ္ဍသည် လတ်တလောကာလအတွင်း ပြန်လည်ပြည့်မြဲ စွမ်းအင်ကို စတင်အသုံးပြုသည့် နိုင်ငံများအတွက် နည်းပညာကုန်ကျစရိတ်အပေါ် စိတ်ဝင်စားမှုရှိလာ စေသည်။ ၂၀၀၉ ခုနှစ်တွင် ကျင်းပသည့် စွမ်းဆောင်ရည်လေလံပွဲများတွင် လေစွမ်းအင်စီမံကိန်းများမှ ရောင်းချခဲ့သည့် လျှပ်စစ်ဓာတ်အားသည် ၁ ကီလိုဝပ်နာရီလျှင် အမေရိကန်ဒေါ်လာ ၀.၁ ခန့်ရှိခဲ့သော်လည်း နောက်ဆက်တွဲ လေလံပွဲအသီးသီးတွင် ယင်းဈေးနှုန်းသည် တဖြည်းဖြည်း ကျဆင်းလာသောကြောင့် ၂၀၁၁ ခုနှစ်တွင် ၁ ကီလိုဝပ်နာရီလျှင် အမေရိကန်ဒေါ်လာ ၀.၀၇ နှင့် ၂၀၁၄ ခုနှစ်တွင် ၀.၀၅၂ ဖြစ်လာခဲ့သည် (ABEEólica, 2015)။

နှစ်အနည်းငယ်အတွင်း ခန့်မှန်းချက်များအား ကောက်ချက်ချကြည့်လျှင် မဲခေါင်ဒေသတွင်း နိုင်ငံများတွင် လေနှင့်နေအားသုံး ဓာတ်အားပေးစက်ရုံများသည် လာမည့်နှစ်ပေါင်း ၂၀ မှ ၂၅ အတွင်း ဈေးနှုန်းမှန်ကန်မှုနှင့် ညစ်ညမ်းမှုမရှိခြင်းတို့နှင့်အတူ ရုပ်ကြွင်းလောင်စာသုံး ဓာတ်အားပေးစက်ရုံများကို ယှဉ်ပြိုင်လာမည်ဖြစ်သည်။ အဆိုပါနိုင်ငံများသည် စွမ်းအင်ကဏ္ဍအား ခေတ်မီစေရန်နှင့် ညစ်ညမ်းမှုဖြစ်စေသည့် ရှေးဟောင်းစက်ရုံများအစား ခေတ်မီနည်းပညာများ အသုံးပြုနိုင်ရန်အတွက် ရွေးချယ်ထားသည့် နိုင်ငံများအဖွဲ့သို့ ဝင်ရောက်နိုင်သည်။ ထိုကဲ့သို့ ပြန်ပြည့်မြဲစွမ်းအင်ဈေးနှုန်းများ အလျင်အမြန် ကျဆင်းလာမှုသည်လာမည့် ၁၀ နှစ်မှ ၁၅ နှစ်အတွင်း ကျောက်မီးသွေး၊ သဘာဝဓာတ်ငွေ့၊ အကြီးစားရေအား (သို့မဟုတ်) နျူကလီးယားသုံး ရေရှည်စွမ်းအင်စီမံကိန်းများအား ငွေရင်းမြှုပ် စီးပွားရေးပိုင်ဆိုင်မှုတစ်ခု ဖြစ်လာစေမည်ဖြစ်သည်။ ယခုအချိန်တွင် ကုမ္ပဏီများစွာမှလည်း ထိုအချက်ကို လက်ခံယုံကြည်ကြပြီး ကျောက်မီးသွေး၊ သဘာဝဓာတ်ငွေ့၊ ရေနံနှင့် နျူကလီးယား တို့အပေါ် ရင်းနှီး မြှုပ်နှံထားမှုများကို တဖြည်းဖြည်း ရုပ်သိမ်းနေကြသည်။

အချို့သောနိုင်ငံများမှာ ပြန်လည်ပြည့်ဖြိုးမြဲစွမ်းအင် ဖွံ့ဖြိုးမှုလုပ်ငန်းများကို ဦးဆောင်လျက်ရှိသည်။ (ဇယား၁)။ ယခုအခါ ဒိန်းမတ်နိုင်ငံတွင် တစ်နိုင်ငံလုံး လျှပ်စစ်ဓာတ်အားလိုအပ်ချက်၏ ၄၀% ကျော်ကို လေစွမ်းအင်မှ ထုတ်ယူသုံးစွဲလျက်ရှိသည်။ လေစွမ်းအင်သည် စကော့တလန်နိုင်ငံတွင် လျှပ်စစ်လိုအပ်ချက်၏ ၃၀% ကျော်၊ နီကာရာဂွါနိုင်ငံ၊ ပေါ်တူဂီနှင့် စပိန်နိုင်ငံတို့တွင် လျှပ်စစ်ဓာတ်အားလိုအပ်ချက်၏ ၂၀% ကျော်စီတို့ကို အသီးသီး ဖြည့်ဆည်းပေးလျက်ရှိသည်။

နိုင်ငံ/ဒေသ	လေအားလျှပ်စစ်ထုတ်လုပ်မှုအချိုး
ဒိန်းမတ်	၄၂%
စကော့တလန်	>၃၀%
နီကာရာဂွာ	>၂၀%
ပေါ်တူဂီ	>၂၀%
စပိန်	>၂၀%

ယခုအခါ ဥရောပနိုင်ငံအချို့တွင် Solar PV သည် လျှပ်စစ်ဓာတ်အားဖြည့်ဆည်းမှု စုစုပေါင်း၏ ၈% နီးပါး ရောက်ရှိနေပြီဖြစ်ပြီး၊ အီတလီတွင် ၇.၉%၊ ဂရိတွင် ၇.၆%၊ ဂျာမဏီတွင် ၇% အသီးသီး ဖြစ်သည်။ အိန္ဒိယနှင့် တရုတ်နိုင်ငံကဲ့သို့သော နိုင်ငံများတွင်ပင် ၂၀၀ မဂ္ဂါဝပ် Solar PV စီမံကိန်းများကို တွေ့ရသည်မှာ မထူးဆန်းတော့ပါ။ ကာဗိုဗာဒီ၊ ကော်စတာရီကာနှင့် ဒိန်းမတ်စသည့်နိုင်ငံများတွင် ရာနှုန်းပြည့် ပြန်ပြည့်မြဲစွမ်းအင်နှင့် လျှပ်စစ်ဓာတ်အားရည်မှန်းချက်များကို အမျိုးသားအဆင့်ထားရှိဆောင်ရွက်လျက်ရှိသည် (REN21, 2015)။

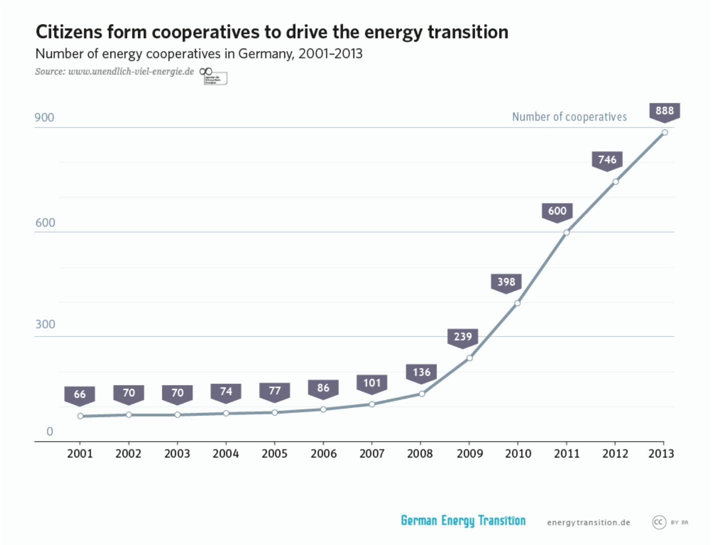
Solar PV လေအားနှင့် ဇီဝဒြပ်ထုတို့မှ လျှပ်စစ်ဓာတ်အား အပြင်းအထန် ထုတ်ယူလျက်ရှိသည့် ဂျာမဏီနိုင်ငံ၏ ဖြစ်စဉ်မှာ စိတ်ဝင်စားဖွယ်ကောင်းလှသည်။ အောက်ဖော်ပြပါဇယားတွင် ၂၀၁၅ ခုနှစ် ပထမနှစ်ဝက်တွင် နိုင်ငံအတွင်း လျှပ်စစ်ဓာတ်အားထုတ်ယူမှု၏ ၃၁% အား အဆိုပါနည်းပညာအသီးသီးမှ ပါဝင်မှုကို အကျဉ်းချုပ် ဖော်ပြထားသည် (Fraunhofer ISE, 2015)။

Table 1 share of wind in electricity production

၂၀၁၅ ခုနှစ် ပထမနှစ်ဝက်အတွင်း ဂျာမနီနိုင်ငံအတွင်း ပြန်ပြည့်မြဲစွမ်းအင်မှ လျှပ်စစ်ဓာတ်အားထုတ်လုပ်မှု (TWh)		
၁၈.၅	TWh	pv
၄၀.၅	TWh	လေအား
၂၃.၄	TWh	ဇီဝဒြပ်ထု
၁၁.၉	TWh	ရေအား

ဂျာမဏီနိုင်ငံတွင် ထိုစွမ်းအင်အသွင်ကူးပြောင်းမှုအတွက် အထောက်အပံ့ပေးနေသော စိတ်ဝင်စား ဖွယ်ကောင်းသည့် ဖြစ်ပေါ်တိုးတက်မှုများစွာရှိသည်။ ဤအသွင်ကူးပြောင်းမှုတွင် သိသာသောအပြောင်း အလဲတစ်ခုမှာ ဂျာမဏီနိုင်ငံ၏ စွမ်းအင်ကဏ္ဍတွင် လုပ်ငန်းဆောင်ရွက်မှုတိုးပွားလာခြင်းကဲ့သို့သော ပြည်သူလူထု၏ ပူးပေါင်းပါဝင်မှုဖြစ်သည် (ပုံ၅)။

ပုံ(၅) ပြန်လည်ပြည့်မြဲ
စွမ်းအင်ပူးပေါင်းဆောင်ရွက်မှု
(energytransition.de, 2014)



အာရှနိုင်ငံများတွင်လည်း ပြန်လည်ပြည့်မြဲလျှပ်စစ်ကဏ္ဍသည် ကောင်းမွန်လျင်မြန်စွာရွေ့လျား နေသည်။ တရုတ်နှင့် ဂျပန်နိုင်ငံတို့သည် ၂၀၁၄ ခုနှစ်တွင် ကမ္ဘာ့ထိပ်တန်း Solar PV ဈေးကွက်နိုင်ငံ ၂ ခု ဖြစ်သည်။ ဖိလစ်ပိုင်နှင့် အင်ဒိုနီးရှားနိုင်ငံတို့သည် ကမ္ဘာပေါ်တွင် ဒုတိယနှင့် တတိယ အများဆုံး ဘူမိအပူသုံး လျှပ်စစ်ဓာတ်အားထုတ်လုပ်သော နိုင်ငံများဖြစ်ကြပြီး တောင်ကိုရီးယားနိုင်ငံသည် ဒီရေလှိုင်း စွမ်းအင်သုံးစွဲမှုကို ဦးဆောင်နေသည်။ တရုတ်နိုင်ငံတွင် မကြာသေးမီ နှစ်အနည်းငယ်အတွင်း ကမ္ဘာ့ နေရောင်ခြည်စွမ်းအင်သုံး ရေအပူပေးစက် (Solar Water Heater) စွမ်းရည်၏ ၈၀% ကျော်ကို တပ်ဆင်ထားပြီး လက်ရှိအနေဖြင့် ကမ္ဘာ့စုစုပေါင်းပမာဏ၏ သုံးပုံ ၂ ပုံ တည်ရှိသည် (REN21, 2015)။

သို့သော် မြန်မာနိုင်ငံတွင် ပြန်ပြည့်မြဲစွမ်းအင်ဆီသို့ ဦးတည်ပြောင်းလဲမှုခြေလှမ်းမှာ နှေးကွေးလှသည်။ အစိုးရအထောက်အပံ့နှင့် ပုဂ္ဂလိကရင်းနှီးမြှုပ်နှံမှုများသည် ပြန်လည်ပြည့်ဖြိုးမြဲစွမ်းအင်နှင့် ရေရှည်တွင် ပြန်လည်အရင်းကျေမည့် စွမ်းအင်အကျိုးရှိထိရောက်မှုတို့အစား ရုပ်ကြွင်းလောင်စာများတွင် အလေးသာများပြားနေဆဲ ဖြစ်သည်။ အဆောက်အအုံအများစုမှာ ခေတ်မမီတော့သောဒီဇိုင်းများဖြင့် တည်ဆောက်ထားပြီး၊ ဆယ်စုနှစ်များစွာမှ ထုတ်လုပ်သည့် လေအေးပေးစက်ကဲ့သို့သော စွမ်းအင်အကျိုးရှိ ထိရောက်မှုမရှိသောပစ္စည်းများကို အသုံးပြုလျက်ရှိသည်။ ပြန်ပြည့်မြဲစွမ်းအင်နှင့် စွမ်းအင်အကျိုးရှိ ထိရောက်မှုတို့အတွက် အသိပညာပေးခြင်း၊ သင်တန်းများ၊ စည်းမျဉ်းစည်းကမ်း၊ မက်လုံး၊ ဘဏ္ဍာရေးယန္တရားစသည်တို့မရှိခြင်းတို့သည် ယင်းကဏ္ဍများဖွံ့ဖြိုးတိုးတက်မှုအတွက် အကူအညီအထောက်အပံ့များစွာ လိုအပ်နေဆဲဖြစ်ကြောင်းကို ပြဆိုနေသည်။

၁၀၀ ရာခိုင်နှုန်းဖြစ်နိုင်စွမ်း

ဤအစီရင်ခံစာ၏ ဒုတိယပိုင်းတွင်ပါဝင်သော **Sustainable Energy Scenario (SES)** အား အထူးအလေးအနက်ထား အားစိုက်ပြီး၊ ဒေသအတွင်း ယနေ့ခေတ်အချိန်အခါနှင့်ကိုက်ညီစွာ အသေးစိတ် လေ့လာပြုစုထားသည်။ ၎င်း **Scenario** သည် ၂၀၅၀ ပြည့်နှစ်တွင် လူတိုင်းလိုအပ်မည့် လျှပ်စစ်ဓာတ်အားကို ပြန်လည်ပြည့်ဖြိုးမြဲစွမ်းအင်မှ ၁၀၀% ထုတ်ယူဖြန့်ဖြူးနိုင်ရန် နည်းပညာအရ ဖြစ်နိုင်ခြေရှိကြောင်း သရုပ်ဖော်ပြသထားသည်။ အနာဂတ်တွင် ရေအားလျှပ်စစ်စီမံကိန်းများ၏ ဆိုးကျိုးသက်ရောက်မှုများအား ထည့်သွင်းစဉ်းစားကာ ဆည်များထုတ်လုပ်သည့်မှ ရေအားလျှပ်စစ်ကို လျှပ်စစ်ဓာတ်အား လိုအပ်ချက်၏ ၁၄% ထက် ပို၍ ထုတ်လုပ်မည်မဟုတ်ပါ။ ယင်း **Scenario** သည် **Business As Usual (BAU)** နှင့် နှိုင်းယှဉ်ပါက ကာဗွန်ဒိုင်အောက်ဆိုဒ်ထုတ်လွှတ်မှု (CO_2 eq) ကို တစ်နှစ်လျှင် တန်ချိန် ၇၅ သန်းခန့် လျှော့ချနိုင်မည်ဖြစ်သည်။[၃] ပိုမိုအပြုသဘောဆောင်သော ယူဆချက်များဖြစ်သည့် ပြန်လည်ပြည့်မြဲ စွမ်းအင်ကုန်ကျစရိတ် လျှော့နည်းသက်သာမှုနှင့် အခြားနည်းပညာတိုးတက်မှုများ ပါဝင်သော **Advanced Sustainable Energy Scenario (SES)** (အဆင့်မြင့် စဉ်ဆက်မပြတ်စွမ်းအင်ဆိုင်ရာ အနာဂတ်ခန့်မှန်းခြေ) အရ ၂၀၃၈ ခုတွင် ၁၀၀% ပြန်ပြည့်မြဲစွမ်းအင် အခြေခံသည့် လျှပ်စစ်ကဏ္ဍကို ဖြစ်လာစေမည်ဖြစ်သည်။

ရှေ့ဆက်လုပ်ငန်းစဉ်တွင် အဓိကစိန်ခေါ်မှုများ အမှန်တကယ် မြင့်တက်လာမည်ဖြစ်သော်ငြားလည်း **IES** ၏ **Scenario** သည် လက်တွေ့ဖြစ်နိုင်သည့် အချက်များဖြင့်ပုံဖော်ထားသည်။ အဆိုပါ **Scenario** သည် ကမ္ဘာတွင်ရှိနှင့်ပြီး စွန့်ပယ်ထားသော နည်းပညာများနှင့် ၎င်းတို့ လက်တွေ့အကောင်အထည်ဖော် ဆောင်နိုင်သည့် နှုန်းများကိုသာ အခြေခံထားသည်။ ထို့အတွက် သိသာသောရင်းနှီးမြှုပ်နှံမှု လိုအပ်လိမ့်မည် ဖြစ်သော်လည်း ယင်းစီးပွားရေးအရ ငွေကြေးရင်းနှီးမြှုပ်နှံမှုမှာ သင့်တင့်မျှတသော နှုန်းသာ ဖြစ်သည်။ ဓာတ်အားပေးစက်ရုံများ၏ စက်အစိတ်အပိုင်းများနှင့် စွမ်းအင်အကျိုးရှိထိရောက်မှုတို့အတွက် ရင်းနှီးမြှုပ်နှံမှုများမှာ **Sustainable Energy Scenario (SES)** (ရေရှည်တည်တံ့သော စွမ်းအင်ဆိုင်ရာအနာဂတ် ခန့်မှန်းခြေ) တွင် **BusinESs As Usual (BAU)** (ပုံမှန် အနာဂတ်ခန့်မှန်းခြေ) လောက် မမြင့်မားပါ။ သို့သော် ထပ်ဆင့် စက်လည်ပတ်မှု ကုန်ကျစရိတ် (လောင်စာ/ စက်သုံးဆီကုန်ကျစရိတ်များအပါအဝင်) သည် **SES** တွင် **BAU** ထက် နည်းပါးရာ မြန်မာ့စီးပွားရေးသည် စွမ်းအင်အသွင်ကူးပြောင်းမှုမှတဆင့် အမှန်တကယ် အကျိုးဖြစ်ထွန်းစေသည်။ ယခုနှစ်မှ ၂၀၅၀ ပြည့်နှစ်အထိ **BAU** နှင့် **SES** တို့ရှိ နှစ်အလိုက် အသားတင် ရင်းနှီးမြှုပ်နှံမှုသည် နှစ်အလိုက် **GDP** (စုစုပေါင်းတိုင်းပြည်ထုတ်ကုန်) ၏ ၂ မှ ၃ ရာခိုင်နှုန်းအကြား အသီးသီးကိုယ်စားပြုသည်။ **SES** တွင် စီးပွားရေးဖွံ့ဖြိုးတိုးတက်မှုနှင့် လူဦးရေတိုးတက်လာမှုတို့ကို ထည့်သွင်းတွက်ချက်ထားပြီး၊ ကျွန်ုပ်တို့၏ အသက်ရှင်နေထိုင်မှုပုံစံတွင် အစွန်းရောက်သောပြောင်းလဲမှုများ ကိုမူ တောင်းဆိုမှုမပြုပါ။

ယခုစာတမ်းအတွက် **IES** မှ အသေးစိတ်ဖော်ပြထားသည့် ယင်း **scenarios** (အနာဂတ်ခန့်မှန်းခြေများ) သည် တစ်ခုတည်းသော ဖြေရှင်းရန်နည်းလမ်း မဟုတ်သလို သတ်မှတ်ထားသည့် အစီအစဉ်အတိုင်း ဖြစ်ရန်လည်း မရည်ရွယ်ပါ။ ကျွန်ုပ်တို့ရည်ရွယ်သည်မှာ ရာနှုန်းပြည့် ပြန်ပြည့်မြဲစွမ်းအင်အနာဂတ်သည် မဖြစ်နိုင်သောစိတ်ကူးယဉ်မဟုတ်ကြောင်းကို ပြသရန်ဖြစ်ပါသည်။

၎င်းသည် နည်းပညာနှင့် စီးပွားရေးအရဖြစ်နိုင်စွမ်းသော ယခုမှစ၍ အောင်မြင်မှုဆီသို့ ကျွန်ုပ်တို့အခိုင်အမာ လျှောက်လှမ်းနိုင်သောအရာဖြစ်သည်။

၃။ ကာဗွန်ထုတ်လွှတ်မှုလျှော့ချရေးတွက်ချက်မှုများတွင် ဆည်များနှင့် ဇီဝဒြပ်ထုများမှ ထုတ်လွှတ်မှုများကို ထည့်သွင်းတွက်ချက် ထားခြင်းမရှိပါ။ ယင်းထုတ်လွှတ်မှုများသည် စီမံကိန်းပုံစံနှင့် စီမံခန့်ခွဲမှုနည်းလမ်းများအပေါ်တွင် သိသိသာသာ မှီခိုနေနိုင်သည်။

Sustainable Energy Scenario (SES) အကြောင်း

၂၀၅၀ ပြည့်နှစ်တွင် မြန်မာနိုင်ငံ၏ လျှပ်စစ်ဓာတ်အားလိုအပ်ချက်သည် ယနေ့ လိုအပ်ချက်ထက် ၈ ဆ မြင့်တက်လာမည်ဖြစ်သည်။ ယင်းသည် BAU တွင် ထည့်သွင်းထားချက်ထက် ၃၀ ရာခိုင်နှုန်း လျော့နည်းသည်။ ခန့်မှန်းချက်နှင့်အညီ လူဦးရေနှင့် စီးပွားရေးသည် ဆက်လက်တိုးတက်လာမည် ဖြစ်သော်လည်း ရည်မှန်းချက်ကြီးမားသည့် စွမ်းအင်ချွေတာရေးအစီအမံများသည် စွမ်းအင်နည်းနည်းနှင့် လုပ်ငန်းများများဆောင်နိုင်မည်ဖြစ်သည်။ စက်မှုလုပ်ငန်းများတွင် စွန့်ပစ်ပစ္စည်းများနှင့် စွမ်းအင်အကျိုးရှိ ထိရောက်သည့် ပစ္စည်းများကို ပိုမိုအသုံးပြုထားပြီး၊ အဆောက်အအုံများကို အပူနှင့်အအေးပေးရန်အတွက် စွမ်းအင်အနည်းဆုံးလိုအပ်သော အဆင့်မြင့်ပစ္စည်းများဖြင့် တည်ဆောက်ထားကာ သယ်ယူပို့ဆောင်ရေးကဏ္ဍတွင် အချိန်တိုတိုနှင့် ခရီးရောက်သောပုံစံများဖြင့် ပြောင်းလဲထားသည်။

၂၀၃၀ ပြည့်နှစ်တွင် ပြည်သူအားလုံး လျှပ်စစ်မီးသုံးစွဲနိုင်မည်ဖြစ်ကာ အိမ်ထောင်စု ၇၀ ရာခိုင်နှုန်းမှာ ပင်မဓာတ်အားလိုင်းမှ ရယူသုံးစွဲမည်ဖြစ်ကာ ကျန် အိမ်ထောင်စု ၃၀ ရာခိုင်နှုန်းမှာ ပင်မဓာတ်အားလိုင်း မဟုတ်သော (off-grid) တပိုင်တနိုင်နည်းလမ်းများမှ သုံးစွဲကြမည်ဖြစ်သည်။ လေအား၊ Solar PV (နေရောင်ခြည် အလင်းစွမ်းအင်သုံးဆိုလာပြား)၊ Concentrated Solar Power (စုစည်းနေရောင်ခြည်စွမ်းအင်)၊ ဇီဝလောင်စာနှင့် အသေးစားရေအားတို့မှာ ဓာတ်အားထုတ်ယူမည့် အဓိကအရင်းအမြစ်များဖြစ်သည်။ ၂၀၄၂ ခုနှစ်အထိ သဘာဝဓာတ်ငွေ့အသုံးပြုမှုအနည်းငယ် ရှိနေမည်ဖြစ်သည်။

လေအားနှင့် နေရောင်ခြည်စွမ်းအင်ရရှိနိုင်မှုမှာ အပြောင်းအလဲအတက်အကျရှိသဖြင့် စွမ်းအင် စုဆောင်းထားပြီး အကျိုးရှိရှိ ပြန်လည်ထုတ်ပေးနိုင်ရန် ပန့်နှင့်ဘက်ထရီသိုလှောင်စနစ် (pump and battery storage) များပါဝင်သော "Smart" electricity grids (အဆင့်မြင့် လျှပ်စစ်ဓာတ်အားလိုင်းစနစ်များ) ကို တည်ဆောက်ထည့်သွင်းထားသည်။ လျှပ်စစ်ဓာတ်အား ၅၄ ရာခိုင်နှုန်းခန့်မှာ အပြောင်းအလဲ အတက်အကျရှိသော အရင်းအမြစ်များမှ ထုတ်ယူပြီး၊ ကျန်ရာခိုင်နှုန်းမှာ ဇီဝလောင်စာ၊ သိုလှောင်စနစ်ပါ CSP၊ ဘူမိအပူနှင့် ရေအားလျှပ်စစ်တို့ကဲ့သို့သော အပြောင်းအလဲအတက်အကျနည်းသည့် အရင်းအမြစ်များမှ ထုတ်ယူမည်ဖြစ်သည်။ သို့သော်လည်းပဲ ရာသီဥတုအပြောင်းအလဲသည် ရေအားနှင့် ဇီဝလောင်စာတို့ကို သက်ရောက်မှုရှိသေးသည်။

လူမှုပတ်ဝန်းကျင်နှင့် သဘာဝပတ်ဝန်းကျင် ထိခိုက်မှုများကြောင့် ရေအားလျှပ်စစ်ပါဝင်မှုကို အနည်းဆုံး ထည့်သွင်းထားရှိသည်။ ယင်း၏ဆိုလိုချက်မှာ mix (ဓာတ်အားအရောအနှော) တွင် အကြီးစား ရေအားလျှပ်စစ်အား တည်ဆောက်ပြီး သို့တည်းမဟုတ် တည်ဆောက်ရန်နောက်ဆုံးထားရှိသည့် အစီအစဉ်များကိုကျော်လွှား၍ အနည်းငယ်မျှသာ ထည့်သွင်းထားသည်။ မြစ်ရေအားအသုံးပြု Micro-hydro (အသေး စားရေအားလျှပ်စစ်) မှာ generation mix (ဓာတ်အားထုတ်လုပ်မှုအရောအနှော) ၏ ၄ ရာခိုင်နှုန်းပါဝင်သည်။

အစိုင်အခဲဇီဝလောင်စာနှင့် ဇီဝဓာတ်ငွေ့သုံးလျှပ်စစ်ဓာတ်အားတို့အား ဂရုတစိုက် အသုံးပြုထားပြီး **electricity mix** (လျှပ်စစ်ဓာတ်အားအရောအနှော) စုစုပေါင်း၏ ၁၇ ရာခိုင်နှုန်းပါဝင်သည်။ **ADB(2015)** နှင့် ကိုယ်ပိုင်တွက်ချက်မှုများအရ မဲခေါင်ဒေသနိုင်ငံများအတွင်း ဇီဝလောင်စာနှင့် ဇီဝဓာတ်ငွေ့ထုတ်ယူရန် နှစ်စဉ် စိုက်ပျိုးရေးမှ သီးနှံအကြွင်းအကျန် တန်ချိန် ၁၃၀ သန်းနှင့် မွေးမြူရေးမှ မစင်ခြောက်တန်ချိန် ၂၄ သန်း ထွက်ရှိနိုင်သည်။ အဆိုပါ ထွက်ရှိမှုအလားအလာသည် စိုက်ပျိုးရေးကဏ္ဍ တိုးတက်လာသည်နှင့်အတူ တိုးမြင့်လာမည်ဟု ယူဆထားသည်။ **SES scenario** တွင် ၂၀၅၀ ပြည့်နှစ်အထိ နှစ်စဉ် ယင်း အလားအလာ၏ အများဆုံး ၇၅% ကို ထည့်သွင်းအသုံးပြုထားသည်။ **SES scenario** ရှိ ဇီဝလောင်စာ အသုံးပြုမှုအမြင့်ဆုံး ရောက်ရှိမည့်ကာလအတွင်း ဖြစ်သည့် ၂၀၃၅ ခုနှစ်ခန့်တွင် ဇီဝလောင်စာတန်ချိန် ၁၂ သန်းကို ထပ်ပေါင်းထည့်ထားကြောင်း တွေ့ရှိရမည် ဖြစ်သည်။ ယင်းထပ်ပေါင်းထည့်သည့်ပမာဏမှာ ၂၀၅၀ ပြည့်နှစ်တွင် သုညနီးပါးသို့ ရောက်ရှိသွားမည်ဖြစ်သည်။ အဆိုပါထပ်ပေါင်းထည့်ရန် လိုအပ်သည့် ပမာဏကို ဖြည့်ဆည်းနိုင်ရန် သစ်တောကဏ္ဍမှ အကြွင်းအကျန်များရရှိ လာနိုင်ခြင်းနှင့် ယနေ့ချက်ပြုတ်ရန် အသုံးပြုလျက်ရှိသည့် ဇီဝလောင်စာကို(စဉ်ဆက်မပြတ်ရရှိနိုင်သည့် အတိုင်းအတာအတွင်း) လျှပ်စစ် ဓာတ်အားအသုံးပြုမှုကြောင့် ထည့်သွင်းတွက်ချက်မှုမပြုခြင်းတို့ဖြင့် ယူဆတွက်ချက်ထားသည်။ ဤတွက်ချက် မှုများတွင် လူသားတို့၏စွန့်ပစ်ပစ္စည်းများကို ထည့်သွင်းထားခြင်းမရှိပါ။ အမှန်တကယ်အားဖြင့် လူသား တို့၏စွန့်ပစ်ပစ္စည်းများကို မိလ္လာစနစ်များမှတဆင့် စုဆောင်း၍ ဇီဝဓာတ်ငွေ့ထုတ်ယူရန် အသုံးပြုနိုင်သည်။ ခန့်မှန်းတွက်ချက်မှုများ၌ အပြောင်းအလဲများစွာရှိသော်လည်း ကျွန်ုပ်တို့၏ တွက်ချက်မှုများတွင် မဲခေါင်ဒေသနိုင်ငံများ၌ လူ့စွန့်ပစ်ပစ္စည်းမှထုတ်ယူရရှိသည့် ဇီဝဓာတ်ငွေ့သည် **scenario** အားလုံး၏ ဇီဝစွမ်းအင် လိုအပ်ချက်၏ ထက်ဝက်ကျော်ကို ဖြည့်ဆည်းပေးနိုင်မည်ဖြစ်ကြောင်း အကြံပြုထားသည်။ ယင်းအလားအလာကို ထုတ်ယူအသုံးပြုခြင်းမှာ ဦးစားပေးအဖြစ်ထားသင့်သည်။[၄] အကယ်၍ အပိုဆောင်း ဇီဝစွမ်းအင်စိုက်ခင်းများ လိုအပ်ပါက စားနပ်ရိက္ခာနှင့် ရေအထောက်အပံ့များ သို့တည်းမဟုတ် ဇီဝမျိုးကွဲများကို ခြိမ်းခြောက်ခြင်းမပြုရန် (သို့မဟုတ်) လေထုတွင်း ကာဗွန်တိုးပွားမှုကိုမပြုရန် မြေယာအသုံးပြုမှုအား စနစ်တကျ ပြုလုပ်ရန်နှင့် ပိုမိုကောင်းမွန်သည့် နိုင်ငံတကာပူးပေါင်းဆောင်ရွက်မှုနှင့် အစိုးရယန္တရားတို့မှာ မရှိမဖြစ်လိုအပ် ပါသည်။

Business As Usual (BAU) နှင့်နှိုင်းယှဉ်ပါက ၂၀၅၀ ပြည့်နှစ်တွင် **energy effciecncy** (စွမ်းအင် အကျိုးရှိထိရောက်စွာ အသုံးပြုမှု) နှင့် လောင်စာကုန်ကျစရိတ် သက်သာမှုတို့ကြောင့် အမေရိကန်ဒေါ်လာ ၂.၇ သန်းခန့် ချွေတာနိုင်မည်ဖြစ်သည်။ သို့သော် ပထမဦးဆုံးအနေဖြင့် ပြန်ပြည့်မြဲစွမ်းအင် ထုတ်လုပ်မှုအတွက် စက်တပ်ဆင်ရန်၊ လျှပ်စစ်ဓာတ်အားလိုင်းများ အဆင့်မြှင့် တင်ရန်၊ ကုန်စည်များနှင့် အများပြည်သူသုံး သယ်ယူပို့ဆောင်ရေးစနစ်တို့ကို ပြုပြင်ပြောင်းလဲရန်နှင့် လက်ရှိ အဆောက်အအုံများတွင် စွမ်းအင်အကျိုးရှိထိရောက်စွာ အသုံးပြုနိုင်ရန်တို့အတွက် ရင်းနှီးမှုကုန်ကျစရိတ်များ တိုးမြှင့်ရန်လိုအပ်ပါသည်။ သို့သော် စွမ်းအင်ချွေတာမှုများမှ ကုန်ကျစရိတ်သက်သာမှုကြောင့် ယင်းအရင်းအနှီးများမှာ လျင်မြန်စွာ ပြန်လည်ရရှိ (အရင်းကျေ) မည် ဖြစ်သည်။ ရေနံဈေးနှုန်းများ မြင့်တက်လာလျှင်သော်လည်းကောင်း၊ ရာသီဥတုပြောင်းလဲမှုနှင့် ရုပ်ကြွင်းလောင်စာများ၏ လူသားတို့၏ ကျန်းမာရေးကိုထိခိုက်မှုများကြောင့် ကုန်ကျသည့်စရိတ်များကို ထည့်တွက်လျှင်သော်လည်းကောင်း စီးပွားရေးအကျိုးဖြစ်ထွန်းမှုမှာ ပိုမို၍ပင် မြင့်တက်လာမည်ဖြစ်သည်။

၄. တွက်ချက်မှုများမှာ **UNU-INWEH** (၂၀၁၅) မှ ဖြန့်ဝေထားသည့်နည်းလမ်းများကို အခြေခံထားသည်။

The Advanced Sustainable Energy Scenario (ASES) အကြောင်း

အဆင့်မြင့်စဉ်ဆက်မပြတ်စွမ်းအင်၏ အနာဂတ်ဖြစ်နိုင်ခြေသည် နည်းပညာပိုင်းဆိုင်ရာ ကုန်ကျစရိတ်လျော့ချရေး၊ အချိန်တိုအတွင်း စွမ်းအင်အကျိုးရှိစွာအသုံးချနိုင်ရေး၊ လိုအပ်ချက်တုန့်ပြန်မှု၊ သယ်ယူပို့ဆောင်ရေးလုပ်ငန်းများကို လျှပ်စစ်ဓာတ်အားသုံးစနစ်သို့ ကူးပြောင်းရေးစသည်တို့နှင့် ပတ်သက်သည့် ယူဆချက်များကို ပိုပြီး သိသိသာသာ အခြေခံထားခြင်းကြောင့် ရလဒ်အနေဖြင့် ၂၀၃၈ ခုနှစ်တွင် လျှပ်စစ်ကဏ္ဍသည် ရုပ်ကြွင်းလောင်စာနှင့် နယူးကလီးယားသုံးစွဲမှု အပြည့်အဝ ကင်းလွတ်လာမည်ဖြစ်ပါသည်။ စဉ်ဆက်မပြတ်စွမ်းအင်၏ အနာဂတ်ဖြစ်နိုင်ခြေတွင် **Solar PV** နှင့် လေစွမ်းအင်သည် အဓိကအဖြစ်နေရာယူပြီး **Battery Storage** နှင့် **Ocean Energy** များကိုလည်း နည်းပညာပေါင်းစပ်မှုတွင် **(Technology Mix)** ထည့်သွင်း အသုံးပြုသွားမည် ဖြစ်ပါသည်။ စဉ်ဆက်မပြတ်စွမ်းအင်၏ အနာဂတ်ဖြစ်နိုင်ခြေတွင် ရင်းနှီးမြှုပ်နှံမှုများသည် ၁၀% ကျော်ခန့် အနည်းငယ်မြင့်တက်လာသော်လည်း လောင်စာဈေးနှုန်းကို ပိုမိုလျော့ချ ခြင်းကြောင့် အဆင့်မြင့် ရေရှည်တည်တံ့သောစွမ်းအင်၏ အနာဂတ်ဖြစ်နိုင်ခြေနှင့် စဉ်ဆက်မပြတ် စွမ်းအင်၏ အနာဂတ်ဖြစ်နိုင်ခြေတို့အကြားရှိ နှစ်စဉ် အသားတင်ကုန်ကျစရိတ်များ **(Annual Net Costs)** သည် ထူးထူးခြားခြားပြောင်းလဲမှုရှိမည်မဟုတ်ပါ။ တစ်ချိန်တည်းတွင် နေစွမ်းအင်နှင့် လေစွမ်းအင်များ၏ ငွေလုံးငွေရင်း အသုံးစရိတ်များ **(Capital Costs)** သည် သိသိသာသာ ကျဆင်းလာမည် ဖြစ်သော်လည်း ၎င်းတို့ မည်ကဲ့သို့ မြန်မြန်ဆန်ဆန် ကျဆင်းလာမည်ကို တိတိကျကျအကဲဖြတ်ရန် ပိုမိုခက်ခဲလာလိမ့်မည်။ ရုပ်ကြွင်းလောင်စာများ၏ ကုန်ကျစရိတ်ကို ခန့်မှန်းခြင်းသည်လည်း ခက်ခဲပါသည်။ အနာဂတ်ခန့်မှန်းခြေ နှစ်ခုဖြစ်သော အဆင့်မြင့်စဉ်ဆက်မပြတ် စွမ်းအင်၏ အနာဂတ်ဖြစ်နိုင်ခြေနှင့် စဉ်ဆက်မပြတ်စွမ်းအင်၏ အနာဂတ်ဖြစ်နိုင်ခြေများကို သမားရိုးကျစီးပွားရေး လုပ်ငန်းများနှင့်နှိုင်းယှဉ်ပါက လူမှုရေးပိုင်းဆိုင်ရာများနှင့် နည်းပညာပိုင်းဆိုင်ရာ ရွေးချယ်မှုများ၏ ဂယက်ရိုက်မှုများကို ကျွန်ုပ်တို့အနေဖြင့် ပိုမိုနားလည်လာမည် ဖြစ်ပါသည်။ စဉ်ဆက်မပြတ် စွမ်းအင်၏ အနာဂတ်၏ ဖြစ်နိုင်ခြေကို အောက်တွင်ဆက်လက်ဖော်ပြသွားမည်။

အဆင့်မြင့် ရေရှည်တည်တံ့သော စွမ်းအင်အကြောင်းကိုလည်း ယင်းစာအုပ်၏ အပိုင်း B တွင်ဖော်ပြထားသည်။

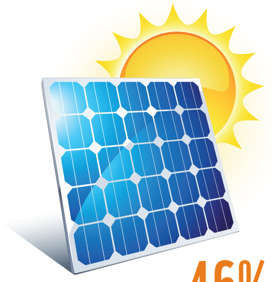
The Energy Mix and Technologies (စွမ်းအင်အမျိုးအစားများ ပေါင်းစပ်မှုနှင့်နည်းပညာများ)

လက်ရှိတွင် မြန်မာနိုင်ငံ၏ လျှပ်စစ်ဓာတ်အား ၆၈% သည် အကြီးစား ရေအားလျှပ်စစ်များမှ ဖြစ်ပြီး ၃၂% သည် ရေနံ၊ သဘာဝဓာတ်ငွေ့နှင့် ကျောက်မီးသွေးစသည့် ရုပ်ကြွင်းလောင်စာများမှဖြစ်သည်။ (Ministry of Electrical Power, 2015) ရေရှည်တည်တံ့သောစွမ်းအင်၏ အနာဂတ် ဖြစ်နိုင်ခြေနှင့် အဆင့်မြင့်စဉ်ဆက်မပြတ်စွမ်းအင်၏ အနာဂတ်ဖြစ်နိုင်ခြေများတွင် အမျိုးမျိုးသော ပြန်လည်ပြည့်မြဲ စွမ်းအင်အရင်းအမြစ်များကို ပေါင်းစပ်ခြင်းဖြင့် အစားထိုးပြီး ၂၀၄၃ ခုနှစ်နှင့် ၂၀၃၈ ခုနှစ်တို့တွင် ရုပ်ကြွင်းလောင်စာများ သုံးစွဲမှုကို လုံး၀ ဖြည်းဖြည်းချင်းရပ်တန့်သွားမည် ဖြစ်သည်။ သို့သော်လည်း ပြန်လည်ပြည့်မြဲစွမ်းအင် အရင်းအမြစ်များအားလုံးသည် ရေရှည်တည်တံ့သော စွမ်းအင်များ မဟုတ်ကြ ပါ။ ရေအားလျှပ်စစ်နှင့် ဇီဝစွမ်းအင်များသည်လည်း တင်းတင်းကျပ်ကျပ် ရေရှည်ထိန်းသိမ်းထားနိုင်မှု မရှိလျှင် အရေးပါသော သဘာဝပတ်ဝန်းကျင်နှင့် လူမှုပတ်ဝန်းကျင် သက်ရောက်မှုများ ရှိနိုင်သည်။ နေစွမ်းအင်၊ လေစွမ်းအင် (သို့) မြေအောက်အပူစွမ်းအင် ထုတ်လုပ်သည့် လုပ်ငန်းများသည် ပုံမှန်အားဖြင့် ဆိုးကျိုးသက်ရောက်မှု နည်းပါးသော်လည်း ၎င်းတို့ကိုရှောင်ရှားနိုင်ရန် သင့်လျော်သည့် အစီအစဉ်များ လိုအပ်သည်။ ယင်းအကြောင်းပြချက်များကြောင့် အဆင့်မြင့် စဉ်ဆက်မပြတ်စွမ်းအင်၏ အနာဂတ် ဖြစ်နိုင်ခြေသည် နေစွမ်းအင်၊ လေစွမ်းအင်နှင့် မြေအောက်အပူစွမ်းအင်များကို ဖြစ်နိုင်သမျှအလေးထားသည်။

ဆည်များမှ ဖြစ်နိုင်ခြေရှိသည့် နည်းပညာများ၏ ဆိုးကျိုးများနှင့် ဇီဝဒြပ်ထုကို အခြားရည်ရွယ်ချက်အတွက် ထိန်းသိမ်းရန်လိုအပ်ခြင်းစသည့် အကြောင်းများကြောင့် ဆည်များနှင့် ဇီဝဒြပ်ထုများ အသုံးပြုမှုအတွက် ကန့်သတ်ချက်များ ရှိသော်လည်း အဆင့်မြင့် စဉ်ဆက်မပြတ်စွမ်းအင်၏ အနာဂတ်ဖြစ်နိုင်ခြေနှင့် အဆင့်မြင့်ထားသော စဉ်ဆက်မပြတ်စွမ်းအင်၏ အနာဂတ်ဖြစ်နိုင်ခြေများသည် အရင်းအမြစ်တစ်ခုခြင်းစီ၏ ဖြစ်နိုင်ချေများကို ထည့်သွင်းစဉ်းစားသည်။ အဆင့်မြင့် စဉ်ဆက်မပြတ်စွမ်းအင်၏ အနာဂတ်ဖြစ်နိုင်ခြေသည် စုစုပေါင်း ပြည်တွင်းထုတ်ကုန် (Gross Domestic Product) တိုးတက်မှုနှုန်းနှင့် ပင်မဓာတ်အားလိုင်း သုံးစွဲနိုင်မှု၊ လေစွမ်းအင်နှင့်နေစွမ်းအင်အရင်းအမြစ်များ၏ မတည်ငြိမ်မှု၊ စီးပွားရေးကဏ္ဍများကဲ့သို့သော အခြားကန့်သတ်ချက်များနှင့် အခွင့်အလမ်းများကိုလည်း ထည့်သွင်းတွက်ချက်သည်။ နည်းပညာပိုင်းဆိုင်ရာ ထိုးဖောက်ကျော်လွှားမှုများ၊ ဈေးကွက်လှုံ့ဆော်မှုများ၊ ပထဝီအနေအထားများသည် ပြန်ပြည့်မြဲစွမ်းအင်ဖွံ့ဖြိုးမှု လမ်းကြောင်းကို လွှမ်းမိုးမည်ဖြစ်ပြီး ၎င်းတို့ကို လက်တွေ့အသုံးချမည်ဖြစ်သောကြောင့် နောက်ဆုံး စွမ်းအင်ခွဲခြမ်းစိတ်ဖြာမှုတွင်လည်း သိသိသာသာကွာခြားသွားမည်။

နေစွမ်းအင်

ကျွန်ုပ်တို့လျှပ်စစ်ဓာတ်အားနှင့် အပူစွမ်းအင်ကိုထုတ်လုပ်နိုင်ရန်အတွက် နေသည် အကန့်အသတ်မရှိသော ထိရောက်သည့် စွမ်းအင်များကို ထောက်ပံ့ပေးပါသည်။ လက်ရှိတွင် နေစွမ်းအင်သုံးနည်းပညာများကို အကောင်အထည်ဖော်ရန်ရှိသည့် နေစွမ်းအင်သုံး အကြီးစားလျှပ်စစ်စွမ်းအင်စီမံကိန်းကြီးများနှင့် ဝေးလံခေါင်းဖျားသည့် နေရာများတွင် အသုံးပြုနေသည့် အသေးစားအိမ်သုံးစနစ်များအပါအဝင် မြန်မာနိုင်ငံလျှပ်စစ်ဓာတ်အား ထောက်ပံ့ပေးမှု စုစုပေါင်း၏ အလွန်နည်းပါးသည့် ပမာဏခန့်သာ အသုံးပြု သည်။ စဉ်ဆက်မပြတ်စွမ်းအင်၏ အနာဂတ်ဖြစ်နိုင်ခြေတွင် နေစွမ်းအင်သည် ၂၀၅၀ ပြည့်နှစ်ခန့်တွင် ကျွန်ုပ်တို့သုံးစွဲသည့် လျှပ်စစ်ဓာတ်အား စုစုပေါင်း၏ ၄၆% ခန့် ကို ထောက်ပံပေးမည်ဟု ခန့်မှန်းထား ခြင်းကြောင့် ၎င်းအချိုးသည် မြန်မြန်တိုးတက်လာနိုင်သည်။



46%

OF ENERGY MIX

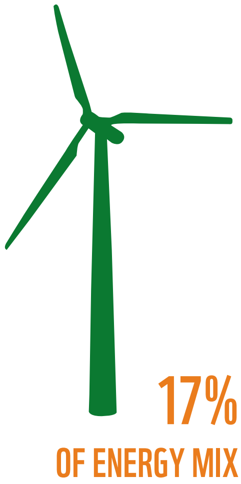
နေစွမ်းအင်သည် အလင်းရောင်၊ အပူစွမ်းအင်နှင့် လျှပ်စစ်စွမ်းအင်များကို ထောက်ပံ့ပေးသည်။ Photovoltaic (PV) Cells, များသည် နေရောင်ခြည်မှလျှပ်စစ်စွမ်းအင်ကို တိုက်ရိုက်ပြောင်းလဲပြီး ပစ္စည်းကိရိယာများ (နေစွမ်းအင်သုံး ဂဏန်းပေါင်းစက်ကို ၁၉၇၀ ပြည့်လွန်နှစ်များ ဝန်းကျင်ကတည်းက တီထွင်နိုင်ခဲ့သည်) (သို့) အဆောက်အအုံများနှင့် ချိတ်ဆက်ပြီးလည်းကောင်း (သို့) ခေါင်မိုးကဲ့သို့သော မြင်သာသည့်နေရာများတွင် တပ်ဆင်ပြီးလည်းကောင်း အသုံးပြုနိုင်သည်။ Solar PV များကို ပင်မဓာတ်အားလိုင်းနှင့်လည်း ဆက်သွယ်အသုံးပြုနိုင်ပြီး ကျေးလက်ဒေသများ၊ ကျွန်းများနှင့် အခြားအလှမ်းဝေးကွာသော နေရာများတွင် off-grid အနေဖြင့်လည်း အသုံးပြုနိုင်သည်။ စဉ်ဆက်မပြတ်စွမ်းအင်၏ အနာဂတ်ဖြစ်နိုင်ခြေတွင် Solar PV ကို မြန်မာနိုင်ငံ လျှပ်စစ်ဓာတ်အားလိုအပ်ချက်အားလုံး၏ ၃၃% ခန့်အထိ ဖြန့်ဖြူးပေးသွားမည်ဟု ဖော်ပြထားသည်။ ကျွန်ုပ်တို့၏ ခန့်မှန်းချက်အရ အဆိုပါရာ ခိုင်နှုန်းပြည့်မီရန် အတွက် ဒေသတွင်းကုန်းမြေစုစုပေါင်း၏ ၀.၀၃% အောက်ခန့် (သို့) ရန်ကုန် ကုန်းမြေဧရိယာ၏ ထက်ဝက်အောက်ခန့် နှင့် ညီမျှသည့်မြေပမာဏ လိုအပ်မည်ဖြစ်သည်။ Solar ModulES များကို လက်ရှိ အဆောက်အအုံများတွင် တပ်ဆင်သွားမည်ဆိုပါက Solar PV အတွက် မြေလိုအပ်မှုသည် ပိုပြီး လျော့နည်း သွားမည်ဖြစ်သည်။

Concentrating Solar Power (CSP) သည် နေရောင်ခြည်များကို နေရာသေးသေးလေးတွင် စုစည်းနိုင်ရန် မှန်များ (သို့) မှန်ဘီလူးများကိုအသုံးပြုပါသည်။ ဥပမာအားဖြင့် Steam Turbine (သို့) တိုက်ရိုက်အပူမှတစ်ဆင့် ရေကိုအပူပေးပြီး လျှပ်စစ်ဓာတ်အား ထုတ်လုပ်နိုင်သည်။ အဆိုပါအခြေခံ သဘောတရားကို အစားအသောက်ချက်ပြုတ်သည့် မီးဖိုငယ် (သို့) ရေကိုဆူပွက်အောင်ပြုလုပ်သည့် နေရာများတွင်လည်း အသုံးပြုနိုင်သည်။ နေမှအပူကိုစုပ်ယူသည့် Solar Thermal Collectors များသည် ဒေသတွင်းရှိ ထောင်ပေါင်းများစွာသော အိမ်ထောင်စုများကို ရေနွေးများ ထောက်ပံ့ပေးထားသည့်အတွက် အိမ်ထောင်စုများ၏ လျှပ်စစ်ဓာတ်အား (သို့) ဓာတ်ငွေ့ခငွေများကို လျော့ချပေးနိုင်ပါသည်။

Generation Mix တွင် အဆင်မြင့် နေစွမ်းအင်ကို ရွေးချယ်ရာ၌ သိသာထင်ရှားသည့် စိန်ခေါ်မှု တစ်ခုမှာ ပံ့ပိုးမှုမတည်ငြိမ်ခြင်းဖြစ်သည်။ PV Cells များသည် ညအချိန်များတွင် စွမ်းအင်ထုတ်လုပ်နိုင် မှုမရှိခြင်းနှင့် တိမ်ထူသည့်ရက်များတွင် အကျိုးသက်ရောက်မှုနည်းပါးသော်လည်း လျှပ်စစ်ဓာတ်အား သုံးစွဲမှုအများဆုံးသည် နေ့အချိန်တွင်ဖြစ်ပေါ်တတ်သည်။ နေစွမ်းအင်၏ မတည်ငြိမ်မှုကို လျော့ချရန်အတွက် အခြားပြန်ပြည့်မြဲစွမ်းအင်များနှင့် ပေါင်းစပ်အသုံးပြုနိုင်သည်။ ၎င်းအပြင် စွမ်းအင်သိုလှောင်မှုစနစ်သည်လည်း တိုးတက်လျက်ရှိသည်။ CSP နည်းပညာသည် လျှပ်စစ်စွမ်းအင်ထုတ်လုပ်ရန်အတွက် အပူအနေဖြင့် စွမ်းအင်ကို ၁၅ နာရီ တိုင်အောင် ထိန်းသိမ်းထား နိုင်သည်။ (CSP Today, no date) စဉ်ဆက်မပြတ် စွမ်းအင်၏ အနာဂတ်ဖြစ်နိုင်ခြေ၌ CSP ကို မြန်မာနိုင်ငံ လျှပ်စစ်စွမ်းအင် လိုအပ်ချက်အားလုံး၏ ၁၃% ကို ဖြန့်ဝေပေးသွားမည်ဖြစ်သည်။

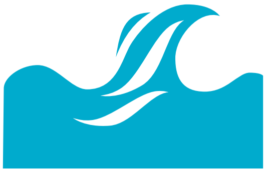
လေစွမ်းအင်

လေအားဖြင့် လျှပ်စစ်ဓာတ်အားထုတ်လုပ်နိုင်သည့်စက်ရုံများ တည်ဆောက်နိုင်ရန် နိုင်ငံ၏ အရှေ့ဘက်နှင့် တောင်ဘက်နေရာ ၃၀ တွင် ဖြစ်နိုင်ခြေလေ့လာမှုများ (Feasibility Studies) ကို ဆောင်ရွက် ခဲ့သည်။ (လျှပ်စစ်စွမ်းအားဝန်ကြီးဌာန, ၂၀၁၅) မြန်မာနိုင်ငံတွင် လေစွမ်းအင်ကို ထုတ်လုပ်အသုံးမပြုနိုင်သေးသော်လည်း နောင်တွင် ပြောင်းလဲကောင်းပြောင်းလဲနိုင်သည်။ ဒိန်းမတ်နိုင်ငံတွင် လေစွမ်းအင်သုံးစွဲမှုသည် နိုင်ငံလျှပ်စစ်စွမ်းအားထုတ်လုပ်မှု၏ ၄၂% ခန့်ရှိပါသည်။ ဒိန်းမတ်နိုင်ငံရှိ Jutland နှင့် Funen တို့တွင် လေအားလျှပ်စစ်ကို နှစ်တစ်နှစ်၏ ၁၄၆၀ နာရီအတွင်း ဒေသတွင်းသုံးစွဲမှု လျှပ်စစ်ဓာတ်အားစုစုပေါင်းထက် ပိုမိုထောက်ပံ့ပေးခဲ့သည်။ (Energinet. DK, 2016) ကမ်းလွန်လေစွမ်းအင်သုံးစွဲမှုသည် မတည်ငြိမ်မှုနည်းပါးပြီး ဒေသတွင်းအသုံးပြုရန် ဖြစ်နိုင်ချေရှိသော်လည်း သုံးစွဲသည့် Turbine များသည် ပိုမိုကြီးမားလာနိုင်သည်။ စဉ်ဆက်မပြတ်စွမ်းအင်၏ အနာဂတ်ဖြစ်နိုင်ခြေတွင် ကုန်းတွင်း လေစွမ်းအင်သုံးစွဲမှုသည် ၂၀၅၀ ပြည့်နှစ်ခန့်တွင် နိုင်ငံလျှပ်စစ်ဓာတ်အားလိုအပ်မှု၏ ၁၇% အထိ ဖြစ်လာနိုင်သည်ဟု ခန့်မှန်းထားသည်။ အထူးသဖြင့် ကမ်းလွန်လေစွမ်းအင်ကို ထည့်သွင်းတွက်ချက်လျှင် နိုင်ငံတွင်းလေစွမ်းအင် အလားအလာသည် ပိုမိုများပြားလာသည်။ (ADB, 2015)



Wind Farm များသည် နေရာအများကြီးယူသော်လည်း မြင်ကွင်းလုပသည်။ ပြီးနောက် ၎င်းတို့ကို ဂရုတစိုက် စနစ်တကျစီစဉ်ထားပါက ပတ်ဝန်းကျင်ထိခိုက်မှုလည်း နည်းပါးပါသည်။ Turbine များကို လယ်မြေများတွင် တပ်ဆင်ထားသော်လည်း ယင်းမြေအားလုံးနီးပါးကို စားကျက်မြေ (သို့) ကောက်ပဲသီးနှံ များအတွက် အသုံးပြုနိုင်ဆဲဖြစ်သည်။ ရုပ်ကြွင်းလောင်စာသုံးစက်ရုံများနှင့် နျူကလီးယားစွမ်းအင်ထုတ်လုပ်သည့် ဓာတ်ပေါင်းဖိုများနှင့် မတူညီသည်မှာ Wind Farm များသည် အအေးခံရန်အတွက် မည်သည့်ရေမျှမလိုအပ်ပါ။ ပင်လယ်တွင်းရှိ သက်ရှိများနှင့်ငှက်များကို ဆိုးကျိုးသက်ရောက်မှု နည်းပါးစေရန်အတွက် ကမ်းလွန်လေစွမ်းအင် ဖွံ့ဖြိုးတိုးတက်မှုကိုဂရုတစိုက် အစီအစဉ်ဆွဲရန်လိုအပ်ပြီး သုတေသနများ ပိုမိုပြုလုပ်ရန်လိုအပ်သည်။ Floating Turbine များသည် ပင်လယ်ကြမ်းပြင်ကိုလည်း ဆိုးကျိုးသက်ရောက်မှု နည်းပါးပြီး ရေနက်ပိုင်းတွင် တပ်ဆင်အသုံးပြုနိုင်မှုများသည်လည်း ဖွံ့ဖြိုးပြီးဖြစ်သည်။ စကော့တလန်တွင် 30 MW နှင့် ပေါ်တူဂီတွင် 25 MW ထုတ်လုပ်နိုင်မည့် စမ်းသပ်လေ့လာနေဆဲဖြစ်သည့် စီမံကိန်း (Pilot Project) နှစ်ခုကို စီစဉ်ဆောင်ရွက်လျက်ရှိသည်။ (Reuters, 2015b)

သမုဒ္ဒရာစွမ်းအင်



1%

OF ENERGY MIX

သမုဒ္ဒရာ၏ ရွေ့လျားမှု၊ လှိုင်းများဖြတ်သန်းမှု၊ ဒီရေနှင့်ရေစီးကြောင်းများ၊ Salinity and thermal gradients များသည် ကြီးမားပြီးစိတ်ချရသော ဖြစ်နိုင်ချေစွမ်းအင်အရင်းအမြစ်များကို ထောက်ပံ့ပေးသော်လည်း ၎င်းတို့ကို လျှပ်စစ်ဓာတ်အားပြောင်းလဲရာတွင် အရေးပါသောစိန်ခေါ်မှုများရှိသည်။ ပြင်သစ်နိုင်ငံရှိ La Rance 240 MW Plant ကဲ့သို့သော Tidal Plant များကို ၇၀ ခုနှစ်ကတည်းက အသုံးပြုနေကြသော်လည်း ဤအရာများသည် နည်းပညာအသစ်များဖြစ်သည်။ များမကြာမီက Sihwa Lake Tidal Power Station of 254 MW ကို တောင်ကိုရီးယားနိုင်ငံတွင် စတင်လိုက်သည်။ ကုန်ကျစရိတ်များအနေဖြင့် မြင့်မားဆဲဖြစ်ပြီး Discount Rate ၁၂% ဖြင့် LCOE (The levelized cost of electricity) သည် Tidal အတွက် အမေရိကန်ဒေါ်လာ 32c/kWh နှင့် 37c/kWh အကြားတွင်ရှိပြီး Wave အတွက် အမေရိကန် ဒေါ်လာ 41c/kWh နှင့် 52c/kWh အကြားတွင် ရှိသည်။ (SI Ocean, 2013)

မြန်မာနိုင်ငံသည် အရှေ့တောင်အာရှတွင် ဒီရေလှိုင်းအကြီးဆုံးဖြစ်ပေါ်သည့်နိုင်ငံ ဖြစ်သည့်အတွက် ၎င်းကို အသုံးပြုပြီး လျှပ်စစ်ဓာတ်အားထုတ်လုပ်မှုသည် စီးပွားရေးတွက်ခြေကိုက်သည်။ (United Kingdom Hydrography Offce, 2011) ဒီရေလှိုင်းအကျယ်ပမာဏကြီးမားမှု (Large Amplitude Tidal Range) သည် ဒီရေလှိုင်းစီးကြောင်းသန်မှု (Strong Tidal Current) နှင့်ဆက်စပ်မှုရှိသည်။ ဥပမာအားဖြင့် ရန်ကုန်မြစ်ရှိ ဒီရေလှိုင်းများ (Myanmar Ministry of Transport, 2013) ဗီယက်နမ်နိုင်ငံ၌ အသုံးပြုနိုင်သည့် စွမ်းရည် 5.5 GW အတွက် စုစုပေါင်းအသုံးပြုနိုင်သော ဒီရေလှိုင်းစွမ်းအင်သည် 1753 GWh/year ဖြစ်သည်။ (Pham, 2013)။ သို့သော်လည်း မဟာမဲခေါင်ဒေသတွင်းနိုင်ငံများတွင် ယင်းနည်းပညာများကို အသုံးပြုနိုင်ရန်အတွက် အမှန်တကယ် ဖြစ်နိုင်ချေကို တွက်ချက်ရန် အချက်အလက်များစွာမရှိသေးပါ။

အဆိုပါ အကန့်အသတ်များကြောင့် စဉ်ဆက်မပြတ်စွမ်းအင်၏ အနာဂတ်ဖြစ်နိုင်ခြေတွင် သမုဒ္ဒရာစွမ်းအင်ကို ၂၀၅၀ ပြည့်နှစ်တွင် နိုင်ငံလျှပ်စစ်ဓာတ်အား ထောက်ပံ့မှု၏ ၁% အောက် ထည့်သွင်းတွက်ချက်ထားသည်။

လှိုင်းနှင့် ဒီရေစွမ်းအင်ကို ထုတ်လုပ်အသုံးပြုခြင်းသည် ဒေသတွင်း ပင်လယ်ပတ်ဝန်းကျင်နှင့် သဘော်သွားလာခြင်း၊ ငါးဖမ်းခြင်းနှင့် ပင်လယ်ကမ်းခြေဒေသတွင်နေထိုင်သည့် လူနည်းစုများကဲ့သို့သော ရေကြောင်းနှင့် ပတ်သက်သည့် လုပ်ငန်းများအပေါ်တွင် အကျိုးသက်ရောက်မှုရှိနိုင်သည်။ သို့ဖြစ်၍ သင့်လျော်သည့်နေရာများ ရွေးချယ်ခြင်းနှင့် ဆိုးကျိုးနည်းသည့်နည်းပညာအသုံးပြုနိုင်မှုများသည် အလွန်အရေးကြီးသည်။

မြေအောက်အပူစွမ်းအင်

1%

OF ENERGY MIX

ယခင် ရောမလူမျိုးများသည် အဆောက်အအုံများနှင့်ရေများကို အပူပေးရန် ကမ္ဘာ့မျက်နှာပြင်အောက်ဘက်မှ အပူကို အသုံးပြုခဲ့ကြသော်လည်း ကျွန်ုပ်တို့အနေဖြင့် ယင်းစွမ်းရည်များကို မကြာသေးမီက ပြန်လည်ရှာဖွေရန် အစပြုခဲ့ကြသည်။ လုံလောက်သော အပူချိန်ရှိပါက မြေအောက်အပူစွမ်းအင်ကို လျှပ်စစ်ဓာတ်အားထုတ်လုပ်ရန်နှင့် စက်မှုလုပ်ငန်းစဉ်များအတွက် အပူချိန်မြင့်မားသည့် အပူအပါအဝင် ဒေသတွင်းအပူပေးခြင်း လုပ်ငန်းများတွင် အသုံးပြုနိုင်သည်။ ရာသီဥတုကိုလိုက်ပြီး ပြောင်းလဲတတ်သည့် လေစွမ်းအင်နှင့်နေစွမ်းအင်တို့နှင့် မတူညီဘဲ မြေအောက်အပူစွမ်းအင်သည် တည်ငြိမ်သော လျှပ်စစ်ဓာတ်အားကို ပံ့ပိုးပေးသည်။ ရေခဲပြင်သည် ၎င်း၏လျှပ်စစ်ဓာတ်အား၏ လေးပုံတစ်ပုံရရှိပြီး ယင်း၏ အပူချိန် အားလုံးနီးပါးသည် မြေအောက်မှအရည်ပျော်လာသည်။ ဖိလစ်ပိုင်နိုင်ငံတွင် မြေအောက်အပူစွမ်းအင်စက်ရုံများသည် လျှပ်စစ်ဓာတ်အားစုစုပေါင်း၏ ၁၄% ကို ထုတ်လုပ်သည်။ (Bertani, 2015) မြန်မာနိုင်ငံ၌ ၂၀၅၀ ပြည့်နှစ်တွင် မြေအောက်အပူစွမ်းအင်မှ လျှပ်စစ်ဓာတ်အား ၁% ခန့် ထုတ်လုပ်ရန် SES မှ အကြံပြုသည်။

မြေအောက်အပူအရင်းအမြစ်ကို ထုတ်ယူအသုံးပြုခြင်းသည် မြေပြင်နှင့် ၎င်းပတ်ဝန်းကျင်တွင် နေထိုင်သည့်လူများကို အကျိုးသက်ရောက်မှုရှိမည်မှာ သံသယရှိဖွယ်ရာမရှိပါ။ လျှပ်စစ်ဓာတ်အား ထုတ်လုပ်ရာတွင် အသုံးပြုသည့် မြေအောက်အပူကြောင့်ဖြစ်ပေါ်လာသည့် ရေနွေးငွေ့ (သို့) ရေပူများတွင် အဆိပ်ဖြစ်စေသော ဒြပ်ပေါင်းများပါဝင်သော်လည်း "Closed Loop" စနစ်များသည် ထိုအရာများကို ကာကွယ်ပေးသည်။ အကယ်၍ နေရာများကို သေသေချာချာရွေးချယ်ပြီး အသုံးပြုသည့် နည်းစနစ်များသည် ထုတ်လွှင့်ခြင်းများကို ထိန်းသိမ်းနိုင်သည့် နေရာတွင်ရှိပါက ပတ်ဝန်းကျင်အပေါ် ဆိုးကျိုးသက်ရောက်မှု နည်းပါးမည်ဖြစ်သည်။ အမှန်တကယ်တော့ မြေအောက်အပူစွမ်းအင်သုံး စက်ရုံများသည် ရေကောင်းရေသန့်များကို သိမ်းဆည်းထားသည့်နေရာများ လိုအပ်သောကြောင့် ပတ်ဝန်းကျင်ရှိအပင်နှင့် သတ္တဝါတို့ သဘာဝပတ်ဝန်းကျင်နှင့် လိုက်လျောညီစွာ ဖွဲ့တည်မှုစနစ်များ (Ecosystems) ကို ထိန်းသိမ်းရန် အမှန်တကယ် လိုအပ်ကောင်း လိုအပ်ပါလိမ့်မည်။

WWF's "Ring of Fire" အစီအစဉ်သည် အင်ဒိုနီးရှား၊ ဖိလစ်ပိုင်၊ မလေးရှားနှင့် Papua New Guinea များ၌ စဉ်ဆက်မပြတ်သည့်နည်းလမ်းကို အသုံးပြုပြီး ၎င်းတို့၏ မြေအောက်အပူစွမ်းအင် အလားအလာများကို ဖွံ့ဖြိုးတိုးတက်စေရန် ထောက်ပံ့ပေးနေသည်။ အစီအစဉ်၏ vision မှာ အစိမ်းရောင် မြေအောက်အပူစွမ်းအင်ကဏ္ဍတွင် ပေါင် ၁၈ ဘီလီယံမှ ၄၀ ဘီလီယံအထိ ရင်းနှီးမြှုပ်နှံပြီး နိုင်ငံများ၏ မြေအောက်အပူစွမ်းအင် ထုတ်လုပ်နိုင်မှုကို ၂၀၂၀ ပြည့်နှစ်တွင် ၃ ဆ တိုးတက်လာစေရန် ဖြစ်သည်။ ၎င်းသည် ကျောက်မီးသွေးနှင့်နှိုင်းယှဉ်ပါက ၂၀၁၅ ခုနှစ်တွင် အလုပ်အကိုင်အခွင့်အလမ်း ၄၅၀,၀၀၀ နှင့် ၂၀၂၀ ပြည့်နှစ်တွင် ၉၀၀,၀၀၀ ကိုပေးစွမ်းနိုင်မည်ဖြစ်သည်။

ရေအားလျှပ်စစ်စွမ်းအင်

14%

OF ENERGY MIX

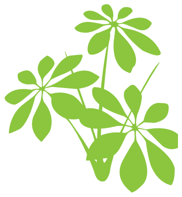
လက်ရှိတွင် ရေအားလျှပ်စစ်စွမ်းအင်သည် နိုင်ငံ၏အကြီးဆုံးသော ပြန်ပြည့်မြဲစွမ်းအင် အရင်းအမြစ်ဖြစ်ပြီး လျှပ်စစ်ဓာတ်အားအားလုံး၏ ၆၈% ကိုထောက်ပံ့ပေးနေသည်။ (Ministry of Electrical Power, 2015) အကြီးစား ရေအားလျှပ်စစ်ဆည်များသည် ရေများကို ဆည်နောက်ဘက်ရှိ ရေလှောင်တမံများတွင် သိမ်းဆည်းပြီး လျှပ်စစ်ဓာတ်အားလိုအပ်ချက်အရ ရေစီးဆင်းခြင်းကို စနစ်တကျလုပ်ညှိလည်ပေးသည်။ ရေအားလျှပ်စစ်စွမ်းအင်များသည် လိုအပ်ချက်အပေါ်မူတည်ပြီး စိတ်ချရသည့် ဓာတ်အားအရင်းအမြစ်ကို ပံ့ပိုးပေးနိုင်ပြီး လေစွမ်းအင်နှင့် Solar PV ကဲ့သို့ ပြတ်တောင်းပြတ်တောင်းဖြစ်သော စွမ်းအင်အရင်းအမြစ်များကို ထိန်းညှိရန် ကူညီပေးသည်။ အပြန်အလှန်အားဖြင့် ခြောက်သွေ့ရာသီ များတွင် စွမ်းအင်ပိုမိုထွက်ရှိသည့် Solar PV နှင့် လေစွမ်းအင်တို့သည်လည်း ခြောက်သွေ့ရာသီများတွင် စွမ်းအင်ထွက်ရှိမှုလျော့နည်းသည့် ရေအားလျှပ်စစ်စွမ်းအင်၏ ပြောင်းလဲမှုများကို ထိန်းညှိရာတွင် ကူညီ ပေးသည်။

သို့သော်လည်း Pico (သို့) Micro ရေအားလျှပ်စစ်စွမ်းအင်မှတပါး ရေအားလျှပ်စစ်စီမံကိန်းကြီး များတွင် သဘာဝပတ်ဝန်းကျင်နှင့် လူမှုပတ်ဝန်းကျင်ကို ထိခိုက်စေသည့် အကျိုးသက်ရောက်မှုများစွာ ရှိနိုင်သည်။ ရေစီးဆင်းမှုကို ရေစုန်ပြောင်းလဲခြင်းဖြင့် ဆည်များသည် ရေချိုအပင်နှင့်သတ္တဝါတို့ သဘာဝပတ်ဝန်းကျင်နှင့် လိုက်လျောညီစွာ ဖွံ့တည်မှုစနစ်များနှင့် အင်းများ၊ နုန်းမြေများနှင့် စိုက်ပျိုးရေးကဏ္ဍအတွက် အနည်အနစ်များ၏ ပုံမှန်နွံနစ်များပေါ်တွင် မှီခိုနေသော လူသန်းပေါင်းများစွာ၏ စားဝတ်နေရေးကို ခြိမ်းခြောက်သည်။ သူတို့သည် သက်ရှိများနေထိုင်သည့် နေရာများကို တစစီ ပိုင်းလိုက်ပြီး ငါးများကို သူတို့၏ ဥပေါက်ဖွားရာ နေရာများမှဖယ်ရှားလိုက်သည်။ ရေလှောင်ကန်များ ဆောက်လုပ်ခြင်းဆိုသည်မှာ မြေပေါ်တွင် ရေလွှမ်းမိုးနေသည့်နေရာများကို ဆိုလိုသည်။ ကမ္ဘာတစ်ဝှမ်းလုံးရှိ သန်းပေါင်း ၄၀ မှ ၈၀ အထိသော လူများသည် ရေအားလျှပ်စစ်စီမံကိန်းများကြောင့် နေရာပြောင်းရွှေ့ရသည်။ (International Rivers, 2008) လက်ရှိ ရေအားလျှပ်စစ်စီမံကိန်းများ၏ အချက်အလက်များကို စဉ်ဆက်မပြတ်စွမ်းအင်၏

အနာဂတ်ဖြစ်နိုင်ခြေတွင် ထည့်သွင်းထားခြင်းသည် WWF (သို့) ၎င်း၏ မိတ်ဖက်များသည် ရှိပြီးဖြစ်သည့် လက်ရှိဆည်များကို လျစ်လျူရှုထားသည်ဟု မဆိုလိုပါ။ သို့သော်လည်း ဆည်များကိုတည်ဆောက်ပြီး ကတည်းက စဉ်ဆက်မပြတ် စွမ်းအင်၏ အနာဂတ်ဖြစ်နိုင်ခြေတွင် ၎င်းတို့သည် အကြံပြုထားသည့် စွမ်းအင် ပေါင်းစပ်မှုထဲမှအပိုင်းဖြစ်သည်။ အဆိုပါဆည်များထဲမှ တချို့ကို ပိုပြီးရေရှည်တည်တံ့သောဖြေရှင်းနည်း အတွက် နည်းလမ်းအဖြစ်အသုံးပြုရန် စောစောဖယ်ရှားထားခြင်းသည် ပိုမိုကောင်းမွန်လိမ့်မည်။

ရေရှည်တည်တံ့သော စွမ်းအင်၏အနာဂတ်ဖြစ်နိုင်ခြေသည် ဤအလေးထားစရာများကို ပုံမှန် လုပ်ရိုးလုပ်စဉ်ဖြစ်သည့် လက်ရှိစီးပွားရေးများနှင့် နှိုင်းယှဉ်ပြီး ရေအားလျှပ်စစ်လုပ်ငန်းများ မြင့်တက်လာ ခြင်းကို လျှော့ချခြင်းအားဖြင့် ပြသသည်။ ရေအားလျှပ်စစ်တာတမံများသည် ယနေ့ထုတ်လုပ်နိုင်မှုပမာဏ 2GW ရှိသည့် ရေသိုလှောင်မှု စနစ် မပါဝင်သည့် စီမံချက်များအပါအဝင် ၂၀၅၀ ပြည့်နှစ်တွင် ထုတ်လုပ်မှု 3GW မြင့်တက်လာမှုကို ပြသလျက် ဒေသတွင်းရှိလျှပ်စစ်ဓာတ်အား၏ ၁၄% ကို ပံ့ပိုးပေးလိမ့်မည်။ ရေအားလျှပ်စစ်စီမံကိန်း အသစ်များသည် ပတ်ဝန်းကျင်ဆိုင်ရာ ရေရှည်တည်တံ့ခိုင်မြဲရေးနှင့် လူ့အခွင့် အရေးစံများကို တင်းတင်းကျပ်ကျပ်ဆောင်ရွက်ရန်နှင့် မြစ်ရေစီးကြောင်းများနှင့် ရေချိုဂေဟာစနစ်များအပေါ် ဆိုးကျိုးသက်ရောက်မှုကို ဖြစ်နိုင်သမျှနည်းအောင် ပြုလုပ်ရန်လိုအပ်သည်။ ရေအားလျှပ်စစ်ရေကာတာများ၏ အနာဂတ်ဖြစ်နိုင်ခြေများကြောင့် ဖြစ်ပေါ်သည့် **'degree of hydrological fow regulation'ESifh'degree of river fragmentation'** ညွှန်းကိန်းများ၏ စိစစ်ချက်တစ်ခုကို သီးခြားအစီရင်ခံစာ (Grill and Lehner, 2016) ဖြင့်ဖော်ပြသည်။

ဇီဝစွမ်းအင်



17%

OF ENERGY MIX

သက်ရှိ (သို့) အပင်အစိတ်အပိုင်းများ (သို့) တိရစ္ဆာန်များ၏ စွန့်ပစ်အညစ်အကြေးများကဲ့သို့ ဇီဝရုပ်ကြွင်းများမှ ဆင်းသက်လာသည့် ပစ္စည်းများဖြစ်သည့် ဇီဝဒြပ်ထု (Biomass) မှရရှိသည့် စွမ်းအင်သည် ကြီးမားကျယ်ပြန့်သော အရင်းအမြစ်များမှလာခြင်းဖြစ်ပြီး ၎င်းတို့ကို ကွဲပြားခြားနားသည့် နည်းလမ်းမျိုးစုံဖြင့် အသုံးပြုကြသည်။ မဲခေါင်ဒေသတွင် သစ်သားများနှင့် မီးသွေးများကို ချက်ပြုတ်ခြင်းအတွက် အဓိကလောင်စာအဖြစ် သုံးစွဲကြပြီး လူသန်းပေါင်းများစွာ၏ အပူအတွက် အစဉ်အလာအားဖြင့် ထောက်ပံ့ပေးသည်။ စပါးခွံကဲ့သို့သော စိုက်ပျိုးရေးစွန့်ပစ်ပစ္စည်းများကိုလည်း စွမ်းအင်အတွက် ရည်ရွယ်အသုံးပြုသည်။ ဥပမာအားဖြင့် မီးသွေးအစားထိုးရန် ကျောက်မီးသွေးမှုန့်အတုံးများ (သို့) လောင်စာလုံးကဲ့သို့သော အလုံးများ (သို့) လျှပ်စစ် ဓာတ်အားထုတ်လုပ်ရန် Biogasifer များဖြစ်သည်။ မကြာမီက ဇီဝလောင်စာများကို မော်တော်ယာဉ်များတွင် အသုံးပြုသည့် ရုပ်ကြွင်းလောင်စာများနေရာတွင် အစားထိုးရန်စတင်ခဲ့သည်။

အခြေခံသဘောအရ ဇီဝဒြပ်ထုသည်လည်း ပြန်ပြည့်မြဲစွမ်းအင်အရင်းအမြစ်တစ်ခု ဖြစ်ခြင်းကြောင့် ကျွန်ုပ်တို့ အသုံးပြုပြီးဖြစ်သည့် အပင်များနေရာတွင် အစားထိုးရန် အပင်အသစ်များစိုက်ပျိုးနိုင်သည်။ ထုတ်လွှတ်ထားသော ကာဗွန်ဒိုင်အောက်ဆိုဒ်ကို စုပ်ယူရန်နှင့် ကောင်းမွန်သောစီမံခန့်ခွဲမှု အလေ့အကျင့် ကျင့်သုံးမှုကို လုံလုံလောက်လောက် ထောက်ပံ့ပေးခြင်းကြောင့် ဖန်လုံအိမ်အာနိသင်ဓာတ်ငွေ့ ထုတ်လွှင့်မှုများသည် ရုပ်ကြွင်းလောင်စာများမှ ထုတ်လွှင့်မှုအောက် လျော့နည်းသည်။ ဇီဝစွမ်းအင်သည် လူသန်းပေါင်းများစွာအတွက် ရေရှည်တည်တံ့သော အသက်မွေးဝမ်းကျောင်းလုပ်ငန်းများကို ထောက်ပံ့ပေးရန်လည်း အလားအလာရှိသည်။ သို့သော်လည်း ရေရှည်တည်တံ့မှုမရှိလျှင် ၎င်း၏ သဘာဝပတ်ဝန်းကျင်နှင့် လူမှုရေးဆိုင်ရာ သက်ရောက်မှုများကို အကြီးအကျယ်ပျက်စီးနိုင်သည်။ ကျွန်ုပ်တို့အနေဖြင့် ဇီဝစွမ်းအင်ကို အမြင့်ဆုံးစံဖြင့်ထုတ်လုပ်မှုကို သေချာအောင် ပြုလုပ်နိုင်ရန် ကျယ်ပြန့်သောမူဝါဒများ လိုအပ်သည်။

ဇီဝစွမ်းအင်သည် အခြားအမျိုးမျိုးသောစွမ်းအင်နှင့် စွမ်းအင်မဟုတ်သည့်အသုံးပြုမှုများ ဥပမာ လေကြောင်းအတွက် အရည်ဇီဝလောင်စာ၊ သဘော်များအသုံးပြုပြီး ကုန်ပစ္စည်းများပို့ဆောင်ခြင်း၊ ခရီးရှည် ကုန်စည်ပို့ဆောင်မှုအပါအဝင် ချက်ပြုတ်ခြင်းအတွက် မီးသွေး၊ သံမဏိထုတ်လုပ်မှုကဲ့သို့သော စက်မှုလုပ်ငန်းစဉ်များနှင့် ယှဉ်ပြိုင်နိုင်သောကြောင့် စဉ်ဆက်မပြတ်စွမ်းအင်၏ အနာဂတ်ဖြစ်နိုင်ခြေသည် အခြားဇီဝဒြပ်ထုမဟုတ်သည့် ပြန်လည်ပြည့်မြဲလျှပ်စစ်စွမ်းအင် အရင်းအမြစ်များကို ဖြစ်နိုင်သမျှနေရာတိုင်းတွင် အလေးထားအသုံးပြုရန် ကြိုးစားသည်။ မြန်မာနိုင်ငံ၌ ၂၀၅၀ ပြည့်နှစ်တွင် လျှပ်စစ်ဓာတ်အား၏ ၁၇% ခန့်သည် ဇီဝဒြပ်ထုမှဖြစ်မည်ဟု အကြံပြုသည်။

စဉ်ဆက်မပြတ်စွမ်းအင်၏ အနာဂတ်ဖြစ်နိုင်ခြေ၌ ဇီဝဒြပ်ထု လျှပ်စစ်ဓာတ်အားလိုအပ်ချက်များ၏ သိသာထင်ရှားသော အချိုးအစားတစ်ခုသည် တခါတရံတွင် စွန့်ပစ်ရန်ထားရှိသည့် ကုန်ပစ္စည်းများမှ ဆင်းသက်လာခြင်းဖြစ်သည်။ ထိုအရာများတွင် စိုက်ပျိုးရေးနှင့် အစားအသောက်လုပ်ငန်းစဉ်မှ စွန့်ပစ်ပစ္စည်းအချို့၊ သစ်တောနှင့် သစ်သားလုပ်ငန်းစဉ်များမှ လွှစာများနှင့်အကြွင်းအကျန်များ၊ မြေသြဇာများ နှင့် မြူနီစီပယ် စွန့်ပစ်ပစ္စည်းများ ပါဝင်သည်။ ယင်းအရင်းအမြစ်များကို ရေရှည်တည်တံ့သည့်အဆင့်အထိ အသုံးပြုခြင်းဖြင့် မီသိန်းဓာတ်ငွေ့ထုတ်လွှင့်ခြင်းကို ဖြတ်တောက်ခြင်းနှင့် တိရစ္ဆာန်များ၏ မသန့်စင်သည့် အရည်များကြောင့် ဖြစ်ပေါ်သည့်ရေထုညစ်ညမ်းမှု (သို့) အမှိုက်စွန့်ပစ်ရန်အတွက် မြေလိုအပ်ချက်များကို လျှော့ချနိုင်ခြင်း စသည့် အခြားသဘာဝပတ်ဝန်းကျင် အကျိုးကျေးဇူးများ ရရှိပါသည်။ သို့သော်လည်း အာဟာရဓာတ်ပြန်လည် ရရှိရန်အတွက် ယင်းအကြွင်းအကျန်များ၏ တစိတ်တပိုင်းကို နေရာတွင်ထားခဲ့ရန် လိုအပ်သည်။ အမှန်တော့ မဲခေါင်ဒေသ တစ်ခုလုံးအတွက် စဉ်ဆက်မပြတ်စွမ်းအင်၏ အနာဂတ်ဖြစ်နိုင်ခြေတွင် ဖော်ပြထားသောလျှပ်စစ်ဓာတ်အား လိုအပ်ချက်ကို ဖြည့်ဆည်းရန် လယ်ယာစိုက်ပျိုးရေး အကြွင်းအကျန်များနှင့် မွေးမြူရေးကဏ္ဍမှ စွန့်ပစ်ပစ္စည်းများ ပေါင်းစပ်ထားသည့် ဇီဝဒြပ်ထုသည် ပမာဏအားဖြင့် တန်ပေါင်း ၁၅၄ သန်း လိုအပ်သည်။ ဤလိုအပ်ချက်သည် တစ်နှစ်တွင်ရရှိနိုင်သည့် လယ်ယာ စိုက်ပျိုးရေးအကြွင်းအကျန်များနှင့် မွေးမြူရေးကဏ္ဍမှ စွန့်ပစ်ပစ္စည်းများ၏ စုစုပေါင်းပမာဏ၏ ၇၅% ကို ကိုယ်စားပြုသည်။ သစ်တောများမှ အကြွင်းအကျန်များ၊ လူများ၏စွန့်ပစ်ပစ္စည်းများ၊ ရင်းနှီးမြှုပ်နှံထားသည့် ဇီဝဒြပ်ထုစိုက်ခင်းများ (သို့) ဒေသတွင်း ချက်ပြုတ်ခြင်းအတွက် ထင်းလိုအပ်ချက်များကို လျှော့ချမှုမှ ထွက်ပေါ်လာသည့် ဇီဝဒြပ်ထုများမှ နောက်ထပ် တန်ပေါင်း ၁၂ သန်း ရရှိလာမည်ဖြစ်သည်။

ရေရှည်ဖြစ်နိုင်သည့် သိပ်သည်းဆမြင့်မားသည့် အခြားလောင်စာအရင်းအမြစ်တစ်ခုမှာ ရေညှိ ဖြစ်သည်။ ရေညှိများကို စိုက်ပျိုးရေးအတွက် အသုံးပြုရန်မသင့်သည့် မြေပြင်ပေါ်တွင် ရေငန် (သို့) ရေဆိုးထည့်ထားသည့် စည်များဖြင့် စိုက်ပျိုးနိုင်သည်။ ဇီဝလောင်စာအတွက် ရေညှိအကြီးစားစိုက်ပျိုးခြင်းသည် လက်ရှိတွင်ဆောင်ရွက်ဆဲဖြစ်သည်။ အချက်အလက်များ မရှိခြင်းကြောင့် ဤလေ့လာမှုထဲတွင် ရေညှိအကြောင်းအရာများကို ထည့်သွင်းထားမှုမပြုလုပ်သော်လည်း နောင်အနာဂတ် စွမ်းအင်အမျိုးအစားများပေါင်းစပ်မှုတွင် ပါဝင်လာမည်ဖြစ်သည်။ WWF ၏တစ်ကမ္ဘာလုံးဆိုင်ရာ စွမ်းအင်လေ့လာချက် "The Energy Report" (WWF, 2011) တွင် ရေညှိသည် စွမ်းအင်ကဏ္ဍ၌ ဇီဝဒြပ်ထု အသုံးပြုမှုစုစုပေါင်း၏ ၂၀% အောက် ကူညီထောက်ပံ့ခဲ့ကြကြောင်းဖော်ပြသည်။

စိန်ခေါ်မှုများနှင့် ထောက်ခံချက်များ (Challenges and Recommendations)

ဤဒေသသည် ပြန်ပြည့်မြဲစွမ်းအင်အရင်းအမြစ်မှ လျှပ်စစ်ဓာတ်အားလိုအပ်ချက်ကို ၂၀၅၀ ပြည့်နှစ်ခန့်တွင် နည်းပညာပိုင်းအရ ဖြည့်ဆည်းပေးနိုင်မည်ဖြစ်ကြောင်း IES စိစစ်ချက်မှ ဖော်ပြ ထားသည်။ သို့သော်လည်း နည်းပညာပိုင်းတွင်သာမက အခြားစိန်ခေါ်မှုအချို့လည်းရှိသည်။ ဤအစီရင်ခံစာရှိ လူမှုရေး၊ သဘာဝပတ်ဝန်းကျင်၊ စီးပွားရေး၊ နိုင်ငံရေးနှင့် သက်ဆိုင်သောအချက်များသည်လည်း အရေးကြီးပါသည်။

နည်းပညာပိုင်းအနေဖြင့် အဓိကအချက်သည် ဒေသတွင်းလျှပ်စစ်ဓာတ်အား လိုအပ်ချက်ကို ပြန်ပြည့်မြဲစွမ်းအင်အရင်းအမြစ်များမှ ဖြည့်ဆည်းပေးရန်ဖြစ်သည်။ ကျွန်ုပ်တို့အနေဖြင့် စွမ်းအင် ဖြုန်းတီးမှုကိုလျှော့ချစေခြင်းနှင့် စွမ်းအင်အသုံးပြုမှုစွမ်းရည် တိုးတက်လာစေခြင်းဖြင့် လိုအပ်ချက်မှန်ကန်လာစေရန် လိုအပ်သည်။ လျှပ်စစ်ဓာတ်အားနှင့် အပူများသည် များသောအားဖြင့် ပြန်လည်ပြည့်မြဲစွမ်းအင်မှ အလွယ်တကူထုတ်လုပ်နိုင်သည့် စွမ်းအင်အမျိုးအစားများ ဖြစ်ခြင်းကြောင့်ကျွန်ုပ်တို့အနေ ဖြင့် လျှပ်စစ်ဓာတ်အားနှင့် တိုက်ရိုက်အပူသုံးစွဲမှုကို မြှင့်တင်ရန်နှင့် အရည်နှင့်အခဲ လောင်စာသုံးစွဲမှုများကို လျှော့ချရန်လိုအပ်သည်။ ကျွန်ုပ်တို့သည် ဒေသဆိုင်ရာအဆင့်တွင် အရင်းအမြစ်များအသုံးပြုခြင်းကို ပိုမိုကောင်းအောင် ပြုလုပ်ရန်လိုအပ်သည်။ လက်ရှိနည်းပညာဖွံ့ဖြိုးတိုးတက်လာမှုနှင့်အတူ ကျွန်ုပ်တို့အနေဖြင့် အရေးပါမှုအဆင့်တွင် လျှပ်စစ်ဓာတ်အား ဖြန့်ဖြူးမှုစနစ်ကို အလေးအနက် စဉ်းစားသင့်သည်။

အနာဂတ် ရေရှည်တည်တံ့သည့်စွမ်းအင်သည် ကျိုးကြောင်းဆီလျော်မှုရှိရမည်။ လူသားများနှင့် သဘာဝ ပတ်ဝန်းကျင်အပေါ် ကျရောက်မည့် ၎င်း၏ သက်ရောက်မှုများသည် ကျွန်ုပ်တို့အသုံးပြုသည့် ကုန်းမြေများ၊ ပင်လယ်များနှင့် ရေစွမ်းအားအရင်းအမြစ်များအပေါ်တွင် အများကြီးမှီခိုမည်ဖြစ်ပါသည်။

အနာဂတ်တွင် ပြန်ပြည့်မြဲစွမ်းအင်သို့ ကူးပြောင်းမှုသည် ကျွန်ုပ်တို့၏ လက်ရှိအသုံးပြုနေသည့် ငွေကြေးစနစ်ကိုလည်း ပြန်လည်စဉ်းစားသုံးသပ်ရန်လိုအပ်ပြီး ဆန်းသစ်ပြောင်းလဲမှုခြင်းများလည်း လိုအပ်မည်ဖြစ်ပါသည်။

ဒေသဆိုင်ရာ၊ အမျိုးသားရေးနှင့် ဒေသတွင်းအုပ်ချုပ်ရေးသည် ညီမျှသော အနာဂတ်စွမ်းအင်ကို လုံခြုံစေရန် အတွက် အလွန်ကြံ့ခိုင်ရန်လိုအပ်လိမ့်မည်။ ကျွန်ုပ်တို့အနေဖြင့် ဒေသတွင်းပူးပေါင်း ဆောင်ရွက်ခြင်းနှင့် လက်တွဲဆောင်ရွက်ခြင်းတို့ လိုအပ်ပါသည်။

စိန်ခေါ်မှုများကို နောက်စာမျက်နှာများတွင် ဖော်ပြထားပါသည်။ နောက်ထပ် ထောက်ခံတင်ပြချက်များကိုလည်း Regional Report တွင် တွေ့ရှိနိုင်မည်ဖြစ်ပါသည်။

စွမ်းအင်ခြိုးခြံချွေတာရေး

စွမ်းအင်အသုံးပြုမှုကိုလျော့ချပြီး ကျွန်ုပ်တို့ ဘယ်လိုပိုမိုလုပ်နိုင်မည်နည်း။

စဉ်ဆက်မပြတ်စွမ်းအင်၏ အနာဂတ်ဖြစ်နိုင်ခြေအရ ၂၀၅၀ ပြည့်နှစ်တွင် လျှပ်စစ်ဓာတ်အား လိုအပ်ချက်သည် ပုံမှန်စီးပွားရေးအောက် ၃၀% လျော့ကျမည်ဖြစ်သည်။ ၎င်းသည် လက်ရှိ လျှပ်စစ်ဓာတ်အားသုံးစွဲနေမှု၏ ၈ ဆ ကို ကိုယ်စားပြုဆဲဖြစ်သည်။ ဤကဲ့သို့တိုးတက်မှုများသည် စွမ်းအင်ကို ဖြစ်နိုင်သမျှ အကျိုးရှိစွာ အသုံးပြုခြင်းကြောင့်ဖြစ်သည်။ နောင်လာမည့် နှစ်ပေါင်း ၂၀ မှ ၃၅ နှစ်ကျော်အတွင်း မြန်မာနိုင်ငံ၏ စွမ်းအင်အသုံးပြုမှုစွမ်းရည်အဆင့်သည် စီးပွားရေးကဏ္ဍပေါ်တွင် မူတည်လျက် တောင်ကိုရီးယား၊ ဟောင်ကောင်၊ ဂျပန် (သို့) စင်ကာပူနိုင်ငံများတွင် အသုံးပြုသည့်အဆင့်နှင့် တူညီသောအဆင့်သို့ ရောက်ရှိလာလိမ့်မည်ဟု ကျွန်ုပ်တို့ ခန့်မှန်းသည်။ တကယ်တော့ စွမ်းအင်အသုံးပြုမှုစွမ်းရည် ပိုမိုတိုးတက်လာသည့် နည်းပညာအသစ်များကို အချိန်နှင့်တပြေးညီ ရရှိလာနိုင်သောကြောင့် ကျွန်ုပ်တို့၏ ခန့်မှန်းချက်များတွင် အနာဂတ်လျှပ်စစ်စွမ်းအင်လိုအပ်ချက်ကို ကျွန်ုပ်တို့အနေဖြင့် ပိုမိုခန့်မှန်းထားခြင်း ဖြစ်ကောင်းဖြစ်နိုင်သည်။

စွမ်းအင်ခြိုးခြံချွေတာရေးသည် ပြန်ပြည့်မြဲစွမ်းအင်များမှရရှိသည့် အနာဂတ်စွမ်းအင် လိုအပ်ချက်များထဲမှ တစ်ခုဖြစ်သည်။ ကျွန်ုပ်တို့သည် ယခုပြုလုပ်နေသကဲ့သို့ စွမ်းအင်ဖြုန်းတီးမှုများကို ဆက်လက်ပြုလုပ်နေလျှင် လူထု၏လိုအပ်ချက်များကို ဖြည့်ဆည်းပေးနိုင်မည်မဟုတ်ပါ။

ကဏ္ဍတိုင်းတွင် ကျွန်ုပ်တို့လိုအပ်သည့် အကြီးအကျယ်စွမ်းအင်ချွေတာမှုများကို ပေးစွမ်းနိုင်သည့် ဖြေရှင်းနည်းများ ရှိပြီးဖြစ်သည်။ စိန်ခေါ်မှုသည် တတ်နိုင်သမျှအမြန်ဆုံး ယင်းဖြေရှင်းနည်းများကို ထုတ်သုံးရန်ဖြစ်သည်။ သို့သော်လည်း စိန်ခေါ်မှုသည် ရရှိနိုင်သောနည်းပညာများသာ မဟုတ်ပါ။ စွမ်းအင်ကို ပညာရှိရှိ အသုံးပြုရန်မှာလည်း လိုအပ်သည်။ ဥပမာအားဖြင့် လေအေးပေးစက်များသည် အခြေခံအားဖြင့် အခန်းများကို အပူချိန်မှကာကွယ်ရန် (အရိပ်များ၊ အပူကာခြင်း၊ သင့်လျော်လုံလောက်သော လေဝင်လေထွက်နှင့် လေလှည့်လည်ခြင်း စသည်ဖြင့်) ၁၆ ဒီဂရီစင်တီဂရိတ်တိုင်အောင် အလွန်နိမ့်သောအပူချိန်များအတွက် စီစဉ်ထားခြင်းဖြစ်သည်။

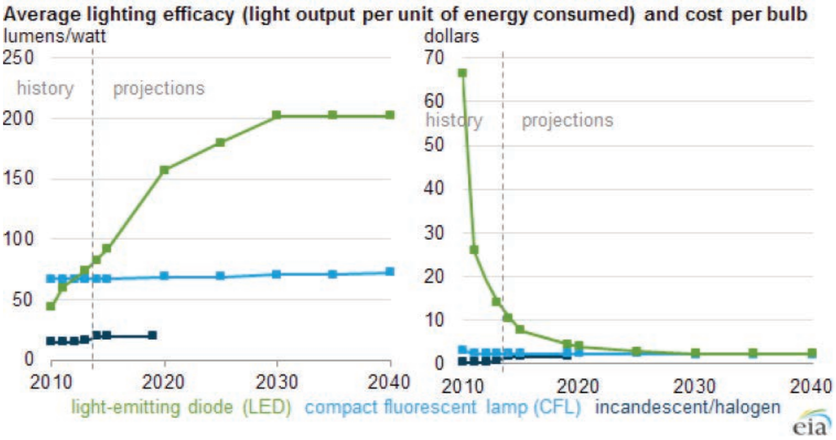
ကုန်ထုတ်လုပ်မှုအပိုင်းတွင် ပစ္စည်းများကို ပြန်လည်အသုံးပြုခြင်းသည် စွမ်းအင်သုံးစွဲမှုကို အလွန်အမင်းလျော့ကျစေသည်။ ဥပမာအားဖြင့် ပစ္စည်းအသစ်ပြုလုပ်ရာတွင် မူလအလူမီနီယံအစား အသုံးပြုပြီးဖြစ်သည့် အလူမီနီယံကို ပြန်လည်အသုံးပြုခြင်းသည် စုစုပေါင်းစွမ်းအင်သုံးစွဲမှုကို သုံးပုံနှစ်ပုံထက် ပိုမိုပြီးလျော့ချလိုက်သည်။ ယခင်ကတည်းက ပေါ်ထွန်းခဲ့သည့် ဖန်၊ သံမဏိနှင့် အလူမီနီယံကဲ့သို့သော ထုတ်လုပ်ရာ၌ စွမ်းအင်အများအပြားသုံးစွဲသည့် ပစ္စည်းများကို လွန်ခဲ့သော ဆယ်စုနှစ်ကျော် ပြန်လည်အသုံးပြုမှုများ မြင့်တက်လာသည်။ ဘိလပ်မြေနှင့် သံမဏိကဲ့သို့သော ထုတ်လုပ်ရာတွင် စွမ်းအင်အများဆုံးလိုအပ်သည့် ပစ္စည်းများမှ အခြား ရွေးချယ်စရာတွေ့ရှိခြင်းသည် စွမ်းအင်ပိုမိုချွေတာနိုင်ခြင်းကို ဆိုလိုသည်။

ကုန်ပစ္စည်းပုံစံကိုလည်း စွမ်းအင်သုံးစွဲမှုအတွက် သွယ်ဝိုက်သောအားဖြင့် ပတ်သက်ခြင်းကို ထည့်သွင်းစဉ်းစားရမည်။ ဥပမာအားဖြင့် ပေါ့ပါးသောကိုယ်ထည်ဖြင့် ကားများထုတ်လုပ်ခြင်းသည် ထုတ်လုပ်ရာတွင် လိုအပ်သော သံမဏိအကောင်းစားနှင့် ၎င်းတို့အတွက် လောင်စာသုံးစွဲမှု ၂ ခုလုံးအတွက် စွမ်းအင် လိုအပ်ချက်ကို လျှော့ချပေးသည်။ လျှပ်စစ်ဓာတ်အားသည် စက်ရုံများသည် လောင်ကျွမ်းခြင်းကို အခြေခံထားသည့် လျှပ်စစ်ဓာတ်အားပေးစက်ရုံများမှ လာခြင်းဖြစ်သော်လည်း လျှပ်စစ်ကားများသည် ပင်ကိုအားဖြင့် အတွင်းတွင် လောင်ကျွမ်းသောအင်ဂျင်များအသုံးပြုသည့် ကားများထက် ပိုမိုပြီး စွမ်းအင်ကိုအကျိုးရှိရှိ အသုံးပြုသည်။ ရေခဲသေတ္တာ၊ အဝတ်လျှော်စက်နှင့် မီးဖိုများကဲ့သို့သော စွမ်းအင်သုံးစွဲမှုများသည့် ပစ္စည်းများကို အကျိုးရှိစွာအသုံးပြုမှုများသည် အချိန်တိုင်းတိုးတက်နေသည်။ ကုန်ပစ္စည်းများ အတွက် **Life Cycle Cost** ကို စဉ်းစားခြင်းနှင့် တစ်ခါသုံးကုန်ထုတ်လုပ်မှု မဟာဗျူဟာများကို ရှောင်ရှားခြင်းသည် မရှိမဖြစ် လိုအပ်သည်။ ကုန်ပစ္စည်းများအတွက် စွမ်းအင်အသုံးပြုမှု စွမ်းအင်စံများနှင့် ပတ်သက်သည့် စိုးမိုးနေသည့် မူဝါဒများသည် ကိရိယာများ၏ နည်းပညာဖွံ့ဖြိုးတိုးတက်မှုများကို ကြီးမားသော အကျိုးသက်ရောက်မှုပေးလိမ့်မည်။

ကမ္ဘာကြီးတွင် လေလုံအဆောက်အအုံ၊ အပူစုပ်စက်များနှင့် နေရောင်ခြည်မှတဆင့် နေ့အလင်းရောင်၊ အပူ (သို့) အအေးများအတွက် သမားရိုးကျမဟုတ်သည့်စွမ်းအင် လိုအပ်သည့် အဆောက်အအုံများ ဆောက်လုပ်ရန် ဗိသုကာနှင့်ဆောက်လုပ်ရေးကျွမ်းကျင်ပညာရှင်များ ရှိပြီးဖြစ်သည်။ **Solar PV** ကဲ့သို့သော အသင့်သုံး စွမ်းအင်ထုတ်လုပ်သည့်စနစ်များသည် သူတို့အသုံးပြုသည်ထက် စွမ်းအင်ပိုမိုထုတ်လုပ် နိုင်သည်။

တစ်ချိန်တည်းတွင် ကျွန်ုပ်တို့သည် လက်ရှိအဆောက်အအုံများ၏ စွမ်းအင်အသုံးပြုမှုစွမ်းရည် အလွယ်တကူ တိုးတက်လာရန် လိုအပ်သည်။ ကျွန်ုပ်တို့သည် လျှပ်စစ်ဓာတ်မစီးသောပစ္စည်းဖြင့် ပြုလုပ်ထားသည့်နံရံများ၊ ခေါင်မိုးများနှင့် ကြမ်းပြင်များ၊ ပြတင်းအပေါက်များ၊ လေဝင်လေထွက်ကောင်းသည့် စနစ်များကို တပ်ဆင်အစားထိုးခြင်းဖြင့် အပူနှင့်အအေး လိုအပ်ချက်များကို လျှော့ချနိုင်သည်။ ဒေသသုံး နေအပူစွမ်းအင်သုံးစနစ်များနှင့် အပူစုပ်စက်များသည် ကျန်ရှိနေသည့် အပူ၊ အအေးနှင့် ရေနွေးလိုအပ်ချက်များကို ဖြည့်ဆည်းပေးလိမ့်မည်။ အလင်းရောင်ကို အကျိုးရှိစွာအသုံးပြုမှုသည် အကျိုးကျေးဇူး မြန်မြန်ရရှိခြင်း၏ သိသာထင်ရှားသော ဥပမာတစ်ခုဖြစ်သည်။ (ပုံ၆)

ပုံ(၆) အလင်းရောင်ကို အကျိုးရှိစွာအသုံးပြုမှု (EIA, 2014)



သယ်ယူပို့ဆောင်ရေးကဏ္ဍသည် လျှပ်စစ်ဓာတ်အားကဏ္ဍအတွက် သိသာထင်ရှားသော ထောက်ပံ့မှုနှင့် သိုလှောင်မှုပမာဏ သက်ရောက်မှုများနှင့်အတူ လျှပ်စစ်ဓာတ်အားအပေါ် မှီခိုမှုဆီသို့ဦးတည်ပြီး မြန်မြန် ပြောင်းလဲနိုင်သည်။ ရထားများ၏ ဖွံ့ဖြိုးတိုးတက်မှု၊ ဖြစ်နိုင်ရင် လျှပ်စစ်ရထားသည် လိုအပ်ချက်တစ်ခုဖြစ်သည်။ လိုင်းကားများ ပြေးဆွဲခြင်းကိုလည်း နည်းပညာနှင့် လူမှုရေးအပြောင်းအလဲမှတဆင့် အသွင်ပြောင်းနိုင်သည်။ လုပ်ငန်းရှင်အများအပြားသည် **Google** နှင့် **Apple** ကဲ့သို့သော သမားရိုးကျကို လျှော့ချထားသည့် ကုမ္ပဏီများအပါအဝင် လျှပ်စစ်ပုံစံငယ်များကို ရောင်းချနေကြသည် (သို့မဟုတ်) တက်တက်ကြွကြွ ထုတ်လုပ်နေကြသည်။ **Toyota** ကုမ္ပဏီသည် မကြာသေးမီက သူတို့၏ သင်္ဘောများသည် ၂၀၅၀ ပြည့်နှစ်တွင် ကာဗွန်ထုတ်လုပ်မှုသည် လုံးဝကင်းလွတ်လုနီးပါးဖြစ်လိမ့်မည်ဟု ကြေညာလိုက်ပြီး **(BBC, 2015) Volkswagen** သည်လည်း ကားထုတ်လုပ်သူများကို ရိုက်ခတ်ခဲ့သည့် ထုတ်လွှတ်မှုအရှုပ်တော်ပုံပြီးနောက် အလားတူကြေညာမှုတစ်ခုကို ပြုလုပ်ခဲ့သည်။ ထိုသို့ပြုလုပ်ခြင်းသည် ကျွန်ုပ်တို့အသုံးပြုနေသည့် နည်းလမ်းများနှင့် ကျွန်ုပ်တို့ကားများ၏ အားထုတ်မှုများကိုသာ မပြောင်းလဲနိုင်သော်လည်း လျှပ်စစ်ဓာတ်အားကို သိမ်းဆည်းရန်နှင့် ဓာတ်အားလိုင်းများနှင့် အိမ်သုံးလျှပ်စစ်ဓာတ်အား စနစ်ကို အကျိုးပြုရန်အတွက် ကြီးမားသော အခွင့်အလမ်းတစ်ခု ဖြစ်ကြောင်းလည်း ကိုယ်စားပြုသည်။ တစ်ချိန်တည်းတွင် ရွေ့လျားဝန်ဆောင်မှုများကို ပံ့ပိုးရန်အလို့ငှာ **Uber** ကဲ့သို့ ကားသစ်ခွဲဝေမှုနှင့် ပုဂ္ဂိုလ်ရေးအရ ပြောင်းရွှေ့နိုင်မှုပမာဏခြေလှမ်းများသည် စမတ်ဖုန်းအသုံးပြုမှု၊ အီလက်ထရွန်နစ် ငွေပေးချေစနစ်နှင့် ကားများပေါင်းစပ်သည်။ အကယ်၍ ယင်းစနစ်ကို လက်ရှိ အမျိုးမျိုးသောကုမ္ပဏီများမှ ထုတ်လုပ်ခဲ့သည့် မောင်းသူမဲ့ကားများနှင့် ပေါင်းစပ်ပါက မြို့ထဲတွင် ကားတစ်စီးပိုင်ဆိုင်သည်မှာ အလွန်မကြာသေးမီက အတိတ်ကအရာတစ်ခု ဖြစ်စေခြင်းဟု ဆိုလိုကောင်းဆိုလိုပေလိမ့်မည်။

ကျွန်ုပ်တို့ စွမ်းအင်ပိုမိုချွေတာပါက အနာဂတ်ပြန်ပြည့်မြဲစွမ်းအင်ဆီသို့ ကူပြောင်းမည့် လုပ်ဆောင်ချက်များသည် ပိုမိုလွယ်ကူလာလိမ့်မည်။ ထိုအရာသည် လူတိုင်း တစ်စိတ်တစ်ဒေသပါဝင် လုပ်ဆောင်နိုင်သည့် အပိုင်းအခြား ဖြစ်သည်။

ဘာဆက်လုပ်မည်နည်း

- ကျွန်ုပ်တို့သည် ဂျပန် "ထိပ်တန်း "Runner" အစီအစဉ်နှင့် ဥရောပ **Eco Design** လိုအပ်ချက်များ၏ လိုင်းများတစ်လျှောက်ရှိ အဆောက်အအုံများအပါအဝင် စွမ်းအင်သုံးစွဲသည့် ကုန်ပစ္စည်းအားလုံးအတွက် အချိန်တိုအတွင်း အကျိုးများရရှိနိုင်သည့်စံများကို ပေါင်းစပ်ပြီး တရားဝင်မိတ်ဆက်ပေးရမည်။ အစိုးရ၊ ကုမ္ပဏီများနှင့် ကျွမ်းကျင်ပညာရှင်များသည် အဆိုပါ စံသတ်မှတ်ချက်များအပေါ်တွင် သဘောတူညီရန်လိုအပ်ပြီး အချိန်နှင့်အမျှ ၎င်းတို့ကို စောင့်ကြည့်စစ်ဆေးပြီး ခိုင်ခံ့အောင် ပြုလုပ်သင့်သည်။ မြန်မာအစိုးရသည်လည်း """မြန်မာနိုင်ငံအတွက် အမျိုးသားစွမ်းအင်အသုံးပြုမှု စွမ်းရည်တိုးမြှင့်လာစေရေးနှင့် ခြိုးခြံချွေတာရေးမူဝါဒ၊ မဟာဗျူဟာနှင့် လမ်းညွှန်ချက်""" မူကြမ်းကို သုံးသပ်ပြီး ၂၀၁၆ ခုနှစ်တွင် အပြီးသတ်ဆောင်ရွက်နိုင်ရန် ယင်းအဆင့်များကို ဆောင်ရွက်နိုင်ပေသည်။
- စွမ်းအင်ခြိုးခြံချွေတာရေးကိုကို ထုတ်ကုန်ပုံစံ၏အဆင့်တိုင်းတွင် ထည့်သွင်းပြုလုပ်သင့်သည်။ မည်သည့်နေရာတွင်မဆို ကျွန်ုပ်တို့သည် စွမ်းအင်အသုံးပြုမှု စွမ်းရည်တိုးမြှင့်လာစေရေး၊ အလွန်အမင်း တာရှည်ခံခြင်းနှင့် ပြန်လည်ပြုပြင်အသုံးပြုနိုင်သော ပစ္စည်းများကိုအသုံးပြုသင့်သည်။ ထုတ်လုပ်ရာတွင် စွမ်းအင်အများအပြားသုံးစွဲသည့် ဘိလပ်မြေ၊ သံမဏိနှင့် ပလတ်စတစ်ကဲ့သို့သော ပစ္စည်းများမှ အခြားရွေးချယ်စရာများကို သုတေသနပြုလုပ်ခြင်းနှင့် ဖွံ့ဖြိုးတိုးတက်ခြင်းများအတွက် အာရုံစိုက်သင့်သည်။ ကျွန်ုပ်တို့သည် **"Cradle to Cradle"** ပုံစံဒဿနအမြင်ကို သဘောတူ လက်ခံသင့်သည်။ ၎င်းတွင် ထုတ်ကုန်များ၏ အစိတ်အပိုင်းအားလုံးကို ဖြစ်နိုင်လျှင် ၎င်းတို့၏ သက်တမ်းကုန်ဆုံးသည့်တိုင်အောင် တစ်ကြိမ်ပြန်လည်အသုံးပြုနိုင်သည်။
- ကျေးလက်ချက်ပြုတ်ရေး စွမ်းအင်ကဏ္ဍအတွက် မြန်မာနိုင်ငံသည် လောင်စာတုံးများအပေါ် အလွန်အမင်း မှီခိုဆဲဖြစ်သောကြောင့် သစ်သားခြောက်များကို ကိုင်တွယ်ဖြေရှင်းခြင်းများနှင့် မီးဖိုများကို အကျိုးရှိစွာအသုံးပြုမှုသည် နောင်နှစ်ပေါင်း ၂၀ မှ ၂၅ နှစ်တိုင်အောင် အရေးပါမှုအဖြစ် ကျန်ရှိနေမည်ဖြစ်သည်။ လောင်စာတုံးများ သိုလှောင်မှု၊ ကိုယ်တွယ်ဖြေရှင်းမှုနှင့် မီးဖိုအကျိုးရှိစွာအသုံးပြုမှုများသည် တစိတ်တဒေသထည့်သွင်းရုံသာ ကျန်ရှိလိမ့်မည်။ သစ်သားကိုအစားထိုးပြီး လျှပ်စစ်ကို အသုံးပြုပြီး ချက်ပြုတ်ခြင်း၏ အနာဂတ်ဖြစ်နိုင်ခြေများသည် ပြန်လည်ပြည့်မြဲ ရေရှည်တည်တံ့သော ချက်ပြုတ်လောင်စာအဖြစ် ထင်းကိုအစားထိုးခြင်းကြောင့် ခြုံငုံရေးဆွဲထားသည့် ဆုံးဖြတ်ချက်များတွင် ထပ်မံအကဲဖြတ်ခြင်းနှင့် သုံးသပ်ချက်များလိုအပ်သည်။

ကျွန်ုပ်တို့သည် စွမ်းအင်သုံးစွဲမှုကို သုညနားထိရောက်အောင်ရည်ရွယ်လျက် အဆောက်အအုံ သစ်များ အားလုံးအတွက် စွမ်းအင်အကျိုးရှိစွာအသုံးပြုနိုင်မှုစံကို တိကျစွာဆောင်ရွက်ရန်လိုအပ်သည်။ လက်ရှိ အဆောက်အအုံများ၏ စွမ်းအင်အကျိုးရှိစွာအသုံးပြုမှုကို တိုးတက်ရန် နည်းပညာမြှင့်တင်မှုနှုန်းသည် မြန်မြန် မြင့်တက်ရမည်။ အစိုးရသည် ထိုသို့လုပ်ဆောင်နိုင်ရန်အတွက် ဥပဒေများနှင့် အားပေးမှုများကို ပံ့ပိုးပေးရမည်။

- အများပြည်သူသယ်ယူပို့ဆောင်ရေးကို အဆင်ပြေစေရန်နှင့် ပုဂ္ဂလိကကားများကိုလည်း ဈေးနှုန်းသက်သာပြီး စွမ်းအင်အကျိုးရှိစွာအသုံးပြုနိုင်သည့် အခြားနည်းလမ်းများအတွက် ရင်းနှီးမြှုပ်နှံမှု အများအပြား လိုအပ်သည်။ အထူးသဖြင့် ကျွန်ုပ်တို့သည် မီးရထားကဏ္ဍ ဖွံ့ဖြိုးတိုးတက်ရန် လိုအပ်သည်။ ပြန်ပြည့်မြဲစွမ်းအင်အရင်းအမြစ်များမှ လျှပ်စစ်ဓာတ်အားကို အသုံးပြုသည့် အမြန်နှုန်းမြင့် လျှပ်စစ်ရထားသုံးစွဲမှုတွင် အကွာအဝေး ကီလိုမီတာ ၁၀၀၀ (သို့) ၁၀၀၀ အောက် ခရီးစဉ်များကို လေကြောင်းခရီးဖြင့် အစားထိုးသင့်ပြီး အချိုးအစားများသောကုန်ပစ္စည်းများကို မီးရထားဖြင့်သယ်ယူသင့်သည်။ မြို့များတွင် ကားခွဲဝေသုံးစွဲမှုစနစ်သည် စံဖြစ်သင့်သည်။ **Smart application** များသည် ယနေ့တွင် ၄င်တို့ကို အကျိုးရှိအောင် အထောက်အကူပြုနိုင်သည်။
- စက်မှုကဏ္ဍတွင် တစ်နှစ်လျှင် ရေနံတန်ချိန် ၃၀၀ ကျော်နှင့်ညီမျှသည့် စွမ်းအင်သုံးစွဲသည့် အဖွဲ့အစည်းများအတွက် ဥပဒေ (သို့) စည်းမျဉ်းစည်းကမ်း ပြဋ္ဌာန်းချက်များအရ မဖြစ်မနေပြုလုပ်ရသော ပုံမှန်စွမ်းအင်ဆိုင်ရာ စာရင်းစစ်၊ စက်မှုဆိုင်ရာလုပ်ငန်းစဉ်နှင့် တပ်ဆင်ခြင်း **(Boilers, compressed air engines, cold production, etc.)** အဆင့်တွင် စွမ်းအင်အကျိုးရှိစွာ အသုံးပြုမှုကို တိုင်းတာစစ်ဆေးသည့် နည်းပညာပိုင်းဆိုင်ရာ အထောက်အပံ့၊ တစ်နှစ်လျှင် ရေနံတန်ချိန် ၆၀၀ ကျော်နှင့် ညီမျှသည့် စွမ်းအင်သုံးစွဲသည့် စက်မှုလက်မှုစီမံကိန်းအသစ်များအတွက် ကြိုတင်တိုင်ပင်ထားသည့် တာဝန်များ (စီမံကိန်း၏ စွမ်းအင်အကျိုးရှိစွာအသုံးချမှုကို အတည်ပြုလက်မှတ်နှင့် အကဲဖြတ်ခြင်း) သည် စွမ်းအင်အကျိုးရှိစွာအသုံးပြုမှုကို တိုးတက်ရန်ကူညီနိုင်သည့် အစီအမံများ ဖြစ်သည်။
- တစ်ဦးတစ်ယောက်ချင်း၊ လုပ်ငန်းများ၊ သီးသန့်အုပ်စုများနှင့် လူမျိုးများအားလုံးသည် ၎င်းတို့ အသုံးပြုသည့် စွမ်းအင်များနှင့်ပတ်သက်ပြီး ပိုပြီးနားလည်သဘောပေါက်ရန် လိုအပ်ပြီး ဖြစ်နိုင်သည့် မည်သည့်နေရာတွင်မဆို စွမ်းအင်ချွေတာသုံးစွဲရန်ကြိုးစားရပြီး ပိုမိုပြီးနေးနေးကွေးကွေးနှင့် ချောချောမောမော မောင်းနှင်နိုင်ခြင်း၊ စွမ်းအင်အကျိုးရှိစွာအသုံးပြုသည့် ပစ္စည်းများကို ဝယ်ယူခြင်းနှင့် အသုံးမလိုသည့်သည့်အခါတို့အား ပိတ်ထားခြင်း၊ အပူအအေးစက်များအား ပိတ်ထားခြင်းနှင့် ပြန်လည်ပြုပြင်အသုံးပြုမှုများ မြင့်တက်လာခြင်းများသည် ကူညီထောက်ပံ့မှုများ ပြုလုပ်ရန် နည်းလမ်းအချို့ဖြစ်သည်။ ပညာပေးမှုများကို ကျောင်းအဆင့်နှင့် စာနယ်ဇင်းများမှတဆင့် စတင်သင့်သည်။ **Negawatt Approch** သည် စွမ်းအင်အကျိုးရှိစွာအသုံးပြုမှုကို မည်သို့စနစ်တကျ ချဉ်းကပ်ရန် ဥပမာကောင်းတစ်ခုဖြစ်သည်။
- သုံးစွဲသူများနှင့် လက်လီဖြန့်ဖြူးသူများသည် စွမ်းအင်ပိုမိုအကျိုးရှိစွာသုံးစွဲနိုင်ရန် ၎င်းတို့၏ ရွေးချယ်ဝယ်ယူမှုများမှဆင့် ထုတ်လုပ်သူများကို တွန်းအားပေးနိုင်သည်။ **WWF** သည် နိုင်ငံအများအပြား၏ ဈေးကွက်တွင်ရှိသည့် စွမ်းအင်အကျိုးရှိစွာအသုံးပြုမှုကို အများဆုံးဖော်ထုတ်ပေးနေသည့် **online search tool** တစ်ခုဖြစ်သည့် **www.topten.info** ကို တွင်ကျယ်လာစေရန် ကူညီပေးလျက်ရှိသည်။ ပိုင်းခြားသိမြင်နိုင်သည့် ဝယ်ယူသူများသည် ကားများ၊ အိမ်သုံးပစ္စည်းများ၊ ရုံးသုံးကိရိယာများ၊ **Lighting**၊ ရေခဲ္ခေးစက်များနှင့် လေအေးပေးစက်များအပါအဝင် တိုးပွားလာသည့်ပစ္စည်းများအတွက် စွမ်းအင်အကျိုးရှိစွာအသုံးပြုမှုနှုန်းများကို နှိုင်းယှဉ်နိုင်သည်။

Misss

THE NEGAWATT APPROACH

အဓိပ္ပာယ်ဖွင့်ဆိုချက်။

Negawatt သည် သုံးစွဲမှုမရှိသေးသည့် စွမ်းအင်များကို ပိုမိုအကျိုးရှိစေခြင်းနှင့် စွမ်းအင်သုံးစွဲသည့်အခါတွင်လည်း အလဟသဖြစ်စေမှုကို သတိနှင့်သုံးစွဲခြင်းများကို ကိုယ်စားပြုသည်။ အယူအဆမှာ ပိုမိုထုတ်လုပ်ခြင်းထက် အကျိုးရှိစွာ သုံးစွဲခြင်းဖြစ်သည်။ ဤ ယေဘုယျ ချဉ်းကပ်နည်းသည် ပျောက်ကွယ်နေသည့် ကြီးမားသော သယံဇာတအသစ်များကို ရှာဖွေရာတွင် လွယ်ကူချောမွေ့စေသည်။

Negawatt ၏ ထုတ်လုပ်မှုအလားအလာသည် လက်ရှိတွင်ရရှိနိုင်ပြီး ညစ်ညမ်းမှုမရှိခြင်း၊ ဗဟိုချုပ်ကိုင်မှုလျှော့ချခြင်း၊ အလုပ်အကိုင်များ ဖန်တီးပေးခြင်း၊ တာဝန်၊ စည်းလုံးညီညွတ်မှု၊ ငြိမ်းချမ်းရေး စသည့် အကျိုးကျေးဇူးများရရှိနိုင်သည့် စိတ်ချရသော ဖြေရှင်းနည်းများဖြင့် ယခုကမ္ဘာပေါ်တွင် စွမ်းအင်ထုတ်လုပ်နေမှု၏ ထက်ဝက်မြင့်မားပါသည်။

"Negawatt Approach" ကို ၃ ပိုင်းခွဲခြားထားသည်။

၁။ ကျွန်ုပ်တို့၏ တစ်ဦးချင်းအပြုအမူများတွင် သတိမမူမိဘဲ အကုန်အကျများသော အလဟသဖြစ်ပေါ်စေမှုများကို ဖယ်ရှားရန်နှင့် လူမှုပတ်ဝန်းကျင်အလွှာအသီးသီးရှိ အဖွဲ့အစည်းအားလုံး၏ စွမ်းအင်ဖြုန်းတီးမှုကို လျှော့ချခြင်း

၂။ ကျွန်ုပ်တို့အဆောက်အအုံများ၏ စွမ်းအင်အကျိုးရှိစွာအသုံးပြုမှုကို တိုးတက်စေခြင်း ဆိုလိုသည်မှာ သယ်ယူပို့ဆောင်ရေးနှင့် စွမ်းအင်ဆုံးရှုံးမှုကိုလျှော့ကျစေရန်အလို့ငှာ ကျွန်ုပ်တို့အသုံးပြုသည့် ပစ္စည်းကိရိယာများသည် စွမ်းအင်သုံးစွဲမှုကို ပိုမိုကောင်းမွန်လာစေရန်နှင့် ဖြစ်နိုင်ခြေများ တိုးတက်လာစေရန် ပြုလုပ်ပေးသည်။

၃။ နောက်ဆုံး ပြန်ပြည့်မြဲစွမ်းအင်အရင်းအမြစ်များကို အသုံးပြုပြီး ထုတ်လုပ်မှုသည် ကျွန်ုပ်တို့၏ သဘာဝပတ်ဝန်းကျင်အပေါ် သက်ရောက်မှုများ လျော့ကျမည်ဖြစ်သည်။အကျိုးကျေးဇူးများမှာ ကျွန်ုပ်တို့၏ ဖန်လုံအိမ်အာနိသင်ဓာတ်ငွေ့လျော့ချမှုကို ၃ ဆ (သို့) ၄ ဆ လျှော့ချပေးခြင်း၊ ကျွန်ုပ်တို့၏ ဖြုန်းတီးမှုများကို ဖယ်ရှားပေးခြင်းနှင့် ကျွန်ုပ်တို့၏ စွမ်းအင်အကျိုးရှိစွာ အသုံးပြုခြင်းနှင့် ပြန်ပြည့်မြဲစွမ်းအင်များသို့ ကူးပြောင်းခြင်းကို အရှိန်အဟုန်မြင့်စေခြင်းတို့ ဖြစ်သည်။

ထို့ကြောင့် **Negawatt** သည် သုံးစွဲမှုမရှိသေးသည့်စွမ်းအင်များကို ပိုမိုအကျိုးရှိစေခြင်းနှင့် စွမ်းအင်သုံးစွဲသည့် အခါတွင်လည်း အလဟသဖြစ်စေမှုကို သတိနှင့်သုံးစွဲခြင်းတို့ ဖြစ်သည်။ ဤချဉ်းကပ်မှုအသစ်သည် ဘဝ၏အရည်အသွေးကို ထိခိုက်မှုမပါဝင်ဘဲ ကျွန်ုပ်တို့၏စွမ်းအင်လိုအပ်ချက် လျှော့ချခြင်းကို ဦးစားပေးပြီး ပိုမိုထုတ်လုပ်ခြင်းထက် အကျိုးရှိစွာ သုံးစွဲခြင်းဖြစ်သည်။ **(Association Negawatt, no date)**

ပြန်ပြည့်မြဲစွမ်းအင်များ၊ လျှပ်စစ်ဓာတ်အားသုံးစနစ်သို့ ကူးပြောင်းခြင်း၊ ဓာတ်အားလိုင်း ကွန်ရက်နှင့် သိုလှောင်မှု

ပြန်ပြည့်မြဲစွမ်းအင်အရင်းအမြစ်များသည် အကန့်အသတ်မရှိသည့် စွမ်းအင်များကို ထောက်ပံ့ပေးသော်လည်း ကျွန်ုပ်တို့အနေဖြင့် ၎င်းတို့ဆီသို့ မည်ကဲ့သို့ကူးပြောင်းမည်နည်း။

ရေရှည်တည်တံ့သောစွမ်းအင်၏ အနာဂတ်ဖြစ်နိုင်ခြေသည် အစိုင်အခဲ၊ အငွေ့နှင့်အရည် လောင်စာများအစား လျှပ်စစ်စွမ်းအင်ကို ကျယ်ကျယ်ပြန့်ပြန့် အသုံးပြုမှုအပေါ်တွင် အများကြီးမူတည်ပါသည်။ ပြန်လည်ပြည့်မြဲ လျှပ်စစ်ဓာတ်အားများကို ပိုမိုသုံးစွဲခြင်းတွင် စိန်ခေါ်မှုအများအပြားရှိသည်။ ဦးစွာ ကျွန်ုပ်တို့အနေဖြင့် ၎င်းတို့ကို ဖန်တီးရန်လိုအပ်သည်။ လေစွမ်းအင်၊ နေစွမ်းအင်၊ Biomass စွမ်းအင်နှင့် Geothermal စွမ်းအင်နည်းပညာများမှတဆင့် ပတ်ဝန်းကျင်ထိခိုက်မှုအနည်းဆုံးနှင့် ပြန်လည်ပြည့်မြဲ စွမ်းအင်အရင်းအမြစ်များမှ စွမ်းအင်ထုတ်လုပ်ခြင်းသည် ကျွန်ုပ်တို့၏လုပ်နိုင်စွမ်းကို အလွန်တိုးတက်လာစေမည်ဖြစ်ပါသည်။ ကျွန်ုပ်တို့သည် ဓာတ်အားဖြန့်ဖြူးမှုလုပ်ငန်းများကို (ဥပမာအားဖြင့် Solar PV များကို ပင်မဓာတ်အားလိုင်း (သို့) Off-grid (သို့) small and meso grids အစိတ်အပိုင်းများနှင့် ချိတ်ဆက် အသုံးပြုပြီး) အကြီးစားပြန်ပြည့်မြဲစွမ်းအင် Plant များနှင့် ပေါင်းစပ်ရန် လိုအပ်သည်။

ကျွန်ုပ်တို့သည် တိုးမြင့်ဝန်နှင့် ကွဲပြားခြားနားသည့်စွမ်းအင်အရင်းအမြစ်များကို အောင်မြင်စွာ ကိုင်တွယ်ဖြေရှင်းနိုင်ရန် လျှပ်စစ်ဓာတ်အားလိုင်းများကို တိုးချဲ့ရန်နှင့် ခေတ်မီအောင်ပြုလုပ်ရန်အတွက် ရင်းနှီးမြှုပ်နှံမှုများ လိုအပ်လိမ့်မည်။ ကျွန်ုပ်တို့သည် ကုန်းတွင်းနှင့်ကမ်းလွန်လေအားဒလက်များ၊ Solar Parks, ဇီဝလောင်စာ plant များ (သို့) Remote Geothermal Plants များမှ ရရှိသည့် ဓာတ်အားများကို စက်ရုံများနှင့် မြို့ပြနေရာများသို့ ဓာတ်အားလိုင်းအသစ်များနှင့် မြေအောက်လိုင်းများ၏ သက်ရောက်မှု အနည်းဆုံးနှင့် ထိထိရောက်ရောက် ကူးပြောင်းနိုင်ရန် လိုအပ်သည်။ ကျွမ်းကျင်သောဒေသဆိုင်ရာ ကွန်ရက်များသည် မတူညီသည့်ဒေသများမှ အမျိုးမျိုးသော ပြန်ပြည့်မြဲစွမ်းအင်အရင်းအမြစ် များကို ညှိနှိုင်းရာတွင်လည်း ကူညီပေးမည်ဖြစ်သည်။ ဤကဲ့သို့ လျှပ်စစ်ဓာတ်အား လဲလှယ်အသုံးပြုခြင်း ကို သုံးစွဲနေပြီးဖြစ်သည်။ နော်ဝေနိုင်ငံသည် လေထန်သည့်ကာလများတွင် ပိုလျှံသည့်လေစွမ်းအင်ကို သိမ်းဆည်းထားပြီး လေအားလျော့နည်းသည့်ကာလများတွင် ဒိန်းမတ်နိုင်ငံသို့လျှပ်စစ်ဓာတ်အား တင်သွင်း သည်။ စွမ်းဆောင်ရည်မြှင့်ဈေးကွက်နှင့် လိုအပ်ချက်တုံ့ပြန်မှုသည်လည်း စွမ်းအင်ကဏ္ဍ၏ အကျိုးသက်ရောက်မှုကို တိုးတက်စေရန် ကူညီပေးသည်။

နေစွမ်းအင်နှင့်လေစွမ်းအင်များသည် ထိရောက်ပြီး အကန့်အသတ်မရှိသည့် စွမ်းအင်များကို ထောက်ပံ့ရန်အလားအလာရှိနေစဉ်တွင် ၎င်းတို့ကိုဖြန့်ဖြူးရန်အတွက် လျှပ်စစ်ဓာတ်အားကြိုး၏ ဝန်ဆံ့နိုင်မှုပမာဏကို ကန့်သတ်ထားသည်။ ကျွန်ုပ်တို့၏ လက်ရှိဓာတ်အားလိုင်းတွင် ပါဝင်ဖွဲ့စည်းထားသော အစိတ်အပိုင်းများသည် ၎င်းတို့ကို ပံ့ပိုးထားသည့် အရင်းအမြစ်အလိုက် ပြောင်းလဲမှု၏ သတ်မှတ်ထားသည့်ပမာဏတစ်ခုကိုသာ ကိုယ်တွယ်ဖြေရှင်းနိုင်သည်။ အကြီးစားဓာတ်အားလိုင်းဖြစ်စေ၊ ဒေသဆိုင်ရာ လိုင်းဖြစ်စေ အန္တရာယ်ရှိသည့် ဓာတ်အားတဟုန်ထိုးမြင့်တက်လာမှုကို ရှောင်ရှားရန်အတွက် လျှပ်စစ်ဗို့အားနှင့် ကြိမ်နှုန်းတည်ငြိမ်မှုကို ထိန်းသိမ်းရန်လိုအပ်ပြီး လိုအပ်ချက်အမြင့်ဆုံးကို ဖြည့်ဆည်းပေးနိုင်သည့် စွမ်းရည်လိုအပ်သည်။ ယနေ့အချိန်တွင် ကျွန်ုပ်တို့၌ လျှပ်စစ်ဓာတ်အား အမြဲတမ်းပေးဝေရေး (သို့မဟုတ် “Base Load”) ကိုထောက်ပံ့ရန် အချိန်တိုင်းအလုပ်လုပ်နေသည့် အထူးသဖြင့် ကျောက်မီးသွေးနှင့် ရေအားလျှပ်စစ်ကဲ့သို့သော Power Station (ဓာတ်အားပေးစက်ရုံ) အချို့ရှိသည်။ ပြန်ပြည့်မြဲစွမ်းအင် ပံ့ပိုးမှုမြင့်တက်လာသည့်အခါတွင်လည်း ယင်းဓာတ်အားပေးစက်ရုံများကို ရိုးရှင်းစွာပိတ်နိုင်မည် မဟုတ်ဟု ဆိုလိုခြင်းမှာ စွမ်းအင်ကို စွန့်ပစ်ရန် သွားနိုင်သည်ဟု ဆိုလိုပါသည်။

မြန်မာနိုင်ငံ၏ လျှပ်စစ်ဓာတ်အားကွန်ရက်သည် လာမည့်ဆယ်စုနှစ်အတွင်း နည်းပညာနှင့် ဓာတ်အားလိုင်း စီမံခန့်ခွဲမှုတိုးတက်လာခြင်းမှတဆင့် အမျိုးမျိုးသော စွမ်းအင်အရင်းအမြစ်များမှ ရရှိသည့် လျှပ်စစ်ဓာတ်အားစုစုပေါင်း၏ အနည်းဆုံး ၅၄% ကို ရယူနိုင်မည်ဟု စဉ်ဆက်မပြတ်စွမ်းအင်၏ အနာဂတ်ဖြစ်နိုင်ခြေမှ ခန့်မှန်းသည်။ အခြားသော ၄၆% သည် ပြောင်းလဲမှုနည်းပါးသည့် အရင်းအမြစ်များဖြစ်သည့် ဇီဝဒြပ်ထု၊ စွမ်းအင်သိုလှောင်မှုပါဝင်သည့် CSP၊ ရေအားလျှပ်စစ်နှင့် အနည်းငယ်မျှသော မြေအောက်အပူစွမ်းအင်နှင့် Ocean Power တို့မှ ရရှိမည်ဖြစ်သည်။ ဓာတ်အားလိုင်းကို စီမံခန့်ခွဲရန် အရေးကြီးဆုံးသော ဖြေရှင်းနည်းအချို့မှာ လိုအပ်ချက်တုံ့ပြန်မှုလုပ်ရပ်၊ ရေအားလျှပ်စစ်ဆည်တမံများတွင် သိုလှောင်သိမ်းဆည်း ထားခြင်းများ၊ ဘက်ထရီသိုလှောင်မှု၊ အပူစွမ်းအင်သိုလှောင်ထားမှု (ဥပမာ Molten Salt ကိုအသုံးပြုထားသည့် CSP) နှင့် အအေးစွမ်းအင်သိုလှောင်ထားမှု (ဥပမာ အေးခဲခြင်းနည်းလမ်းစဉ်များအတွက် ရေခဲကိုသိုလှောင်ထားခြင်း) တို့ပါဝင်သည်။

အကြီးစား “Super” နှင့် “ Smart” ဓာတ်အားလိုင်းများကို ပေါင်းစပ်ခြင်းသည် အဓိကဖြစ်သည်။ စွမ်းအင်လိုအပ်ချက်စီမံခန့်ခွဲမှုကို ကူညီရန်ဓာတ်အားကုမ္ပဏီများနှင့် သုံးစွဲသူများသည် စွမ်းအင်ထောက်ပံ့မှုနှင့် ပတ်သက်သည့်အချက်အလက်များနှင့် ဈေးနှုန်းများကို ရရှိလိမ့်မည်။ ရိုးရှင်းစွာပင် လေများတိုက်ခတ်ချိန် (သို့) နေသာသည့် အချိန်များတွင် အဝတ်လျှော်စက်များအသုံးပြုရာတွင် ပိုမိုဈေးသက်သာလာမည်။ ဓာတ်အားထောက်ပံ့မှုကို ပြည့်ပြည့်ဝဝရရှိသောအခါ အိမ်ထောင်စုများ၊ ရုံးများ (သို့) စက်ရုံများသည် စိတ်ချရသည့် အသုံးအဆောင်များ (သို့) လုပ်ငန်းစဉ်များကို အလိုအလျောက်စီမံခန့်ခွဲရန် smart Meter များကို တပ်ဆင်လိမ့်မည်။ ကားဘက်ထရီများကို အားသွင်းရန်နှင့် ဟိုက်ထရိုဂျင်လောင်စာများကို ထုတ်လုပ်ရန်ပံ့ပိုးမှုသည် လိုအပ်ချက်ကိုကျော်လွန်ပါက ကျွန်ုပ်တို့သည် အကြိမ်၏ အားသာချက်ကိုလည်း ရရှိနိုင်သည်။

လျှပ်စစ်ဓာတ်အားထုတ်လုပ်ခြင်းကို ဖြန့်ဝေမှာလား (သို့) ဗဟိုမှာထားမှာလား

မြန်မာနိုင်ငံတွင် ကြီးမားသော လူဦးရေအပိုင်းသည် အဓိကဓာတ်အားလိုင်းနှင့် ဆက်သွယ်မှု မရှိသေးပါ။ တခါတရံတွင် ဗဟိုဓာတ်အားလိုင်းသာမက ဒေသဆိုင်ရာ ဓာတ်အားလိုင်းကိုလည်း ဆက်သွယ်ထားမှုမရှိပါ။ ကြီးမားသည် (သို့) သေးငယ်သည်ဖြစ်စေ သုံးစွဲသူများသို့ အကောင်းဆုံးနည်းလမ်းဖြင့် လျှပ်စစ်ဓာတ်အားပို့ပိုးရန် ဆွေးနွေးမှုများကို တစ်ကမ္ဘာလုံးနှင့် ဒေသတွင်းတွင် ပြုလုပ်နေကြသည်။ နေစွမ်းအင်နှင့် ဘက်ထရီကုန်ကျစရိတ်များ မြန်မြန်လျော့ကျလာခြင်းကို ပိုမိုကြာမြင့်စွာ ရှင်းရှင်းလင်းလင်း ဖြတ်တောက်ခြင်း မရှိတော့ခြင်းကြောင့် ဗဟိုဓာတ်အားလိုင်းကို တိုးချဲ့ခြင်းသည် ပြန်လည်ပြည့်မြဲ စွမ်းအင်ထုတ်လုပ်မှု အရင်းအမြစ် အရောအနှောများကို သိုလှောင်မှုစနစ်ပါဝင်သည့် off-gridၤ standalone (သို့) micro, mini နှင့် meso ဓာတ်အားလိုင်းများ တစိတ်တဒေသအဖြစ် ရင်းနှီးမြှုပ်နှံမှုထက်ပိုပြီး ကုန်ကျစရိတ်ထိရောက်လိမ့်မည်။ စက်မှုလုပ်ငန်း ဆိုင်ရာကျွမ်းကျင်သူများ၏ စစ်တမ်းတစ်ခုအပေါ်တွင် အခြေခံပြီး နောင် ၅ နှစ်တွင် Lithium-ion သိုလှောင်မှုပမာဏ ပျမ်းမျှဈေးနှုန်းသည် ၄၇% ကျဆင်းမည်ဟု ခန့်မှန်းထားပါသည်။

ဘက်ထရီကို နည်းမျိုးစုံဖြင့် အသုံးပြုလာနိုင်မည်ဖြစ်ပါသည်။ စဉ်းစားကြည့်ပါက လျှပ်စစ်ကားမှ ဘက်ထရီသည်လည်း အိမ်ဓာတ်အားလိုင်းနှင့် ချိတ်ဆက်လာနိုင်ပါမည်။ ထိုသို့ချိတ်ဆက် အသုံးပြုခြင်းဖြင့် ဖြန့်ဝေသိုလှောင်မှုနှင့် ဓာတ်အားလိုင်းစီမံခန့်ခွဲမှု (distributed storage and grid management) ကို အထောက်အကူပြုစေမည် ဖြစ်သည်။

ကုံလုံပြည့်ဝသော ဖြည့်တင်း လျှပ်စစ်စွမ်းအင် (Substantial electricity off take) နှင့် လျှပ်စစ်စွမ်းအင် လိုအပ်ချက် မြင့်မားခြင်းအချက်တို့ကို ဗဟိုစွမ်းအင်ဖြန့်ဖြူးခြင်းစနစ်မှသာလျှင် ရရှိနိုင်မည်ဟု တထစ်ချထင်မြင်ယူဆထားခြင်းမှာ ဖြစ်နိုင်ခြေ နည်းပါးလာပြီဖြစ်သည်။ အိမ်သုံး ဆိုလာစနစ်များသည် နည်းပညာ ပိုမိုမြင့်မားလာမည်ဖြစ်၍ စွမ်းဆောင်ရည်သည်လည်း မြင့်မားလာကာ အိမ်သုံးပစ္စည်းများ (ဥပမာ။ ။ DC တီဗီများ၊ စွမ်းအားမြင့်ရေခဲသေတ္တာအသေးများ) ကို အဆင်ပြေ လွယ်ကူစွာ ပိုမိုထောက်ပံ့ပေးနိုင်မည် ဖြစ်သည်။ အလတ်စားနှင့် အသေးစားဓာတ်အားလိုင်း (micro and mini-grid) များလည်း တိုးတက်ကျယ်ပြန့်လာ၍ စက်ရုံများနှင့် အသေးစားလုပ်ငန်းများကို လျှပ်စစ်ဓာတ်အား ဖြန့်ဖြူးချိတ်ဆက်ပေးနိုင်မည်ဖြစ်သည်။ ကြီးမားကျယ်ပြန့်သော လျှပ်စစ်ဓာတ်အားလိုင်းများ အချိန်နှင့်တပြေးညီ ဖြစ်ပေါ်လာစေရန် ထိုကဲ့သို့သော အသေးစား အလတ်စား ဓာတ်အားလိုင်းအမျိုးအစားများကို စနစ်တကျ စီမံခန့်ခွဲထား ရရန်လိုပါသည်။ ဤသည်မှာလည်း စဉ်းစားရမည့်အချက်ပင် ဖြစ်သည်။ ထိုအသေးစားနှင့်အလတ်စား ဓာတ်အားလိုင်းများကို နှစ်ရှည်လများတိုင်အောင် အချိန်ယူချိတ်ဆက်၍ မီဆိုလိုင်း (meso-grids) များ ဖြစ်ပေါ်စေကာ လက်ရှိတည်ဆောက်ထားသော မဟာဓာတ်အားလိုင်း (national gird) နှင့်တွဲဖက်အသုံးပြု ချိတ်ဆက်နိုင်မည်ဖြစ်သည်။ သို့ဖြင့် ပို့အားမြင့်ထုတ်လုပ်ဖြန့်ဖြူးနိုင်သော အခြေခံအဆောက်အအုံ တည်ဆောက်ရာတွင် သီးသန့်ရင်းနှီးမြှုပ်နှံခြင်းထက် ပို၍အကုန်အကျသက်သာစေမည်ဖြစ်သည်။ ထိုသို့ လုပ်ဆောင်ခြင်းဖြင့် မဟာလျှပ်စစ်ဓာတ်အားလိုင်းများ အခြေခံအဆင့်မှ ဖွံ့ဖြိုးတည်ဆောက်ပြီးစီးသည်အထိ လုပ်ဆောင်နေစရာမလိုပဲ ပြည်သူလူထု၏ လျှပ်စစ်ဓာတ်အားလိုအပ်ချက်ကို ပိုမိုလွယ်ကူလျင်မြန်စွာ ဖြည့်တင်းပေးနိုင်မည်ဖြစ်သည်။

ပြန်ပြည့်မြဲစွမ်းအင် အသုံးပြုခြင်းအားဖြင့် လုပ်ဆောင်နိုင်စွမ်းများပြားလာသည်နှင့်အညီ နောင်လာမည့် နှစ်ပေါင်းများစွာအတွက် ဆိုလာအခြေခံ ဘက်ထရီများသည်လည်း ဓာတ်အားလိုင်းများထက်ပို၍ ဈေးနှုန်း သက်သာလာနိုင်ပေသည်။ ဖြစ်နိုင်ခြေရှိသည်များကို ချင့်ချိန်နှိုင်းဆရန်လိုအပ်၍ အရင်းအနှီးကြီးမားသော ဗဟိုဓာတ်အားလိုင်း တစ်ခုထဲကိုသာ ရင်းနှီးမြှုပ်နှံမည်ဆိုပါက အချိန်ကြာလာသည်နှင့်အမျှ ထိရောက်မှုနည်းကာ နောင်ရာစုနှစ် တစ်ဝက်ရောက်သည့်တိုင် လိပ်ခဲတည်းလည်း အခြေအနေသို့ ရောက်ရှိသွားနိုင်ပါသည်။ ကျွန်ုပ်တို့ အမြဲသတိပြုရမည်မှာ အချို့သောနိုင်ငံများတွင် ဥပမာ ဩစတြေးလျနိုင်ငံ၏ နေရာအချို့တွင်ရှိသော စီးပွားရေးကိစ္စများ၌ နိုင်ငံတော်ဓာတ်အားလိုင်းမှ အဆက်ပြတ်ကာ ဈေးနှုန်းသက်သာသော ဆိုလာသိုလှောင်မှုစနစ်ကိစ္စရပ်များ ရှိနှင့်နေပြီးဖြစ်သည်ကို တွေ့ရှိရခြင်းပင် ဖြစ်သည်။

ကျွန်ုပ်တို့တစ်ကမ္ဘာလုံးသို့ ထောက်ပံ့ပေးနေသော လျှပ်စစ်ကွန်ရက်စနစ်သည် ၂၀ ရာစုနှစ်၏ အကြီးမားဆုံး အင်ဂျင်နီယာနည်းပညာများထဲမှ တစ်ခုအပါအဝင်ဖြစ်သည်။ ကျွန်ုပ်တို့ ဆက်လက်လုပ်ဆောင်ရမည်မှာ ၂၁ ရာစုနှစ်၏ အကောင်းဆုံးဖြစ်စေရန် နည်းပညာအဆင့်မြှင့်တင်ခြင်း သို့မဟုတ် လာမည့်ဆယ်စုနှစ်အတွင်း အစားထိုးပြောင်းလဲ တပ်ဆင်ပေးခြင်းများပင်ဖြစ်သည်။

ကျွန်ုပ်တို့ဘာဆက်လုပ်မည်နည်း။

- အစိုးရအဖွဲ့အစည်းမှ ၂၀၁၆ ဇန်နဝါရီလတွင်ထုတ်ပြန်သော Energy master plan ကိုပြန်လည် သုံးသပ်၍ စွမ်းအင်ထိန်းသိမ်းထားနိုင်ခြင်း၊ ပြန်လည်ဖြည့်တင်းနိုင်ခြင်း အခန်းကဏ္ဍကိုမြှင့်တင်ခြင်းနှင့် ဗဟိုစနစ်နှင့် ဖြန့်ဝေဓာတ်အားလိုင်းစနစ်တို့ကို ပို၍ အချိုးညီမျှစွာ တိုးတက်အောင် လုပ်ဆောင်သင့်ပါသည်။ မြန်မာ့ Energy master plan နှင့် နိုင်ငံတော်အတွက် ရည်ရွယ်ထားသော စွမ်းအင်ဖြန့်ဖြူးခြင်း အစီအစဉ်တို့ကို ပေါင်းစပ်ခြင်းဖြင့် နိုင်ငံ၏ရည်မှန်းချက်ပန်းတိုင်ကို ကာဗွန် ဒိုင်အောက်ဆိုဒ်ဓာတ်ငွေ့လျှော့ချရင်း အောင်မြင်စွာ လျှောက်လှမ်းနိုင်မည်ဖြစ်သည်။
- မျိုးဆက်သစ်တစ်ခုတွင် အရင်းအနှီးများပြားစွာ အလွန်အကျွံ ရင်းနှီးမြှုပ်နှံမှုမျိုးမဖြစ်စေရန် ကြီးမားကွန်ရက်နှင့် ပြန်လည်ဖြည့်တင်းနိုင်သော ဖြန့်ဝေဓာတ်အားလိုင်းစနစ် (Large-scale and distributed renewable power) ကို အလျင်အမြန် တည်ဆောက်ရန် လိုအပ်လျက်ရှိပါသည်။ အဆုံးစွန်အားဖြင့် စွမ်းအင်ကို ကြာရှည်ထိန်းသိမ်းထားနိုင်ခြင်းမရှိသော ကျောက်မီးသွေးဓာတ်အားပေးစက်ရုံများ၊ ကြီးမားသောရေကာတာများ၊ ဓာတ်အားလိုင်း အခြေခံအဆောက်အအုံများသည် ဆယ်စုနှစ်ကြာလာသည်နှင့်အမျှ ဓာတ်ငွေ့ထုတ်လွှတ်မှု ပိုမိုများပြားလာကာ စီးပွားရေးရပ်တန့် သွားစေနိုင်ပါသည်။
- ပြန်ပြည့်မြဲစွမ်းအင် (renewable energy) အတွက် ဖွဲ့စည်းပုံ မူဝါဒတစ်ခု လိုအပ်ပါသည်။ ထိုမူဝါဒတွင် RE စီမံကိန်းများ၊ နိုင်ငံတော် ဓာတ်အားလိုင်းချိတ်ဆက်မှုများ၊ အခွန်နှုန်းထားစနစ်များအတွက် လုပ်ငန်းလိုင်စင်ပေးနိုင်သော စနစ်တစ်ခုပါဝင်ရန် လိုအပ်သည်။ ထိုစနစ်သည် ကမ္ဘာပေါ်တွင် လက်ရှိအသုံးပြုနေသော အခွန်နှုန်းထားသတ်မှတ်ခြင်းများ၊ မီတာအသုံးပြုခြင်းများ၊ လေလံစနစ်များ စသည်တို့ပေါ်တွင် အခြေခံသင့်ပါသည်။ သတိပြုရမည်မှာ တချို့သော စီမံချက်များမှာ ကြီးမားထုတ်ကုန်ကွန်ရက် (large-scale production) များနှင့် ပိုမိုကိုက်ညီ၍ တချို့မှာ ဖြန့်ဝေစနစ် (distributed system) များနှင့်ကိုက်ညီပါသည်။ စီမံကိန်းအတွက် လျှောက်ထားမှုများ (ဥပမာ၊ အတည်ပြုချက်လျှောက်ထားခြင်း၊ လိုင်စင်နှင့်မှတ်ပုံတင်ထုတ်ယူခြင်း၊ အခွန်နှင့်ဂျူတီခများ တွက်ချက်ခြင်းနှင့် စည်းကျပ်ခြင်း၊ (ဖြေလျှော့ပေးခြင်းနှင့် ခြွင်းချက်များအပါအဝင်)အခွန်နှုန်းထား စနစ်များအား ပြည်သူများသိရှိနိုင်ရန် တိကျစွာဖော်ပြရန် လိုအပ်ပါသည်။ ထို့အပြင် ဓာတ်အားထုတ်လုပ်သူများအတွက် လုပ်ငန်းလုံခြုံမှု (သို့မဟုတ် တရားဝင်ရောင်းချခွင့်) အားလည်း တိကျစွာ ဖော်ပြရန်လိုအပ်သည်။ ဥပမာ၊ နိုင်ငံတော်ဓာတ်အားလိုင်းအား တချို့သောဒေသများသို့ ချိတ်ဆက်ရာတွင် ဒေသခံလျှပ်စစ်ထုတ်လုပ်ရောင်းချသူ IPP များမှလည်း ဓာတ်အားဝယ်ယူမှု သဘောတူညီချက် (Power Purchase Agreements) ကို လက်မှတ်ထိုးနိုင်သော အခွင့်အရေးရှိရမည်။
- ပြန်ပြည့်မြဲစွမ်းအင်မူဝါဒများ (Feed-in tariffs) နှင့် အခွန်နှုန်းထား သတ်မှတ်ကောက်ခံခြင်း (net metering) များသည် အကြီးစားနှင့် အသေးစား လျှပ်စစ်သုံးစွဲသူများအား ပြန်လည်ပြည့်မြဲ စွမ်းအင်ထုတ်လုပ်မှုတွင် ရင်းနှီးမြှုပ်နှံအောင် အားပေးနိုင်သော အရေးပါအရာရောက်သည့်အချက် ဖြစ်သည်။ ထိုင်း၊ အိန္ဒိယ၊ တရုတ်၊ ဖိလစ်ပိုင်ကဲ့သို့သော နိုင်ငံများတွင် ထိုမူဝါဒများ (feed-in tariff and net metering) စနစ်များကို တွင်ကျယ်စွာအသုံးပြုနေပြီး ဖြစ်သည်။ အသေးစားဓာတ်အား ထုတ်လုပ်သူများ၊ အလွန်ပမာဏနည်းစွာထုတ်လုပ်သူများ လျှပ်စစ်ဓာတ်အား တိုက်ရိုက်ရောင်းချ နိုင်စေရန် စွမ်းအင်မူဝါဒများအား ထိန်းညှိပေးရန်လိုအပ်သည်။ ထိုသို့ဖြင့် ဓာတ်အားဝယ်ယူမှု သဘောတူညီချက်မလိုပဲ စွမ်းအင်ဖြည့်တင်းပေးနိုင်မည်ဖြစ်သည်။
- ပြည့်လည်ပြည့်စွမ်းအင်ဇုန်များ စီမံပေးခြင်းအားဖြင့် ကိုယ်ပိုင်လုပ်ငန်းစုများအား စီမံကိန်းမြေနေရာများ အသုံးပြုမှုအတွက် ကူညီပေးနိုင်မည်ဖြစ်သည်။ အစိုးရသည်လည်း RE စီမံကိန်းများအတွက် အနာဂတ်ဓာတ်အားလိုင်း ချိတ်ဆက်မှုအစီအစဉ်များကို ကြေညာနိုင်မည်ဖြစ်ပြီး ကုမ္ပဏီများမှလည်း ဓာတ်အားလိုင်း လျှောက်ထားနိုင်လာမည်ဖြစ်သည်။ ဓာတ်အားလိုင်းအသစ်များအား ခိုင်မာသော ဓာတ်အားလိုအပ်ချက်များပေါ် မူတည်၍ စီမံရေးဆွဲနိုင်မည်ဖြစ်သည်။ ဤသို့အားဖြင့် လုံလောက်သောဓာတ်အား သိုလှောင်မှုများနှင့် စွမ်းအားပြည့်ဓာတ်အား ချိတ်ဆက်မှုများကို ဖြစ်ပေါ်လာစေနိုင်သည်။
- နိုင်ငံတစ်ဝန်း လျင်မြန်စွာတိုးတက်လာမှုနှင့် အစိုးရသစ်ပြောင်းလဲဖြစ်ပေါ်လာမှုတို့သည် လျှပ်စစ်ကဏ္ဍတွင် ပိုမိုရင်းနှီးမြှုပ်နှံလာနိုင်ချေရှိသည်။ (Greacen, 2014). PPA ၏ အခြေအနေတစ်ခုခြင်း ပေါ်တွင် ပါဝင်ခြင်းသည် MOEP ဌာနအား အမိကလွှမ်းမိုးသွားနိုင်သည်။ ထိုအစား ပြောင်းပြန်လေလံ (reverse auction) အရ ဈေးနှုန်းနှင့် ကြာချိန်သတ်မှတ်ချက်ထားသော တရားဝင်စာချုပ်ပုံစံဖြင့် စံသတ်မှတ်ထားနိုင်သော PPA အနေဖြင့် အချိန်ကြာမြင့်စွာ ညှိနှိုင်းမှုများ လိုအပ်မည်မဟုတ်ပါ။ မဟာဓာတ်အားလိုင်း (National grid) မှဓာတ်အားဝယ်ယူခြင်း သို့မဟုတ် ဒေသအလိုက် ဓာတ်အားဝယ်ယူခြင်းကို တိကျပြတ်သားစွာ ခွဲခြားထားခြင်း၊ ထို့အပြင် သုံးစွဲသူအများအပြားသည် လျှပ်စစ်ဓာတ်အား ထုတ်လုပ်သူများနှင့် သဘောတူညီချက်စာချုပ် (PPA) တိုက်ရိုက် လက်မှတ်ရေးထိုးနိုင်အောင် အခွင့်အလမ်းပေးခြင်းဖြင့် စံသတ်မှတ်ချက်ကို စဉ်းစားသင့်သည်။
- အဖွဲ့အစည်းဆိုင်ရာ မူဘောင်သည်လည်း နိုင်ငံတော်လုပ်ငန်းနှင့် ကိုယ်ပိုင်လုပ်ငန်း လုပ်ဆောင်သူများကြား အငြင်းပွားမှုမျိုးမဖြစ်စေရန် တရားမျှတသော တည်ဆောက်ပုံထည့်သွင်းသင့်သည်။ အထူးသဖြင့် အဓိပ္ပါယ် ကောက်ယူခြင်းနှင့် စည်းမျဉ်းအသုံးချမှုကြား သဘောမတူညီမှု ဖြစ်ပေါ်ခြင်းတို့ပင်ဖြစ်သည်။

- လျှပ်စစ်ဓာတ်အားစနစ်များသို့ ပြောင်းလဲရာတွင် ဗဟိုဓာတ်အားဖြန့်ဖြူးပေးစနစ် (central grid expansion) သည်သာ အကောင်းဆုံး ဖြေရှင်းချက်ဖြစ်သည်ဟု ယူဆထား၍မရပေ။ ဖြန့်ဝေစနစ် (distributed solutions) သည်လည်း လျင်မြန်စွာတည်ဆောက်နိုင်၍ မြင့်မားလာသောလိုအပ်ချက်ကို ဈေးနှုန်းသက်သာစွာဖြင့် ဖြည့်ဆည်းပေးနိုင်မည်ဖြစ်သည်။
- လက်ရှိနှင့် အသစ်ဖြစ်ပေါ်လာသည့် အသေးစားနှင့် အလတ်စားဓာတ်အားလိုင်း (mini and micro-grid) များအတွက် စံနှုန်းထားများနှင့် လမ်းညွှန်ချက်များလိုအပ်သည်။ မြန်မာနိုင်ငံ အနှံ့အပြားတွင် အသေးစားနှင့် အလွန်သေးငယ်သော ကိုယ်ပိုင်လျှပ်စစ်ထုတ်လုပ်သည့် အသေးစားနှင့် အလတ်စား ဓာတ်အားလိုင်းများရှိနေသည်။ သို့သော်လည်း လမ်းညွှန်ချက်များ စည်းကမ်းများ မရှိကြသောကြောင့် ဓာတ်အားတပ်ဆင်ထုတ်လုပ်မှုပိုင်း အလွန်အားနည်းနေသေးသည်။ စံချိန် စံနှုန်းသတ်မှတ်ခြင်းဖြင့် စီးပွားရေးရှုထောင့်တွင်သာမက လူမှုရေးရှုထောင့်တွင်လည်း နည်းပညာများ၊ စည်းကမ်းများ ပါဝင်လာမည်ဖြစ်သည်။ မြန်မာနိုင်ငံ၏ ၇၀ ရာခိုင်နှုန်းသောလူထုမှာ လျှပ်စစ်ဓာတ်အား ချိတ်ဆက်ထားမှုမရှိပဲ ထိုစံချိန်စံနှုန်းသည်သာ လူထုမှီခိုအားထားရာနှင့် တပိုင်တနိုင် လျှပ်စစ်ရရှိရန် ရှေ့ဆောင်လမ်းပြပေးမည်ဖြစ်ပါသည်။
- ဓာတ်အားလိုင်းအခြေခံစနစ် တည်ဆောက်ခြင်းနှင့် ဓာတ်အားထုတ်လုပ်မှု အရည်အသွေးကောင်းမွန်စေရန် နည်းပညာလမ်းညွှန်ချက်များနှင့် စည်းကမ်းသတ်မှတ်ချက်များကို ဖော်ဆောင်ရမည်။ ထိုသို့ဖြင့် များပြားသော IPP များ၊ SPP များ၊ VSPP များ မဝေးသောအနာဂတ်တွင် ပေါ်ထွက်လာမည်ဖြစ်သည် (Greacen, 2014)။ အရည်အသွေးမြင့်မားသော လျှပ်စစ်ဓာတ်အားဖြင့် စက်မှုဇုန်လုပ်ငန်းများ အဆင်ပြေချောမွေ့စွာ လည်ပတ်စေနိုင်သကဲ့သို့ လူနေမှုပတ်ဝန်းကျင်နေရာများတွင် တည်ငြိမ် အားထားနိုင်သောစွမ်းအင် (stable and reliable power) ထောက်ပံ့ပေးနိုင်မည်။ ဆိုလိုသည်မှာ အိမ်သုံးလျှပ်စစ်ကိရိယာများ ကြာရှည်ခံ၍ လျှပ်ငြိမ်စက် (voltage stabilizers) ကဲ့သို့သောစက်များ လိုအပ်တော့မည်မဟုတ်ပါ။
- လျှပ်စစ်ကွန်ရက်ဖြန့်ကား၍ ထုတ်လုပ်မှုဗဟိုချက်မှ သုံးစွဲမှုဗဟိုချက်သို့ ဖြစ်နိုင်သမျှ ထိရောက်မှု ရှိနိုင်ရန် တိုင်းပြည်များအားလုံး အတူတကွ ပူးပေါင်းလုပ်ဆောင်ရန်လိုအပ်ပါသည်။ နိုင်ငံတကာ ကွန်ရက်များမှလည်း geothermal, stored CSP, hydro, biomass ကဲ့သို့ ပုံမှန်စွမ်းအင်အရင်းအမြစ်များမှ ထောက်ကန်ပေးထားသော အမျိုးအစားမတူညီ ဓာတ်အားစနစ် (Oyrm solar PV သို့မဟုတ် wind) တို့ကို လိုသလိုထိန်းညှိ၍ ဝယ်လိုအားကို ဖြည့်တင်းပေးနိုင်ရန် အကူအညီပေးမည်ဖြစ်သည်။
- ကျွန်ုပ်တို့ စွမ်းအင်လိုအပ်ချက်ကို စီမံခန့်ခွဲနိုင်ရန် သေးငယ်သောဓာတ်အားလိုင်း (small grid) များအား အချိန်မှီရင်နီးမြုပ်နှံ၍ အမျိုးအစားမတူ ဗဟိုစနစ်မဟုတ်သော စွမ်းအင်အရင်းအမြစ် (variable and decentralilzed sources) များမှ ဓာတ်အားပမာဏ များပြားလာစေရန်လည်း လုပ်ဆောင်ရန်လိုအပ်သည်။ ထိုသို့လုပ်ဆောင်ခြင်းဖြင့် ကုမ္ပဏီများမှ ဝယ်လိုအားနှင့် ထုတ်ကုန်ကို ပို၍ညီညွတ်မျှတနိုင်စေမည်ဖြစ်ပြီး သုံးစွဲသူများအားလည်း လျှပ်စစ်သုံးစွဲမှု ရွေးချယ်စရာများ ပို၍ ရရှိလာနိုင်မည်ဖြစ်သည်။
- လျှပ်စစ်ဓာတ်အားလေလွင့်မှုမရှိစေရန်နှင့် ဆင်းရဲသားပြည်သူများ ပုံမှန်ဈေးဖြင့် သုံးစွဲနိုင်စေရန် သုံးဆွဲခနှုန်းထားများ ပြန်လည်သုံးသပ်ရန် လိုအပ်သည်။ လက်ရှိအားဖြင့် လူထုသုံးစွဲခနှုန်းထား မြန်မာကျပ်ငွေ ၃၅ ကျပ်ဖြင့် တစ်လလျှင် 100 kwh သတ်မှတ်ထားသည်။ လူအများစုမှာ သုံးစွဲခ ပိုမိုပေးနိုင်ကြသော်လည်း သူတို့၏သုံးစွဲမှုပမာဏအားလုံးကို ထိုနှုန်းထားနှင့်ပင် ရယူသုံးစွဲလျက် ရှိသည်။ ဒုတိယသတ်မှတ် ဈေးနှုန်းမှာလည်း မြန်မာကျပ်ငွေ ၅၀ ကျပ် ဖြစ်သဖြင့် အလွန်နည်းပါးပါသည်။ ထိုထောက်ပံ့ငွေသည် အစိုးရ၏အရင်းအမြစ်များကို ယိုဖိတ်စေ၍ ချမ်းသာသောမိသားစု များကိုလည်း စွမ်းအင်ချွေတာစေရန် အားမပေးပါ။ လေအေးပေးစက်များကို ပြတင်းပေါက်ဖွင့်၍ အမြဲတစေ ဖွင့်ထားတတ်ကြသည်။ လျှပ်စစ်ခမှာ တပိုင်တနိုင်ဈေးနှုန်းဖြစ်ရမည်။ သို့သော် နှုန်းထားနည်းပါးခြင်းသည် ဓာတ်အားလေလွင့်မှုအတွက် အထောက်အကူမဖြစ်စေရ။ ချမ်းသာသော မိသားစုများမှ နှုန်းထားပိုပေးခြင်းဖြင့် အကျိုးအမြတ်မရသော ဆင်းရဲသားလူထု၏ လျှပ်စစ်သုံးစွဲနိုင်မှုကို ထောက်ပံ့ပေးနိုင်မည်ဖြစ်သည်။ အောက်ပါ ဥပမာမှာ သီရိလင်္ကာနိုင်ငံ၏ လျှပ်စစ်သုံးစွဲမှုနှုန်းထားများဖြစ်သည်။

By Sri Lanka's Electricity Act 2009, the Public Utilities Commission set electrical tariffs and charges for the domestic residential sector in the form of Incremental Block Tariffs (PUCSL, 2009)				
Tariff Category Domestic (30 day period)	Unit Charge (per kWh)		Fixed Charge (LKR/kWh)	
	LKR	US$	LKR	US$
Up to 30 units	3.00	0.02	60.00	0.42
31 to 60 units	4.70	0.03	90.00	0.63
61 to 90 units	7.50	0.05	120.00	0.83
91 to 180 units	16.00	0.11	180.00	1.25
181 to 600 units	25.00	0.17	240.00	1.67
Above 600 units	30.00	0.21	240.00	1.67

- နေ့တစ်နေ့၏ အချိန်အတိုင်းအတာအလိုက် မနက်/ည သို့မဟုတ် ပို၍ သင့်တင့်လျောက်ပတ်သော အချိန်ပိုင်းနှုန်းထားများပေါ် မူတည်၍ မတူညီသောနှုန်းထားများ သတ်မှတ်ပေးနိုင်သည်။ ထိုနည်းသည် လျှပ်စစ်လိုအပ်ချက်များ၍ ထောက်ပံ့ပေးနိုင်မှုနည်းပါးနေချိန်တွင် သုံးစွဲမှုလျှော့ချနိုင်စေရန် အားပေးသကဲ့သို့ လိုအပ်ချက်နည်းပါး၍ ထုတ်လုပ်မှုများပြားနေချိန်တွင်လည်း သုံးစွဲမှုများပြားနိုင်စေရန် အားပေးစေနိုင်သည်။ ထိုအချက်သည် မျိုးမတူ စွမ်းအင်အများအပြား သုံးစွဲနေချိန်တွင် အလွန်အရေးကြီးသည်။ အမှန်တကယ်တွင် နိုင်ငံအတော်များများမှာ လျှပ်စစ်သုံးစွဲမှုအတွက် နေ့/ည လျှပ်စစ်နှုန်းထားများ သတ်မှတ်ထားကြသည်။ (ဥပမာ၊ အိန္ဒိယ)။ ဩစတြေးလျကဲ့သို့ တချို့နိုင်ငံများသည်လည်း ထိုသို့မတူညီသော နှုန်းထားများ သတ်မှတ်ကျင့်သုံးကြပြီးဖြစ်သည်။

Off-peak Electricity

off-peak electricity ဆိုသည်မှာ မတူညီသောနှုန်းထားများကို သတ်မှတ်အချိန်များအတွင်း အသုံးပြုနိုင်ရန် မတူညီအောင် သတ်မှတ်ထားခြင်း ဖြစ်သည်။ ထိုနှုန်းထားသည် အဓိကအားဖြင့် နေအိမ်များနှင့် လုပ်ငန်းများ လျှပ်စစ်သုံးစွဲမှုနည်းပါးချိန်တွင် ဈေးသက်သာအောင် လျော့ဈေးနှုန်းထားများဖြင့် လျှပ်စစ်ကွန်ရက် ပြည့်ကျပ်မှုမရှိစေရန် သတ်မှတ်ထားသည်။ ပုံမှန်အားဖြင့် **off-peak** အချိန်များကို ညဘက်နှင့် ရုံးပိတ်ရက်များတွင် သတ်မှတ်ထားသည်။ သို့သော်လည်း တိုင်းပြည်အလိုက် နေရာဒေသအလိုက် မီတာအမျိုးအစားအလိုက် ကွဲပြားနိုင်သည်။ **(Energy Australia, 2016)**

- ၂၀၅၀ ပြည့်နှစ်ရောက်လျှင် တစ်ကမ္ဘာလုံးရှိ ကားများ၊ ရထားများအားလုံး လျှပ်စစ်ဓာတ်အားဖြင့် မောင်းနှင်သင့်သည်။ ကျွန်ုပ်တို့ စည်းကမ်းချက်များ ရင်းနှီးမြှုပ်နှံမှုများ လိုအပ်၍ ဆုကြေးငွေများဖြင့် ထုတ်လုပ်သူများ သုံးစွဲသူများကို လျှပ်စစ်ကားများ အသုံးပြုစေရန် အားပေးရန်လိုအပ်သည်။ ဘက်ထရီနည်းပညာ တိုးတက်လာခြင်းကပင်လျှင် လျှပ်စစ်ရထားများ သင်္ဘောများပင် ပြေးဆွဲနိုင်သည်ထိ ဖြစ်ပေါ်စေနိုင်မည်။ သို့သော် သုတေသနနှင့်ဖွံ့ဖြိုးမှုကို အခုချက်ချင်းပင် လိုအပ်ပါသည်။

Electricity exchange between countries and power sector strategies

မဲခေါင်ဒေသတွင် လျှပ်စစ်ဓာတ်အားကို များပြားသောနိုင်ငံများသည် တင်ပို့ရောင်းချရသော ထုတ်ကုန်ပစ္စည်းဟု ယူဆကြသည်။ လာအိုနိုင်ငံသည် ထိုင်းနိုင်ငံသို့ သူ၏ကြီးမားသော ရေအားလျှပ်စစ်ဓာတ်အားကို တင်ပို့ရောင်းချသည်။ မြန်မာနိုင်ငံသည်လည်း ထိုသို့တင်ပို့ရောင်းချမည့် အရေးကြီးသော အလားအလာရှိမည်ဟု ယူဆရသည်။

တစ်နိုင်ငံနှင့်တစ်နိုင်ငံ လျှပ်စစ်ဖလှယ်ခြင်းကို ထိုနိုင်ငံများအချင်းချင်း စီးပွားရေးအရသော်လည်း ကောင်း၊ ပတ်ဝန်းကျင်အရ သော်လည်းကောင်း အကျိုးမယုတ်နိုင်ပါက အားပေးသင့်ပါသည်။ ဓာတ်အားလိုင်းအတွင်း မတူညီသောစွမ်းအင်ပေါင်းစပ်မှုများ ဖြစ်ထွန်းလာနိုင်သည်။ ဆိုလာ၊ လေ နှင့် ရေအားလျှပ်စစ်များကို ပေါင်းစပ်နိုင်မည်။ မဲခေါင်ဒေသအတွင်း နေပူချိန် လေပြင်းချိန်နေ့များတွင် ရေအားလျှပ်စစ်သည် သိမ်းဆည်းထားနိုင်မည်။ ပြောင်းပြန်အားဖြင့် မိုးရွာချိန် လေမတိုက်ချိန်များတွင်လည်း ထို သိုလှောင်စွမ်းအင်ကို ပြန်လည်အသုံးချနိုင်မည်။ နာရီအလိုက်သော်လည်းကောင်း၊ ရာသီအလိုက်သော်လည်းကောင်း အချိန်အကန့်အသတ်ပေါ် မူတည်၍ ထိုကဲ့သို့ ဖြစ်စေနိုင်ပါသည်။

၂၀၂၅ ပြည့်နှစ်ရောက်လျှင် ကြီးမားကျယ်ပြန့်သော ဆိုလာနှင့် လေအားလျှပ်စစ်ထုတ်လုပ်သော လယ်ကွင်းများသည် ရေအားနှင့် ကျောက်မီးသွေးဓာတ်အား ထုတ်လုပ်သောစက်ရုံများနှင့် ယှဉ်ပြိုင်ကာ ဈေးနှုန်းပိုမိုသက်သာသွားနိုင်ခြေရှိသည်။ ဆိုလိုသည်မှာ ရေအားနှင့်ကျောက်မီးသွေးစွမ်းအင် တင်သွင်း နေသော နိုင်ငံများပင်လျှင် ဆွေးနွေးပွဲများ ပြန်လည်ပြုလုပ်၍သော်လည်းကောင်း သူတို့၏ သဘောတူစာချုပ် (PPA) ကိုပြန်လည် သက်တမ်းမတိုးတော့သော်လည်းကောင်း ဖြစ်နိုင်ပါသည်။ အဘယ်ကြောင့်ဆိုသော် သူတို့သည် ဆိုလာနှင့် လေအားမှရသောစွမ်းအင်ကို ပိုမိုထုတ်လုပ်၍ ရေအားနှင့်ကျောက်မီးသွေးတို့ထက် ပိုမိုသက်သာသော လေနှင့် ဆိုလာစနစ်များကို ထုတ်လုပ်သူများနှင့် PPA စာချုပ် ချုပ်ဆိုကြတော့မည် ဖြစ်သည်။ ၁၀ နှစ်တာ ကြာမြင့်သည်အထိ ပြန်လည်ပေးဆပ်ရသော ကြီးမားသည့် ကျောက်မီးသွေးနှင့် ရေအားစက်ရုံတည်ဆောက်ခြင်းများကို ပြန်လည်သုံးသပ်ရန်လွန်စွာမှ အရေးကြီးပါသည်။

ဒေသတွင်း အရင်းအမြစ်များ ပျောက်ဆုံးရပ်တန့်သွားနိုင်သည်အထိဖြစ်ပေါ်စေနိုင်ကာ ဒီဇယ်၊ ရေအား၊ ဂက်စ် နှင့်ကျောက်မီးသွေးစက်ရုံများ အရှုံးအမြတ် တွက်ချက်နိုင်ခြင်းမရှိမီ ထိုအရင်းအမြစ်များ ဈေးကွက်အတွင်း အဆမတန်တန်ဖိုးသတ်မှတ်ခြင်းခံရနိုင်သည်။ ဥရောပဒေသတွင် ဂက်စ်နှင့် ကျောက်မီး သွေးစက်ရုံများ ထိုကဲ့သို့ ဖြစ်နေသည်။ ကျောက်မီးသွေး သို့မဟုတ် ရေအားလျှပ်စစ်အခြေခံ၍ ဓာတ်အား ထုတ်လုပ်သောနိုင်ငံများရှိ လျှပ်စစ်ဈေးကွက်သည် တခြားနိုင်ငံများထက် ပိုမိုဈေးကြီးနေကာ ယှဉ်ပြိုင်မှုနှင့် ပတ်ဝန်းကျင်ဆိုင်ရာ ဂုဏ်သိက္ခာများကျဆင်းနေပြီဖြစ်သည်။ ထို့ကြောင့် မာစတာစီမံကိန်းရေးဆွဲလျှင် သော်လည်းကောင်း ဓာတ်အားမဟာဗျူဟာများ ချမှတ်တည်ဆောက်လျှင်သော်လည်းကောင်း ထိုအချက် ကို သတိပြုရမည်။

ဘာဆက်လုပ်မည်နည်း။

- လျှပ်စစ်စွမ်းအင် သွင်းကုန်ထုတ်ကုန်ပြုလုပ်သော နိုင်ငံများ၏ အဖြစ်အပျက်များကို အခြေခံ၍ စီးပွားရေးအလားအလာကောင်းသော လျှပ်စစ်တင်ပို့ခြင်း မဟာဗျူဟာကို ဂရုတစိုက်လေ့လာ သုံးသပ်ခြင်းဖြင့် ဒေသအရင်းအမြစ်များ ပျောက်ဆုံးရပ်တန့်သွားနိုင်ခြေကို လျော့နည်းသွားစေနိုင်သည်။
- လေအားနှင့် ဆိုလာနည်းပညာများပေါင်းစပ်ထားသော စွမ်းအင်နည်းပညာများ ကွဲပြားခြားနား စွာပေါင်းစပ်ထားခြင်းသည် နည်းပညာတစ်ခုနှင့်တစ်ခု ပေါင်းစပ်ဖလှယ်ခွင့်ရ၍ ဖြစ်ပေါ်လာနိုင်မည့် အန္တရာယ်များကို လျှော့ချပေးနိုင်လိမ့်မည်။ ဒေသတွင်း ခြောက်သွေ့ရာသီတွင် ရေအားလျှပ်စစ် ထုတ်လုပ်ခြင်း တစ်ခုထဲသာ ဖြစ်စေနိုင်မည်မဟုတ်ပါ။
- ကွဲပြားသော ပြန်ပြည့်မြဲစွမ်းအင်နည်းပညာများ ဖြစ်ထွန်းလာရေးနှင့်ပတ်သက်၍ ဓာတ်အားလိုင်း ထုတ်လုပ်သူများကြား ဒေသတွင်းဆွေးနွေးပွဲများ ပြုလုပ်ခြင်းသည် တိုင်းပြည် တစ်ခုနှင့်တစ်ခုအကြား အကောင်းဆုံးစွမ်းအင် ဖလှယ်နိုင်ရန် လိုအပ်သော ဓာတ်အားလိုင်းများ တိုးတက်ဖြစ်ထွန်းလာရေးအတွက် အကူအညီဖြစ်စေပါသည်။

မြေနေရာ အသုံးပြုမှု (Land use)

ကျွန်ုပ်တို့ စွမ်းအင်လိုအပ်ချက် ဖြည့်တင်းနိုင်ရန် ကြီးမား ကျယ်ပြန့်သော မြေနေရာ လိုအပ်ပါသည်။ လူသားနှင့် သဘာဝအတွက် ဘေးထွက်ဆိုးကျိုးများ ကန့်သတ်နိုင်ရန် ကျွန်ုပ်တို့ မည်သို့လုပ်ဆောင်ရမည်နည်း။

ရေရှည်ထိန်းသိမ်းထားနိုင်ခြင်း (sustainability) ဆိုသည်မှာ လူသားမျိုးနွယ်စု နေထိုင်ရာ တစ်ခုတည်းသော ကမ္ဘာမြေအတွင်းနှင့် ထိန်းသိမ်းကန့်သတ်ထားသည့် မြေနှင့်ရေပေါ်တွင်လည်းကောင်း နောင် အနာဂတ်မျိုးဆက်များအားလည်း ပျက်စီးစေနိုင်ခြင်းမရှိပဲ နေထိုင်ခြင်းဟုခေါ်သည်။ အဆောက်အအုံ များနှင့် အခြေခံအဆောက်အအုံများ တည်ဆောက်ရန်နေရာလိုအပ်သကဲ့သို့ စိုက်ပျိုးရေးနှင့် မွေးမြူရေး၊ သစ်နှင့် စက္ကူများအတွက် သစ်တောများစိုက်ပျိုးရေးမြေကြီး လိုအပ်သည်။ အစားအစာနှင့် အပန်းဖြေရန် ပင်လယ်ရေကိုလိုအပ်သည်။ အရေးကြီးဆုံးမှာ သဘာဝအတွက် နေရာချန်ထားပေးနိုင်ခြင်းဖြစ်သည်။ သဘာဝအရင်းအမြစ်များအား ထောက်ပံ့ရေး၊ လေကောင်းလေသန့်နှင့် ရေရရှိရေး၊ ရာသီဥတုမျှတစေရေး၊ စိုက်ပျိုးမှုဖြစ်ထွန်းရေး၊ ကျွန်ုပ်တို့ မြေနှင့်ပင်လယ်အထွက်တိုးစေရန် ထိန်းသိမ်းရေး၊ ရေကြီးမှုကာကွယ်ရေး အစရှိသည်တို့အတွက် ကျန်းမာရေးနှင့်ညီညွတ်သော သဘာဝပတ်ဝန်းကျင်ထိန်းသိမ်းရေးစနစ်များ လိုအပ်ပါသည်။ ထိုကဲ့သို့ မြေနှင့်ရေကို အသုံးပြုခြင်းနှင့် စီမံခြင်းသည် အနာဂတ်ပြန်လည်ပြည့်မြဲ စွမ်းအင်ဖြစ်ပေါ်လာရေးအတွက် စိတ်ချရသော သော့ချက်တစ်ခု ဖြစ်လာနိုင်သည်။ ကျွန်ုပ်တို့ရင်ဆိုင်ရမည့် အကြီးမားဆုံးသောစိန်ခေါ်မှုတစ်ခုပင် ဖြစ်လာနိုင်ပါသည်။

နောင်လာမည့် ဆယ်စုနှစ်များတွင် ပိုချဲ့ကားနိုင်သော ပြန်ပြည့်မြဲစွမ်းအင် အခြေခံ အဆောက်အအုံတစ်ခုကို တည်ဆောက်ရန်လိုအပ်သည်။ နေရာမှန် နည်းပညာမှန် အသုံးချတတ်စေရန် လိုအပ်ပါသည်။ ကျေးလက်ဒေသများတွင် အသုံးမပြုတော့သော မြေနေရာများနှင့် အဆောက်အဦးတချို့ပေါ်တွင် ဆိုလာစိုက်ခင်းများအတွက်အသုံးချနိုင်သည်။ အပူပိုင်းပထဝီမြေနေရာများကို မပျက်စီးသေးသော နေရာများတွင်တွေ့နိုင်ပါသည်။ ဤသို့ဖြင့် သဘာဝပတ်ဝန်းကျင်နှင့် လူနေမှုဘဝအပေါ်ဆိုးကျိုးသက်ရောက်မှု နည်းပါးစေရန်နှင့် ပတ်ဝန်းကျင်နေရာများအား ကာကွယ်ပေးနိုင်ရန် ကျွန်ုပ်တို့ မြေနေရာသတိထား ရွေးချယ်ရမည်။ ကျွန်ုပ်တို့ ရေအားလျှပ်စစ် စက်ရုံသစ်များအား စုံစမ်းလေ့လာခြင်း၊ ကမ်းလွန်ပင်လယ်ပြင် လေစွမ်းအင်များအတွက် မြေနေရာရွေးချယ်၍ ပင်လယ်သဘာဝပတ်ဝန်းကျင်အား ထိခိုက်မှုနည်းစေရန် လုပ်ဆောင်ရမည်။ ထို့အပြင် ဝေးကွာသော ဓာတ်အားစက်ရုံအသစ်များမှ ဓာတ်အားပို့လွှတ်နိုင်သော ဗို့အားမြင့် ဓာတ်အားလိုင်းများ၊ ပင်လယ်ရေအောက် ဓာတ်အားလိုင်းများအတွက်လည်း သတိကြီးစွာ အစီအစဉ်ရေးဆွဲရမည်ဖြစ်သည်။ ဇီဝစွမ်းအင်ထုတ်လုပ်ခြင်းနှင့်ပတ်သက်၍ ကျွန်ုပ်တို့ သေချာစွာစဉ်းစားရမည်မှာ တိုင်းရင်းသားများပါဝင်သော ဒေသတွင်းအဖွဲ့အစည်းများ၏ အခွင့်ရေးများ၊ ရွှေ့ပြောင်းလုပ်သားများ၊ ရေထောက်ပံ့ခြင်း၏ အကျိုးသက်ရောက်စေမှုများ၊ အခြေခံအဆောက်အအုံအမျိုးအစားများနှင့် အစိုးရစနစ်များနေရာတကျရှိခြင်းနှင့် အခြားသောကန့်သတ်ချက်များဖြစ်သည်။ စွမ်းအင်စီမံကိန်းအားလုံးသည် Community Free Prior and informed Consent (FPIC) ခွင့်ပြုချက်တွင် သက်ရောက်မှု ရှိရမည် ဖြစ်သည်။

© WWF / Andre Malerba

ဘာဆက်လုပ်ကြမည်နည်း။

- အားလုံးသောကြီးမားသည့် စွမ်းအင်အခြေခံ အဆောက်အအုံတိုင်းသည် လွတ်လပ်၍ နက်နဲသော လူနေမှုသဘာဝပတ်ဝန်းကျင်အပေါ် ဆိုးကျိုးသက်ရောက်မှု လေ့လာချက်နှင့် လိုက်လျောညီထွေ ဖြစ်ရမည်။ အကောင်းဆုံး လူနေမှုသဘာဝပတ်ဝန်းကျင် စံနှုန်းများနှင့်ကိုက်ညီရမည်။ ထို့ထက် ပိုရမည်။ စီမံကိန်းများတွင် ကျင့်သုံးသော Gold standard ခေါ် ရွှေစည်းမျဉ်းများနှင့် ကိုက်ညီသော ကာဗွန်ပို့ဆောင်မှုသည် အကောင်းဆုံးဥပမာဖြစ်သည်။ ရေအားလျှပ်စစ်အတွက် WWF သည် နိုင်ငံတကာ ရေအားလျှပ်စစ်ထိန်းသိမ်းရေး စည်းမျဉ်းများဖြစ်ထွန်းလာရေးအဖွဲ့ (the development of the international hydropower association sustainability guidelies) တွင် ပါဝင်ပါသည်။
- လူမှုဘဝပတ်ဝန်းကျင်နှင့် စီးပွားရေးကိစ္စရပ်များအား ထည့်သွင်းစဉ်းစား၍ တစ်နိုင်ငံချင်းအလိုက် ဇီဝစွမ်းအင်ရရှိရန် မည်သည့်မြေနှင့်ရေကို အသုံးပြုမည်နည်း ဆိုသည်ကို သေချာဆန်းစစ်ရန်လိုသည်။ အနာဂတ်အတွက် ဇီဝဝတ္ထု (biomass) အရင်းအမြစ်သည် လက်ရှိအသုံးပြုလျက်ရှိသော သစ်နှင့် ကျောက်မီးသွေးအတွက် အသုံးပြုသော ဇီဝဝတ္ထု (biomass) မှဖြစ်ပေါ်လာနိုင်သည်။ UN ၏ စွမ်းအင်ထိန်းသိမ်းမှုနှင့်အညီ လူသားတိုင်း ၂၀၃၀ ပြည့်နှစ်တွင် လျှပ်စစ်ဓာတ်အား ချိတ်ဆက်နိုင်မည်ဟု ကျွန်ုပ်တို့လက်ခံမည်ဆိုပါက ၂၀၅၀ ပြည့်နှစ်ရောက်လျှင် ရာခိုင်နှုန်းအနည်းငယ်သော မြန်မာနိုင်ငံမှ လူသားတို့သည် ချက်ပြုတ်ခြင်းကို ဇီဝဝတ္ထုအပေါ်မှီခိုလာလိမ့်မည်ဟု စဉ်းစား၍ ရနိုင်ပါသည်။ ထိုထိန်းသိမ်းထားသော ဇီဝဝတ္ထုအပိုင်းအစကိုလည်း လျှပ်စစ်ဓာတ်အားထုတ်လုပ်ခြင်းကဲ့သို့ အခြားရည်ရွယ်ချက်များအတွက်လည်း အသုံးပြုနိုင်ပါသည်။
- သစ်တောကုမ္ပဏီများ၊ အစိုးရဌာနများ၊ ပြောရေးဆိုခွင့်ရှိသူများသည် ဇီဝဝတ္ထု (biomass) ကို ဇီဝပတ်ဝန်းကျင် အထိခိုက်နည်းပါးစွာဖြင့် အထွက်နှုန်းတိုးပွားနိုင်အောင် စိုက်ပျိုးနိုင်ရန် ဆက်လက်အသုံးမပြုတော့ပဲ ရှင်းလင်းထားသည့် သစ်တောမြေနေရာများကို ရှာဖွေပေးရန်လိုအပ်ပါသည်။ အရှေ့တောင်အာရှ၊ ရုရှား၊ အမေရိကားတို့တွင် ဖြစ်နိုင်ခြေများသည်။ WWF သည် တာဝန်ယူမှုရှိသော စိုက်ပျိုးမြေအယူအဆ (responsible cultivation area concept) ကို ထောက်ပံ့ပေးထား ပါသည်။ ဤသည်မှာ လက်မခံနိုင်သောဇီဝမျိုးကွဲများ ကာဗွန်နှင့် လူထုဆိုးကျိုးမရှိသော ထုတ်ကုန်များ ထုတ်လုပ်နိုင်မည့်မြေနေရာများကို အဓိကရှာဖွေခြင်းဖြစ်သည်။ ကျွန်ုပ်တို့သည် သဘာဝအတိုင်း ထိန်းသိမ်းထားရှိမည့် မြေနေရာများကိုလည်း ရှာဖွေပေး၍ အဓိကအားဖြင့် (High conservation value framework) မူဝါဒကဲ့သို့ အစီအစဉ်များရေးဆွဲ၍ ဆွေးနွေးပွဲများလုပ်ဆောင်နိုင်ရန် စီမံပေးခြင်းဖြစ်ပါသည်။
- ကြီးမားကျယ်ပြန့်သော ဇီဝစွမ်းအင်ထုတ်လုပ်ရေးသည် ထိန်းသိမ်းပေးနိုင်မှုဆိုင်ရာ မူဝါဒကဏ္ဍများအပေါ် အခြေခံရမည်။ ဤသည်မှာ နိုင်ငံတော်နှင့် နိုင်ငံတကာအဆင့် တိကျစွာဥပဒေလိုက်နာစေရန်နှင့် ဥပဒေပြုရေးပေါင်းစည်း၍ အားကောင်းသော တရားဝင်မူဘောင် ထိန်းချုပ်မှုအောက်တွင် ဖြစ်သည်။ sustainable biomaterials and bonsucro နှင့် ပတ်သက်သော Forest Stewardship council နှင့်တပြေးညီ voluntary standards and certifcation schemes များသည် အခန်းကဏ္ဍတစ်ခုမှ ပါဝင်နိုင်မည်ဖြစ်သည်။
- တစ်ဦးတစ်ယောက်ခြင်းအနေဖြင့် ကျွန်ုပ်တို့ ဘယ်အစားအစာ စားမည်နည်း၊ ဘယ်သယ်ယူ ပို့ဆောင်ရေးကို သုံးမည်နည်း၊ တစ်ကမ္ဘာလုံးကိုလွှမ်းမိုးထားသော အခြားလူနေမှု ဘဝဆိုင်ရာ အကြောင်းကိစ္စရပ်များကို ပို၍တိကျစွာ စဉ်းစားရတော့မည်။ အသီးအရွက်အခြေခံစားသုံးခြင်းသည် အသားအခြေခံစားသုံးခြင်းထက်ပို၍ မြေနေရာလိုအပ်မှုနည်းပါးသည်။ လူထုလမ်းညွှန်ချက်သည် ဘယ်အရာ ကိုရွေးရမည်ဆိုသည်ကို ကူညီလမ်းပြပေးလိမ့်မည်ဖြစ်သည်။

ဘဏ္ဍာရေး

ပြန်လည်ပြည့်မြဲ စွမ်းအင်သည် ရေရှည်တွင် စီးပွားရေးအရ တွက်ခြေကိုက်သော်လည်း လိုအပ်သော ရင်းနှီးမြှုပ်နှံမှုကို မည်သို့ ရှာဖွေကြမည်နည်း။

စွမ်းအင်ကို ထိရောက်စွာအသုံးပြုခြင်းနှင့် ပြန်လည်ပြည့်ဖြိုးမြဲစွမ်းအင်အသုံးပြုခြင်းတို့တွင် တူညီသော ငွေကြေးပိုင်းဆိုင်ရာ အခက်အခဲရှိနေသည်။ ၎င်းတို့အတွက် လိုအပ်သော ကနဦး မတည်ငွေသည် အခြားသမရိုးကျစွမ်းအင်နည်းပညာများ အသုံးပြုခြင်းထက်များနေတတ်သည်။ သို့ရာတွင် ဤငွေများသည် စွမ်းအင်ကို ထိရောက်စွာအသုံးပြုခြင်းကြောင့် ပိုလျှံလာသော စွမ်းအင်များကြောင့်သော် လည်းကောင်း၊ ပြန်ပြည့်မြဲစွမ်းအင်ကို အသုံးပြုခြင်းဖြင့် စွမ်းအင်ရင်းမြစ်များကို ကုန်ကြမ်းအဖြစ် အသုံးပြုစရာမလိုအပ်ခြင်းကြောင့် ကုန်ကျစရိတ်နည်းပါးခြင်းကြောင့်သော်လည်းကောင်း ပြန်လည်ကာမိနိုင်ပါသည်။ ၁၄ ဤနည်းအားဖြင့် နှစ်စဉ် ကုန်ကျငွေသည် ဘီအေယူ (Business as Usual Scenario) တွက်နည်းထက် လျင်မြန်စွာလျော့နည်းသွားနိုင်ကြောင်းကို အက်စ်အီးအက်စ် (Sustainable Energy Scenario) တွက်နည်းဖြင့် အတည်ပြုပြီးဖြစ်သည်။ ပြန်ပြည့်မြဲစွမ်းအင်ကိုအသုံးပြုခြင်းဖြင့် ဖန်လုံ အိမ်ဓာတ်ငွေ့ထုတ်လွှတ်မှုကို လျင်မြန်စွာ မလျော့ချနိုင်ပါက ရာသီဥတုပြောင်းလဲမှုဒဏ်ကို ခံစားရခြင်းကြောင့် တစ်ကမ္ဘာလုံး ကုန်ထုတ်လုပ်မှု (Global GDP) ၏ ငါးပုံတစ်ပုံခန့် တန်ဖိုးအထိ ကုန်ကျနိုင်ကြောင်း စာတမ်း ဆန်းစစ်မှု မှတ်တမ်း (Stern, 2007) အရ သိရှိရသည်။ အကျိုးအမြတ်အားဖြင့် ရာသီဥတုပြောင်းလဲမှုဒဏ်၏ ကုန်ကျမှုကို ထည့်မတွက်သည့်တိုင် နှစ်စဉ် အမေရိကန် ဒေါ်လာ ၂.၇ ဘီလီယံခန့် ချွေတာနိုင်မည် ဖြစ်သည်။ ဤငွေများသည် လုပ်ငန်းသုံး ကုန်ကျစရိတ်လျော့နည်းသွားခြင်းမှ ပိုလျှံလာသော ငွေများဖြစ်ပြီး အခြား အကျိုးရလဒ်များဖြစ်သည့် သန့်နှင့်ချီသောအလုပ်များ ဖန်တီးပေးနိုင်မှု၊ သန့်စင်သော လေထု၊ အားလပ်ချိန် ကဲ့သို့သော ကျန်းမာရေးနှင့်လူမှုရေးဆိုင်ရာ အကျိုးကျေးဇူးများလည်း ရရှိမည်ဖြစ်သည်။

ဤကဲ့သို့သော အကျိုးအမြတ် ရရှိလာနိုင်ရန်အတွက်မူကား အတိုင်းအတာတစ်ခုထိ မြင့်မားသော ရင်းနှီးမြှုပ်နှံမှုပမာဏ လိုအပ်မည်ဖြစ်သည်။ ပြန်ပြည့်မြဲစွမ်းအင်ထုတ်လုပ်ရန် လိုအပ်သော စက်ပစ္စည်းများ နေရာအနှံ့အပြားတွင် တပ်ဆင်ရန်၊ လျှပ်စစ်ဖြန့်ဝေမှုကွန်ရက်များကို ခေတ်မီစနစ်များ ဖြစ်စေရန်၊ အများပြည်သူ သယ်ယူပို့ဆောင်ရေးစနစ်များကို ပြောင်းလဲရန်နှင့် အဆောက်အအုံနှင့် အိမ်များတွင် စွမ်းအင်အသုံးပြုပုံ ထိရောက်မှုရှိစေရန်တို့အတွက် အရင်းအနှီးအများအပြား လိုအပ်မည် ဖြစ်သည်။ ကနဦးကုန်ကျမှုများသည် သမရိုးကျစွမ်းအင် နည်းပညာများထက် များပြားနိုင်သော်လည်း ပြန်လည်ဖွံ့ဖြိုးမြဲစွမ်းအင်တိုးတက်မှုအတွက် နိုင်ငံတကာမှ အထောက်အပံ့များ ရယူနိုင်ပါသည်။ Climate Finance အဖွဲ့အစည်းအနေဖြင့် ပြန်ပြည့်မြဲစွမ်းအင် တိုးတက်မှုအတွက် ပြုလုပ်သော ပုဂ္ဂလိက ရင်းနှီးမြှုပ်နှံမှုများမှ နိုင်ငံတကာ ငွေကြေးဆိုင်ရာအဖွဲ့အစည်း (IFI) ၏ အုပ်ချုပ်မှုဆိုင်ရာ လိုအပ်ချက်များနှင့် ပြည့်မီသောပရောဂျက်များအတွက် ထောက်ပံ့ငွေများ ချေးငှားပေးလျက် ရှိပါသည်။ အထူးသဖြင့် Green Climate Fund သည် ဖန်လုံအိမ်ဓာတ်ငွေ့ထုတ်လွှတ်မှုလျော့နည်းပြီး ရာသီဥတုဒဏ်ခံနိုင်သော ဖွံ့ဖြိုးမှု များတွင် ရင်းနှီးမြှုပ်နှံခြင်းဖြင့် ရာသီဥတုပြောင်းလဲမှုဒဏ်ကို တုံ့ပြန်ရန် ရည်ရွယ်သော အဖွဲ့အစည်း ဖြစ်သည်။ ထိုအဖွဲ့အစည်းတွင် ၁၉၄ နိုင်ငံ ပါဝင်ပြီး ဖွံ့ဖြိုးဆဲနိုင်ငံများတွင် ဖန်လုံအိမ်ဓာတ်ငွေ့ ထုတ်လွှတ်မှုများ ကန့်သတ်ရန် သို့မဟုတ် လျှော့ချရန်နှင့် ရှောင်လွှဲမရနိုင်သော ရာသီဥတုပြောင်းလဲမှုဒဏ် ရိုက်ခတ်မှုများကိုခံရဖွယ်ရှိသော လူမှုအဖွဲ့အစည်းများ ပြင်ဆင်မှုများရှိရေး ကူညီပေးရန်အတွက် ဖြစ်သည်။ ဤကဲ့သို့ အရေးပါလိုအပ်သောစိန်ခေါ်မှုကြောင့် ရန်ပုံငွေကို ရာသီဥတုဖောက်ပြန်မှုကို တစ်ကမ္ဘာလုံး အတိုင်းအတာနှင့် တုံ့ပြန်ရာတွင် အသုံးပြုရန် လျာထားခြင်းဖြစ်သည် (United Nations, 2016)။ ဤရန်ပုံငွေမှ စီမံကိန်းများ အထူးသဖြင့် ပြန်ပြည့်မြဲစွမ်းအင်နှင့် စွမ်းအင်ထိရောက်စွာ အသုံးပြုခြင်းဆိုင်ရာ ပရောဂျက်များကို အမျိုးမျိုးသော ငွေကြေးဆိုင်ရာ အထောက်အပံ့များဖြင့် အကူအညီ ပေးသွားမည်ဖြစ်သည်။

၂၀၅၀ ပြည့်နှစ်အထိ နှစ်စဉ် အသားတင် ကုန်ကျစရိတ်မှာ အမေရိကန် ဒေါ်လာ ၁၂၀ ဘီလီယံ အထိ ရှိမည်ဖြစ်သော်လည်း မဲခေါင်ဒေသ၏ ကုန်ထုတ်လုပ်မှုတန်ဖိုး ငါးရာခိုင်နှုန်းထက် ကျော်လွန်မည် မဟုတ်ပါ။ ဤကုန်ကျမှုသည် ဘီအေယူတွက်နည်းအရ(ခြောက်ရာခိုင်နှုန်း) ကုန်ကျမှုထက် တစ်ရာခိုင်နှုန်း လျော့နည်းပါသည်။ တစ်ချိန်တည်းတွင် စွမ်းအင်ချွေတာနိုင်မှုနှင့် လောင်စာကုန်ကျစရိတ်များ လျော့နည်း လာမှုကြောင့် လုပ်ငန်းကုန်ကျစရိတ်သည်လည်း လျော့နည်းလာမည်ဖြစ်သည်။ နိုင်ငံအလိုက် မူတည်၍ နှစ်အနည်းငယ်အတွင်း ချွေတာနိုင်မှုကြောင့် ပိုလျှံလာသော ငွေများသည် ကုန်ကျခဲ့သော ငွေများထက် ပိုများလာမည် ဖြစ်သည်။

နိုင်ငံတွင်းရှိ ဘဏ္ဍာရေးစနစ်များနှင့် ဘဏ်စနစ်များသည် နှစ်ရှည်စီမံကိန်းများအတွက် အထောက် အကူမပြုပေးနိုင်သေးဘဲ ရင်းနှီးမြှုပ်နှံသူများအနေဖြင့်လည်း နှစ်အနည်းငယ်အတွင်း အမြတ် ပြန်လည် အလိုရှိကြသည်။ ကနဦး မတည်ရင်းနှီးငွေပမာဏအားဖြင့် ကြည့်မည်ဆိုပါက ကျောက်မီးသွေးသုံး သို့မဟုတ် သဘာဝဓာတ်ငွေ့သုံး ဓါတ်အားစက်ရုံများ တည်ဆောက်ခြင်းသည် တခါတရံတွင် လေစွမ်းအင်သုံး ဒလက်များ၊ ဆိုလာပြားများ တပ်ဆင်ခြင်းထက် ကုန်ကျစရိတ်နည်းပါးသောကြောင့် ဓါတ်အားစက်ရုံသစ်များ တည်ဆောက်မှုများကို လွတ်လပ်သော ဈေးကွက်စီးပွားရေးစနစ်အတိုင်း ပြုလုပ်ရန် မဖြစ်နိုင်ပါ။ ထို့ကြောင့် ပြန်လည်ပြည့်မြဲ စွမ်းအင်နှင့် စွမ်းအင် ထိရောက်စွာ အသုံးချခြင်းအတွက် နှစ်ရှည်ရင်းနှီးမြှုပ်နှံမှုများ အားကောင်းလာစေရန် အရှုံးအမြတ်ကို မျှဝေနိုင်သော အများပိုင်ပုဂ္ဂလိက တွဲဖက်လုပ်ဆောင်မှုများ အတွက်ဘဏ္ဍာရေးစနစ်အသစ်များအပြင် တည်ငြိမ်သောနိုင်ငံရေးနှင့် ဥပဒေပြုရေးဖက်မှလည်း အထောက် အကူပေးရန် လိုအပ်ပါသည်။

ကနဦး မတည်ငွေ လိုအပ်မှုသည် အစိုးရအဆင့်တွင်သာမက ဆိုလာနည်းပညာကို အသုံးပြုလိုသော လူတစ်ဦးချင်းတွင်လည်း ပြဿနာတစ်ရပ်အဖြစ် ရှိနေပါသည်။ ပြန်လည်ပြည့်မြဲ စွမ်းအင်နှင့် စွမ်းအင် ထိရောက်စွာ အသုံးချမှု ဈေးကွက်ကို အားပေးသော အခြေအနေတစ်ရပ်အတွက် ပြည်တွင်းပြည်ပမှ ရင်းနှီးမြှုပ်နှံသူများနှင့် ငွေချေးငှားသူများ စိတ်ဝင်စားလာရန်အတွက်မူကား တည်ငြိမ်၍ မျှော်မှန်းချက် ကြီးမားသော မူဝါဒများလိုအပ်မည်ဖြစ်သည်။ ဤကဲ့သို့ အားပေးအားမြှောက်ပြုခြင်းအားဖြင့် ပြန်လည် ပြည့်မြဲစွမ်းအင်နှင့် စွမ်းအင် ထိရောက်စွာအသုံးချမှု ဈေးကွက်ကို လျင်မြန်စွာ ဖွံ့ဖြိုးစေနိုင်ကြောင်း တရုတ်၊ ဘင်္ဂလားဒေ့ရှ်၊ ဂျာမနီနှင့် အမေရိကန်တို့၌ အောင်မြင်မှုကို ကြည့်ပါက သိနိုင်ပါသည်။ တစ်ဦးချင်း အသုံးပြုမှုအတွက် ဆိုလာနည်းပညာသည် ငွေကြေးအရ တွက်ခြေကိုက်သော်လည်း တပ်ဆင် အသုံးပြုရန်အတွက်မူကား အခက်အခဲ အနည်းငယ်ရှိနေသေးပြန်သည်။ သို့သော် နိုင်ငံအချို့တွင် ကြံဆမှုကောင်းသော အစီအစဉ်များ အလွန်အောင်မြင်နေပြီး ၎င်းတို့ကို လိုအပ်ချက်အပေါ် မူတည်၍ မှီငြမ်း အသုံးပြုနိုင်ပါသည်။ တူနီးရှားတွင် PROSOL အစီအစဉ်ဖြင့် အစိုးရချေးငွေနှင့် ဘဏ်ချေးငွေများ ပေါင်းစပ် ၍ လူလတ်တန်းစားများ ဆိုလာနည်းပညာ အသုံးပြုနိုင်ရန် ကူညီပေးနေသည် (Climate Policy initiative, 2012)။ Mosaic သည် အမေရိကန်တွင် ဆိုလာပြားများကို အိမ်ခေါင်မိုးတွင် တပ်ဆင်လိုသူများနှင့် ရင်းနှီးမြှုပ်နှံလိုသူများကို ဆက်သွယ်ချိတ်ဆက်ပေးနေသည် (Mosaic, 2015)။ ဥရောပတွင်လည်း Solease အစီအစဉ်ဖြင့် ခေါင်မိုးတွင် တပ်ဆင်ရန် ဆိုလာပြားများကို ငှားရမ်းပေးနေသည် (Climate-KIC, 2015)။ ဘင်္ဂလားဒေ့ရှ်တွင် အိမ်သုံး ဆိုလာစနစ်များတပ်ဆင်ရန်အတွက် Grameen Shakti မှ အတိုးနည်း ချေးငွေ များ ထုတ်ပေးလျက်ရှိသည် (Grameen Shakti, 2009)။

ပြန်လည် ပြည့်မြဲစွမ်းအင်အတွက် ထောက်ပံ့မှုများကို ရေနံနှင့်သဘာဝဓာတ်ငွေ့ တူးဖော် ထုတ်လုပ်မှုများနှင့် လျှပ်စစ်ဓာတ်အားအတွက် တိုက်ရိုက် သို့မဟုတ် သွယ်ဝိုက်သောနည်းဖြင့် ဈေးငှားမှု များနှင့် နှိုင်းယှဉ်ကြည့်ရန် လိုအပ်မည် ဖြစ်သည်။ ထိုဈေးငှားမှုများသည် ပြည်သူများနှင့်စက်မှုလုပ်ငန်း များအတွက် အဖိုးသင့်သော ဓာတ်ဆီနှင့် လျှပ်စစ်ဓါတ်အားကို ပေးနိုင်သော်လည်း နိုင်ငံများ၏ ဘတ်ဂျက် များတွင်မူ အသုံးစရိတ်များပြားစေပါသည်။ ထိုဈေးငှားမှုများကို လျော့ချ၍ အခွန်အနည်းငယ် ကောက်ခံ ခြင်းဖြင့် ဘတ်ဂျက်ကုန်ကျစရိတ်ကို လျော့ချနိုင်ပြီး အဖိုးများသော ဓါတ်အားခကြောင့်လည်း ပြန်လည် ပြည့်မြဲစွမ်းအင်နှင့် စွမ်းအင်ထိရောက်စွာအသုံးချမှုစနစ်များသည် ငွေကြေးအရ ပိုမိုဆွဲဆောင်မှု ရှိလာ နိုင်မည်ဖြစ်သည်။ နိုင်ငံတွင်းရှိ လုပ်ငန်းများနှင့် ပြည်သူများအတွက် ရေရှည်ကောင်းကျိုးဖြစ်ထွန်းစေရန် အတွက် ရေနံနှင့်သဘာဝဓာတ်ငွေ့အတွက် ဈေးငွေများကို ပြန်လည်ပြည့်မြဲ စွမ်းအင်နှင့် စွမ်းအင် ထိရောက်စွာ အသုံးချမှုစနစ်များအတွက် ပိုမိုသုံးစွဲသင့်ပါသည်။

အစိုးရ အများစုအနေဖြင့် အသုံးစရိတ်များကို လျှော့ချနေကြသော်လည်း ပြန်လည့်ပြည့်မြဲ စွမ်းအင်အတွက် ရင်းနှီးမြှုပ်နှံခြင်းဖြင့် စီးပွားရေးတိုးတက်မှုကို ဖြစ်စေနိုင်ပြီး "ကော်လံစိမ်း" ဟုခေါ်သည့် သဘာဝပတ်ဝန်းကျင် ထိန်းသိမ်းရေးကို အလေးပေးသည့် လုပ်ငန်းများဖြင့် အလုပ်အကိုင် ဖန်တီးပေးနိုင် မှုလည်း မြင့်တက်လာမည်ဖြစ်သည်။ ယနေ့အထိ ပြန်လည်ဖွံ့ဖြိုးမြဲစွမ်းအင် အခန်းကဏ္ဍတွင် အလုပ် အကိုင်ပေါင်း ၇.၇ သန်းခန့် ဖန်တီးပေးနိုင်ခဲ့ပြီ ဖြစ်သည် (IRENA, 2015a)။ စက်မှုလုပ်ငန်းများအတွက်လည်း စွမ်းအင် ထိရောက်စွာ အသုံးပြုခြင်းသည် စီးပွားရေးလုပ်ငန်းများကြား ယှဉ်ပြိုင်မှုနှင့်တီထွင်ဖန်တီးမှု ကိုလည်း လှုံ့ဆော်ပေးနိုင်မည် ဖြစ်သည်။

ပြန်လည်ပြည့်မြဲ စွမ်းအင်ကို အပြည့်အဝ အသုံးပြုခြင်းဆီသို့ ဦးတည်ချက်ထား၍ ဆောင်ရွက် ခြင်းအားဖြင့် စီးပွားရေးအရ ဆွဲဆောင်မှုရှိပြီး သဘာဝပတ်ဝန်းကျင်နှင့် လူမှုရေးအကျိုးရလဒ်များကိုပါ ထည့်တွက်ပါက အလွန်တရာမှ ကောင်းမွန်ကြောင်း တွေ့ရမည်ဖြစ်သည်။ ရေနံနှင့်သဘာဝဓာတ်ငွေ့အတွက် ဈေးငွေများကို ပြန်လည်သုံးသပ်သင့်ပြီး စဉ်ဆက်မပြတ် ထုတ်လုပ်နိုင်သော စနစ်များ တည်ထောင်နိုင်ရန် အတွက် ရင်းနှီးမြှုပ်နှံမှုများကို မက်လုံးပေး ဆွဲဆောင်ရမည်ဖြစ်သည်။ လတ်တလော ကျော်ဖြတ်ရမည့် စိန်ခေါ်မှုမှာ အချိန်တိုတွင်း အမြတ်အစွန်း ရရှိလိုခြင်းနှင့် ရေရှည် အကျိုးရလဒ်များကို မြင်တတ်ရန် ဖြစ်သည်။

ဘာဆက်လုပ်ကြမည်နည်း

- ပြန်ပြည့်မြဲစွမ်းအင်နှင့် စွမ်းအင် ထိရောက်စွာ အသုံးပြုခြင်းကဏ္ဍအတွက် သာတူညီမျှ အခြေအနေတစ်ခုကို လျင်မြန်စွာ ဖန်တီးပေးရန် သို့မဟုတ် ၎င်းတို့၏ ရေရှည်တွင် ရရှိနိုင်သော အကျိုးရလဒ်များအတွက် ထိုဖက်သို့ အလေးပေးသော အနေအထားတစ်ရပ် လိုအပ်ပါသည်။ ဤစနစ်များ အသုံးပြုခြင်းဖြင့် ဝင်ငွေတိုးပွားရန် နည်းများ၊ ပိုလျှံသော ဓါတ်အားများကို သိုလှောင် ထားနိုင်သောစနစ်များ၊ ဝယ်သူများမှ ဓါတ်အားဝယ်ယူရန် လေလံပွဲများ၊ ရောင်းချသူများမှ မိမိတို့ စနစ်များကို ရောင်းချရန် လေလံပွဲများကို ပြုလုပ်ပေးရမည် ဖြစ်သည်။ လက်ရှိ စွမ်းအင်ဈေးနှုန်းများ ကို မမြင့်တက်စေဘဲ ရေနံနှင့်သဘာဝဓာတ်ငွေ့လုပ်ငန်းများအတွက် ဈေးငွေများကို အဆုံးသတ် ပစ်ရမည်ဖြစ်သည်။
- စွမ်းအင်အသုံးပြုမှုများသော ကားများ၊ ပစ္စည်းများအတွက် အခွန်နှုန်းထား မြင့်မားစွာ ကောက်ခံ ပါက စွမ်းအင်ထိရောက်စွာ အသုံးပြုနိုင်သော စနစ်များကို ပိုမို စိတ်ဝင်စားလာနိုင်စေပါသည်။ စဉ်ဆက်မပြတ် ထုတ်လုပ်နိုင်သော စွမ်းအင်စနစ်များအတွက် လိုအပ်သော စက်ပစ္စည်းများကို ဝယ်ယူရန်အတွက်မူ ကုန်တင်သွင်းခွန်နှင့်ထပ်ဆင့်တိုးတန်ဖိုးခွန်တို့ကို ဖြေလျှော့ပေးရမည်ဖြစ် ပါသည်။
- ပြည်တွင်းပြည်ပတွင် ပတ်ဝန်းကျင်ညစ်ညမ်းမှု အများဆုံးဖြစ်စေသည့် ကျောက်မီးသွေးသုံး ဓာတ်အားပေးစက်ရုံများနှင့် စွမ်းအင်အသုံးပြုမှုများသော စက်မှုလုပ်ငန်းများကို ကာဗွန် ထုတ်လွှတ်မှုအတွက် အခွန်ပေးဆောင်စေခြင်း သို့မဟုတ် အမြင့်ဆုံး ထုတ်လွှတ်နိုင်သော တန်ဖိုး တစ်ခုသတ်မှတ်၍ ထိုတန်ဖိုးထက် မများစေရန် ထိန်းချုပ်ခြင်းနှင့် ထုတ်လွှတ်နိုင်မှု အနည်းအများ ကို လုပ်ငန်းများအကြား အရောင်းအဝယ်ပြုလုပ်နိုင်သော စနစ်တစ်ရပ် ပြုလုပ်နိုင်ရန် လိုအပ်ပါသည်။ ကာဗွန်အခွန်နှုန်းထား မြင့်မားခြင်းကြောင့် ပြန်လည်ပြည့်ဖြိုးမြဲ စွမ်းအင်နှင့် စွမ်းအင်ထိရောက်စွာ အသုံးပြုခြင်းစနစ်များအတွက် ရင်းနှီးမြှုပ်နှံမှုကို အားပေးရာရောက်ပြီး ထုတ်လွှတ်မှုများကိုလည်း လျော့ကျစေနိုင်မည် ဖြစ်သည်။
- ဖွံ့ဖြိုးဆဲနိုင်ငံများတွင် ပြန်လည်ပြည့်မြဲ စွမ်းအင်ထုတ်လုပ်ရန်နှင့် စွမ်းအင်ထိရောက်စွာ အသုံးပြုခြင်း တိုးတက်လာစေရန် လိုအပ်သော ငွေကြေးနှင့်နည်းပညာ အကူအညီများကို နိုင်ငံတကာမှ ထောက်ပံ့ပေးရန်အသင့်ရှိနေကြသည်။ ထိုအကူအညီများကို မဲခေါင်ဒေသတွင်းရှိ အစိုးရများ၊ ပုဂ္ဂလိကလုပ်ငန်းရှင်များနှင့် အဖွဲ့အစည်းများမှ အစီအစဉ်များချမှတ်၍ အသုံးချနိုင်ရန်လိုအပ်ပါသည်။
- ပြည်သူများအနေနှင့်လည်း စီးပွားရေးအရ တွက်ချေကိုက်ပြီး ပတ်ဝန်းကျင်ကို မထိခိုက်သည့် ထိရောက်သော အသေးစားစွမ်းအင်ထုတ်လုပ်နိုင်သောစနစ်များနှင့် စွမ်းအင်ထိရောက်စွာ အသုံးပြုသော စနစ်များကို တတ်နိုင်သလို အိမ်များ၊ ရုံးများတွင် တပ်ဆင် အသုံးပြုသင့်ပါသည်။ ဘဏ်များအနေနှင့်လည်း နိုင်ငံတကာမှ အထောက်အကူပြုနည်းလမ်းများကို အမှီပြု၍ ထိုစနစ် များ တပ်ဆင်ရန်အတွက် အတိုးနည်းဈေးငွေများကို ထုတ်ပေးနိုင်ပါသည်။
- ရင်းနှီးမြှုပ်နှံသူများအနေနှင့်လည်း ရေနံ၊ သဘာဝဓာတ်ငွေ့နှင့် နျူကလီးယားကုမ္ပဏီများမှ ရှယ်ယာများကို ရောင်းချပြီး ပြန်ပြည့်မြဲစွမ်းအင်နှင့် စွမ်းအင်ထိရောက်စွာ အသုံးပြုခြင်း စနစ်များနှင့် ပတ်သက်သော ကုမ္ပဏီများတွင် ရှယ်ယာများ ဝယ်ယူသင့်ပါသည်။ မည်သူမဆို မိမိတို့ စုငွေကို ပြန်လည်ပြည့်မြဲ စွမ်းအင်ကဏ္ဍကို အားပေးသော ဘဏ်များနှင့်ငွေကြေး အဖွဲ့ အစည်းများတွင် အပ်နှံခြင်းဖြင့် ထိုကဏ္ဍကို တိုးတက်စေနိုင်ပါသည်။
- ဥပဒေပြုရေးဖက်မှလည်း ရင်းနှီးမြှုပ်နှံသူများ၏ ယုံကြည်မှုရရှိစေရန် ပြန်လည်ပြည့်မြဲ စွမ်းအင် နှင့် စွမ်းအင် ထိရောက်စွာအသုံးပြုခြင်းကဏ္ဍအတွက် ထောက်ပံ့ပေးရန် လိုအပ်ပါသည်။ နိုင်ငံရေး ပါတီများအနေနှင့် နိုင်ငံတော် စွမ်းအင်မူဝါဒများသည် အစိုးရအပြောင်းအလဲကြောင့် ကြီးမားသော အပြောင်းအလဲများ မဖြစ်နိုင်ကြောင်း ရင်းနှီးမြှုပ်နှံသူများအား အာမခံပေးရန်လိုအပ်ပါသည်။ ဥပဒေပြုရာတွင်လည်း လက်ရှိ စွမ်းအင်အခြေအနေ အလေးပေးမှုများကို ရှောင်ရှားရန်လိုအပ်ပြီး စွမ်းအင်ထိရောက်စွာအသုံးပြုခြင်း စံနှုန်းများကို ပြဌာန်းပေးရန် လိုအပ်ပါသည်။
- စွမ်းအင်ဝန်ဆောင်မှုကုမ္ပဏီများအနေဖြင့် စက်ရုံများ၊ အဆောက်အအုံများနှင့် ရုံးခန်းများတွင် စွမ်းအင်ထိရောက်စွာ အသုံးပြုခြင်းစနစ်များအတွက် ကြွေးရှင်စနစ်ဖြင့် ရင်းနှီးမြှုပ်နှံနိုင်ရန် နည်းလမ်းများ ဖော်ထုတ်ပေးရမည်ဖြစ်သည်။ စနစ်များ သုံးစွဲခြင်းကြောင့် ပိုလျှံလာသော စွမ်းအင် နှင့် ငွေပေါ်မူတည်၍ အကြွေးများကို ပြန်လည်ပေးဆပ်ရန်ဖြစ်ပြီး ကုမ္ပဏီများ (ESCOs) များ အနေဖြင့် သုံးစွဲသူများအတွက် စွမ်းအင်ချွေတာနိုင်မှု ကန်ထရိုက်များ (EPC) များ ပေးနိုင်ပါသည်။

တီထွင်ဆန်းသစ်မှု

ပြန်ပြည့်မြဲစွမ်းအင် မျှော်မှန်းချက် အမှန်တကယ် ဖြစ်ပေါ်လာရန် မည်သည့် တိုးတက်မှုများက လုပ်ဆောင်ပေးနိုင်မည်နည်း။

ဤအစီရင်ခံစာ၏ ဒုတိယပိုင်းတွင် ဓါတ်အားကဏ္ဍအတွက် လမ်းပြမြေပုံအဖြစ် အကြံပေးချက် များသည် ရည်မှန်းချက်ကြီးမားသည်ဖြစ်သော်လည်း ထည့်သွင်းစဉ်းစားထားသည့် နည်းပညာများ၊ လုပ်ငန်းစဉ်များသည် ယနေ့ လုပ်ငန်းခွင်များတွင် အသုံးပြုနေသည်များဖြင့်သာ တွက်ချက်ထားခြင်းဖြစ်သည်။ ထိုနည်းပညာများသည် လာမည့်နှစ်များတွင် ပိုမိုကောင်းမွန်တိုးတက်လာနိုင်ဖွယ်ရှိသော်လည်း အစီရင်ခံစာ ရေးသားရာတွင် ၎င်းတို့၏ တိုးတက်မှုနှုန်းထားကို သတိကြီးစွာဖြင့် မှန်းဆထားပါသည်။ ထို့ကြောင့် လက်ရှိ အိုင်အီးအက်စ် (Intelligent Energy Systems) တွက်ကိန်းကို ပိုမိုကောင်းမွန်အောင် ပြုလုပ်နိုင်သည့် အခွင့်အရေးရှိနေသည်။ ပြန်ပြည့်မြဲစွမ်းအင် အသုံးပြုခြင်းကို ၉၀ ရာခိုင်နှုန်းမှ ၁၀၀ ရာခိုင်နှုန်းအထိ တိုးမြှင့်နိုင်ပြီး သဘာဝပတ်ဝန်းကျင်နှင့် ရပ်ရွာအဖွဲ့အစည်းများအပေါ်တွင် ဖိအားများရှိနိုင်သည့် ရေအားလျှပ်စစ်နှင့် ဇီဝဓာတ်ငွေ့များအသုံးပြုမှုကို လျှော့ချနိုင်ပါသည်။

၂၀၃၀ နောက်ပိုင်းတွင် ဓါတ်အားလိုအပ်ချက်နှင့် ဓါတ်အား အမျိုးအစားများကို စီမံခန့်ခွဲနိုင်သော ခေတ်မီ ဓါတ်အားဖြန့်ဖြူးကွန်ရက်များ အရေးပါလာမည်ဖြစ်ပြီး သုတေသနပြုလုပ်ရန်အတွက် အရေးကြီးသော နယ်ပယ်တစ်ရပ် ဖြစ်လာမည်ဖြစ်သည်။ ဖုန်းဆက်သွယ်မှုများ ယခင်ကနှင့်မတူ တိုးတက်လာပြီဖြစ်သောကြောင့် ဓါတ်အားဖြန့်ဖြူးမှု ထိရောက်မှုကို စောင့်ကြည့်ရာတွင် လျင်မြန်စွာ သတင်းပေးပို့နိုင်ပြီဖြစ်သည်။ ရရှိသော ဓါတ်အားအနည်းအများအပေါ် မူတည်၍ ပြောင်းလဲတုံ့ပြန်နိုင်သော ခေတ်မီစက်ပစ္စည်းများက ဤကွန်ရက်များ၏ လုပ်ဆောင်ချက်ကို ပိုမိုပြည့်စုံစေမည်ဖြစ်သည်။

လေအားနှင့် နေစွမ်းအင်ကို အသုံးပြု၍ ထုတ်လုပ်သော ဓါတ်အားကို သိုလှောင်ခြင်းသည်လည်း အရေးပါသော ကိစ္စတစ်ရပ် ဖြစ်သည်။ လက်ရှိ အသုံးပြုနေသော နည်းလမ်းအချို့ရှိနေပြီး နေစွမ်းအင်မှ ထုတ်လုပ်သော စွမ်းအင်များကို အပူ သို့မဟုတ် အအေးအဖြစ် သိုလှောင်ထားနိုင်ပါသည်။ အိမ်များ၊ ရုံးများနှင့် ကန်များတွင် သိုလှောင်ရန်အတွက် အဖိုးနည်းပါးသော စနစ်များလည်း ရရှိလာနေပြီဖြစ်သည်။ သို့ရာတွင် ""အရန်အား အသုံးပြုခြင်း"" ပုံစံကို အားထားမှုပြုထားသည့် ယခင် ဓါတ်အားထုတ်လုပ်မှု စီမံကိန်းများအတွက်မူ ဤနည်းသည် စိန်ခေါ်မှုတစ်ရပ် ဖြစ်လာနိုင်ပါသည်။ ရွေးချယ်စရာ နည်းပညာများ အမြောက်အမြားရှိနေပြီဖြစ်သည့်အတွက် မည်သို့ အကောင်းဆုံးအသုံးချမည်ကို သေချာစွာ စဉ်းစား ဆုံးဖြတ်ရမည်ဖြစ်သည်။

ဟိုက်ဒရိုဂျင်သည်လည်း စက်မှုလုပ်ငန်းများနှင့် သယ်ယူပို့ဆောင်ရေးအတွက် အသုံးပြုရန်အရေးပါသော လောင်စာတစ်မျိုးဖြစ်သည်။ ဟိုက်ဒရိုဂျင်သည် အကောင်းဆုံး ပြန်လည်ပြည့်မြဲလောင်စာတစ်မျိုးဖြစ်ပြီး ကုန်ကြမ်းအဖြစ် ရေကိုသာလိုအပ်ပြီး ရေငွေ့သာထုတ်လွှတ်မှုရှိသည်။ ဓါတ်အားလိုအပ်ချက် နည်းသည့်အချိန်များတွင် ပြန်လည်ပြည့်မြဲ ဓါတ်အားဖြင့် အသုံးပြုနိုင်သည့် လျှပ်သုံး ဓါတ်ခွဲခြင်းဖြင့် လွယ်ကူစွာ ထုတ်လုပ်နိုင်ပြီး တိုက်ရိုက်လောင်ကျွမ်းခြင်း သို့မဟုတ် လောင်စာအိုးမှတဆင့် အသုံးပြုနိုင် သည်။ သို့သော်လည်း သိုလှောင်ခြင်းနှင့် ပို့ဆောင်ခြင်းတို့သည် အဓိက စိန်ခေါ်မှုများအဖြစ် ရှိနေသေးပြီး ဟိုက်ဒရိုဂျင်ကို အလေးပေးသုတေသနပြုလုပ်ခြင်းဖြင့် အနာဂတ်စွမ်းအင် ချိန်ခွင်လျှာညှိရာတွင် ကြီးမားသော ရိုက်ခတ်မှု ရှိလာနိုင်မည် ဖြစ်သည်။

နည်းပညာ တိုးတက်မှုသည် အလွန်လျင်မြန်နေပြီး ရိုက်ညီအစ်ကိုများ၏ ပထမဦးဆုံး လေယာဉ် ပျံသန်းမှုမှ နှစ် ၅၀အတွင်း ဂျက်လေယာဉ်များသည် လန်ဒန်မြို့မှ ဂျိုဟန်နစ်ဘတ်ဂ်မြို့သို့ ခရီးသည်များကို ပို့ဆောင်ပေးနိုင်နေပြီဖြစ်သည်။ ၁၉၉၁ခုနှစ်တွင် တင်းမ် ဘာနာစ်လီသည် ပထမဦးဆုံးသော ဝက်ဘ် စာမျက်နှာကိုရေးသားခဲ့ပြီး ယခုအခါ လူဦးရေ ၃ဘီလီယံခန့် အင်တာနက်ကို အသုံးပြုနေပြီး မရေမတွက် နိုင်သော အင်တာနက်စာမျက်နှာများ ရှိနေပြီဖြစ်သည်။ ၆ နှစ်တာအတွင်း တက်ဘလက်များ၏ ရောင်းအား သည် လက်ပ်တော့ကွန်ပြူတာများကို ကျော်တက်သွားခဲ့ပြီဖြစ်သည်။ မှန်ကန်သော ဥပဒေနှင့်စီးပွားရေး အထောက်အပံ့များသာရခဲ့မည်ဆိုပါက လူသားတို့၏ တီထွင်ဖန်တီးမှုဉာဏ်အားဖြင့် ၂၀၅၀ ပြည့်နှစ်တွင် ရာနှုန်းပြည့် ပြန်လည်ပြည့်မြဲ ဓါတ်အားကို အသုံးပြုရန် မျှော်မှန်းချက်မှာ အမှန်တကယ် အကောင် အထည်ပေါ်လာနိုင်ပါသည်။ ထို့ကြောင့်လည်း တတိယတွက်ချက်နည်းအနေဖြင့် ခေတ်ရှေ့ပြေး ရေရှည် တည်တံ့သောစွမ်းအင် ထုတ်လုပ်မှု (Advanced Sustainable Energy Scenario) တွက်ကိန်းကိုပါ ပြုလုပ်ထားခြင်းဖြစ်သည်။ ဤတွက်ချက်မှုဖြင့် အကယ်၍ နည်းပညာပြောင်းလဲမှုများသည် ထင်ထားသည့်ထက် ပိုမိုလျင်မြန်စွာ ဖြစ်လာပါက မည်သို့ဖြစ်ပျက်နိုင်သည်ကို တွက်ချက်ထားခြင်းဖြစ်သည်။

ဘာဆက်လုပ်ကြမည်နည်း

- တစ်ကမ္ဘာလုံးအနေဖြင့် ရာနှုန်းပြည့် ပြန်ပြည့်မြဲစွမ်းအင်များကို အသုံးပြုရန်အတွက် လိုအပ်သော နည်းပညာများဖြစ်သည့် စွမ်းအင်ထိရောက်စွာအသုံးပြုသည့် စနစ်များအတွက် ပစ္စည်းကိရိယာများ၊ ပုံစံရေးဆွဲခြင်းနှင့် ထုတ်လုပ်မှုနည်းစနစ်များ၊ ဓါတ်အားဖြန့်ဖြူးခြင်း၊ ပြန်လည် ပြည့်မြဲစွမ်းအင်ထုတ်လုပ်ခြင်း၊ ခေတ်မီဓါတ်အားဖြန့်ဖြူးရေး ကွန်ရက်များနှင့် အခြားရွေးချယ် စရာလောင်စာများကို သုတေသနပြုလုပ်ရန်၊ ထုတ်လုပ်နိုင်ရန်နှင့် ဈေးကွက်တွင် ရောင်းချပေး နိုင်ရန် ရင်းနှီးမြှုပ်နှံမှုများကို မြှင့်တင်ပေးရန် လိုအပ်ပါသည်။
- တစ်ချိန်တည်းမှာပင် ရေနံနှင့်သဘာဝဓာတ်ငွေ့များ ထုတ်လုပ်ရန်အတွက် ဆန်းသစ်သော နည်း ပညာများအတွက် ကြံဆနေခြင်းများကို ရပ်တန့်ရမည်ဖြစ်သည်။
- ပြန်လည် ပြည့်မြဲ စွမ်းအင်တီထွင်ဆန်းသစ်မှုများအတွက် လက်ရှိတွင် နိုင်ငံအဆင့် မူဝါဒများမှာ အပိုင်းအစများလောက်သာရှိခြင်း သို့မဟုတ် လုံးဝဥသုံမရှိခြင်းအထိ ဖြစ်လျက်ရှိသည်။ အစိုးရ များအနေဖြင့် အထောက်အကူပြုပေးနိုင်သည့် နယ်ပယ်အသီးသီးမှ ကိုယ်စားလှယ်များနှင့် တွဲဖက် ၍ ဆန်းသစ်မှုများကို အားပေးသည့် မူဝါဒများကို ချမှတ်ပေးရန် လိုအပ်ပါသည်။
- အနာဂတ် စွမ်းအင်အခြေခံအဆောက်အအုံကို တီထွင်ဖန်တီး ပုံစံရေးဆွဲ၍ ဆောက်လုပ်ပြီး အစဉ်တစိုက် ထိန်းသိမ်းပြုပြင်သွားကြရမည့် သိပ္ပံပညာရှင်များ၊ အင်ဂျင်နီယာများနှင့် အခြား ကျွမ်းကျင်လုပ်သားများကို လိုအပ်သည့်သင်ကြားပေးမှုများ၊ လေ့ကျင့်ပေးမှုများကဲ့သို့သော အထောက်အပံ့များ ပေးရန် လိုအပ်ပါသည်။ အနာဂတ် ပြန်လည်ပြည့်မြဲ စွမ်းအင်ကဏ္ဍကို ကူညီပေးနိုင်သည့် စွန့်ဦးတီထွင်သူများနှင့် ဆန်းသစ်သော အကြံအစည်များနှင့် တီထွင်ဖန်တီး လိုသည့် ကုမ္ပဏီများကိုလည်း အထောက်အပံ့ပြုရန် လိုအပ်ပါသည်။

ပုဂ္ဂလိက အခန်းကဏ္ဍ

အရည်အသွေးမကောင်း၍ အားထားမှုမပြုနိုင်သော လျှပ်စစ်ဓာတ်အားဖြင့် အလုပ်လုပ်နေရသော မြန်မာနိုင်ငံမှ ပုဂ္ဂလိကလုပ်ငန်းများသည် ထုတ်လုပ်မှုလျော့နည်းခြင်း၊ စက်ပစ္စည်း ပျက်ယွင်းခြင်းကဲ့သို့သော အခက်အခဲများနှင့် ရင်ဆိုင်နေရသည်။ စက်ရုံများတွင် ဒီဇယ်ဆီသုံး မီးစက်များ အသုံးပြုရခြင်းကြောင့် ကုန်ကျစရိတ်တိုးစေရုံသာမက အလုပ်သမားများနှင့် ပတ်ဝန်းကျင်ရပ်ရွာများကိုပါ ကျန်းမာရေးအရ ထိခိုက်စေနိုင်ပါသည်။ မီးမကြာခဏပျက်သောကြောင့် မီးစက်လိုင်းသို့ ပြောင်းချိတ်ရသောအခါ ထုတ်လုပ်ရေးလိုင်းများအတွက် နှောင့်နှေးစေနိုင်ပါသည်။ မီးသွယ်တန်းရန် ခက်ခဲသော အရပ်ဒေသများ ရှိ စက်ရုံများအတွက်မူ လုပ်ငန်းကုန်ကျစရိတ်နှင့် ထိန်းသိမ်းစရိတ်များမှာ အလွန်များပြားနိုင်ပါသည်။

လျှပ်စစ်မီး ပြတ်တောက်ခြင်းသည် ငွေကြေးအရ ဆုံးရှုံးမှုဖြစ်ခြင်းကြောင့် လုပ်ငန်းများအနေဖြင့် အားထားရသည့် လျှပ်စစ်မီးရရှိရန် အလိုရှိကြသည်။ အမေရိကန် ပြည်ထောင်စုတွင် ၃၀ မိနစ်ခန့် လျှပ်စစ်မီးပြတ်တောက်ခြင်းသည် အလတ်စားနှင့်အကြီးစား စက်မှုလုပ်ငန်းများအတွက် ပျမ်းမျှဆုံးရှုံးမှု အမေရိကန် ဒေါ်လာ ၁၅၇၀၉ ရှိပြီး ၈ နာရီကြာ ပြတ်တောက်မှုအတွက် အမေရိကန် ဒေါ်လာ ၉၄၀၀၀ အထိ ရှိကြောင်း ဆန်းစစ်မှုအရသိရသည်။ တစ်နှစ်အတွင်း ရံဖန်ရံခါဖြစ်တတ်သော မိနစ်ပိုင်းမျှ ပြတ်တောက် မှုများကြောင့်ပင်လျှင် ဆုံးရှုံးမှုသည် နှစ်စဉ် အမေရိကန် ဒေါ်လာ ၁၀၆ မှ ၁၆၄ ဘီလီယံခန့်အထိ ရှိကြောင်း သိရသည် (**Allianz**)။ ပြန်လည်ပြည့်မြဲ စွမ်းအင်သုံးစနစ်များနှင့် စွမ်းအင် ထိရောက်စွာ အသုံးပြုခြင်းတို့ကြောင့် လုပ်ငန်းများအတွက် လိုအပ်သော လျှပ်စစ်မီးကို ကွန်ရက်နှင့် ချိတ်ဆက်၍ သော်လည်းကောင်း၊ ဖြန့်ဖြူးခြင်းစနစ်ဖြင့်သော်လည်းကောင်း ပေါင်းစပ်ပြီး ဖြန့်ဝေပေးနိုင်မည် ဖြစ်သည်။

လုပ်ငန်းများအနေဖြင့် တည်ငြိမ်သော ဓါတ်အားခကိုသာ အလိုရှိတတ်ကြသည်။ ဒီဇယ်၊ ကျောက် မီးသွေး၊ သဘာဝဓာတ်ငွေ့ကဲ့သို့သော ကုန်ကြမ်းများ မလိုအပ်သည့်အတွက်ကြောင့် လေစွမ်းအင်၊ နေ စွမ်းအင်စနစ်များ အသုံးပြုထားသော ဓါတ်အားဝယ်ယူမှုသဘောတူညီချက်များ (**Power Purchase Agreements**) တွင် နောင် ၂၀ မှ ၂၅ နှစ်တိုင်အောင် ဓါတ်အားခ ဈေးနှုန်းပြောင်းလဲခြင်း မရှိနိုင်ပါ။ **IKEA**၊ **Google**၊ **Apple** နှင့် **Coca Cola** အပါအဝင် ကုမ္ပဏီအချို့သည် ဓါတ်အားဝယ်ယူမှု သဘောတူညီ ချက်များဖြင့်သော်လည်းကောင်း၊ ၎င်းတို့ ကိုယ်ပိုင် တည်ဆောက်ခြင်းဖြင့်သော်လည်းကောင်း ပြန်လည် ပြည့်မြဲစွမ်းအင်အတွက် ရင်းနှီးမြှုပ်နှံမှုများ ကြီးမားစွာပြုလုပ်လျက်ရှိကြသည်။ မြန်မာနိုင်ငံမှ ပုဂ္ဂလိက လုပ်ငန်းများအနေနှင့်လည်း လိုအပ်သောဓါတ်အားကို နေစွမ်းအင်၊ အသေးစား ရေအားလျှပ်စစ်နှင့် ဇီဝ ဓာတ်ငွေ့ကဲ့သို့သော အရင်းအမြစ်များမှ ရယူလိုသောစိတ်ဆန္ဒတိုးမြင့်လာသည်ကိုတွေ့ရသည်။ ပြည်တွင်း ပြည်ပကုမ္ပဏီများအနေဖြင့်လည်း ပြန်လည်ပြည့်မြဲ စွမ်းအင် အထူးသဖြင့် နေစွမ်းအင်နှင့် ဇီဝဓာတ်ငွေ့မှ တဆင့် ဓါတ်အားရရှိနိုင်ရန် နည်းလမ်းများ ရှာဖွေလျက်ရှိကြသည်။

လုပ်ငန်းများအနေဖြင့် ၎င်းတို့၏ ဂုဏ်သတင်းကျော်ကြားမှုကို ဂရုပြုရသည့်အတွက် လုပ်နည်းလုပ်ဟန် များကို အမှန်ကန်ဆုံး ဖြစ်စေရန် ဆန္ဒရှိကြပြီး ဓါတ်အား သွယ်တန်းမှုသည်လည်း တစ်ခုအပါအဝင်ဖြစ်သည်။ ကုမ္ပဏီအချို့အနေဖြင့် ၎င်းတို့၏ စွမ်းအင် လိုအပ်ချက်များအတွက် ပြန်လည်ပြည့်မြဲ စွမ်းအင်ကိုသာ အပြည့်အဝ အသုံးပြုသွားမည်အကြောင်း ကြေညာထားကြသည်။ ထိုကုမ္ပဏီများမှာ **Adobe, Alstria, Autodesk, Aviva, Biogen, BMW Group, BROAD Group, BT Group, Coca-Cola Enterprises, Commerzbank, DSM, Elion Resources Group, Elopak, Formula E, Givaudan, Goldman Sachs, Google, H&M, IKEA Group, Infosys, ING, International Flavors & Fragrances Inc.(IFF), J. Safra Sarasin, Johnson & Johnson, Kingspan, KPN, La Poste, Land Securities, Marks & Spencer, Mars Incorporated, Microsoft, NEStlé, Nike, Inc., Nordea Bank AB, Novo Nordisk, Pearson PLC, Philips, Procter & Gamble,Proximus, RELX Group, Salesforce, SAP, SGS, Starbucks, Steelcase, Swiss Post, Swiss Re, UBS, Unilever, Vaisala, Voya Financial, Walmart ESifh YOOX Group** တို့ဖြစ်ကြသည် (**The Climate Group 2016**)။ ကုမ္ပဏီအချို့အနေဖြင့် ပြန်ပြည့်မြဲစွမ်းအင်ရင်းမြစ်များ အသုံးပြု နိုင်ရန် ၎င်းတို့၏ လုပ်ငန်းများကို စတင်ပြောင်းရွှေ့နေကြပြီ ဖြစ်သည်။ လျှပ်စစ်ဖြန့်ဝေမှုကွန်ရက်တွင် ပြန်လည်ပြည့်မြဲ စွမ်းအင်သုံးစနစ်များပါဝင်သော သို့မဟုတ် ရင်းနှီးမြှုပ်နှံရန် အားပေးထားသော စည်းမျဉ်းများရှိသည့် နိုင်ငံများအနေဖြင့် ထိုကုမ္ပဏီများကို ဆွဲဆောင်နိုင်မည် ဖြစ်သည်။

လုပ်ငန်းများအနေဖြင့် လိုအပ်မှုအခြေအနေအရ ပြောင်းလွယ်သော ဓါတ်အားဖြန့်ဝေမှုစနစ်တွင်လည်း စိတ်ဝင်စားမှု ရှိနိုင်ကြပါသည်။ ဓါတ်အားသုံးစွဲသူတိုင်းအနေဖြင့် မိမိတို့ အသုံးမလိုသည့်အချိန် များတွင် ခေတ္တဖြတ်တောက်ထားခြင်းကို ဓါတ်အားဖြန့်ဝေသည့် ကုမ္ပဏီများနှင့် ညှိနှိုင်း၍ ပြုလုပ်နိုင်ပါသည်။ ဤနည်းအားဖြင့် ဓါတ်အားလိုအပ်မှုမြင့်မားလာချိန်တွင် " အရန်အားကို အသုံးပြုခြင်း" (spinning reserve) ဟုခေါ်သည့် မလိုသူများထံမှ ပြန်လည်ဝယ်ယူပြီး လိုအပ်သည့်နေရာများကို ဖြည့်တင်းပေးခြင်းဖြင့် ဓါတ် အားရုံအသစ်များ ထပ်မံတည်ဆောက်စရာမလိုအပ်တော့ဘဲ ဖြေရှင်းနိုင်မည်ဖြစ်သည်။ ကွန်ရက်များကို ကိုင်တွယ်သည့် ကုမ္ပဏီများ သို့မဟုတ် ဓါတ်အား ကုမ္ပဏီများနှင့် သုံးစွဲသူများကြားတွင် ကြားခံ အဖွဲ့ အစည်းတစ်ရပ်မှ ဓါတ်အားအရောင်းအဝယ် ပြုလုပ်ခြင်းကို ဝန်ဆောင်မှုပေးနိုင်ပါသည်။ တစ်နည်းအားဖြင့် ဓါတ်အားဖြန့်ဝေသူများအနေဖြင့် သုံးစွဲသူများအတွက် လုံလောက်စွာဖြန့်ဖြူးပေးနိုင်ရန် ငွေကြေးဆွဲဆောင် မှုများဖြင့် ဓါတ်အားပျက်တောက်ခြင်းမှ ကာကွယ်ရန် အာမခံထားသကဲ့သို့ ဖြစ်သည်။ ပေါ်လစီ ပြောင်းလဲ မှုများခြင်း၊ ဈေးငွေပိုင်း အားနည်းခြင်း၊ ရေနံနှင့် သဘာဝဓာတ်ငွေ့ တူးဖော်မှုများကိုသာ ဈေးငွေထုတ်ပေး လိုခြင်းနှင့် လွယ်ကူသော ဓါတ်အားဝယ်ယူမှု သဘောတူညီချက်လုပ်ဆောင်မှုများ မရှိခြင်းကဲ့သို့သော စိန်ခေါ်မှုများကို ဖြေရှင်းနိုင်မှသာ အထက်ပါနည်းလမ်းများကို အသုံးချနိုင်မည်ဖြစ်သည်။

၂၀၁၂ခုနှစ်၌ အမေရိကန်ပြည်ထောင်စုတွင် လုပ်ငန်းများ၊ အိမ်ပိုင်ရှင်များအနေဖြင့် ဓါတ်အား လိုတိုးပိုလျှော့စနစ်များကြောင့် တိုက်ရိုက်ဝင်ငွေအားဖြင့် အမေရိကန် ဒေါ်လာ ၂ ဘီလီယံကျော် ရှိခဲ့ပြီး ပိုလျှံသော ဓါတ်အား ၂၉.၅ ဂစ်ဂါဝပ်ကို ဓါတ်အားဖြန့်ဖြူး ကွန်ရက်သို့ ပြန်လည်ပေးသွင်းနိုင်ခဲ့သောကြောင့် အစွမ်းကုန်ထုတ်လုပ်ပေးရသည့် ဓါတ်အားရုံအရေအတွက်ကို လျှော့ချနိုင်ခဲ့ပြီး စွမ်းအင်ထိရောက်စွာ အသုံးချမှုကိုလည်း မြှင့်တင်နိုင်ခဲ့သည် (Smart Energy Demand Coalition)။

လုပ်ဆောင်သင့်သည်များ

- လုပ်ငန်းများကို ပြန်ပြည့်မြဲစွမ်းအင်နှင့် စွမ်းအင်ထိရောက်စွာအသုံးပြုခြင်းတို့တွင် ရင်းနှီး မြှုပ်နှံရန် အားပေးခြင်း။ လက်ရှိတွင် ဤကဲ့သို့ အားပေးသောပေါ်လစီများမရှိသေးဘဲ ဟန့်တားမှု အချို့သည် လုပ်ငန်းများကို ရင်းနှီးမြှုပ်နှံခြင်းမှ တားဆီးလျက် ရှိနေသည်။
- ယုံကြည်အားထားရသည့် ဓါတ်အားရရှိရန်နှင့် ပိုမိုကောင်းမွန်သည့် အနာဂတ်အတွက် ပုဂ္ဂလိက ပိုင်းမှ ဟန့်တားမှုများကို ဖြေရှင်းနိုင်ပြီး မြန်မာနိုင်ငံ၏ စဉ်ဆက်မပြတ် ဖွံ့ဖြိုးမြဲတိုးတက်မှု ပန်းတိုင် ရောက်ရှိရန် ကူညီခြင်းအားဖြင့် ပိုမိုကောင်းမွန်သော စီးပွားရေး အကျိုးရလဒ်များ ရရှိလာနိုင်ရန် ဖန်တီးပေးနိုင်မည်ဖြစ်သည်။
- ဓါတ်အားဖြန့်ဝေမှုအပိုင်းတွင် ပုဂ္ဂလိက အဖွဲ့အစည်းများ ပါဝင်လာရန် အားပေးခြင်း။ စွမ်းအင်နှင့် ရာသီဥတု ပြောင်းလဲမှု ဌာန၊ ယူကေ (၂၀၁၂) ၏ အကြံပေးချက်အရ နောင်နှစ်အနည်းငယ်အတွင်း လိုအပ်လာမည့် ဓါတ်အားလိုအပ်မှုကို ခန့်မှန်းရန်၊ ကြိုတင်ခန့်မှန်းမှုအရ လိုအပ်မှုကို အပြည့်အဝ ဖြည့်ဆည်းပေးနိုင်ရန် လုပ်ငန်းများကို ကန်ထရိုက်လေလံပြုလုပ်ရန်၊ လေလံအောင်သော ကုမ္ပဏီများဖြင့် သဘောတူစာချုပ်များ ချုပ်ဆို၍ လိုအပ်မည့်နှစ်များတွင် သတ်မှတ်ချက်များအတိုင်း ဓါတ်အားဖြန့်ဖြူးပေးနိုင်ရန် (မပြောင်းလဲသော ဓါတ်အားခဖြင့်)နှင့် မပြုလုပ်နိုင်ပါက ဒဏ်တပ်ရန်၊ လေလံတွင် လက်ရှိလုပ်ဆောင်နေသော လုပ်ငန်းများအပြင် လုပ်ငန်းအသစ်များကိုပါ ပါဝင်ခွင့်ပြုခြင်းဖြင့် လတ်တလောနှင့်အနာဂတ်အတွက် ရင်းနှီးမြှုပ်နှံမှုများ တိုးပွားလာစေရန်နှင့် ပြုပြင် ထိန်းသိမ်းမှု အလေ့အကျင့်ကောင်းများ တိုးတက်လာစေရန်နှင့် ဓါတ်အားခရရှိငွေများကို ဖြန့်ဖြူး သူများအကြားမျှဝေရန်တို့ဖြစ်သည်။
- နိုင်ငံတွင်း လျှပ်စစ်ဖြန့်ဝေမှုကွန်ရက်တွင် ရေရှည်တည်တံ့သော ပြည့်မြဲစနစ်များကို အသုံးပြု ထားခြင်းအားဖြင့် မိမိတို့၏ သဘာဝပတ်ဝန်းကျင် ဂရုပြုမှုနှင့် မတည်ငြိမ်သော ဓါတ်အားခများ အတွက် စိုးရိမ်တတ်ကြသောကုမ္ပဏီများကို ဆွဲဆောင်နိုင်မည်ဖြစ်သည်။

© WWF / Andre Malerba

လုပ်ဆောင်ရမည်များ

ဒီဇင်ဘာ ၂၀၁၅ ပဲရစ်မြို့တွင် ပြုလုပ်ခဲ့သော **COP21** အစည်းအဝေးအရ တစ်ကမ္ဘာလုံးအနေဖြင့် စွမ်းအင်လိုအပ်မှုပြဿနာကို ရင်ဆိုင်နေရကြောင်းနှင့် ဆိုးရွားသောရာသီဥတုဖောက်ပြန်မှုဒဏ်ကို ခံစားရခြင်းမှ ရှောင်ရှားလိုကြကြောင်း အတည်ပြုနိုင်ခဲ့သည်။ နေ့စဉ်ဘဝအတွက် လိုအပ်သော စွမ်းအင်ကို အသုံးမပြုနိုင်ခြင်းသည် ဆင်းရဲမွဲတေမှုကို ဖြစ်စေသော အကြောင်းရင်းများထဲမှ တစ်ရပ်ဖြစ်သည်။ စွမ်းအင်လိုအပ်ချက်သည် ရေနံ၊ သဘာဝဓာတ်ငွေ့နှင့် ရေအားလျှပ်စစ်များမှ သဘာဝပတ်ဝန်းကျင်နှင့် စီးပွားရေးတို့မထိခိုက်စေဘဲ ထုတ်လုပ်ပေးနိုင်သည်ထက် ပိုမိုနေခြင်းကြောင့် စဉ်ဆက်မပြတ် ထုတ်လုပ် နိုင်သော စွမ်းအင်များ အလွန်တရာမှလိုအပ်နေပြီ ဖြစ်သည်။

တစ်ဦးချင်းအနေဖြင့်သော်လည်းကောင်း၊ လူမှုအဖွဲ့အစည်းများ၊ လုပ်ငန်းများ၊ ရင်းနှီးမြှုပ်နှံသူများ၊ နိုင်ငံရေးသမားများအနေဖြင့်သော်လည်းကောင်း ရဲဝင့်စွာဆုံးဖြတ်၍ လက်ငင်းလုပ်ဆောင်ကြရန် လိုအပ်ပါသည်။ ပြန်လည်ပြည့်မြဲ စွမ်းအင်နှင့် စဉ်ဆက်မပြတ် ထုတ်လုပ်ပေးနိုင်သော စွမ်းအင်များ အပြည့်အဝ ရရှိနိုင်ရန် ကောက်ရိုးမီးလုပ်ဆောင်ချက်မျိုးမဟုတ်ဘဲ အရေးကြီးကိစ္စတစ်ရပ်အနေဖြင့် ရည်မှန်းပြီး လုပ်ဆောင်ကြရမည်ဖြစ်သည်။

ဤ အစီရင်ခံစာ၏ ဒုတိယပိုင်းတွင် အချက်အလက် တိကျစွာဖြင့် ၂၀၅၀ ပြည့်နှစ်တွင် မျှော်မှန်း သည့်အတိုင်းဖြစ်နိုင်ကြောင်းနှင့် ပြုလုပ်နိုင်သည့် နည်းလမ်းကိုလည်း တင်ပြထားပါသည်။ ထိုနည်းလမ်း သည် ပြီးပြည့်စုံသည်ဟု မဆိုနိုင်သော်လည်း အဖြေများကိုတော့ ပေးနိုင်ပါသည်။ စိန်ခေါ်မှုများ၊ အခက် အခဲများ ရှိမည်ဖြစ်သော်လည်း အခြေအနေတွက်ကိန်းများကိုလေ့လာခြင်းဖြင့် ဆွေးနွေးမှုများ၊ ဒေသတွင်း လုပ်ဆောင်များ စတင်ဖြစ်ပေါ်လာစေရန် ရည်ရွယ်ပါသည်။

ယခုအချိန်တွင်တော့ ဤနည်းလမ်းအသုံးပြုခြင်းမှ ပေါ်ထွက်လာသော မေးခွန်းများအတွက် အဖြေရှာကြရန်နှင့် ကိစ္စရပ်များကို တုံ့ပြန်ကြရန်များထက် ပိုမိုလုပ်ဆောင်ကြရမည်ဖြစ်ပြီး အရေးကြီးဆုံး အချက်မှာ တစ်ဦးတစ်ယောက်ချင်းအနေဖြင့် မိမိတို့ နိုင်သလောက်ဝန်ကို ယနေ့မှစ၍ လုပ်ဆောင်ကြရန် ဖြစ်သည်။

© WWF-Myanmar / Aung Khant Kyaw

PART B: IES SCENARIOS

Disclaimer

This report has been prepared by Intelligent Energy Systems Pty Ltd (IES) and Mekong Economics (MKE) in relation to provision of services to World Wide Fund for Nature (WWF). This report is supplied in good faith and reflects the knowledge, expertise and experience of IES and MKE. In conducting the research and analysis for this report IES and MKE has endeavoured to use what it considers is the best information available at the date of publication. IES and MKE make no representations or warranties as to the accuracy of the assumptions or estimates on which the forecasts and calculations are based.

IES and MKE make no representation or warranty that any calculation, projection, assumption or estimate contained in this report should or will be achieved. The reliance that the Recipient places upon the calculations and projections in this report is a matter for the Recipient's own commercial judgement and IES accepts no responsibility whatsoever for any loss occasioned by any person acting or refraining from action as a result of reliance on this report.

Authors

Stuart Thorncraft

Patrick Wang

Philip Travill

Ho Dinh Tham

Acronyms

AD	Anaerobic Digestion
ADB	Asian Development Bank
ASEAN	Association of Southeast Asian Nations
ASES	Advanced Sustainable Energy Sector
BAU	Business As Usual
BCM / Bcm	Billion Cubic Metres
BNEF	Bloomberg New Energy Finance
BOT	Build-Operate-Transfer
BP	British Petroleum
BTU / Btu	British Thermal Unit
CAGR	Compound Annual Growth Rate
CAPEX	Capital Expenditure
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine
CCS	Carbon Capture and Storage
CNPC	China National Petroleum Corporation
COD	Commercial Operations Date
CSP	Concentrated Solar Power
DNI	Direct Normal Irradiation
DTU	Technical University of Denmark
EE	Energy Efficiency
EGAT	Electricity Generation Authority of Thailand
EIA	Energy Information Administration
FOB	Free on Board
FOM	Fixed Operating and Maintenance
GDP	Gross Domestic Product
GHI	Global Horizontal Irradiance
GMS	Greater Mekong Subregion
GT	Gas Turbine
HV	High Voltage
ICT	Information and Communication Technology
IEA	International Energy Agency
IES	Intelligent Energy Systems Pty Ltd
IPP	Independent Power Producer
IRENA	International Renewable Energy Agency
JV	Joint Venture

JVA	Joint Venture Agreement
KOGAS	Korean Gas Corporation
LCOE	Overall Levelised Cost of Electricity
LNG	Liquefied Natural Gas
LPG	Liquefied Petroleum Gas
MEPE	Myanmar Electric Power Enterprise
MERRA	Modern Era-Retrospective Analysis
MKE	Mekong Economics
MMcfd	Million Cubic Feet Per Day
MOA	Memorandum of Agreement
MOAI	Ministry of Agriculture and Irrigation
MOE	Ministry of Energy
MOEP	Ministry of Electric Power
MOGE	Myanmar Oil and Gas Enterprise
MOM	Ministry of Mines
MOST	Ministry of Science and Technology
MOU	Memorandum of Understanding
MTU	Mandalay Technological University
MV	Medium Voltage
NASA	National Aeronautics and Space Administration (the United States)
NEDO	New Energy and Industrial Technology Development Organisation (Japan)
NPV	Net Present Value
NREL	National Renewable Energy Laboratory (the United States)
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development
ONGC	Oil and Natural Gas Corporation (India)
OPEC	Organisation of the Petroleum Exporting Countries
OPEX	Operational Expenditure
PDR	People's Democratic Republic (of Laos)
PRC	People's Republic of China
PTT	Petroleum Authority of Thailand
PTTEP	PTT Exploration and Production
PV	Photovoltaic
RE	Renewable Energy
ROR	Run of River
RPR	Reserves to Production Ratio
SCADA/EMS	Supervisory Control and Data Acquisition/Energy Management System
SES	Sustainable Energy Sector
SWERA	Solar and Wind Energy Resource Assessment

SWH	Solar Water Heating
TCF / Tcf	Trillion Cubic Feet
UN	United Nations
US$	United States Dollar
VOM	Variable Operating and Maintenance
WEO	World Energy Outlook
WWF	World Wide Fund for Nature
WWF-GMPO	WWF – Greater Mekong Programme Office

Table of Contents

1 Introduction 75
1.1 Report Structure 75
2 Background: Myanmar's Electricity Sector 76
2.1 Power System 76
2.2 Installed Capacity 77
2.3 Electricity Demand 79
2.4 Generation Supply 80
2.5 Under Construction Generation 81
3 Development Options for Myanmar's Electricity Sector 83
3.1 Natural Gas 83
3.2 Coal Resources 86
3.3 Nuclear Energy 88
3.4 Hydro Power 88
3.5 Wind Power 92
3.6 Solar Energy 95
3.7 Geothermal Energy 98
3.8 Biomass 99
3.9 Biogas 99
3.10 Ocean Energy 100
3.11 Renewable Energy Potential and Diversity 100
4 Myanmar Development Scenarios 102
4.1 Scenarios 102
4.2 Technology Cost Assumptions 104
4.3 Fuel Pricing Outlook 106
4.4 Real GDP Growth Outlook 107
4.5 Population Growth 108
4.6 Committed Generation Projects in BAU, SES and ASES Scenarios 108
4.7 Transmission System, Imports and Exports 109
4.8 Technical-Economic Power System Modelling 110
5 Business as Usual Scenario 112
5.1 Business as Usual Scenario 112
5.2 Demand Growth 112
5.3 Installed Capacity Development 114
5.4 Projected Generation Mix 117
5.5 Grid to Grid Power Flows 119
5.6 Generation Fleet Structure 120
5.7 Reserve Margin and Generation Trends 122
5.8 Electrification and Off-Grid 124
6 Sustainable Energy Sector Scenario 125
6.1 Sustainable Energy Sector Scenario 125
6.2 Demand Growth 125
6.3 Installed Capacity Development 127
6.4 Projected Generation Mix 130
6.5 Grid to Grid Power Flows 133
6.6 Generation Fleet Structure 134
6.7 Reserve Margin and Generation Trends 136
6.8 Electrification and Off-Grid 138
7 Advanced Sustainable Energy Sector Scenario 140
7.1 Advanced Sustainable Energy Sector Scenario 140

7.2 Demand Growth 140
7.3 Installed Capacity Development 142
7.4 Projected Generation Mix 145
7.5 Grid to Grid Power Flows 148
7.6 Generation Fleet Structure 149
7.7 Reserve Margin and Generation Trends 151
7.8 Electrification and Off-Grid 153
8 Analysis of Scenarios 155
8.1 Energy and Peak Demand 155
8.2 Energy intensity 157
8.3 Generation Mix Comparison 158
8.4 Carbon Emissions 159
8.5 Hydro Power Developments 161
8.6 Analysis of Bioenergy 162
8.7 Security of Supply Indicators 163
8.8 Interregional Power Flows 166
9 Economic Implications 167
9.1 Overall Levelised Cost of Electricity (LCOE) 167
9.2 LCOE Composition 167
9.3 Off-grid Cost Comparison 170
9.4 Cumulative Capital Investment 170
9.5 Operating, Amortised Capital and Energy Efficiency Costs 174
9.6 Fuel Price Sensitivity 179
9.7 Impact of a Carbon Price 180
9.8 Renewable Technology Cost Sensitivity 181
9.9 Jobs Creation 182
10 Conclusions 185
10.1 Comparison of Scenarios 185
10.2 Economic Implications 186
10.3 Identified Barriers for the SES and ASES 187
10.4 Recommendations 187
Appendix A Technology Costs 189
Appendix B Fuel Prices 193
Appendix C Methodology for Jobs Creation 194

1 Introduction

Intelligent Energy Systems Pty Ltd ("IES") and Mekong Economics ("MKE") have been retained by WWF – Greater Mekong Programme Office ("WWF-GMPO") to undertake a project called "Produce a comprehensive report outlining alternatives for power generation in the Greater Mekong Sub-region". This is to develop scenarios for the countries of the Greater Mekong Sub-region (GMS) that are as consistent as possible with WWF's Global Energy Vision to the Power Sectors of all Greater Mekong Subregion countries. The objectives of WWF's vision are: (i) contribute to reduction of global greenhouse emissions (cut by >80% of 1990 levels by 2050); (ii) reduce dependency on unsustainable hydro and nuclear; (iii) enhance energy access; (iv) take advantage of new technologies and solutions; (v) enhance power sector planning frameworks for the region: multi-stakeholder participatory process; and (vi) develop enhancements for energy policy frameworks.

The purpose of this report is to provide detailed country-level descriptions of three scenarios for the Republic of the Union of Myanmar's (Myanmar's) power sector:

- Business as Usual (BAU) power generation development path which is based on current power planning practices, current policy objectives,
- Sustainable Energy Sector (SES) scenario, where measures are taken to maximally deploy renewable energy[1] and energy efficiency measures to achieve a near-100% renewable energy power sector; and
- Advanced Sustainable Energy Sector (ASES) scenario, which assumes a more rapid advancement and deployment of new and renewable technologies as compared to the SES.

It should be noted that all of the scenarios are supported by data, information and our own independent assessments based only on reports and data sources that have been published.

1.1 Report Structure

This report has been structured in the following way:

- Section 2 sets out recent outcomes for Myanmar's electricity industry;
- Section 3 summarises the main development options covering both renewable energy and fossil fuels;
- Section 4 provides a brief summary of the two scenarios that are modelled and a summary of the assumptions common to both of the scenarios;
- Section 5 sets out the key results for the business as usual scenario;
- Section 6 sets out the key results for the sustainable energy sector scenario;
- Section 7 sets out the key results for the advanced sustainable energy sector scenario;
- Section 8 provides comparative analysis of the two scenarios based on the computation of a number of simple metrics that facilitate comparison;
- Section 9 provides analysis into the cost of electricity under the two scenarios; and
- Section 10 provides the main conclusions from the modelling.

The following appendices provide some additional information for the scenarios:

- Appendix A contains the technology cost assumptions that were used;
- Appendix B provides the fuel price projections that were used; and
- Appendix C sets out some information on the methodology used for estimating jobs creation for each scenario.

Note that unless otherwise stated, all currency in the report is Real 2014 United States Dollars (US$).

---

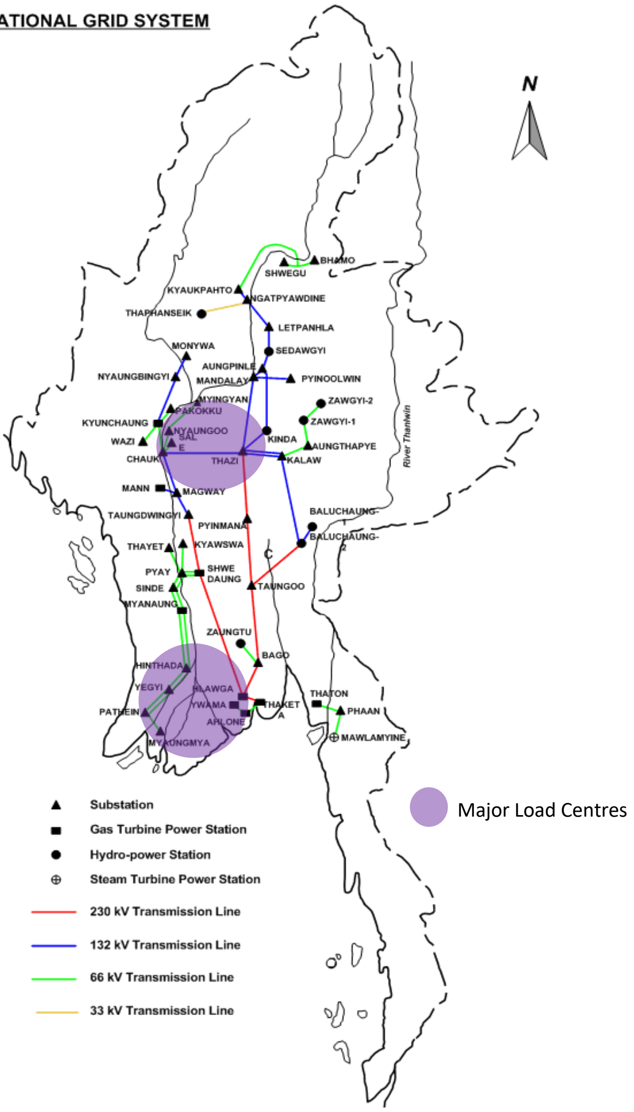
[1] Proposed but not committed fossil fuel based projects are not developed. Committed and existing fossil fuel based projects are retired at the end of their lifetime and not replaced with other fossil fuel projects.

2 Background: Myanmar's Electricity Sector

2.1 Power System

A representation of Myanmar's power system is illustrated in Figure 1. The diagram highlights the present statehood of the country's national system in terms of the main generation resources that are used in the power system and their locations within the country. We have also highlighted the main demand centres within the country.

Figure 1 Myanmar Power Generation System (2013)



Before 1960, the generation system consisted mainly of isolated grids supplied by diesel generators and mini-hydropower. The first stage of the first medium-scale hydropower plant, Baluchaung-2 in central-east Myanmar about 420 km north of Yangon, was commissioned in 1960 with an installed capacity of 84 MW. The plant was designed for an annual generation of 595 gigawatt-hours (GWh) to supply Yangon and, from 1963, Mandalay. The

second stage was commissioned in 1974, also with 84 MW capacity and providing an additional 595 GWh. During the subsequent 30 years, another eight hydropower plants were built, ranging from 12 MW to 75 MW and totalling 264 MW. In 2005, the 280 MW Paunglaung Hydropower Plant, about 20 km east of the new capital, Nay Pyi Taw, was commissioned. From 2005 to 2011, eight power plants, totalling 1,934 MW, were built. Two large-scale hydropower plants, one partly for export to the PRC (Shewli-1, 600 MW) and the other for domestic supply (Yeywa, 790 MW), were commissioned in 2008 and 2010, respectively. More recently built include Thauk Ye Khat No.2 (120 MW), Dapein No.1 (240 MW), Shwegyin (75 MW), Kyun Chaung (30 MW) and Kyeeon Kyeewa (74 MW).

The first gas-fired power plant, Kyunchaung in central-western Myanmar, was commissioned in 1974 with an installed capacity of 54.3 MW. During the following 30 years up to 2004, another nine gas-fired power plants were commissioned with a total capacity of 714.9 MW. Ywama, the first gas-fired power plant close to Yangon, was commissioned in 1980 with an installed capacity of 36.9 MW. In 2004, two units of 33.4 MW capacity were added. Subsequently, another three gas-fired steam turbine power plants were built in stages surrounding Yangon including Hwlaga (154.2 + 54.55 MW), Thaketa (92 + 53.6 MW) and Ahlone (154.2 + 121 MW).

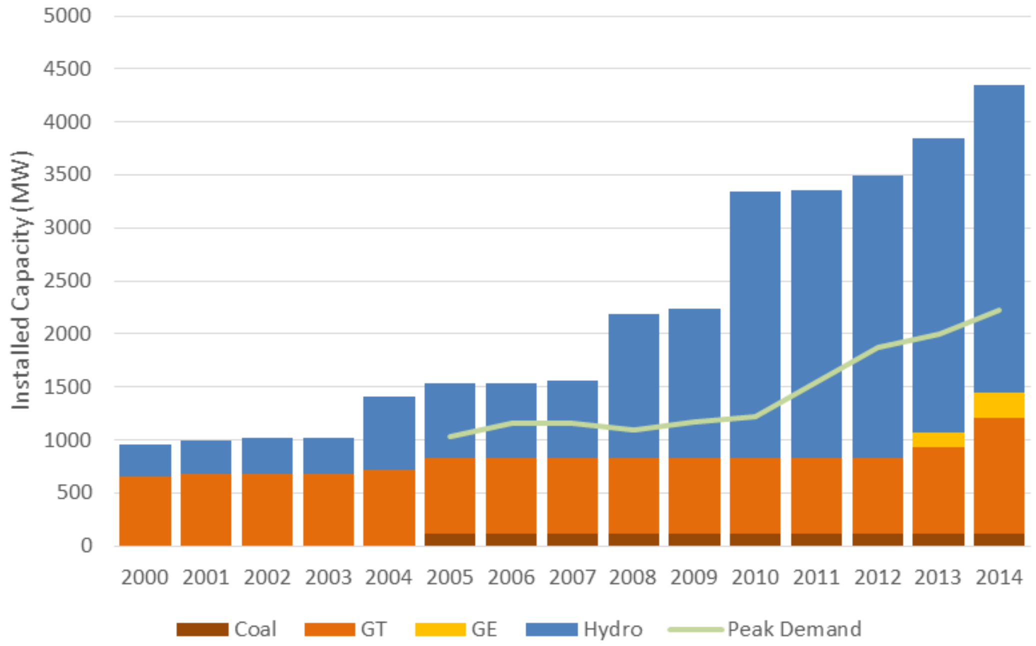
The 120 MW Tigyit power plant in central Myanmar was completed in 2002 in central Myanmar and was the first coal-fired power plant. It generates between 217 GWh/year and 389 GWh/year, corresponding to an average capacity factor of only 31%; to be efficient, it should operate at 75%–80% capacity.

2.2 Installed Capacity

Figure 2 sets out the current profile of installed capacity for the period from 2000 to 2014. By end of 2014, the system's combined installed capacity is 4,456 MW comprising of 3,011 MW hydropower capacity, 1,325 MW gas-fired and 120 MW coal-fired capacities. This capacity mix is illustrated in percentage in Figure 3 showing that hydro as the main power production technology accounts for 67% of the total grid-connected capacity, followed by natural gas at 30%.

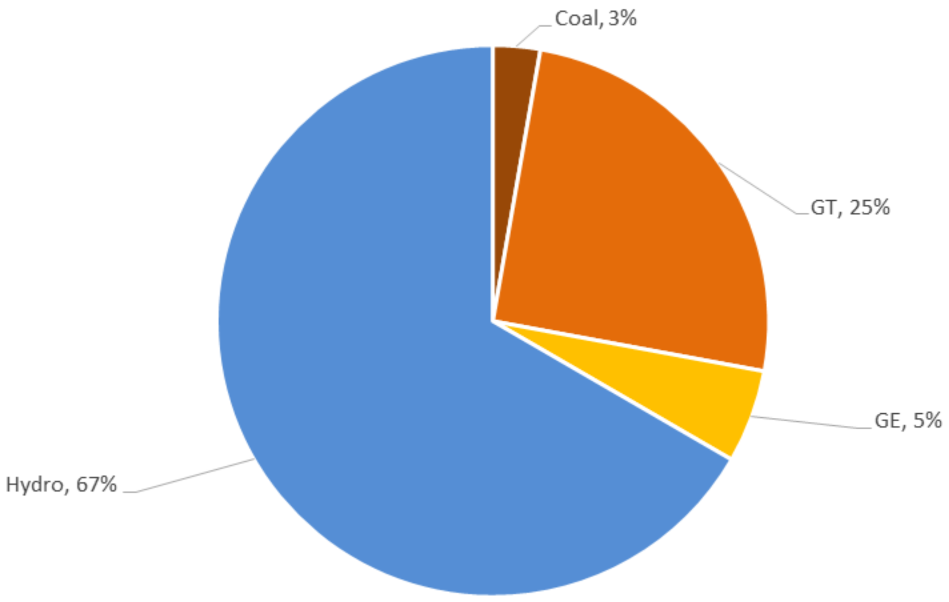
Although power generation and installed capacity have increased considerably over the past few years thanks to several newly commissioned hydro facilities, production capacity underperforms by 40% lower than installed capacity according to the ADB's estimate. Major drawbacks in power generation are largely attributed by low maintenance capacity and lack of additional infrastructure investments. The aging infrastructure coupled with system base load instability leads to frequent power supply shortages, occurring particularly during the summer months.

Figure 2 **Installed Capacity and Average Demand (2000-14)**



Sources: Consultant analysis

Figure 3 **Installed Capacity Share by Generation Type (2014)**

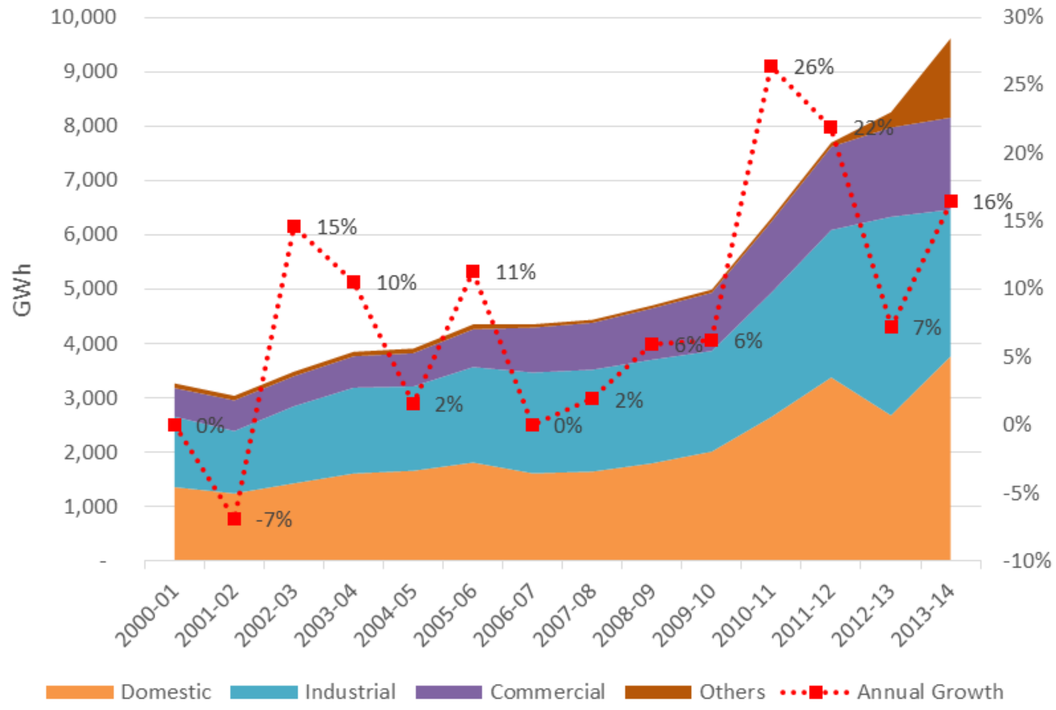


Sources: Consultant analysis

2.3 Electricity Demand

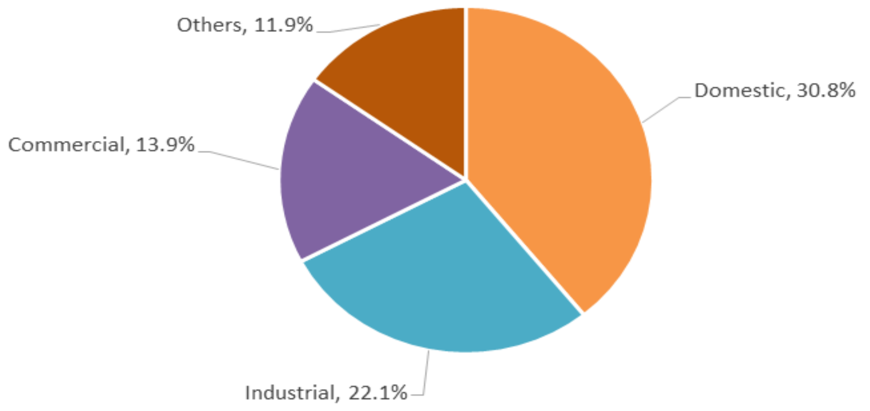
Figure 4 shows Myanmar's final electricity consumption by the end use categories until 2013/14. Electricity consumption has increased significantly in the last five years at an annual average growth rate of 15.7%. Residential (domestic), industrial, and commercial sectors were the three major end users of electricity in descending order, with their shares in the 2013/14 total final consumption being 31%, 22% and 13% respectively – see Figure 5. Industrial demand has been observed to have annual average growth rate in excess of 15% over the last 5 years, with commercial and residential sectors experiencing annual growth rates above 10%.

Figure 4 Electricity Demand by Category (2000-14)



Sources: Consultant analysis

Figure 5 Electricity Demand Shares by Category (2014)

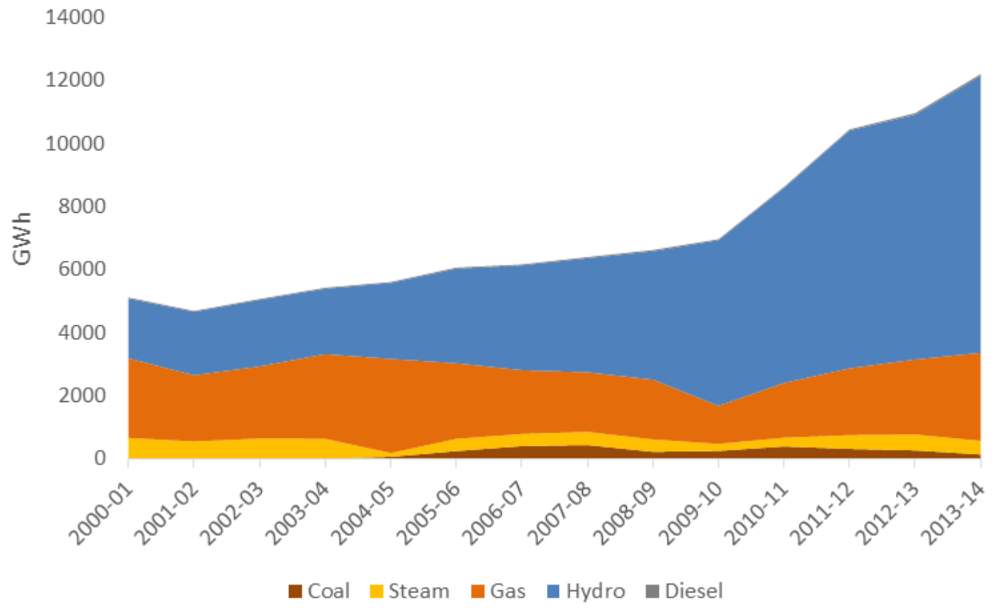


Sources: Consultant analysis

2.4 Generation Supply

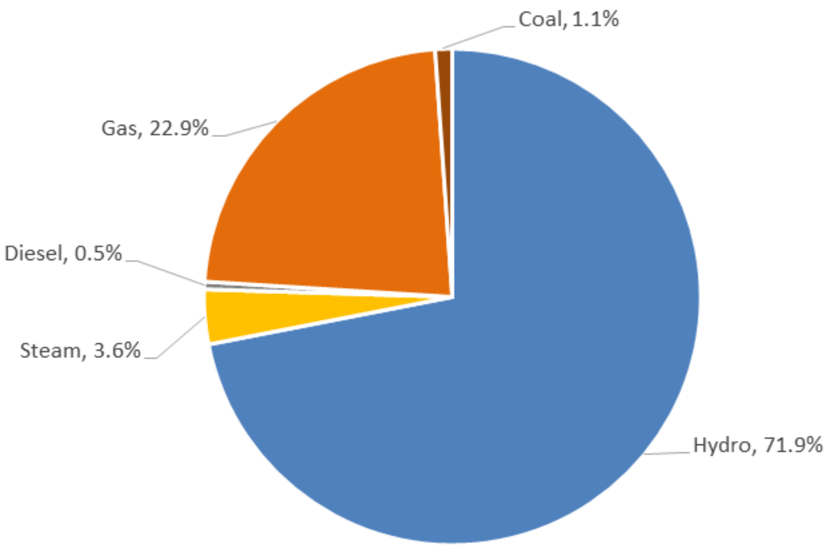
Figure 6 shows historical generation by technology type for the period 2000 to 2014, illustrating how the industry has become more heavily dependent on hydropower with its contribution being around 72% of total electricity supplied. Figure 7 plots the most updated shares in generation. In 2013/14, a total of 12,202 GWh was generated, of which 8,778 GWh was from hydropower, 2,794 GWh from gas-fired turbines and 433 GWh from steam turbines.

Figure 6 Generation by Technology (2000-2014)



Sources: Various

Figure 7 Generation Shares (2013-14)



2.5 Under Construction Generation

Table 1 sets out summary data of the existing and future power generation projects at the end of 2014.

Table 1 Summary of Current Generation Projects (2014)

Development Stage	**Numbers of Projects**	**Installed Capacity, MW**
Hydropower		
Existing	24	3,011
Under Construction	7	1,662
Joint Venture Agreement (JVA)	4	12,700
Memorandum of Agreement (MOA)	19	16,970
Memorandum of Understanding (MOU)	12	8,583
Planning / Proposal	4	783
Steam / Gas Fired		
Existing	14	915
Under Construction	12	1,255
JVA		
MOA	2	703
MOU	4	1,899
Planning / Proposal	1	106
Coal Fired		
Existing	2	128
Under Construction		
JVA		
MOA		
MOU	12	10,090
Planning / Proposal	10	8,710
Renewable Energy		
Wind MOU	25	4,032
Solar MOU	4	530
Geothermal MOU	5	200

Source: Consultant analysis based on various sources

3 Development Options for Myanmar's Electricity Sector

Myanmar is endowed with very significant amounts of hydro, solar, wind and biomass. There are also prospects for geothermal. In terms of fossil fuel resources, the country's coal deposits mainly consist of lignite and subbituminous types and are limited in terms of having low calorific value with proven reserves not being sufficient to support large coal power station developments. While Myanmar has significant offshore gas reserves, most produced natural gas is exported to the People's Republic of China (PRC) and Thailand. Further offshore gas is expected to be found, however the quantity and timing remain uncertain. In this section we provide a summary of the main development options for Myanmar's electricity sector, with respect to both fossil fuel and renewable energy options.

3.1 Natural Gas

According to ADB Myanmar Energy Sector Initial Assessment (2012), Myanmar's natural gas reserves have been estimated to be 11.8 trillion cubic feet (Tcf). Offshore gas discoveries have been significant. Two major offshore gas fields, Yadana (5.7 Tcf) and Yetagun (3.16 Tcf), were discovered in the 1990s in the Gulf of Moattama. The two fields have been supplying natural gas to Thailand since 2000, at a rate of about 755 million cubic feet per day (MMcfd) from the Yadana field and 424 MMcfd from the Yetagun field. In 2004, Daewoo International Corporation discovered the new Shwe gas field, off the coast of Sittwe, with estimated reserves of about 5 Tcf. Production from the Shwe field was commenced in 2013, for export to the PRC, through an overland pipeline from Myanmar to Kunming, Yunnan Province. The pipeline will have capacity of about 500 MMcfd, with a possible expansion to 1,200 MMcfd.

The BP statistics in 2014, on the other hand, estimated Myanmar's proved reserves of natural gas to be at some 283.2 billion cubic metres (Bcm) or 10,0 Tcf, representing around 22% of the total proved natural gas reserves of the GMS. Table 2 and Figure 8 summarise proved natural gas reserves for the GMS countries. The figure also shows the reserves to production ratio (RPR)[2]. For Myanmar, the number is relatively low because a number of fields with proven reserves have already been put into production.

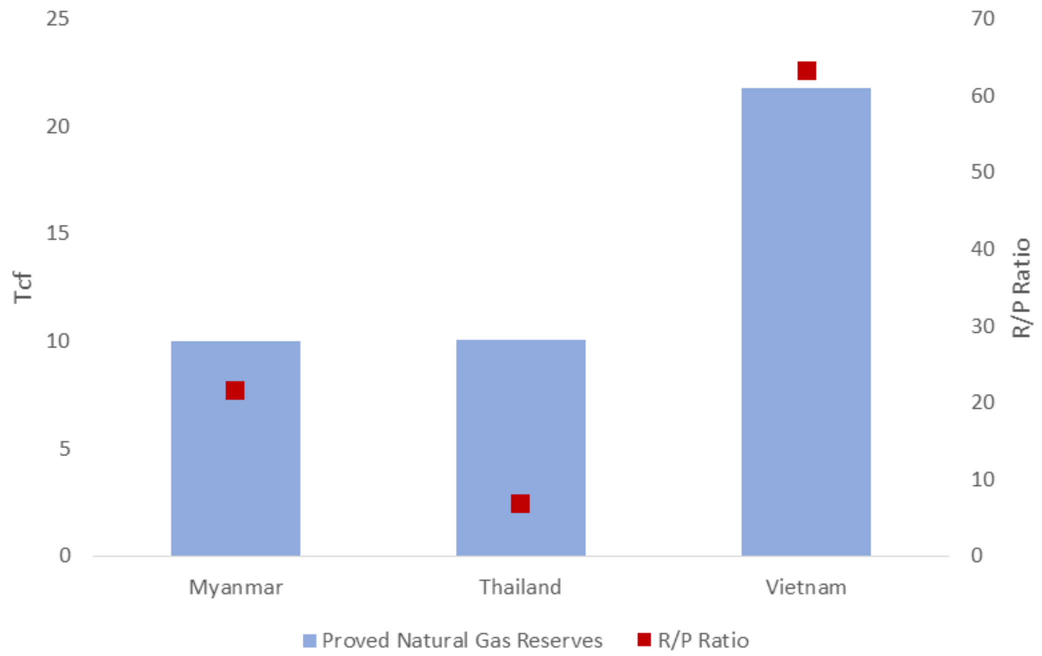
Table 2 Proved Natural Gas Reserves in GMS Countries

	Proved Reserves		RPR
	Bcm	**Tcf**	**Years**
Myanmar	283.2	10.0	21.6
Thailand	284.9	10.1	6.8
Viet Nam	617.1	21.8	63.3

Source: BP Statistics 2014

[2] The RPR is the proved reserves divided by the amount of reserves produced each year and thus a rough measure of how many years until the resource is depleted. Further information: http://en.wikipedia.org/wiki/Reserves-to-production_ratio.

Figure 8 Proved Gas Reserves of GMS Countries



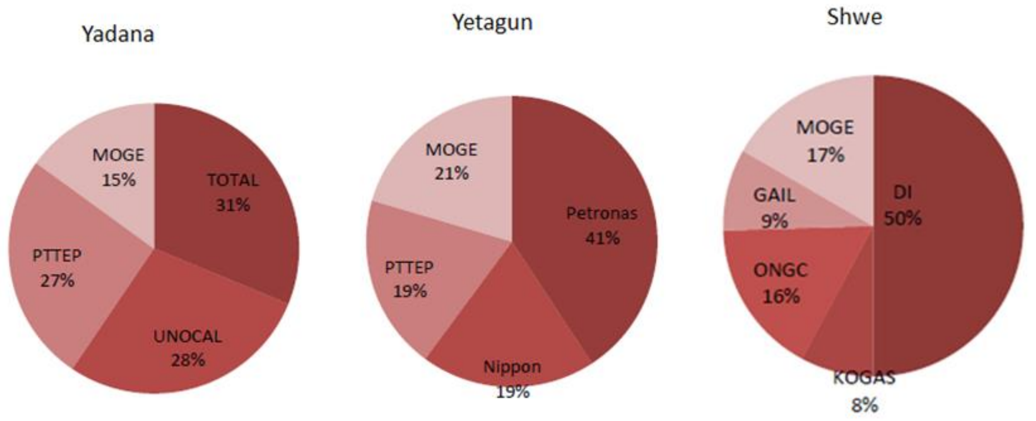
Source: BP Statistics 2014

3.1.1 Natural Gas Production and Exports

Myanmar's oil and gas industry involves the 100 per cent state-owned Myanmar Oil and Gas Enterprise (MOGE), foreign-invested companies and joint ventures between international and domestic firms. MOGE is responsible for natural gas exploration, domestic supply, pipelines construction, and coordination of the production sharing contracts with foreign companies.

Foreign firms are primarily involved in offshore exploration and production. Companies operating in Myanmar's gas sector include Malaysia's Petronas, Thailand's PTT Exploration and Production (PTTEP), TOTAL, Oil and Natural Gas Corporation (ONGC) Videsh, GAIL India, Korean Gas Corporation (KOGAS) and Nippon. The current structure of the production sharing agreements for three major offshore gas fields Yadana, Yetagun and Shwe are shown in Figure 9.

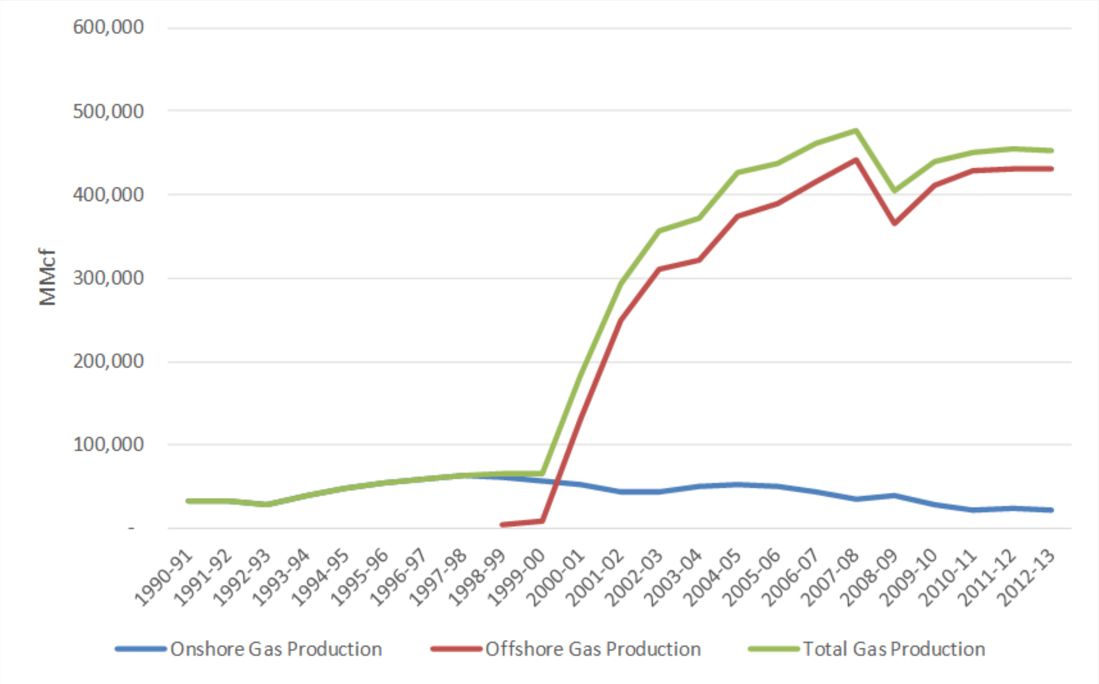
Figure 9 Production Sharing Agreement Structures of Natural Gas Fields in Myanmar



Source: MOGE

Figure 10 plots Myanmar's gas production showing the onshore and offshore production. It demonstrates how offshore production with production from the offshore fields has become a key component of Myanmar's gas sector since the year 2000. Total production in 2012/13 was 453,000 MMcf, more than 90% of which was from the offshore Yadana (57%) and Yetagun (34%) fields; the remainder was from the MOGE-operated onshore fields. Production in Shwe and Zawtika (scheduled to begin in 2014), is anticipated to bring Myanmar's total gas output to roughly 2,200 MMcfd by 2015.

Figure 10 Myanmar Natural Gas Production



Source: MOGE Presentation

Around 80% of natural gas produced in Myanmar is for exports. As of 2012/13, the export volume was 362,000 MMcf and most of it was for Thailand; however, production from Shwe commencing in July 2013 means that China has also become a significant export destination for Myanmar's gas.

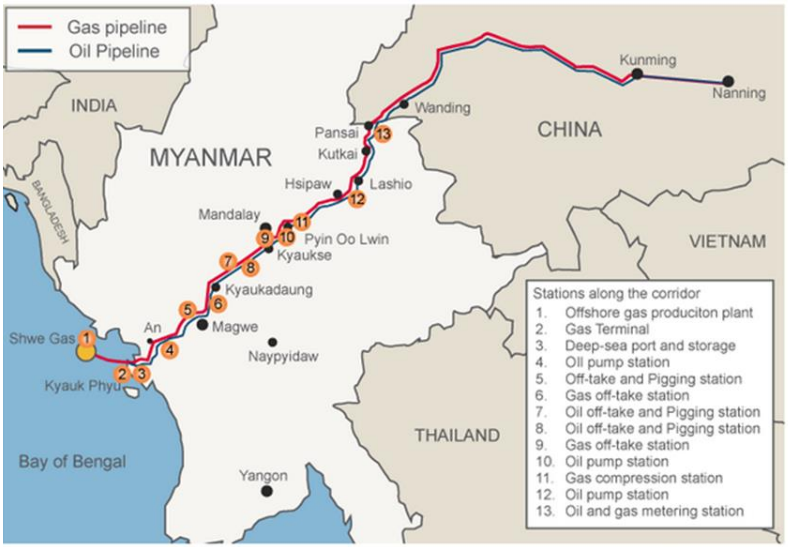
Myanmar–People's Republic of China Gas Pipeline Project

In June 2008, the China National Petroleum Corporation (CNPC) signed a memorandum of understanding (MOU) with the Government of Myanmar and a Daewoo-led consortium on the sale and transport of natural gas from the offshore blocks A-1 and A-3. Following signing of the MOU, Daewoo commenced development of the gas fields, targeting 2013 for the start of on-stream production. An Export Gas Sale and Purchase Agreement was signed in December 2008, and includes a provision whereby the gas price would be reviewed quarterly to reflect global trends.

Daewoo, CNPC, and MOGE have agreed on a gas price for Daewoo's Shwe, Shwe Phyu, and Mya fields on Block A-1 and Block A-3 in the Rakhine Basin, offshore of northern Myanmar. Gas from the fields would be sold to the People's Republic of China (PRC) at a rate of about US$7.73 per million British thermal units (MMBtu), inclusive of a tariff of US$1.02 per MMBtu. The contract is valid for a 30-year period and is indexed to the inflation rate in the United States. Concurrently, another consortium of block partners, consisting of Oil and Natural Gas Corporation Videsh, GAIL India, Daewoo, and the Korean Gas Corporation, were reportedly planning to invest approximately US$2.8 billion to develop the fields, with first gas production also scheduled for 2013. The consortium planned to spend a further US$936 million to lay an undersea pipeline to transport the gas to shore.

The export pipeline from Myanmar to China is shown in Figure 11.

Figure 11 Oil and gas export pipelines from Myanmar to China



Source: Reuters International 2013

3.1.2 Natural Gas Use in Electricity Generation

Domestically, Myanmar's electricity sector accounts for around 60% of natural gas consumption. Other major gas users are the government-owned factories (20%), fertiliser plants (7.9%), a compressed natural gas facility (7.2%) and LPG production (0.9%). In absolute terms, the amount of natural gas used for power generation has increased nearly two-fold over the period 2001 – 2013, from 29,066 MMcf to 57,333 MMcf per year.

3.2 Coal Resources

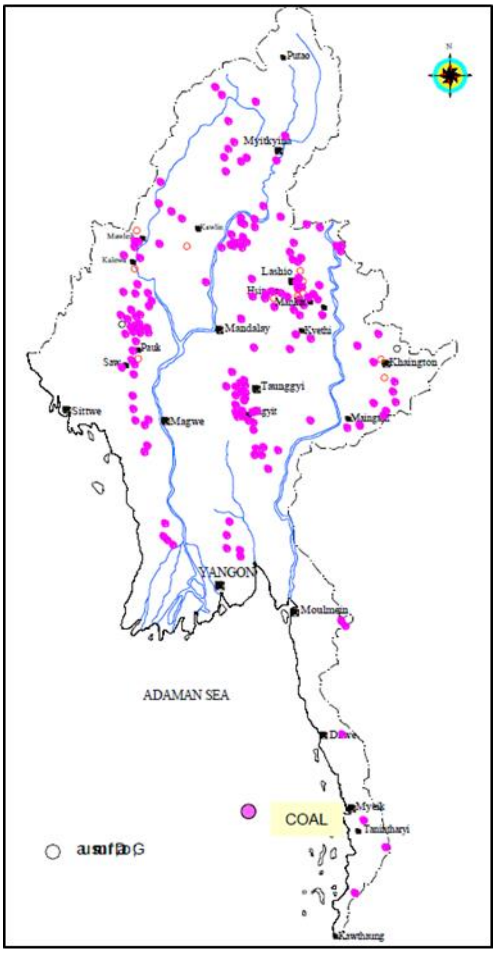
3.2.1 Domestic Coal Reserves

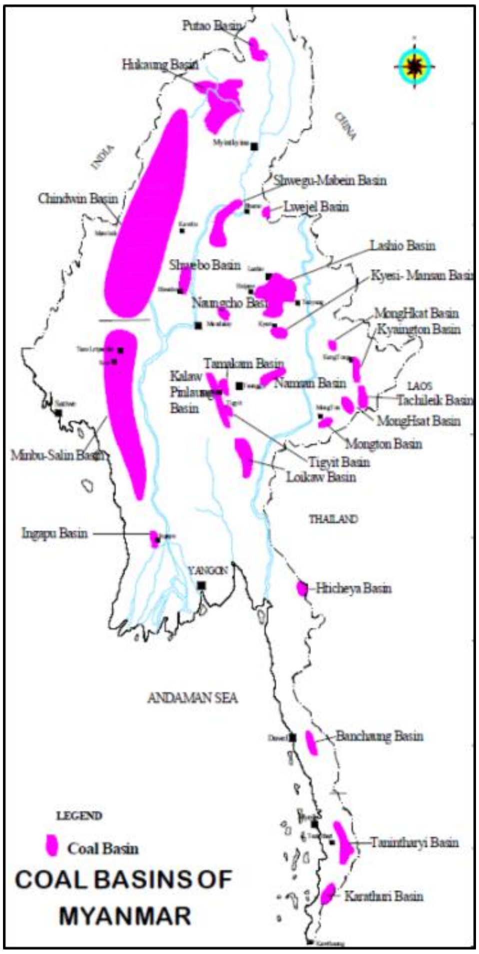
Coal has historically been of minor significance in Myanmar although the country possesses a reserves of coal, albeit of low quality. Serious attempts, even though at smaller scales, to explore coal started in 1965 and since then coal deposits have been found in some 400 locations. There are two main river basins of Chindwin and

Ayeyarwady rivers but sustained explorations found coal in the southern states and intra-mountain basins of the Shan state. Coal deposits are mainly clustered in Kalewa area in Chindwin River valley and Sagaing Region. There are deposits found in Magway, Tanintharyi, Shan State and Ayeyarwady regions. Most of Myanmar's coal resources are graded between lignite to sub-bituminous. Coal found in Shan State tends to be of lower quality (sub-bituminous). The combined reserves in these deposits have been proven to be some 405.89 million tons in various categories.

Figure 12 shows the coal occurrences in Myanmar (chart to the left) and the main coal basins (chart to the right). There are some 500 occurrences and over 200 deposits, of which around 34 are considered to warrant some attention in terms of exploitation. Figure 13 shows the location of some large strategic coal mines and deposits. It can be seen that the unexploited reserves are located in remote locations of the country; the locations are at considerable distances from the established rail network. Closer analysis of Myanmar's domestic coal reserves, taking into account factors such as deposit size, and the calorific value suggests that exploitation of domestic coal for power generation would only be feasible on a small scale (fluidised bed for example). This implies that future coal power plants would mainly depend on coal imports.

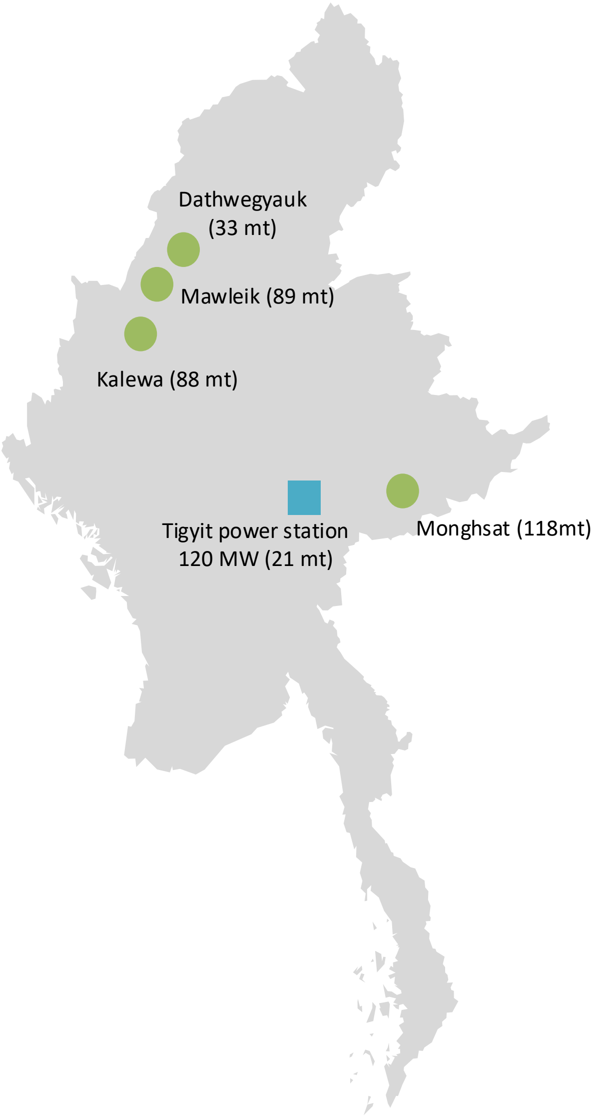
Figure 12 Coal Deposits and Coal Basins in Myanmar





Source: MOM

Figure 13 Locations of Myanmar's Largest Coal Deposits



3.3 Nuclear Energy

Some studies have been conducted to examine nuclear energy in the country. However, it is considered to be a last-resort option, as Myanmar has solar, wind, biomass, hydro potential and offshore gas reserves that could be explored ahead of nuclear energy.

3.4 Hydro Power

Hydropower is by far the dominant source of electricity in Myanmar, accounting for around 70% of both the capacity mix and annual production. We therefore briefly review the present status of hydro power development in Myanmar as this feeds into our modelling framework.

3.4.1 Hydropower Potential

Various studies have reported Myanmar has huge hydropower potential, estimated to be at 108 GW, from its four main river basins: Ayeyarwaddy, Chindwin,Thanlwin and Sittaung. Myanmar Electric Power Enterprise (MEPE),

under the Ministry of Electric Power (MOEP), has so far identified more than 300 locations suitable for hydropower development, with a combined potential capacity of about 46,000 MW. Among these locations there are as many as 92 potential sites for construction of medium to large power plants, each having capacity greater than 10 MW. These hydro sites have been grouped into 60 potential hydro projects including 10 projects that are in various stages of development. Similarly as many as 210 sites of small and medium size sites each have less than 10 MW potential. A total potential installed capacity of 231 MW has been identified. The majority of hydropower potential is located on the eastern side of the country in Kayin State (17 GW potential), Shan State (7 GW potential) and Kayah State (3.9 GW potential).

3.4.2 Existing Hydro Power Plans and Proposed Construction

At the present, over 4,000 MW of hydro power capacity has been developed, representing just a small portion of the identified potential of 46 GW for the country. Run-off-the-river (ROR) type plants such as Baluchaung 1-2, Kyaingtoung and Shweli are combined with 16 storage-type hydro units to meet approximately 70% of the country's total electricity requirements. Most storage-type plants however have limited reservoir sizes and also are energy-constrained owing to their multi-purpose nature. Sedawgyi, Kinda, Thaphanseik, Mone, Yenwe, Khapaung, Kyi-on- Kyiwa are those plants, the generation of which is dependent on the irrigation water availability.

Without a shift in the government strategy, it is expected that hydro will comprise the majority of future capacities added to the national power grid and for exports. Until 2030 and beyond, thirty six projects have been formed to realise the untapped hydro power resources, most of them would be built under a JV/BOT basis by foreign investors and only small portions of the projects would be funded by MOEP and domestic entrepreneurs. Under this scenario, hydropower would be the main contributor to any increase in renewable energy capacity in Myanmar, although large solar projects are expected soon and there are many community scale solar projects that are starting to occur[3].

Small hydropower projects for border area development: Over the past 5 years, some 26 micro and 9 mini-hydropower power projects have been developed by MEPE, with installed capacity ranging from 24 to 5,000 kW. These projects have included border areas, aimed at improving the social and economic conditions of poor rural households and remote communities. These mini-hydropower projects also facilitate cottage industries and enhance agricultural productivity through improved irrigation.

Village-scale hydropower projects range from primitive wooden wheel types to a variety of small modern turbine systems. Research on micro-hydropower plants, led by the Ministry of Science and Technology (MOST), includes the design and construction of different types of turbines and synchronous generators for micro-hydropower plants.

3.4.3 Existing Hydro Power Plants

Table 3 provides the details of the 22 existing hydro power plants with capacity greater than 10 MW. As can be seen, while the combined capacity of the plants is nearly 3,000 MW, the firm capacity is just one third of this amount. This would normally result in actual electricity generation being significantly below the planned energy. In 2013 for example, this was 8,466,138 MWh versus 14,088,800 MWh. The locations of the existing hydro power stations are shown in Figure 14. As illustrated earlier in Figure 2, Myanmar's power system has a significant amount of generation based on hydro.

---

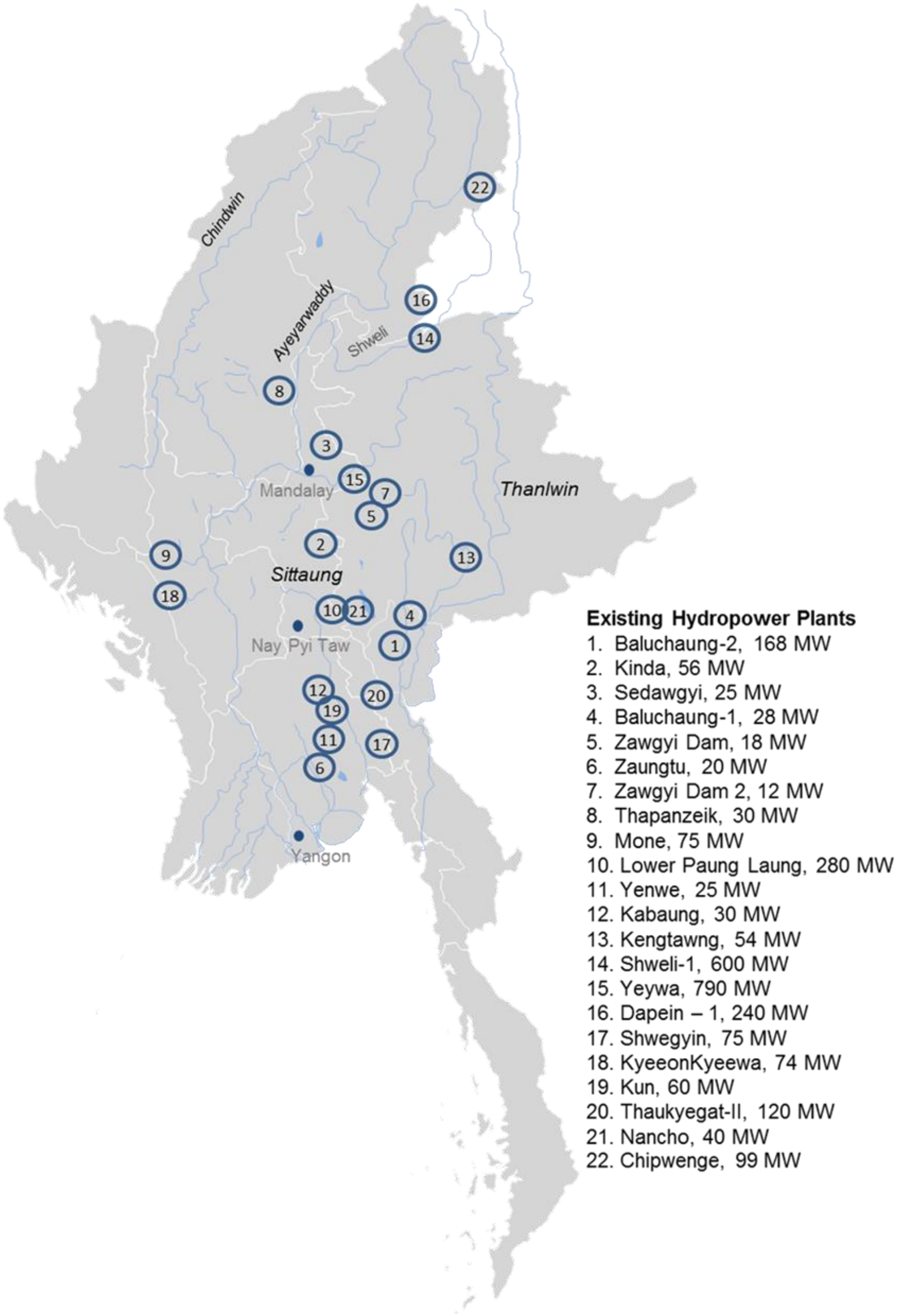
[3] See for example: http://www.mmbiztoday.com/articles/lao-based-firm-build-solar-micro-grids-shan-chin.

Table 3 Myanmar Hydro Power Plants with Capacity Over 10 MW in Operation

No.	Name of Plant	Owner	Capacity (MW)		COD[4]	Location
			Nameplate	Firm		
1	Baluchaung 2	MOEP	168	155	1960/74	Kayah
2	Kinda	MOEP	56	21	1985	Mandalay
3	Sedawgyi	MOEP	25	20	1989	Mandalay
4	Baluchaung-1	MOEP	28	26	1992	Kayah
5	Zawgyi Dam	MOEP	18	4	1995	Shan
6	Zaungtu	MOEP	20	9	2000	Bago
7	Zawgyi Dam 2	MOEP	12	3	2000	Shan
8	Thapanzeik	MOEP	30	13	2002	Sagaing
9	Mone	MOEP	75	38	2004	Magway
10	Lower Paunglaung	MOEP	280	104	2005	Naypyitaw
11	Yenwe	MOEP	25	14	2007	Bago
12	Kabaung	MOEP	30	13	2008	Bago
13	Kengtawng	MOEP	54	43	2009	Shan
14	Shweli-1	JV	600	175	2009	Shan
15	Yeywa	MOEP	790	175	2010	Mandalay
16	Dapein-1	JV	240	30	2011	Kachin
17	Shwegyin	MOEP	75	51	2011	Bago
18	KyeeonKyeewa	MOAI	74	42	2012	Magway
19	Kun	MOEP	60	18	2012	Bago
20	Thauk Ye Khat-2	BOT	120	32	2013	Bago
21	Phyu Chaung	MOEP	40	40	2013	Phyu
22	Baluchaung 3	MOEP	52	52	2013	Kayah
23	Upper Paunglaung	MOEP	140	140	2014	Naypyitaw
24	Namcho	MOEP	40	n/a	2014	Mandalay
25	Chipwenge	BOT	99	n/a	2014	Kachin
Total			**3,151**	**1,218**		

[4] Commercial operations date

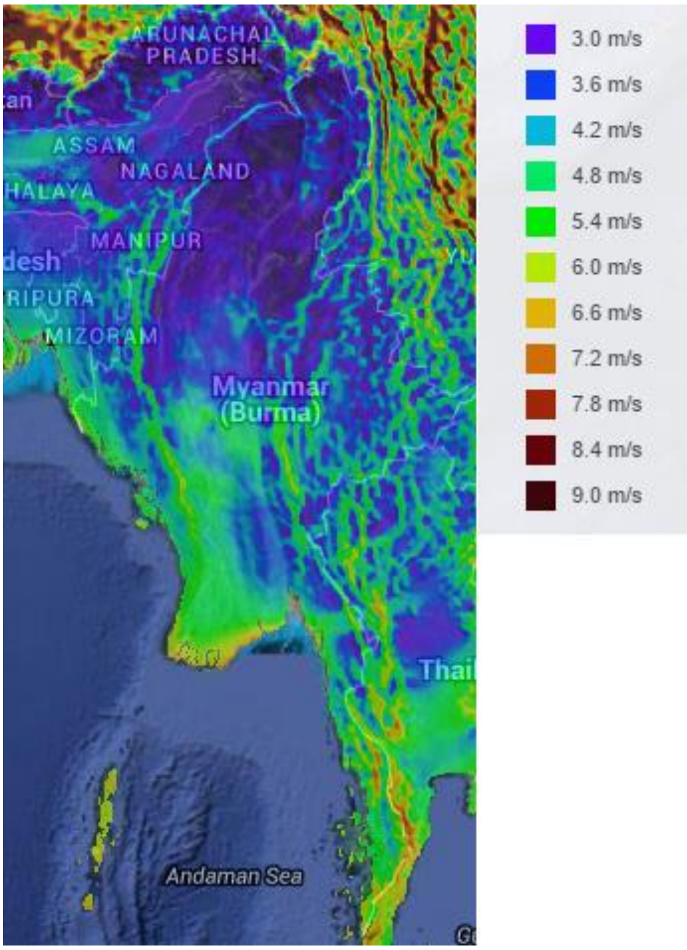
Figure 14 Location of Existing Hydro Plants in Myanmar



3.5 Wind Power

Myanmar has significant potential for wind energy, with reports suggesting some 365 TWh per year[5] could be produced. However, the industry is currently underdeveloped. Due to the initial high cost of wind energy, its development is mostly at the experimental and research phase. The evaluation of wind energy resources using modern systems has been conducted since 1998, led by the Myanmar Scientific and Technological Research Department and the Department of Meteorology and Hydrology. Judging from existing data, the western part of the country appears to have the best potential for harnessing wind power. However, available data on wind energy sources are not sufficient to evaluate suitable sites for the construction of wind turbines. Figure 15 shows Myanmar's wind resource potential based on 3TIER measurements accessed via the IRENA Global Atlas.

Figure 15 3TIER's Global Wind Dataset 5km onshore wind speed at 80m height[6]



Source: IRENA Global Atlas for Renewable Energy (3TIER Global Wind Dataset)

Figure 16 shows the DTU Global Wind Atlas[7] onshore and 30 km offshore wind climate dataset which accounts for high resolution terrain effects for 100 m above ground level. According to the IRENA global atlas description:

---

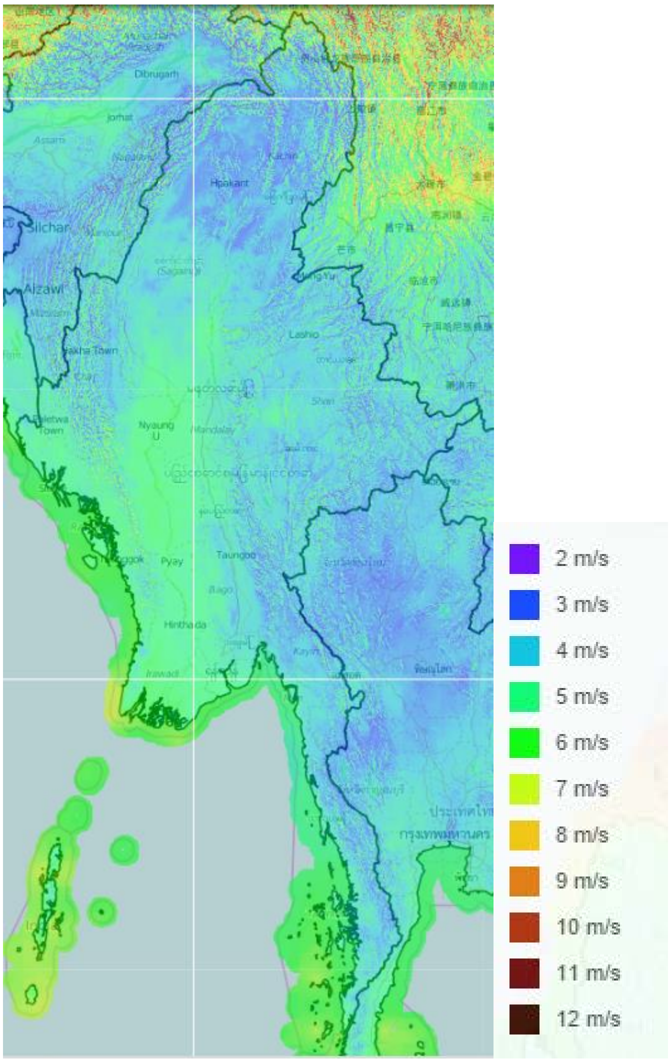
[5] MOEP; http://www.asiatradehub.com/burma/energy6.asp

[6] Average for period 1980.

[7] See: http://globalwindatlas.com/.

"this was produced using microscale modelling in the Wind Atlas Analysis and Application Program and capture small scale spatial variability of winds speeds due to high resolution orography (terrain elevation), surface roughness and surface roughness change effects. The layers shared through the IRENA Global Atlas are served at 1 km spatial resolution. The full Atlas contains data at a higher spatial resolution of 250 m, some of the IRENA Global Atlas tools access this data for aggregated statistics". This is largely consistent with Figure 15 and it also shows offshore potential is quite significant recording measurements in the range from 5 m/s to 7 m/s.

Figure 16 Average Wind Speed 1km at 100 m AGL DTU (2015)



Source: IRENA Global Atlas and Global Wind Atlas (2015)

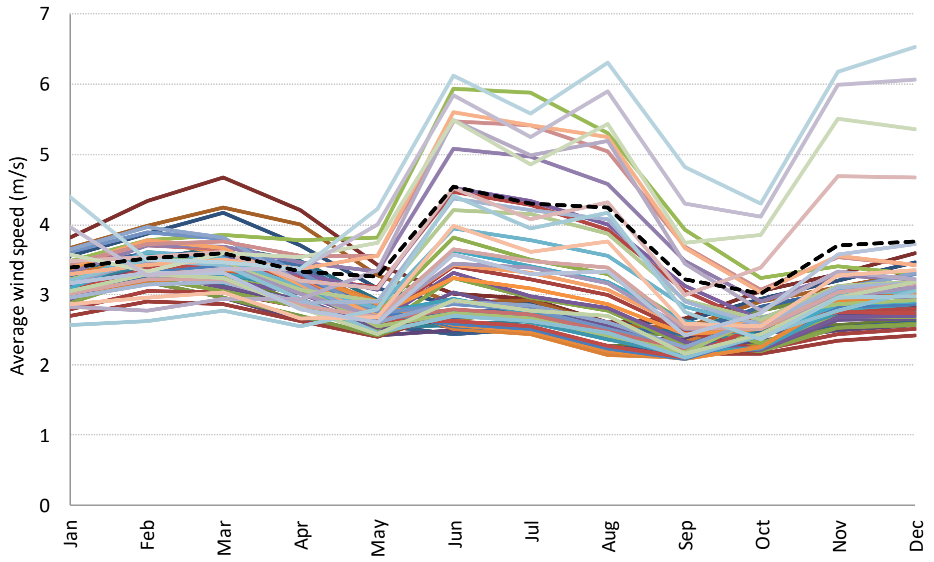
Other institutions have also conducted research and development on wind energy, including the Department of Physics at Yangon University and the Department of Electric Power (DEP) and MEPE at the MOEP. This research was in cooperation with the New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO) of Japan, which has constructed meteorological observation stations in Central and Lower Myanmar. Further, NEDO has assisted in installing wind and solar measuring equipment at several sites, to collect data and to conduct feasibility studies for wind-solar power hybrid systems.

Figure 17 shows average monthly wind speed measurements for Myanmar as reported by NASA Atmosphere Science Data Centre for the locations that have the highest average wind speeds throughout the year. This shows

that a number of locations in Myanmar record high wind speeds during the periods of May to September and November to December. When these locations are shaded over the map of Myanmar, as illustrated in Figure 18, we can see that in the main the locations are along the coastline of the country. There are also some locations within the central region and in the north. In general, an issue for wind generation in Myanmar is the distance of the locations with the greatest potential from demand centres.

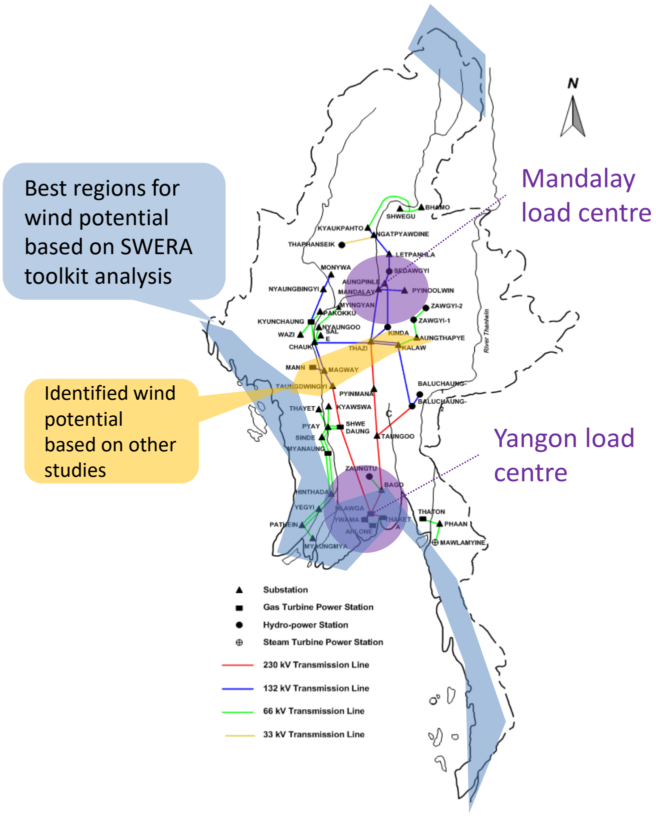
At present, there are four wind turbines are operational in Myanmar, including the 1.2 kW turbine installed at the Technological University in Shwetharlyoug Mountain (Kyaukse) Township, another 1.2 kW turbine at the Government Technical High School (Ahmar) in Ayeyarwaddy region, a 500 kW wind project on the beach (Ngwe Saung) in Ayerwaddy region and a 3 kW wind project at Dattaw Mountain in Kyaukse Township.

Figure 17 Monthly Wind Speeds for Selected Locations in Myanmar



Source: NASA Atmosphere Science Data Centre, obtained via the SWERA Geospatial Toolkit

Figure 18 Locations in Myanmar with Highest Wind Potential

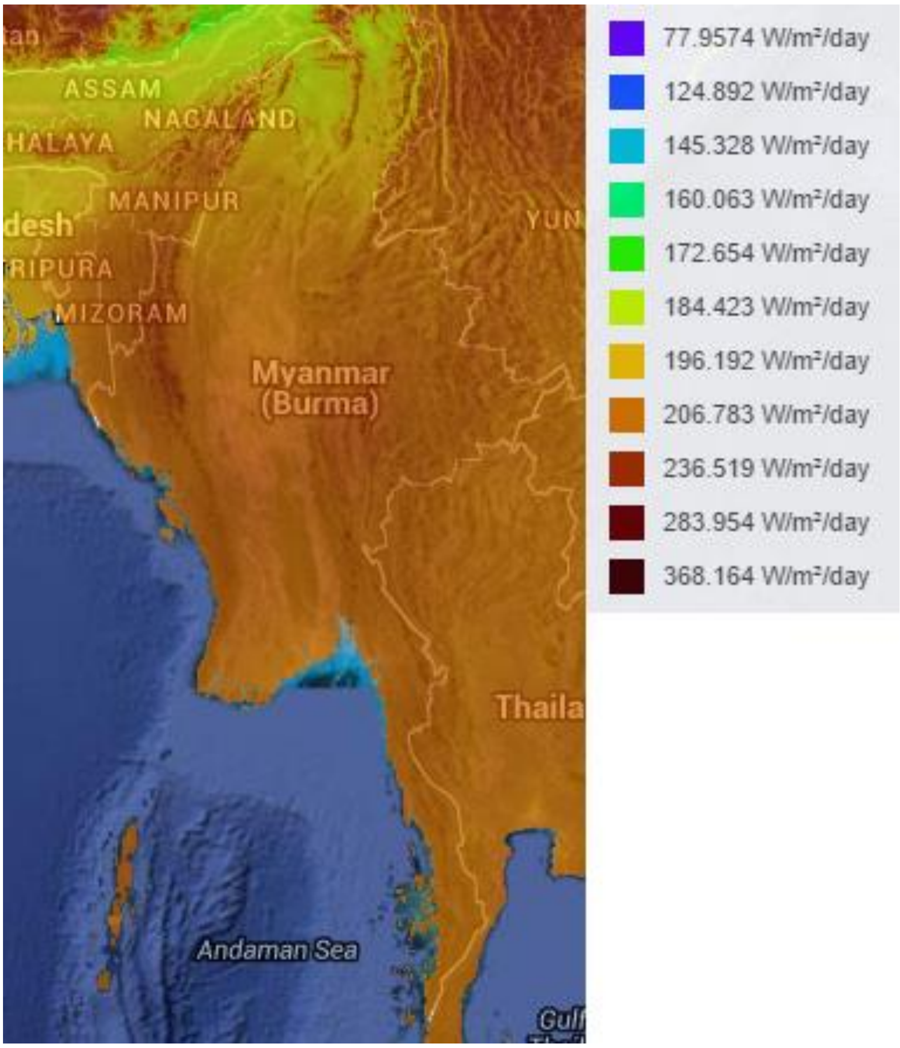


3.6 Solar Energy

As with other South East Asian nations, Myanmar has high solar radiation levels especially in the Central Dry Zone Area (see Figure 19). Potential available solar energy of Myanmar is estimated to be around 52,000 TWh per year[8]. However, similar to wind energy, solar energy in Myanmar is only in an early stage of development.

[8] MOEP; http://www.asiatradehub.com/burma/energy6.asp.

Figure 19 3TIER's Global Solar Dataset (3km in W/m^2) for GHI



Source: IRENA Global Atlas for Renewable Energy (3TIER Global Solar Dataset)

Solar energy is being introduced in a limited manner in some rural areas, through photovoltaic cells to generate electricity for charging batteries and to pump water for irrigation. As an initial step to demonstrate photovoltaic power systems for remote villages, some equipment has been installed under a technical cooperation program with other developing countries.

Stand-alone PV systems are being used for rural electrification in areas that cannot be connected to the national grid, with notable initiatives in schools and universities.

Pilot projects have included the following[9]:

1. "Solar Photovoltaic Battery Charging Community Enterprise," financed by the Energy Services and Income Generating Opportunities for the Poor (Project "ENSIGN"), in collaboration with Yoma Bank and Energy Planning Department of the Ministry of Energy (MOE);

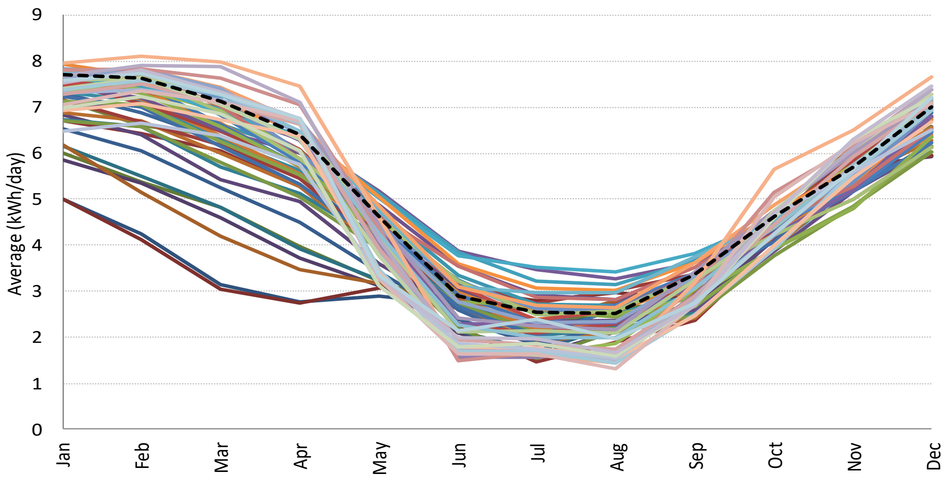
[9] ADB Myanmar Energy Sector Initial Assessment (2012)

2. "Demonstrative Research on a Photovoltaic Power Generation System in Myanmar," in cooperation with NEDO of Japan and the Department of Electric Power of MOEP; and
3. "Solar Power Village Electrification Scheme," with research and development of solar equipment prototypes, supported by the Myanmar Scientific and Technological Research Department and the Department of Physics of the Yangon Technological University.

Research continues on the use of solar power for household purposes (lighting and cooking), for irrigation pumps, and for solar driers for grain and fish. Research has successfully demonstrated the use of solar energy for making salt from seawater. MOST has begun providing electricity to schools and institutes by using solar energy. To help demonstrate the practicality of this initiative, Mandalay Technological University (MTU) has installed 3 kW PV power systems in several MOST technical schools and institutes located in remote areas and without access to the national grid system. For each school, there is enough power to supply 10 computers, one overhead projector, IPSTAR internet equipment, and 10 fluorescent lamps. The solar system used can be applied at minimum cost. MOST plans to install the system throughout the country in technical schools lacking electricity.

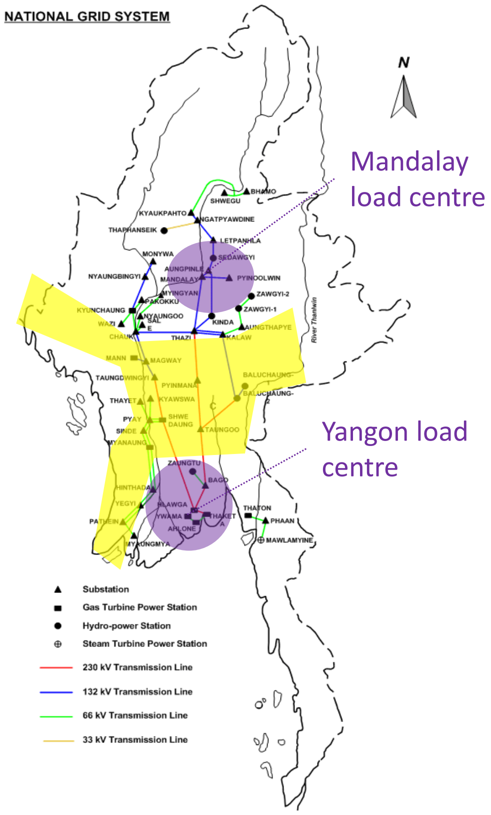
Figure 20 plots the monthly average irradiation levels for a number of selected sights with the highest annual average irradiation levels. The graph shows the monthly variation throughout the year for solar irradiation and hence generation. This also highlights October through to May exhibit excellent solar conditions. The map shading the locations of solar for Myanmar is provided in Figure 21. This also highlights that the greatest potential for solar lies in the central region of the country. Myanmar has excellent potential for largescale integration of solar resources.

Figure 20 Monthly Irradiance Levels for Selected Locations in Myanmar



Source: NASA Atmosphere Science Data Centre, obtained via the SWERA Geospatial Toolkit

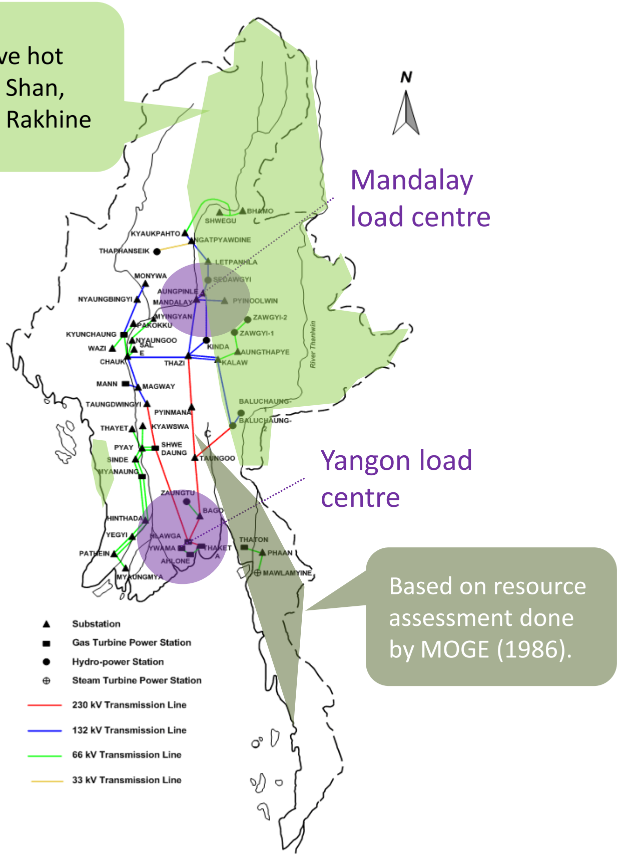
Figure 21 Best DNI Solar Irradiation Locations in Myanmar



3.7 Geothermal Energy

Geothermal energy is also abundant in Myanmar, with considerable potential for commercial development. Ninety-three geothermal locations have been identified throughout the country. Forty-three of these sites are being tested MOGE and MEPE, in cooperation with the Electric Power Development of Japan and Union Oil Company of California and Caithness Resources of the United States. Figure 22 shows the areas where considerable geothermal potential has been identified including Kachin, Shan, and Kayah states, Kayin, Kayah, Mon, Taninthayi, and also the southern part of Rakhine.

Figure 22 Locations in Myanmar with Geothermal Potential



3.8 Biomass

Approximately two-thirds of primary energy in Myanmar is supplied by biomass including fuelwood, charcoal, agriculture residue and animal waste. Fuelwood accounts for more than 90% of biomass-sourced energy, most of which is harvested from natural forests and used in both urban and rural areas. Charcoal, which accounts for 4% - 6% of total fuelwood consumption, is mainly used in urban areas. The annual consumption of fuelwood per household is estimated to be about 2.5 cubic tons (4.5 m3) for rural households and 1.4 cubic tons (2.5 m3) for urban residents[10].

According to MOEP, use of biomass for off-grid electricity production is insignificant, with only 5 MW of capacity currently installed. ADB studies (Renewable Energy Developments and Potential in the Greater Mekong Subregion) suggest total theoretical energy potential from agricultural residues[11] at around 60,000 GWh per annum.

3.9 Biogas

Over the past 10 years, about 152 community-based biogas digesters (plants) have been built, mostly in the central region (Mandalay, Sagaing, and Magway divisions) and in the Northern Shan State. The digesters vary in

[10] ADB Myanmar Energy Sector Initial Assessment (2012)

[11] Rice husks, rice straw, corn cob, cassava stalk, bagasse, sugarcane trash, and oil palm and coconut residues.

capacity (from 25 to 100 cubic meters) and electricity output ranges from 5–25 kW. While the combined output of these digesters is modest, it is enough to serve 172 villages with four hours of electricity per day. The theoretical biogas energy potential is shown in Table 4.

Table 4 Myanmar Biogas Energy Potential

Livestock	2010 Production* (million heads)	Daily Manure Production Factor (kg/animal)	Substrate Quantity (kg/day)	Dry Matter Factor (%)	Total Dry Matter Available (kg/day)	Mean Biogas Yield Factor (m^3/kg dry matter)	Daily Biogas Production (m^3/day)
Buffalo	3.09	8.00	24,720,000	16	3,955,200	0.250	988,800
Cattle	14.02	8.00	112,160,000	16	17,945,600	0.250	4,486,400
Pigs	9.30	2.00	18,600,000	17	3,162,000	4.200	13,280,400
Chicken	153.20	0.08	12,256,000	25	3,064,000	0.575	1,761,800
Total							**20,517,400**

kg = kilogram, m^3 = cubic meter.

Source: Renewable Energy Developments and Potential in Myanmar, ADB, 2015

3.10 Ocean Energy

Myanmar has a vast coastline that is 2,832 km long. There is potential for tidal and ocean current energy given the strong currents and tides along the coast. The first tidal power plant was commissioned in 2007 in Kambalar village. It has a 3 kW turbine and provides electricity to 220 village households. The country is estimated to have wave energy potential between 5 and 10 kW/m[12].

3.11 Renewable Energy Potential and Diversity

In summary, the renewable energy potential for Myanmar is provided in Table 5. The numbers presented here have been drawn from multiple sources and informed by analysis of IRENA Global Atlas data. Figure 23 plots the seasonal variation of renewable energy generation profiles in Myanmar for hydro, wind and solar. This shows that there is very good seasonal diversification across these three forms of renewable energy. The annual maximum solar irradiation is in February and the minimum in July to August. For hydropower, the annual maximum output occurs in October, which is when the reservoirs are filled following the dry season rains (which occur typically in May to June). Wind fluctuations are not as predictable but as illustrated, generation from wind reaches its maximum between July and September and complements hydro and solar resources very well.

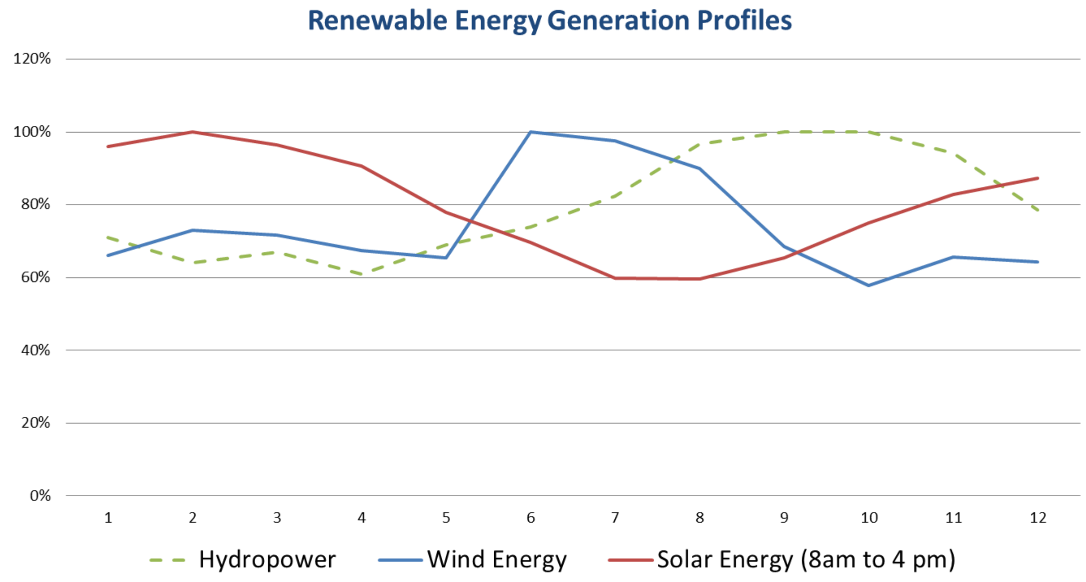
Table 5 Summary of Estimated Renewable Energy Potential (Compiled from Various Sources and Analysis)

Myanmar	Potential (MW)	Source and comments
Hydro (Large)	46,000	See Section 3.4
Hydro (Small)	231	See Section 3.4
Pump Storage	0	Lack of studies available
Solar	26,962 MW	Renewable Energy Developments and Potential in the Greater Mekong Subregion (ADB, 2015)

[12] Ocean renewable energy in Southeast Asia: A review (Quirapas, Lin, Abundo, Brahim, Santos, 2014). Note that the unit of measure is kW of installed capacity per metre of coastline.

Wind Onshore	33,829	Renewable Energy Developments and Potential in the Greater Mekong Subregion (ADB, 2015)
Wind Offshore	No information available	Lack of studies available
Biomass	6,899	IES projections based on data from Renewable Energy Developments and Potential in the Greater Mekong Subregion (ADB, 2015)
Biogas	4,741	IES projections based on data from Renewable Energy Developments and Potential in the Greater Mekong Subregion (ADB, 2015)
Geothermal	400	See Section 3.7
Ocean	1,150	Ocean renewable energy in Southeast Asia: A review (2014), based on 5kW/m wave potential, 2300km coastline, 10% efficiency

Figure 23 Seasonal Renewable Energy Generation Profiles



Source: Consultant analysis

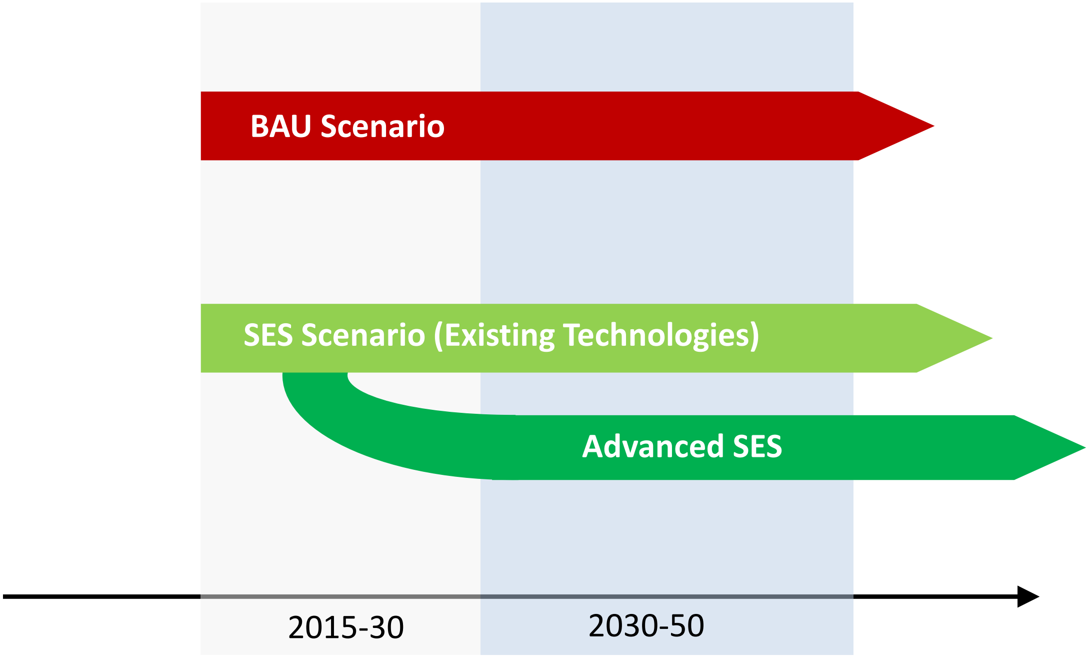
4 Myanmar Development Scenarios

In this section, we provide more detail on the three scenarios for Myanmar's electricity sector that we have modelled: the Business as Usual (BAU), Sustainable Energy Sector (SES), and Advanced SES (ASES) scenarios. We observe the assumptions that are common to all countries within this study for technology costs (section 4.2) and fuel prices (section 4.3). We then set out several Myanmar-specific assumptions including an economic outlook, list of generation projects that were assumed to be committed[13] and comments on the status of power export projects. Further assumptions for each scenario are provided in Section 5, Section 6 and Section 7.

4.1 Scenarios

The three power sector development scenarios (BAU, SES and ASES) for Myanmar's electricity industry are illustrated conceptually in Figure 24.

Figure 24 GMS Power Sector Scenarios



The BAU scenario is characterised by electricity industry developments consistent with the current state of planning within the GMS countries and reflective of growth rates in electricity demand consistent with an IES view of base development, existing renewable energy targets, where relevant, aspirational targets for electrification rates, and energy efficiency gains that are largely consistent with the policies seen in the region.

In contrast, the SES seeks to transition electricity demand towards the best practice benchmarks of other developed countries in terms of energy efficiency, maximise the renewable energy development, cease the development of fossil fuel resources, and make sustainable and prudent use of undeveloped conventional hydro resources. Where relevant, it leverages advances in off-grid technologies to provide access to electricity to remote communities. The SES takes advantage of existing, technically proven and commercially viable renewable energy technologies.

---

[13] That is, construction is already in progress, the project is near to commissioning or it is in an irreversible / advanced state of the planning process.

Finally the ASES assumes that the power sector is able to more rapidly transit towards a 100% renewable energy technology mix under an assumption that renewable energy is deployed more than in the SES scenario with renewable energy technology costs declining more rapidly compared to BAU and SES scenarios. A brief summary of the main differences between the three scenarios are summarised in Table 6.

Table 6 Brief Summary of Differences between BAU, SES and ASES

Scenario	Demand	Supply
BAU	Demand is forecast to grow in line with historical electricity consumption trends and projected GDP growth rates in a way similar to what is often done in government plans. Electric vehicle uptake is assumed to reach 15% across all cars and motorcycles by 2050.	Generator new entry follows that of power development plans for the country including limited levels of renewable energy.
SES	• Assumes a transition towards energy efficiency benchmark for the industrial sector of Hong Kong[14] and of Singapore for the commercial sector by year 2050. • For the residential sector, it was assumed that residential demand per electrified capita grows to 750 kWh pa by 2050, 38% less than in the BAU. • Demand-response measures assumed to be phased in from 2021 with some 15% of demand being flexible[15] by 2050. • Slower electrification rates for the national grids in Myanmar compared to the BAU, but deployment of off-grid solutions that achieve similar levels of electricity access. • Mini-grids (off-grid networks) are assumed to connect to the national system in the longer-term. • Electric vehicle uptake as per the BAU	• Assumes no further coal and gas new entry beyond what is already understood to be committed. • A modest amount of large scale hydro (between 4,000 to 5,000 MW in total) is deployed in Lao PDR and Myanmar above and beyond what is understood to be committed hydro developments[16]. • Supply is then developed by a least cost combination of renewable generation sources limited by estimates of potential rates of deployment and judgments on when technologies would be feasible for implementation to deliver a power system with the same level of reliability as the BAU. • Technologies used include: solar photovoltaics, biomass, biogas and municipal waste plants, CSP with storage, onshore and offshore wind, utility scale batteries, geothermal and ocean energy. • Transmission limits between regions are upgraded as required to support the GMS as a whole, and a different (approximate) transmission plan to the BAU is allowed to develop.
ASES	The ASES demand assumptions are	ASES supply assumptions are also

[14] Based on our analysis of comparators in Asia, Hong Kong had the lowest energy to GDP intensity for industrial sector while Singapore had the lowest for the commercial sector.

[15] Flexible demand is demand that can be rescheduled at short notice and would be implemented by a variety of smart grid and demand response technologies.

[16] This is important to all countries because the GMS is modelled as an interconnected region with significant conventional baseload capacity retiring around 2030.

Scenario	Demand	Supply
	done as a sensitivity to the SES: • An additional 10% energy efficiency applied to the SES demands (excluding transport). • Flexible demand assumed to reach 25% by 2050. • Uptake of electric vehicles doubled by 2050. • Electrification rates in Myanmar remain constant after solar PV and battery storage reach parity with grid costs.	implemented as a sensitivity to the SES, with the following main differences: • Allow rates of renewable energy deployment to be more rapid as compared to the BAU. • Technology cost reductions are accelerated for renewable energy technologies • Implement a more rapid programme of retirements for fossil fuel based power stations • Energy policy targets of 70% renewable generation by 2030, 90% by 2040 and 100% by 2050 across the region are in place

4.2 Technology Cost Assumptions

Technology capital cost estimates from a variety of sources was collected and normalised onto a consistent and uniform basis and mid-points taken for each technology that is relevant to the GMS region. The data points collated were based on overnight capital costs and are exclusive of fixed operating and maintenance costs, variable operating and maintenance costs and fuel costs. The capital costs are presented in Figure 25 which summarises the cost assumptions used to produce the installed cost comparisons between the technologies for the BAU and SES scenario. For the ASES scenario we have assumed that the technology costs of renewables decline more rapidly with the technology costs shown in Figure 26. Note that all installed costs do not include land, transmission, substations and decommissioning costs and are quoted on a US$ (real 2014) basis.

Comments on the various technologies are discussed below in relation to the BAU and SES technology costs:

- Conventional thermal technology costs are assumed to decrease at a rate of 0.05% pa citing gradual maturation of the technologies with no significant scope for cost improvement.
- Onshore wind costs were based on the current installed prices seen in China and India with future costs decreasing at a rate of 0.6% pa. Future offshore wind costs are also assumed to decrease at a rate of 0.6% pa starting at US$2,900/kW.
- Large and small-scale hydro costs are assumed to increase over time reflecting easy and more cost-efficient hydro opportunities being developed in the first instance. IRENA reported no cost improvements for hydro over the period from 2010 to 2014. Adjustments are made in the case of Lao PDR and Myanmar where significant hydro resources are developed in the BAU case[17].
- Solar PV costs are based on the more mature crystalline silicon technology which accounts for up to 90% of solar PV installations (IRENA, 2015), and forecast to continue to drop (2.3% pa) albeit at a slower pace than in previous years.
- Utility scale battery costs are quoted on a US$/kWh basis, and cost projections based on a report by Deutsche Bank (2015) which took into account several forecasts from Bloomberg New Energy Finance (BNEF), Energy Information Administration (EIA) and Navigant.
- Solar thermal (CSP) capital costs are projected to fall at 2.8% pa on the basis of the IRENA 2015 CSP overall levelised cost of electricity (LCOE) projections. While globally there are many CSP installations in

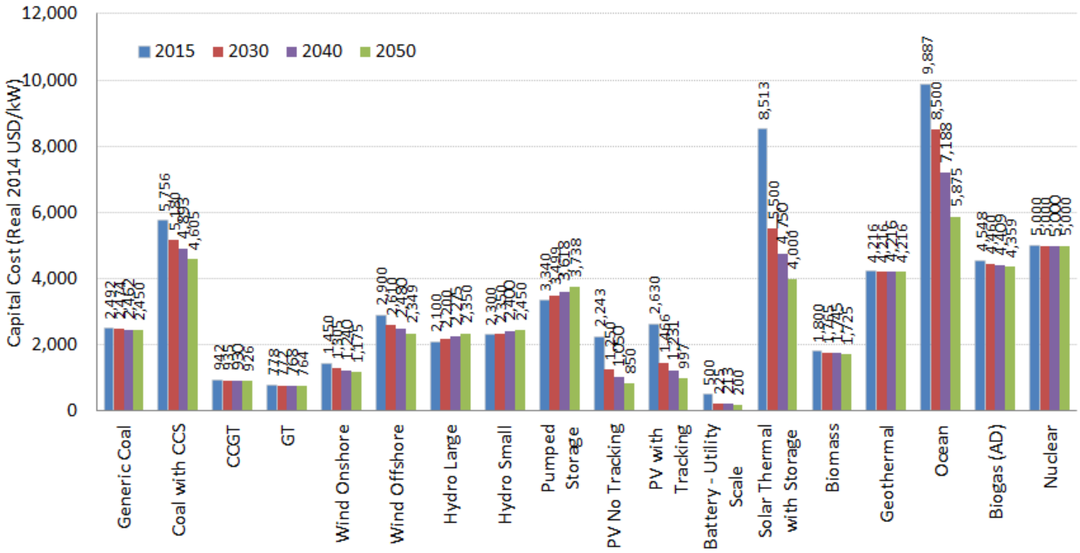
[17] Capital costs for large scale hydro projects are assumed to increase to US$3,000/kW by 2050 consistent with having the most economically feasible hydro resources developed ahead of less economically feasible resources.

place, the technology has not taken off and the cost of CSP technology over the past 5 years has not been observed to have fallen as rapidly as solar PV.

- Biomass capital costs are based on costs observed in the Asia region which are significantly less than those observed in OECD countries. Capital costs were assumed to fall at 0.1% pa. Biogas capital costs were based on anaerobic digestion (AD) and assumed to decline at the same rate as biomass.
- Ocean energy (wave and tidal) technologies were based on learning rates in the 'Ocean Energy: Cost of Energy and Cost Reduction Opportunities' (SI Ocean, 2013) report assuming global installation capacities increase to 20 GW by 2050[18].
- Capital costs are all discounted at 8% pa across all technologies over the project lifetimes. Decommissioning costs were not factored into the study.
- For technologies that run on imported coal and natural gas, we have factored in the additional capital cost of developing import / fuel management infrastructure in the modelling.

For reference, Appendix A tabulates all technology cost assumptions used in the modelling.

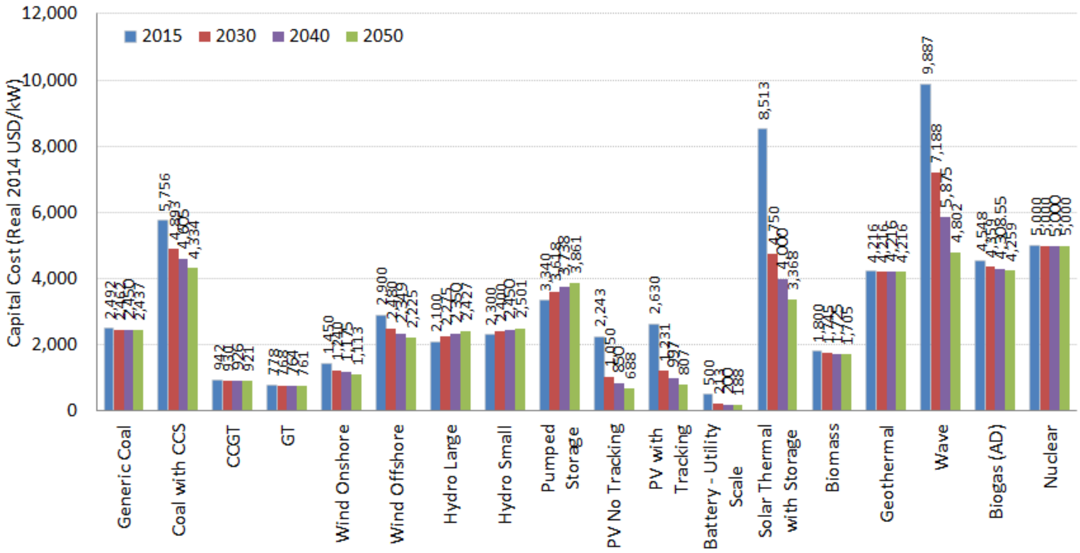
Figure 25 Projected Capital Costs by Technology for BAU and SES



** Battery costs are quoted on a Real 2014 US$/kWh basis.*

[18] Wave and tidal costs are averaged.

Figure 26 Projected Capital Costs by Technology for ASES



** Battery costs are quoted on a Real 2014 US$/kWh basis.*

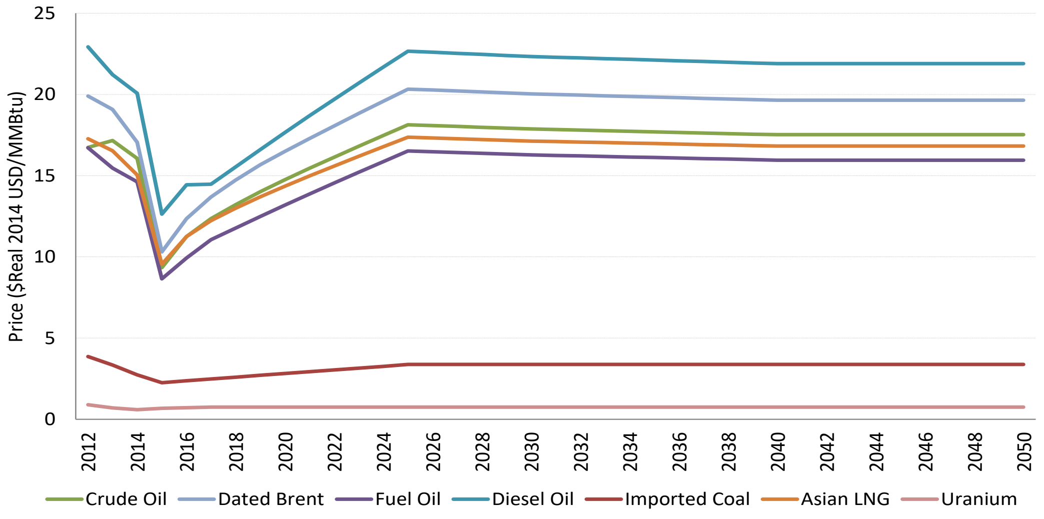
4.3 Fuel Pricing Outlook

IES has developed a global fuel price outlook which is based on short-term contracts traded on global commodity exchanges before reverting towards long-term price forecasts and relationships provided in energy agency reports. A summary of the fuel prices expressed on an energy basis (US$/MMBtu HHV) is presented in Figure 27 below.

The 30% dip from 2014 to 2015 for the various fuels was the result of a continued weakening of global energy demand combined with increased stockpiling of reserves. Brent crude prices fell from US$155/bbl in mid-2014 to US$50/bbl in early 2015. The Organisation of the Petroleum Exporting Countries (OPEC) at the November 2014 meeting did not reduce production causing oil prices to slump. Fuel prices are assumed to return to long-term expectations by 2025. This is presented in Figure 27.

Appendix B tabulates the fuel pricing assumptions that we have used in the modelling presented in this report.

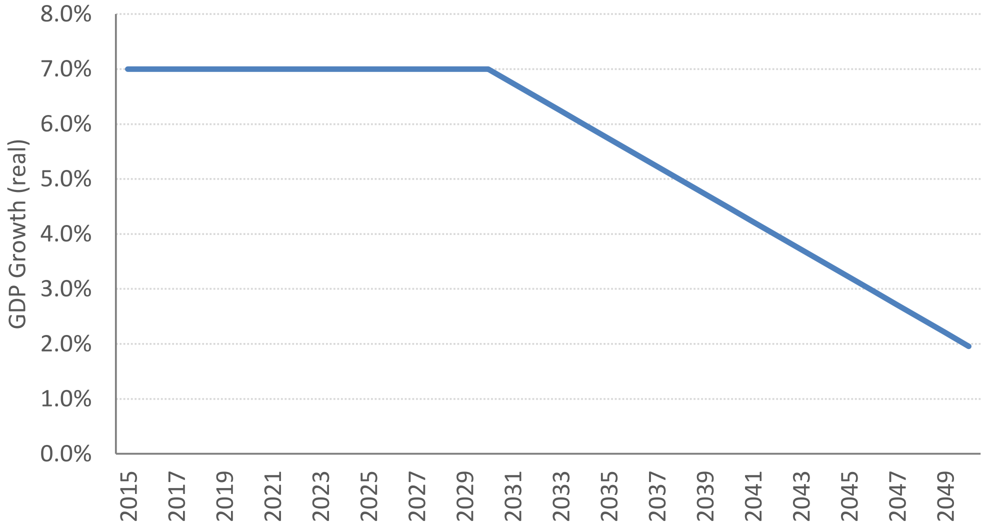
Figure 27 IES Base Case Fuel Price Projections to 2050



4.4 Real GDP Growth Outlook

Real Gross Domestic Product (GDP) growth is assumed to stay relatively high around current GDP growth rates due to the focus on industrialisation in the region. Over time, GDP growth is assumed to decline towards 1.96%[19] pa by 2050 as seen in Figure 28. The trend down is assumed to reflect the economic development cycle of a developing country. This assumption is held consistent in the BAU and SES.

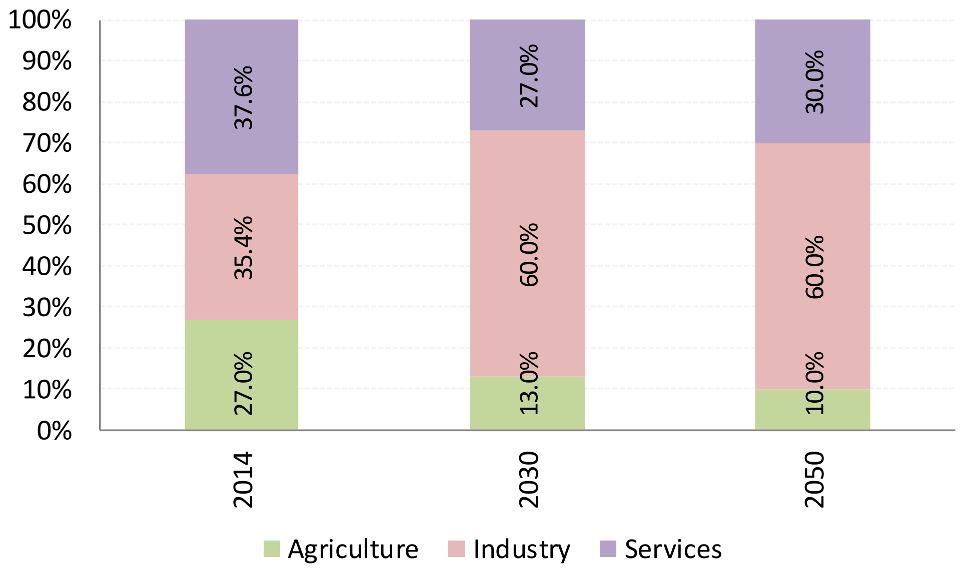
Figure 28 Myanmar GDP Projection



[19] 1.96% reflects the previous 5 year GDP growth of the top 10 GDP countries in the world excluding Brazil, China and Russia.

The GDP composition of Myanmar is weighted towards industry in line with the strategic aspirations of the country. The industry share of GDP in Myanmar is assumed to increase from 35% in 2014 to 60% in 2030. The GDP composition is presented in Figure 29 below. Note that this assumption is held constant in the BAU and SES.

Figure 29 Myanmar GDP Composition



4.5 Population Growth

Population was assumed to grow in line with the UN Medium Fertility scenario and is held constant across all scenarios[20].

4.6 Committed Generation Projects in BAU, SES and ASES Scenarios

Table 7 lists Myanmar's existing plants and the generation projects we assumed to be committed. APR Energy is the 100 MW Kyauske gas-fired generation facility with a short-term contract with the Government, however, we expect it to continue running, or be replaced by another gas-fired plant.

Table 7 Myanmar Committed New Entry Assumptions

Unit	Capacity (MW)	Generation Type	COD[21]
Mawlamyine MPLP(1st)	98	Gas	2015
Thaton GT (W-B)	106	Gas	2015
Myinchan Aggrego	103	Gas	2015
APR Energy	100	Gas	2015
V-Power	50	Gas	2015

[20] UN Department of Economic and Social Affairs, World Population Prospects: The 2012 Revision

[21] Commercial operations date.

Unit	Capacity (MW)	Generation Type	COD[21]
Upper Nam Htwan	3.2	Hydro	2016
Mong Wa	60	Hydro	2016
Thilawa(1)	25	Gas	2016
Shwedaung IPP	70	Gas	2016
Kanbauk GEG	6	Gas	2016
Thilawa(2)	25	Gas	2017
Myinchan IPP	250	Gas	2017
Thahtay	111	Hydro	2018
Upper Keng Tong	51	Hydro	2018
Upper Baluchaung	30.4	Hydro	2018
Tharkayta UREC 1st	115	Gas	2018
Kanbauk GTCC	200	Gas	2018

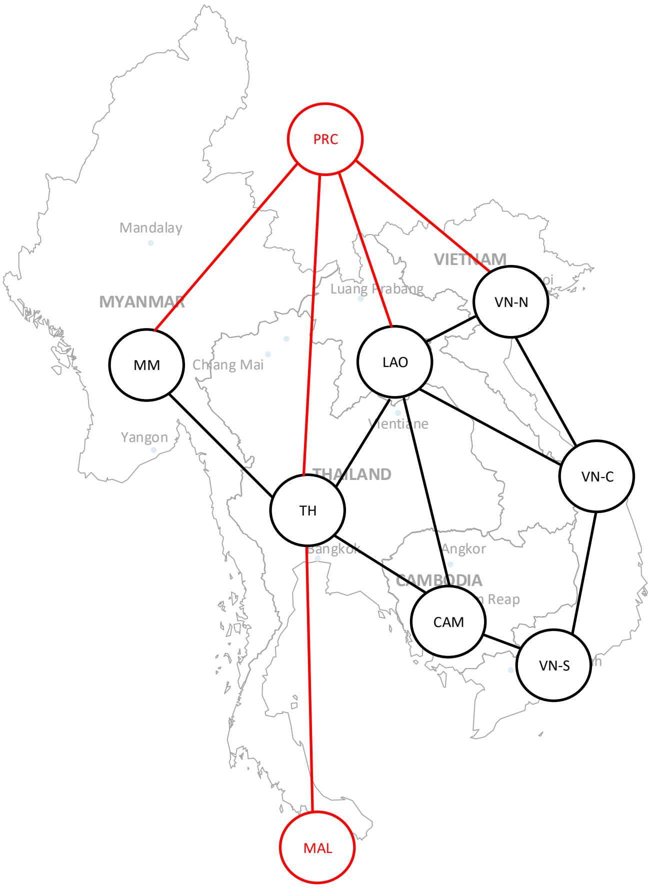
4.7 Transmission System, Imports and Exports

The modelling presented in this report assumes transmission in the GMS becomes more tightly integrated than at present. Given the modelling period is for 35 years, we use a very simple model for the interconnections as illustrated in Figure 30. The figure shows the interconnections in the region as well as to countries outside the region (PRC and Malaysia). Initially not all transmission lines are in place and the power system is modelled as per the status quo. However, over the modelling period the transmission system evolves as needed to provide mutual support between the two regions and to minimise costs. This leads to a different transmission plan in each scenario.

There are some slight differences in the assumptions behind the transmission system enhancements in each scenario as follows:

- In the BAU, it is assumed that transmission developments occur slowly and a tightly integrated regional power system is in place from about 2030, but the power sectors are developed so that there is only a limited level of dependency on imports from neighbouring countries. This is consistent with power sector planning that seeks to not be overly dependent on power imports from neighbouring countries.
- In the SES and ASES, the transmission system evolves from 2025 and we allow the transmission system (based on a simplified model of the region) to expand as needed to optimise the use of a geographically disperse set of renewable energy resources. A consequence of this is that some countries become significant exporters of power while others take advantage of power imports from neighbouring countries. In particular Myanmar and Lao PDR become major power exporters with the beneficiaries being the other GMS countries.

Figure 30 Simple Transmission System Model of GMS



4.8 Technical-Economic Power System Modelling

Technical and economic modelling of the GMS was done in the PROPHET electricity planning and simulation models. It develops a least cost generation based plan and was used to simulate the operation of the GMS region as an integrated power system.

A brief overview of the various aspects is provided below:

- **Planning Module**: The Planning Module of Prophet allows for intertemporal constraints such as energy limits to be preserved when simulating the power system and developments. It also develops a least cost set of new entrants to satisfy demand over the 35 year modelling horizon.
- **Transmission**: The power system was modelled based on the configuration as per Figure 30 with fixed / scheduled flows (red lines) to power systems outside the GMS not being explicitly modelled while power transfers within the GMS countries were optimised as needed to allow supply and demand to balance. This is important with respect to modelling diversity in demand in the different regions and geographical variation in generation patterns from supply-driven renewable energy (solar and wind) and seasonal variation of inflows into the hydro storages (see Figure 30).
- **Economics:** Capital and operating costs relating to generation plants as per the assumptions covered in this report allow the Planning Module to model generation and transmission development in a least cost manner. On top of this, resource constraints had to be formulated to reflect actual limits such as the maximum renewable resource and development rates available to each country.

- **Demand:** Demand profiles were constructed from energy and peak demand forecasts for electricity based on regression models that were developed for each sector of the electricity industry (commercial, industrial, residential, agricultural and transport). The monthly and intraday construction of the profiles were performed in Prophet based on historical data and/or external data sources indicating the seasonal profile of demand for each country.
- **Flexible demand**: was modelled as a MW and GWh/month quantities that can be scheduled as necessary to reduce system costs. This means that demand tends to be shifted from periods when supply and demand would otherwise be tight to other times. The technology for rescheduling demand was assumed to be in place from 2020 in the SES and ASES scenarios.
- **Supply:** The approach taken for modelling generation supply technologies varied according to the technology type. This is discussed further below:
  - *Conventional thermal plant*: is modelled as capacity limited plants, with fuel take or pay contracts applied to generators running on natural gas and where relevant supply constraints put in place – for example, gas supply limits applied to Liquefied Natural Gas (LNG) facilities or offshore gas fields. Examples of such plant include coal, biomass, gas, and diesel generators.
  - *Energy limited plants*: such as large-scale hydros with reservoirs / storages and CSP have monthly energy limits corresponding to seasonal variations in energy inflows. The equivalent capacity factors are based on external reports for hydro and resource data for CSP (see next point).
  - *Supply-driven generation forms*: Seasonal profiles for wind, solar and run of river hydros without reservoirs were developed on an hourly basis. For wind and solar they were derived from monthly resource data collected from a variety of sources including NASA, NREL[22] and accessed via the Solar and Wind Energy Resource Atlas (SWERA) Toolkit and IRENA Global Atlas. Resource amounts were matched against actual generation data for known plants to develop equivalent monthly capacity factors at various high resource pockets in each country. Several traces were built from known generation traces to provide diversification benefits.
  - *Pump Storage and battery storage*: these are modelled in a similar way to flexible demand in that demand can be shifted with a capacity and energy limit but the scheduled demand is stored for generation later with an appropriate energy conversion efficiency (pumped storages assumed to be 70% and battery storage systems at 85%).

[22] DNI and Wind NASA Low Resolution and NREL DI Moderate Resolution data.

5 Business as Usual Scenario

5.1 Business as Usual Scenario

The BAU scenario assumes industry developments consistent with the current state of planning within the GMS countries and reflective of growth rates in electricity demand consistent with an IES view of base development, existing renewable energy targets, where relevant, aspirational targets for electrification rates, and energy efficiency gains that are largely consistent with the policies seen in the region.

5.2 Demand Growth

Myanmar's on-grid electricity demand (including transmission and distribution losses[23]) is plotted in Figure 31. Myanmar's electricity demand is forecast to increase at a rate of 7.1% pa over the 35-year period to 2050 with a slowdown in growth from 2035 as GDP growth converges to that of a developed nation. The electricity growth compared to other GMS countries increases in line with industrialisation and commercialisation of the economy.

The commercial sector is forecast to grow the fastest at 7.7% pa followed by residential at 7.3%, industry at 6.5% and agriculture at 1.0% as the GDP composition shifts towards commerce/services and industry accounting for 30% and 60%, respectively, of GDP by 2050. Residential electricity consumption increases at a high rate driven by growing electrification rates in the urban and rural areas. Myanmar's electricity demand is forecast to reach 149 TWh by 2050 and the transport sector is forecast to hit 9 TWh by 2050 as the number of cars and uptake of electric cars and motorbikes increase towards an uptake rate of 15%.

Peak demand is plotted below in Figure 32 and shows peak demand growing at 6.5% pa to 22.7 GW by 2050. The load factor is assumed to trend towards 75% by 2040 mainly driven by additional industrial loads. Key drivers for demand growth and the demand projections are summarised in Table 8.

---

[23] Note that unless otherwise stated, all other demand charts and statistics include transmission and distribution losses.

Figure 31 Myanmar Projected Electricity Demand (2015-50, BAU)

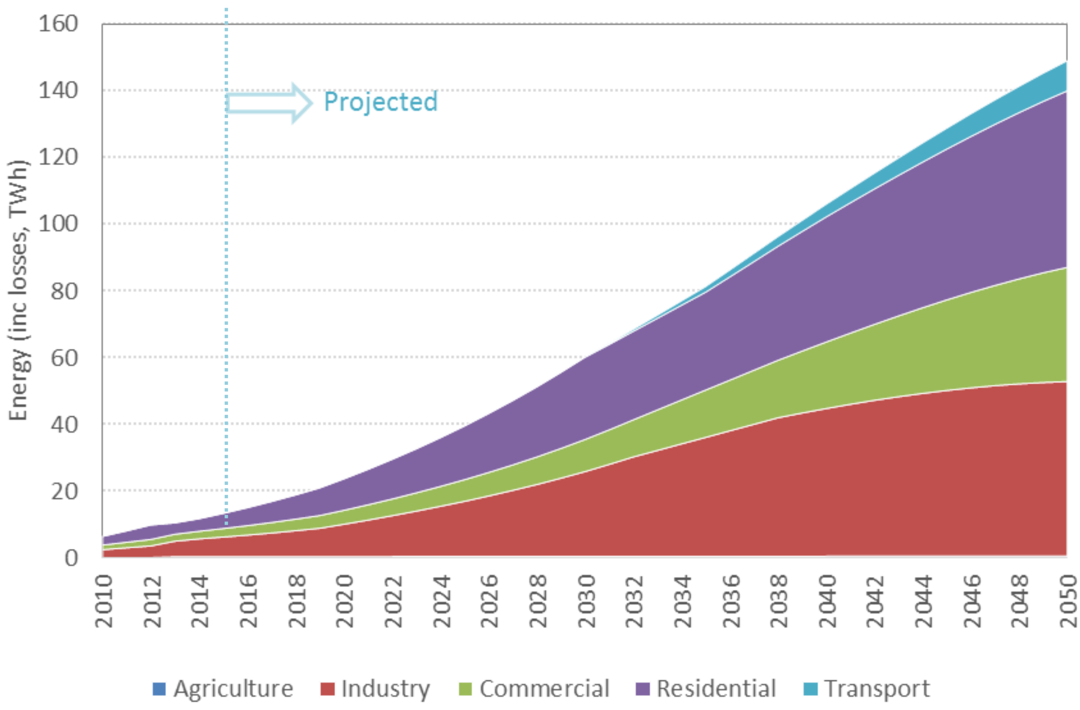


Figure 32 Myanmar Projected peak Demand (MW, BAU)

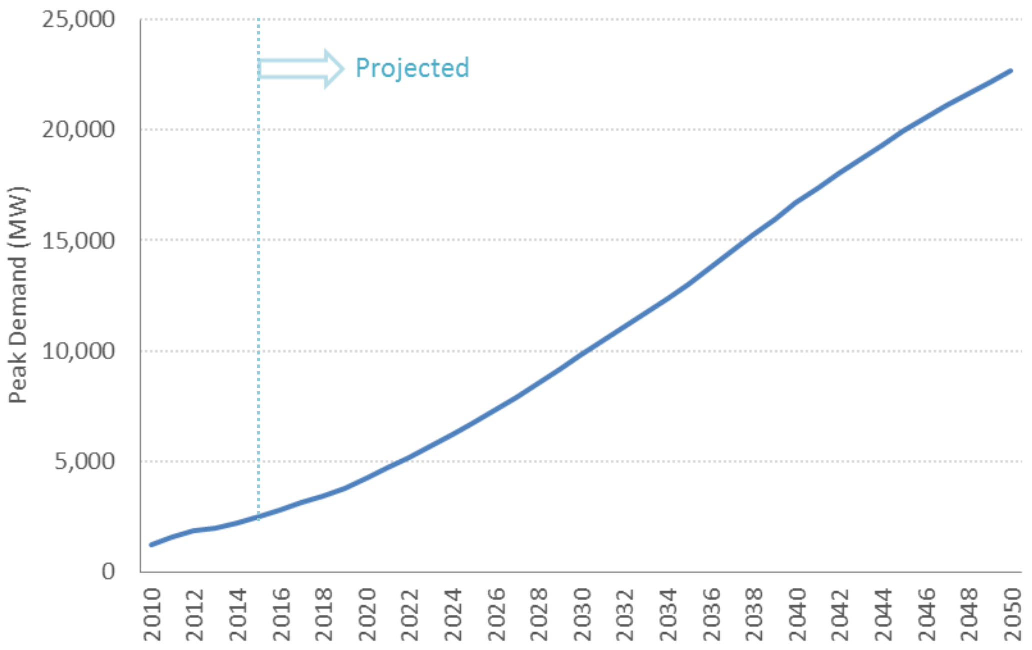


Table 8 Myanmar Demand and Demand Drivers (BAU)

No.	Aspect	2015-30	2030-40	2040-50
1	Demand Growth (pa)	10.8%	5.8%	3.5%
2	GDP Growth (Real, pa)	7.0%	5.6%	3.1%
3	Electrification Rate (Population)	62.6%	97.0%	98.8%
4	Population Growth	0.56%	0.12%	-0.13%
5	Per Capita Consumption (kWh)	421	1,056	1,885
6	Electricity Elasticity*	4.02	2.51	1.79
7	Electricity Intensity (kWh/US$)	0.123	0.181	0.235

** Electricity elasticity is calculated as electricity demand growth divided by the population growth over the same period*

5.3 Installed Capacity Development

The BAU installed capacity (MW) for Myanmar is plotted in Figure 33 and Figure 34 by capacity shares for selected years: 2010, 2015, 2020, 2030, 2040 and 2050. The former shows installed generation capacity by the main generation type categories. We provide corresponding statistics in Table 9 and Table 10. Installed capacity in 2014 increases from 4.5 GW to 34.4 GW with coal and large-scale hydro each increasing to 10 GW dominating the capacity supply by 2050. An additional 1,200 MW of gas-fired generation fills the intermediate and peaking role and smaller investments in solar, biomass and run-of-river hydro help Myanmar diversify the supply mix to 21% renewable capacity (excluding large-scale hydro).

Figure 33 Myanmar Installed Capacity (BAU, MW)

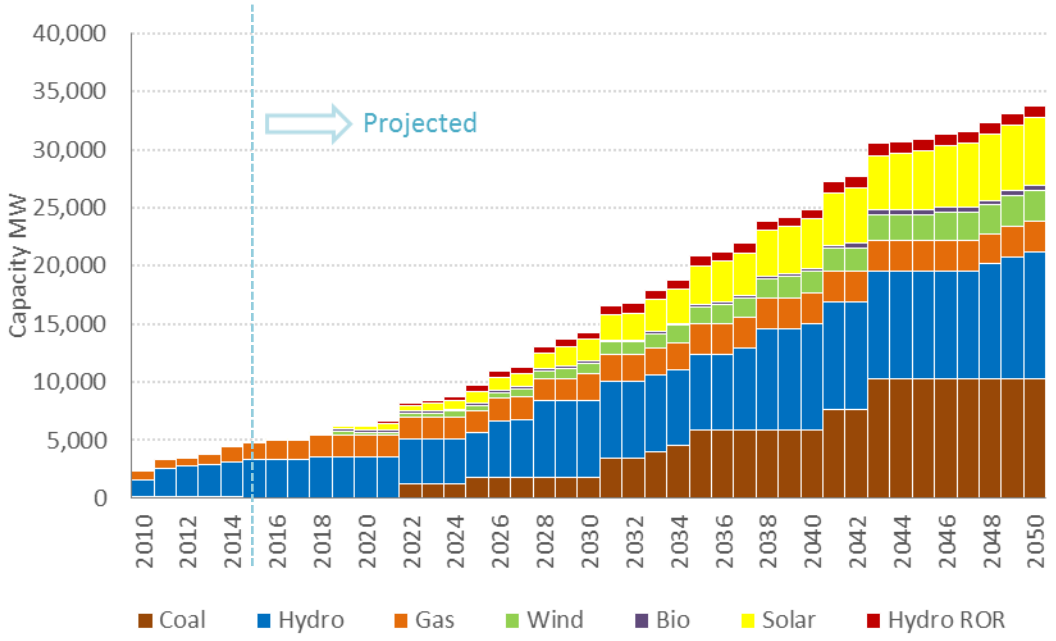


Figure 34 Myanmar Installed Capacity Mix Percentages (BAU, %)

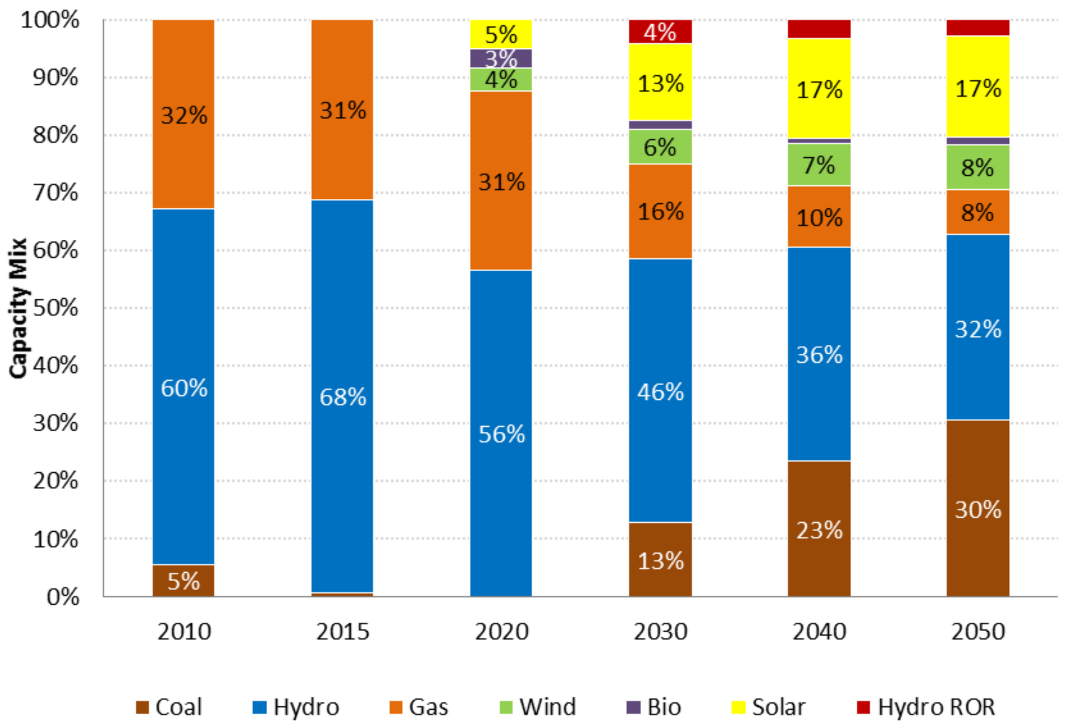


Table 9 Myanmar Capacity by Type (BAU, MW)

Resource	2010	2015	2020	2030	2040	2050
Coal	130	30	0	1,830	5,860	10,300
CCS	0	0	0	0	0	0
Diesel	70	0	0	100	400	600
Fuel Oil	0	0	0	0	0	0
Gas	770	1,490	1,939	2,339	2,638	2,638
Nuclear	0	0	0	0	0	0
Hydro	1,450	3,252	3,508	6,544	9,162	10,882
Onshore Wind	0	0	248	848	1,848	2,648
Offshore Wind	0	0	0	0	0	0
Biomass	0	0	205	205	205	405
Biogas	0	0	0	0	0	0
Solar	0	0	311	1,911	4,311	5,911
CSP	0	0	0	0	0	0
Battery	0	0	0	0	0	0
Hydro ROR	0	0	0	600	800	1,000
Geothermal	0	0	0	0	0	0
Pump Storage	0	0	0	0	0	0
Ocean	0	0	0	0	0	0

Table 10 Myanmar Capacity Share by Type (BAU, %)

Resource	2010	2015	2020	2030	2040	2050
Coal	5%	1%	0%	13%	23%	30%
CCS	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Diesel	3%	0%	0%	1%	2%	2%
Fuel Oil	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Gas	32%	31%	31%	16%	10%	8%
Nuclear	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Hydro	60%	68%	56%	46%	36%	32%
Onshore Wind	0%	0%	4%	6%	7%	8%
Offshore Wind	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Biomass	0%	0%	3%	1%	1%	1%
Biogas	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Solar	0%	0%	5%	13%	17%	17%
CSP	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Battery	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Hydro ROR	0%	0%	0%	4%	3%	3%
Geothermal	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Pump Storage	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Ocean	0%	0%	0%	0%	0%	0%

5.4 Projected Generation Mix

Figure 35 plots the generation mix (on an as generated basis[24]) over time in the BAU case and Figure 36 plots the corresponding percentage shares. Table 11 and Table 12 tabulate the generation data by snapshot year.

Over time, additional generation from new coal-fired generators raises the coal share from 0% in 2015 to 53% by 2050 displacing large-scale hydro as the primary supply technology. The large-scale hydro generation share declines over time but increases in energy terms contributing 83 TWh or 26% of total production by 2050. The gas generation share decreases from 39% in 2015 to approximately 6% by 2050 as other technologies are brought into the mix.

As new renewable capacity comes online, the generation share slowly picks up from 0% in 2015 to around 15% by 2050. Biomass accounts for 2%, solar PV 7% and wind 4% of the system total.

[24] Unless otherwise stated, all generation charts and statistics in this report are presented on an "as generated" basis, meaning that generation to cover generator's auxiliary consumption accounted for.

Figure 35 Myanmar Generation Mix (BAU, GWh)

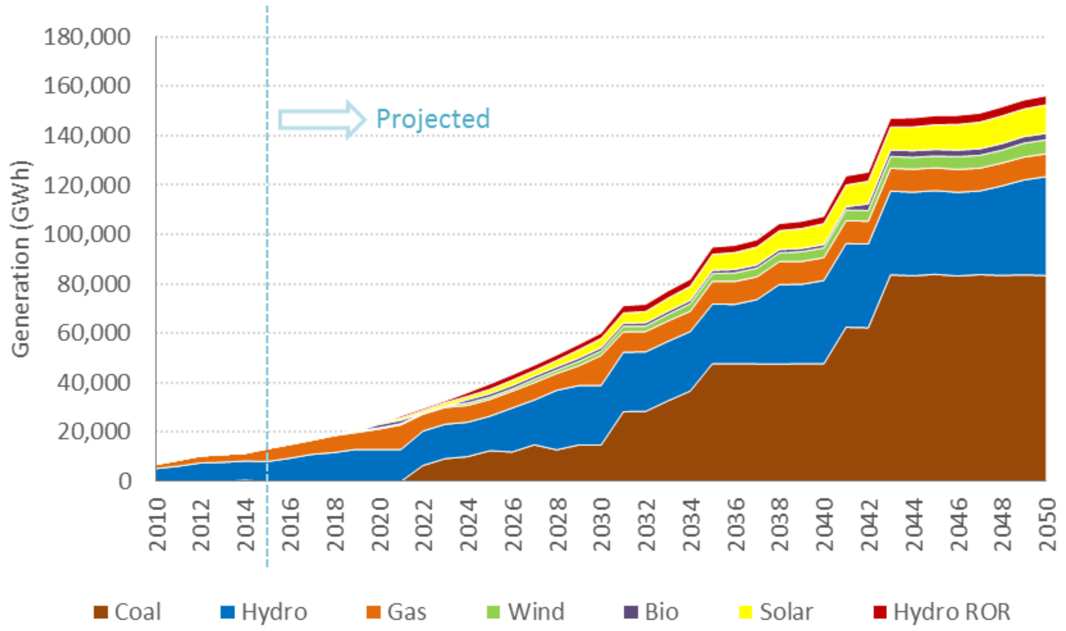


Figure 36 Myanmar Generation Mix Percentages (BAU, %)

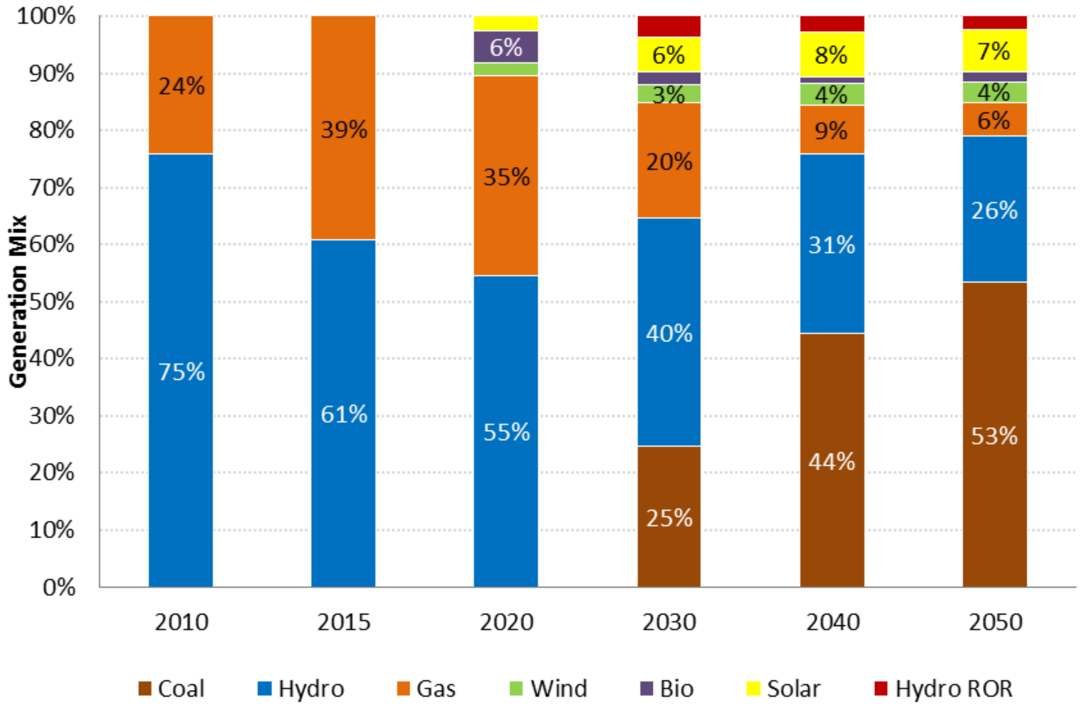


Table 11 Myanmar Generation by Type (BAU, GWh)

Generation	2010	2015	2020	2030	2040	2050
Coal	0	0	0	13,062	47,066	83,529
CCS	0	0	0	0	0	0
Diesel	30	0	0	0	0	0
Fuel Oil	0	0	0	0	0	0
Gas	1,678	5,233	8,280	12,161	9,255	9,255
Nuclear	0	0	0	0	0	0
Hydro	5,263	8,099	12,905	24,075	33,707	40,036
Onshore Wind	0	0	526	1,808	3,951	5,641
Offshore Wind	0	0	0	0	0	0
Biomass	0	0	1,353	1,349	1,353	2,663
Biogas	0	0	0	0	0	0
Solar	0	0	609	3,733	8,450	11,547
CSP	0	0	0	0	0	0
Hydro ROR	0	0	0	2,207	2,962	3,679
Geothermal	0	0	0	0	0	0
Pump Storage	0	0	0	0	0	0
Ocean	0	0	0	0	0	0

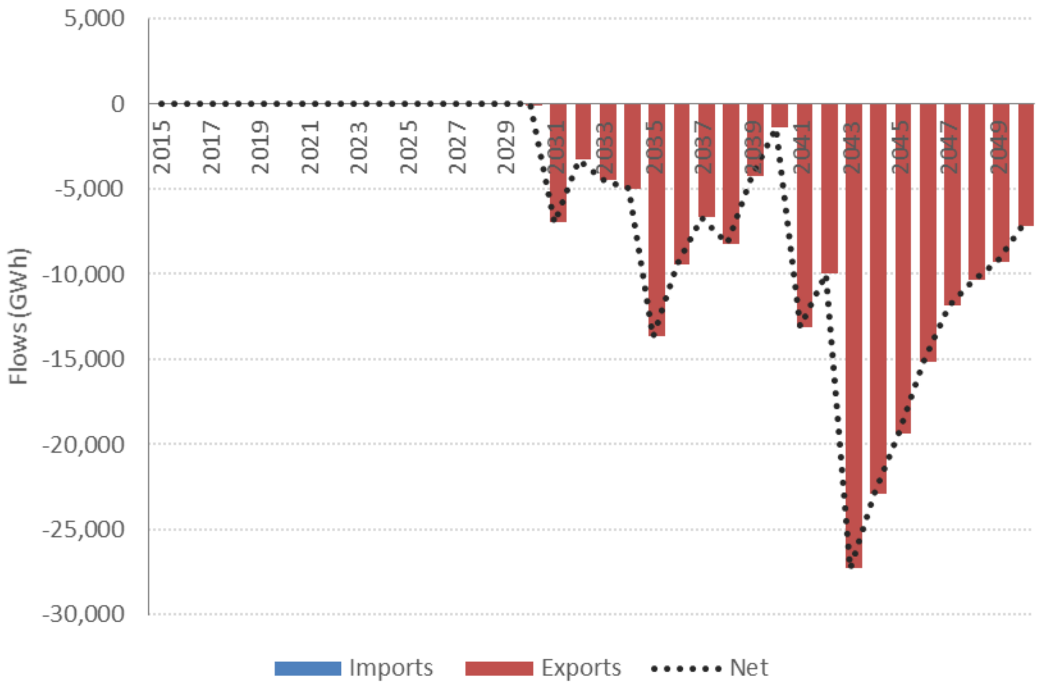
Table 12 Myanmar Generation share by Type (BAU, %)

Generation	2010	2015	2020	2030	2040	2050
Coal	0%	0%	0%	22%	44%	53%
CCS	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Diesel	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Fuel Oil	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Gas	24%	39%	35%	21%	9%	6%
Nuclear	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Hydro	75%	61%	55%	41%	32%	26%
Onshore Wind	0%	0%	2%	3%	4%	4%
Offshore Wind	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Biomass	0%	0%	6%	2%	1%	2%
Biogas	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Solar	0%	0%	3%	6%	8%	7%
CSP	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Hydro ROR	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Geothermal	0%	0%	0%	4%	3%	2%
Pump Storage	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Ocean	0%	0%	0%	0%	0%	0%

5.5 Grid to Grid Power Flows

Figure 37 plots the imports and exports in the BAU with the dotted line representing the net interchange. Overall flows in the BAU are zero up to 2031 when exports out of Myanmar start to increase up to 25,000 GWh with transmission capability developed between Myanmar and Thailand. The flows between the countries occur primarily because of the relative generation cost differences with Thailand relying heavily on gas-fired generation.

Figure 37 Myanmar Imports and Exports (BAU)



5.6 Generation Fleet Structure

Figure 38 shows the installed generation capacity by the main categories of generation: thermal, renewable and large-scale hydro, in order to provide greater insight into the basic structure of installed capacity under the BAU. This highlights that Myanmar's BAU projection is as anticipated heavily dominated by fossil-fuel based generation and large-scale hydro projects. Figure 39 shows the on-grid composition of generation by major categories of generation: thermal, large hydro and renewable and reflects the installed capacity trends with coal dominating the generation outlook due to its much higher capacity factor relative to large-scale hydro and renewables.

Figure 38 **Myanmar Installed Capacity by Generation Type (BAU, MW)**

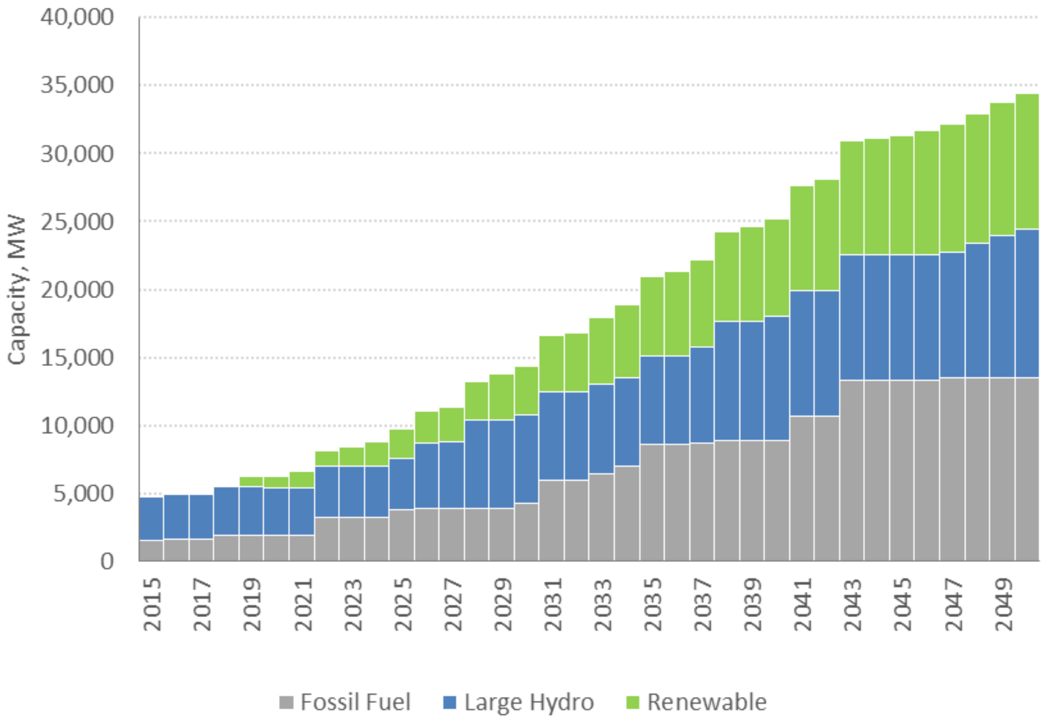
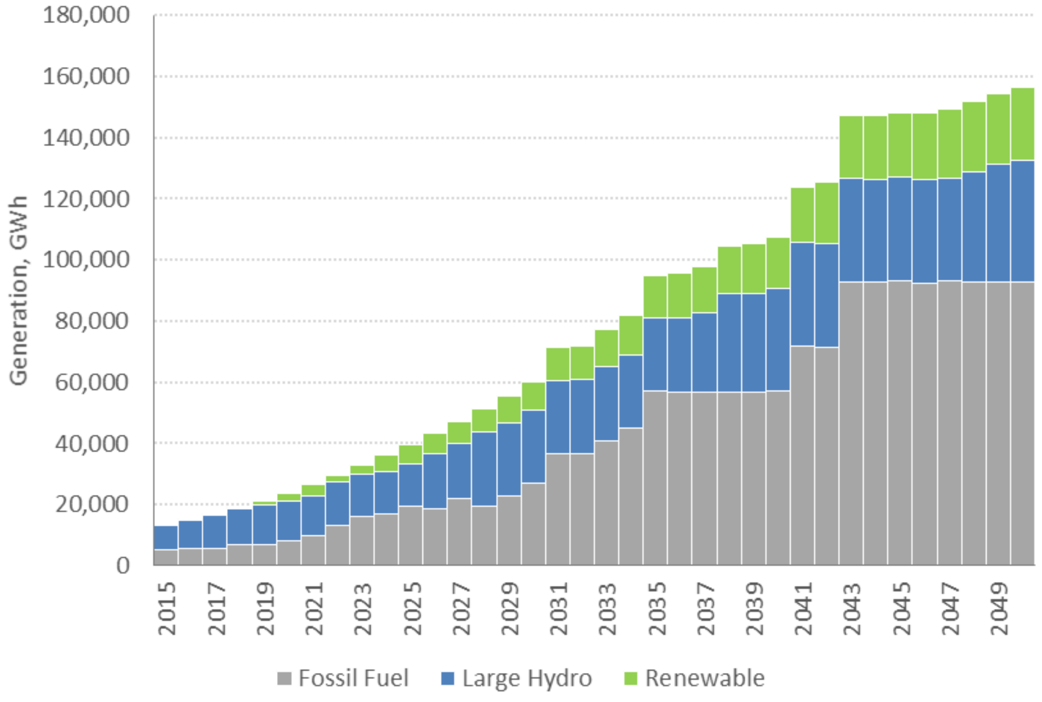
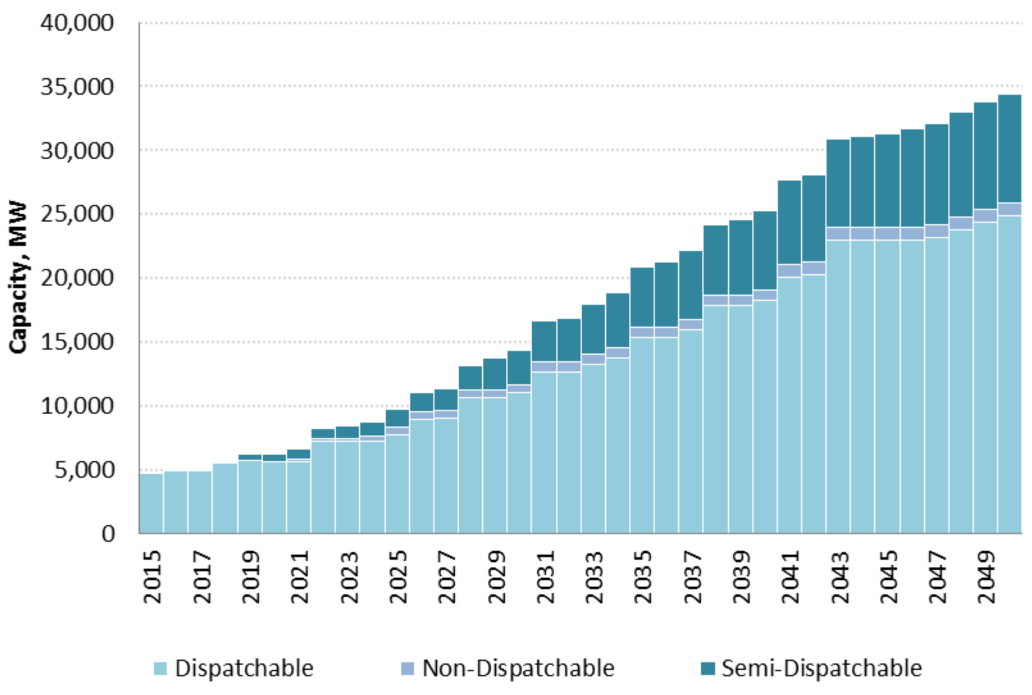


Figure 39 **Myanmar Generation Mix by Generation Type (BAU, GWh)**



To facilitate later comparison with the SES, Figure 40 plots installed capacity with capacity being distinguished between the following basic categories: (1) dispatchable capacity, (2) non-dispatchable capacity; and (3) semi-dispatchable capacity[25]. This provides some insight into the operational flexibility of the generation fleet to match demand uncertainty. The dispatchable category relates to generation that can be controlled and dispatched at short notice to ramp up or down, non-dispatchable means that the generation is not able to respond readily to dispatch instructions while the semi-dispatchable category means that the resource can respond within limits, and in particular is capable of being backed off should the need arise to for example, avoid overloading the network or "spill" energy in the event that an over generation situation emerges; solar photovoltaics and windfarms with appropriately installed control systems can be classified in this category. In the BAU, over time, as renewable generation trends towards 29% of the total installed capacity by 2050, the dispatchable percentage declines to 72% although this still suggests a high level of dispatch control.

Figure 40 Myanmar Installed Capacity by Dispatch Status (BAU, MW)

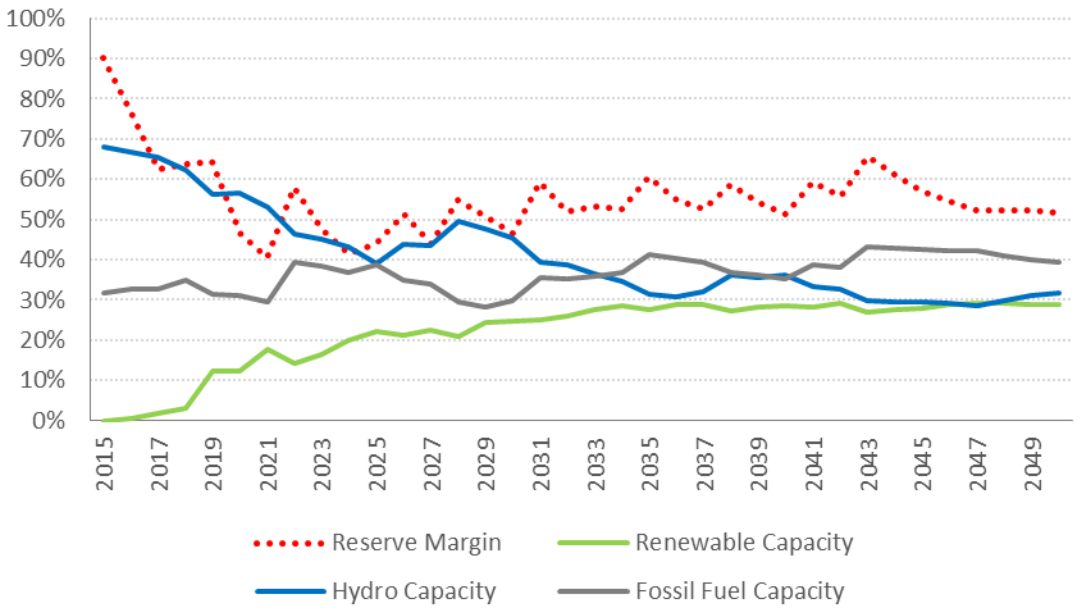


5.7 Reserve Margin and Generation Trends

Figure 41 plots the reserve margin based on nameplate capacity and annual peak demand. The Myanmar reserve margin in the BAU declines to 40% as the system adjusts to newly constructed projects then trends to 52% by 2050 as renewables are added to the system on top of conventional technologies that developed to meet reserve requirements.

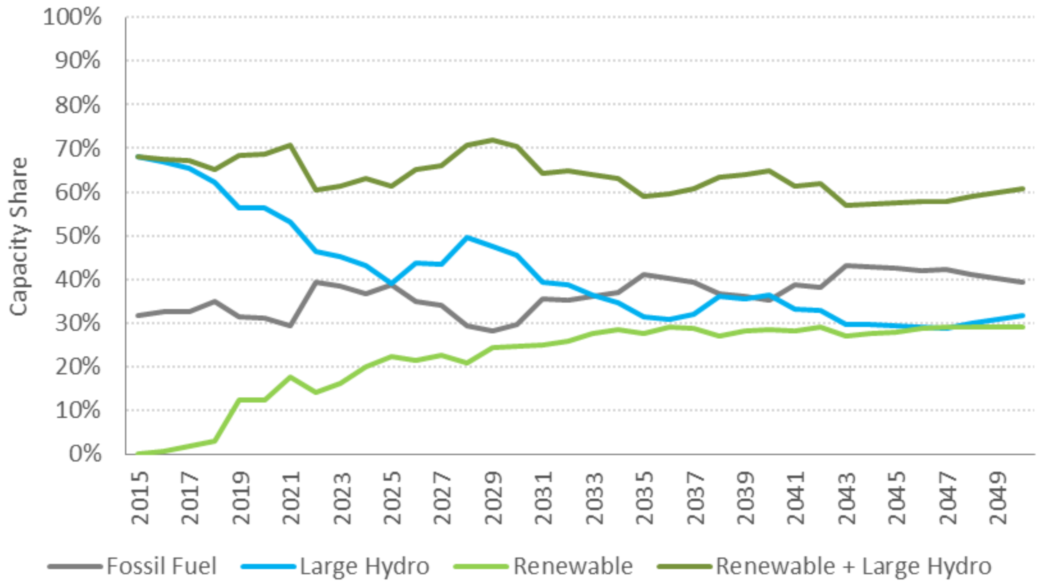
[25] Wind and solar is classified as semi-dispatchable, geothermal and hydro run-of-river is classified as non-dispatchable and all other technologies are classified as dispatchable.

Figure 41 **Myanmar Reserve Margin (BAU)**



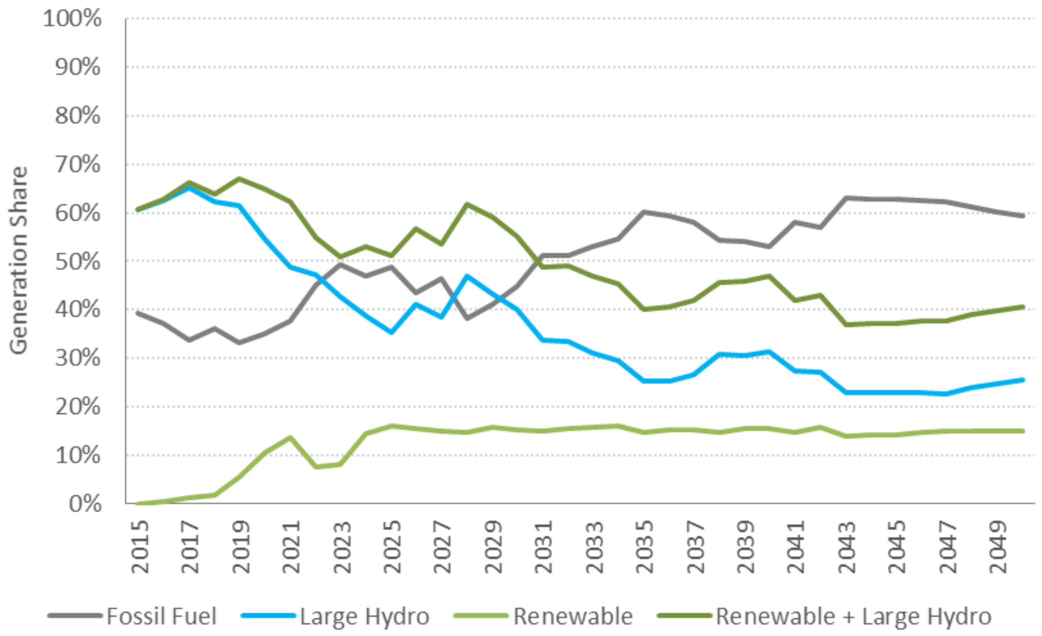
To obtain a better understanding of the broad mix of generation capacity and generation mix, Figure 42 and Figure 43 show shares in installed capacity and in generation grouped by the main categories of generator: thermal, large hydro, renewable energy (RE) and large hydro plus renewable energy.

Figure 42 **Myanmar Capacity Shares by Generation Type (BAU)**



Thermal-based generation share increases as coal and gas capacity is added to the system growing to 59% by 2050. Renewable generation reaches 15% of total generation and 41% including large-scale hydro.

Figure 43 Myanmar Generation Shares by Generation Type (BAU)



5.8 Electrification and Off-Grid

In the BAU, Myanmar's central grid-based electrification rate for its urban and rural population is assumed to reach close to 100% by 2030 in the BAU.

6 Sustainable Energy Sector Scenario

6.1 Sustainable Energy Sector Scenario

The SES seeks to transition electricity demand towards the best practice benchmarks of other developed countries in terms of energy efficiency, maximise the renewable energy development, cease the development of fossil fuel resources, and make sustainable and prudent use of undeveloped conventional hydro resources. Where relevant, it leverages advances in off-grid technologies to provide access to electricity to remote communities. The SES takes advantage of existing, technically proven and commercially viable renewable energy technologies.

6.2 Demand Growth

Figure 44 plots Myanmar's forecast energy consumption from 2015 to 2050 with the BAU energy trajectory charted as a comparison. The significant savings are due to additional energy efficiency assumptions relating to the various sectors achieving energy intensity benchmarks of comparable developed countries in Asia[26]. The SES demand grows at a slower rate of 6.2% pa over the period to 2050 with the commercial sector growing at 6.2% pa, industry growing at 6.3% pa and the residential sector growing at 5.6% pa. Uptake of electric transport options occurs from 2031 onwards and grows to 9 TWh accounting for 8.5% of total demand by 2050, or 15% of all vehicles. Off-grid demand growing up to 1,300 GWh in 2030 and dropping to 716 GWh by 2050 is driven by granting off-grid access to non-electrified households in the interim as electrification follows. The off-grid demand is relatively small as it reflects off-grid per capita demand that is much lower than grid connected demands and only reflects demand that is supported by off-grid generation as opposed to potential off-grid demand.

Figure 45 plots the peak demand of Myanmar. The firm blue line represents peak demand in Myanmar without any demand side management impacts. Demand side management reflects demand responses (excluding technology enabling responses such as battery storage) to tight supply and network conditions. This is assumed to grow to as much as 10% of demand across all sectors by 2050. The load factor associated with the SES is also assumed to reach 80% (compared to 75% under the BAU case) by 2050 as a further consequence of enhanced demand side management measures relative to the BAU.

Key drivers for demand growth and the demand projections are summarised in Table 12.

[26] Myanmar's industrial intensity was trended towards levels commensurate with Hong Kong (2014) which was the lowest in a basket of comparable economies.

Figure 44 Myanmar Projected Electricity Demand (2015-2050, SES)

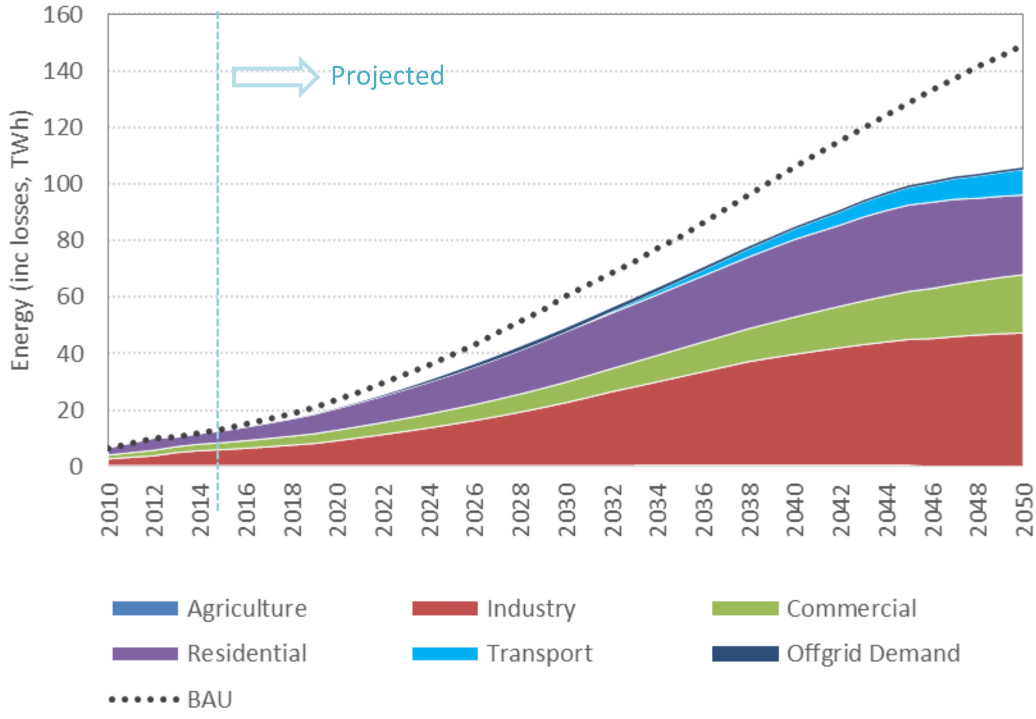


Figure 45 Myanmar Projected Electricity Demand (SES, MW)

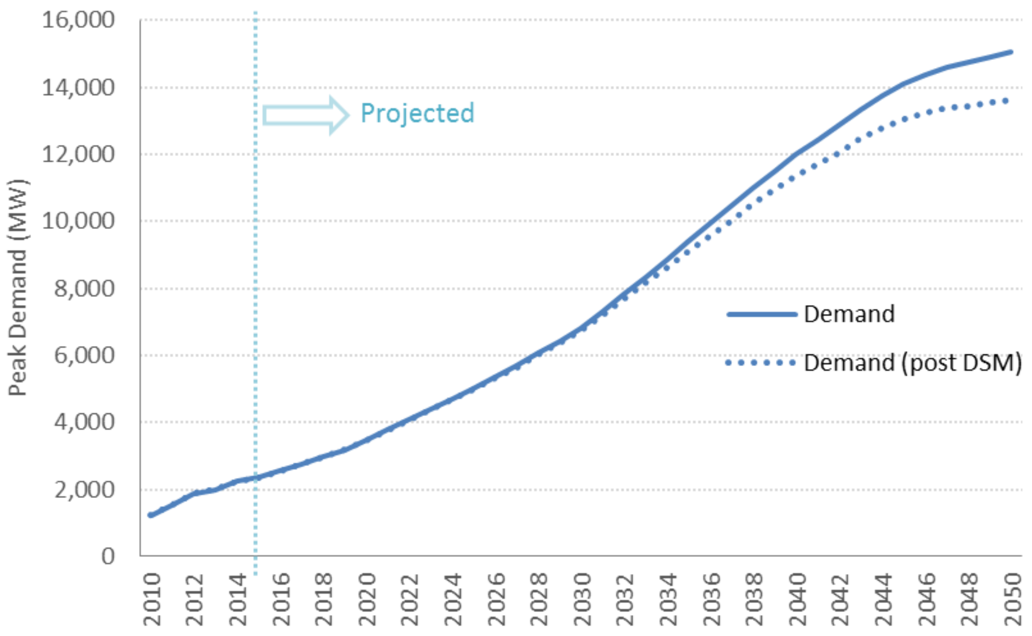


Table 13 Myanmar Demand and Demand Drivers (SES)

No.	Aspect	2015-30	2030-40	2040-50
1	Demand Growth (pa)	9.3%	5.8%	2.3%
2	GDP Growth (Real, pa)	7.0%	5.6%	3.1%
3	Central grid-based electrification Rate (Population)	49.3%	78.4%	84.5%
4	Population Growth	0.56%	0.12%	-0.13%
5	Per Capita Consumption (kWh)	365	839	1,496
6	Electricity Elasticity*	3.48	2.30	1.78
7	Electricity Intensity (kWh/US$)	0.106	0.144	0.186

** Electricity elasticity is calculated as electricity demand growth divided by the population growth over the same period*

6.3 Installed Capacity Development

Figure 46 plots the installed capacity developments under the SES and Figure 47 plots the corresponding percentage shares. Table 14 and Table 15 provide the statistical details of the installed capacity and capacity shares by type including the estimated 2010 levels.

Committed and existing plants are assumed to come online as per the BAU and are not replaced when retired. Planned and proposed thermal developments are not developed and up to 2,500 MW of large-scale hydro is developed to support renewable technologies as GMS countries target more sustainable energy options and look to renewable technologies to meet future demands. Gas fired-generation in the earlier years is very similar to the BAU due to existing and committed projects but drops off with plant retirements in the late 2030s compared to the 31% share in 2015. Large-hydro penetration also decreases with large-scale hydro considered in the BAU replaced with other renewable energy.

Timing of renewable energy developments are based on the maturity of the technology and ease of deployment. Additional demand in the SES is predominantly met by renewables with 58 GW required to meet 2050 electricity demand from a current capacity base of 0 MW (large-scale and grid connected). Solar PV is to account for 27 GW, biomass 4 GW, CSP 5 GW, and wind energy 13 GW of the total by 2050 with 6 GW of battery storage developed to support significant penetration of solar PV in the Myanmar system. 1 GW of solar PV and battery storage is also deployed to provide interim electricity access. By 2050, renewable generation excluding large-scale hydro accounts for 90% of installed capacity.

Figure 46	Myanmar Installed Capacity by Type (SES, MW)

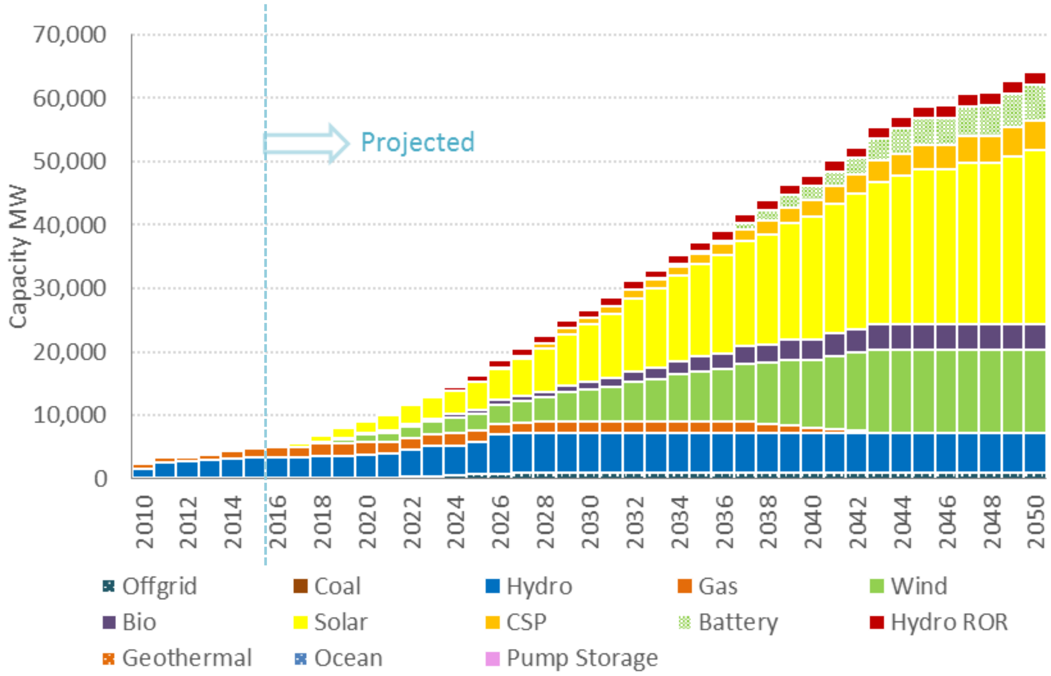


Figure 47 **Myanmar Capacity Shares (SES, %)**

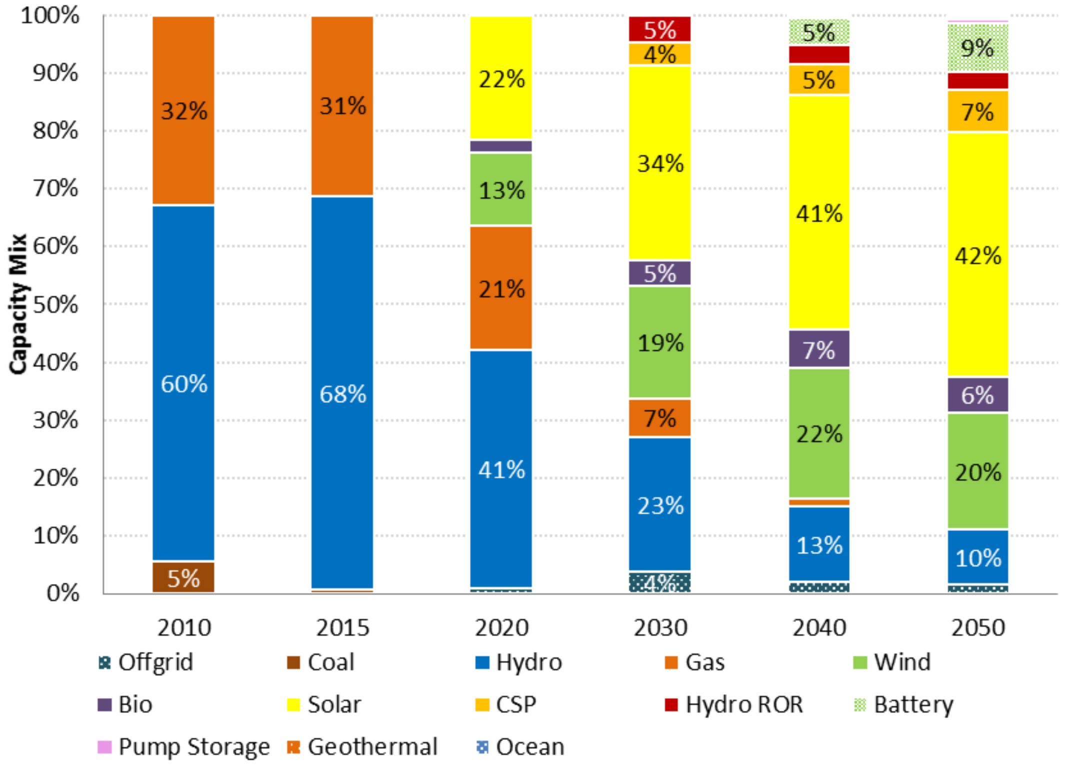


Table 14 **Myanmar Capacity by Type (SES, MW)**

Resource	2010	2015	2020	2030	2040	2050
Coal	130	30	0	0	0	0
CCS	0	0	0	0	0	0
Diesel	70	0	0	0	0	0
Fuel Oil	0	0	0	0	0	0
Gas	770	1,490	1,939	1,774	691	0
Nuclear	0	0	0	0	0	0
Hydro	1,450	3,252	3,748	6,213	6,213	6,213
Onshore Wind	0	0	1,149	5,149	10,749	13,049
Offshore Wind	0	0	0	0	0	0
Biomass	0	0	205	1,205	3,205	4,005
Biogas	0	0	0	0	0	0
Solar	0	0	1,959	8,959	19,459	27,459
CSP	0	0	0	1,050	2,550	4,800
Battery	0	0	0	0	2,192	5,521
Hydro ROR	0	0	0	1,200	1,600	2,000
Geothermal	0	0	0	50	250	350
Pump Storage	0	0	0	0	0	300
Ocean	0	0	0	0	50	200
Off-grid	0	2	87	1,001	1,008	1,008

Table 15 Myanmar Capacity Share by Type (SES, %)

Resource	2010	2015	2020	2030	2040	2050
Coal	5%	1%	0%	0%	0%	0%
CCS	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Diesel	3%	0%	0%	0%	0%	0%
Fuel Oil	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Gas	32%	31%	21%	7%	1%	0%
Nuclear	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Hydro	60%	68%	41%	23%	13%	10%
Onshore Wind	0%	0%	13%	19%	22%	20%
Offshore Wind	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Biomass	0%	0%	2%	5%	7%	6%
Biogas	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Solar	0%	0%	22%	34%	41%	42%
CSP	0%	0%	0%	4%	5%	7%
Battery	0%	0%	0%	0%	5%	9%
Hydro ROR	0%	0%	0%	5%	3%	3%
Geothermal	0%	0%	0%	0%	1%	1%
Pump Storage	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Ocean	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Off-grid	0%	0%	1%	4%	2%	2%

6.4 Projected Generation Mix

Grid generation is plotted in Figure 48 and Figure 49[27]. The corresponding statistics for snapshot years are provided in Table 17 and Table 18. Myanmar's generation mix in the earlier years to 2020 is similar to the BAU case as committed new entry is commissioned. Biomass generation grows to 27TWh by 2050 accounting for 17% of generation with CSP contributing 13%, solar PV and wind accounting for 33% and 17% respectively. By 2050 renewable technology (excluding large-scale hydro) generates 85% (or 100% including large-scale hydro) of total power requirements in the country coinciding with the retirements of older gas and coal plants.

[27] Battery storage is not included as storage technologies are generation neutral.

Figure 48 Myanmar Generation Mix (SES, GWh)

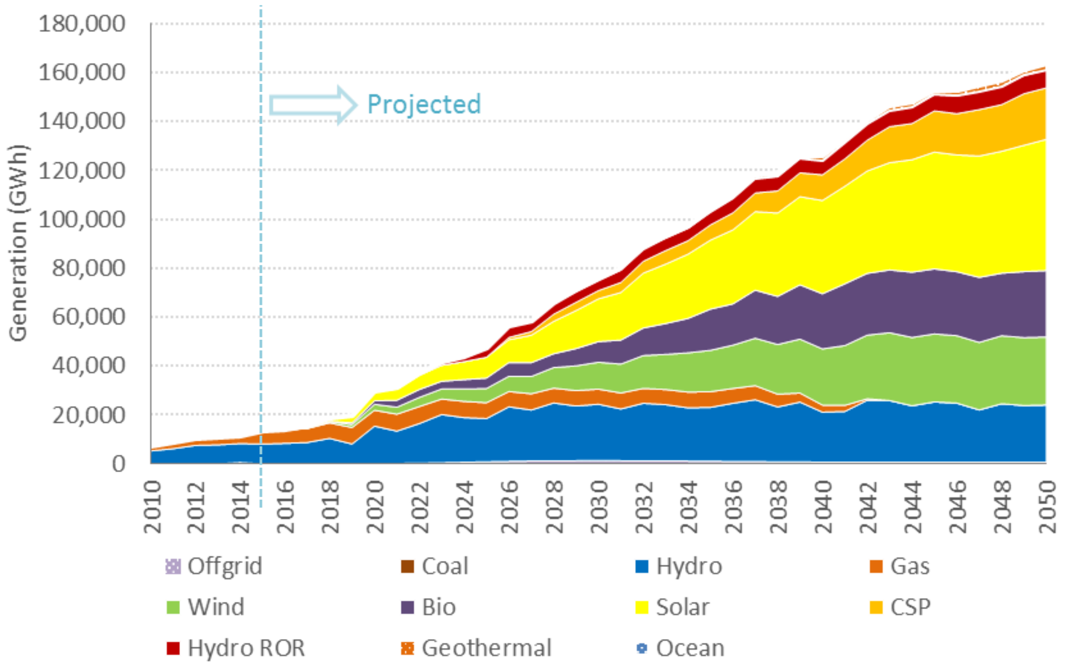


Figure 49 Myanmar Generation Share (SES, %)

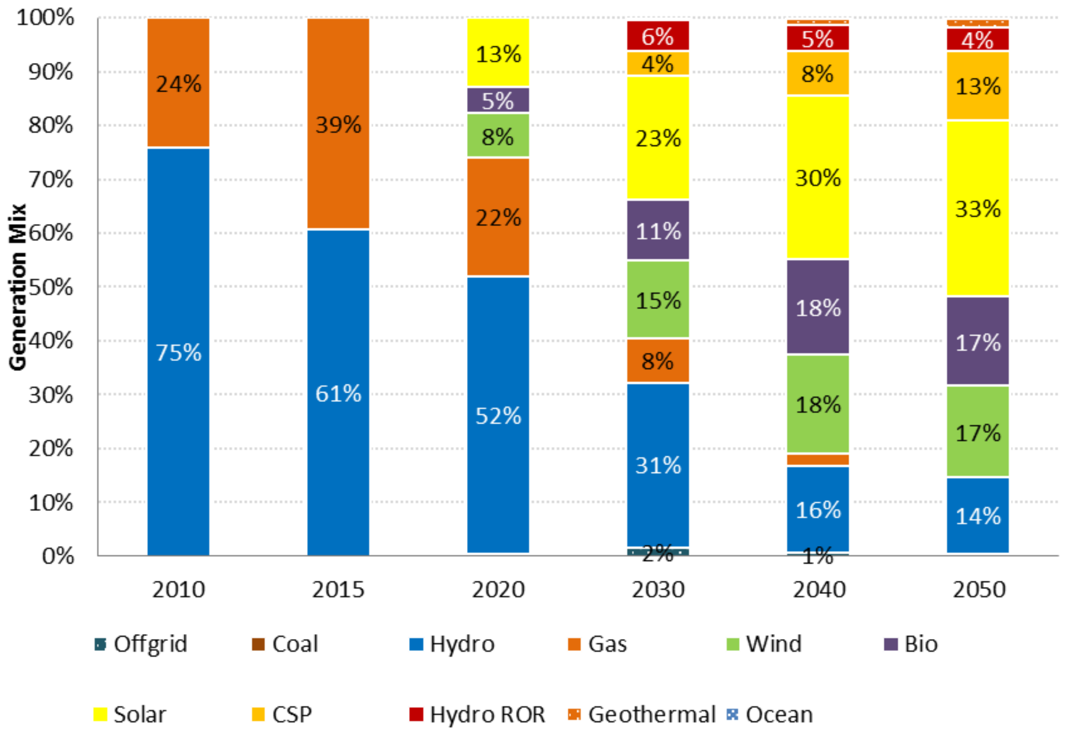


Table 16 Myanmar Generation by Fuel (SES, GWh)

Generation	2010	2015	2020	2030	2040	2050
Coal	0	0	0	0	0	0
CCS	0	0	0	0	0	0
Diesel	30	0	0	0	0	0
Fuel Oil	0	0	0	0	0	0
Gas	1,678	5,233	6,502	6,174	2,923	0
Nuclear	0	0	0	0	0	0
Hydro	5,263	8,099	15,308	23,125	20,402	23,362
Onshore Wind	0	0	2,435	10,980	22,981	27,800
Offshore Wind	0	0	0	0	0	0
Biomass	0	0	1,441	8,445	22,522	27,187
Biogas	0	0	0	0	0	0
Solar	0	0	3,836	17,501	38,141	53,640
CSP	0	0	0	3,381	10,525	21,085
Battery	0	0	0	0	0	0
Hydro ROR	0	0	0	4,415	5,925	7,358
Geothermal	0	0	0	333	1,651	2,304
Pump Storage	0	0	0	0	0	317
Ocean	0	0	0	0	132	526
Off-grid	0	2	112	1,268	725	716

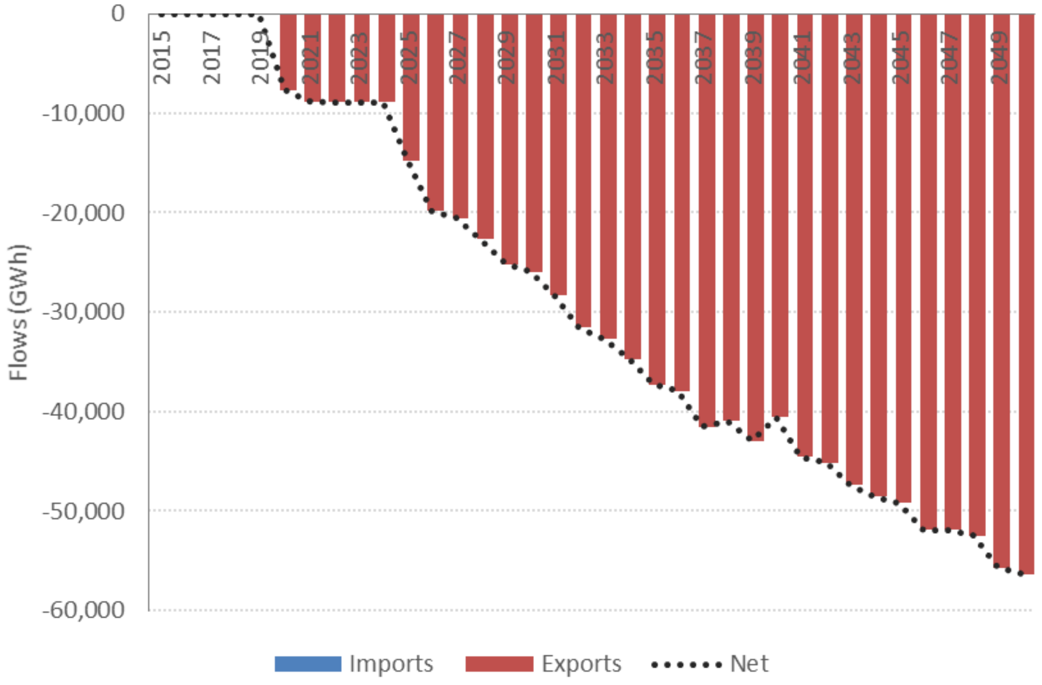
Table 17 Myanmar Generation Share by Fuel (SES, %)

Generation	2010	2015	2020	2030	2040	2050
Coal	0%	0%	0%	0%	0%	0%
CCS	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Diesel	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Fuel Oil	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Gas	24%	39%	22%	8%	2%	0%
Nuclear	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Hydro	75%	61%	52%	31%	16%	14%
Onshore Wind	0%	0%	8%	15%	18%	17%
Offshore Wind	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Biomass	0%	0%	5%	11%	18%	17%
Biogas	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Solar	0%	0%	13%	23%	30%	33%
CSP	0%	0%	0%	4%	8%	13%
Battery	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Hydro ROR	0%	0%	0%	6%	5%	4%
Geothermal	0%	0%	0%	0%	1%	1%
Pump Storage	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Ocean	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Off-grid	0%	0%	0%	2%	1%	0%

6.5 Grid to Grid Power Flows

Figure 50 plots the imports and exports in the SES with the dotted line representing the net interchange. Myanmar exports its power to Thailand from 2020 as transmission developments occur from a much earlier stage with generation planning at the regional level. By the 2040's over 40,000GWh is traded across the Myanmar and Thailand border each year driven by significant demand growth in Thailand and Viet Nam relative to the other GMS countries and limitations on their renewable resource potential. Myanmar's net exporter status is driven by the vast amount of renewable energy resources available to the country.

Figure 50 Myanmar Imports and Exports (SES)



6.6 Generation Fleet Structure

As for the BAU, to gain insight into the nature of the mix of generation technologies deployed in the SES, we present a number of additional charts. Figure 51 and Figure 52 show Myanmar's installed capacity and generation by type for the SES – this is biased towards renewable generation forms.

Figure 51 **Myanmar Installed Capacity by Generation Type (SES, MW)**

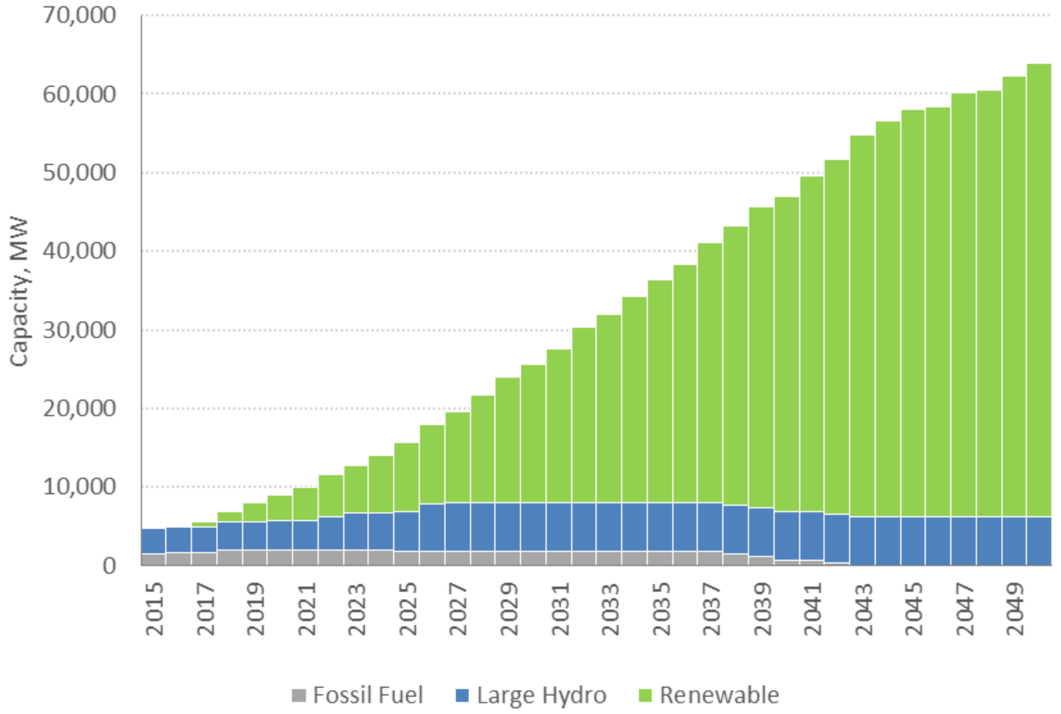


Figure 52 **Myanmar Generation Mix by Generation Type (SES, GWh)**

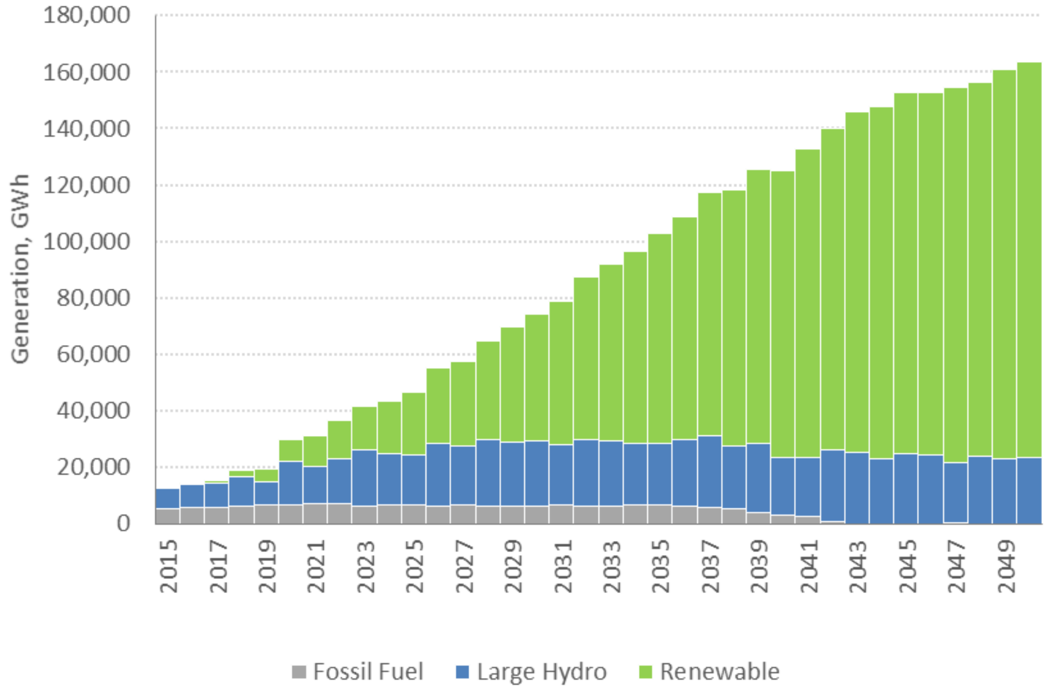
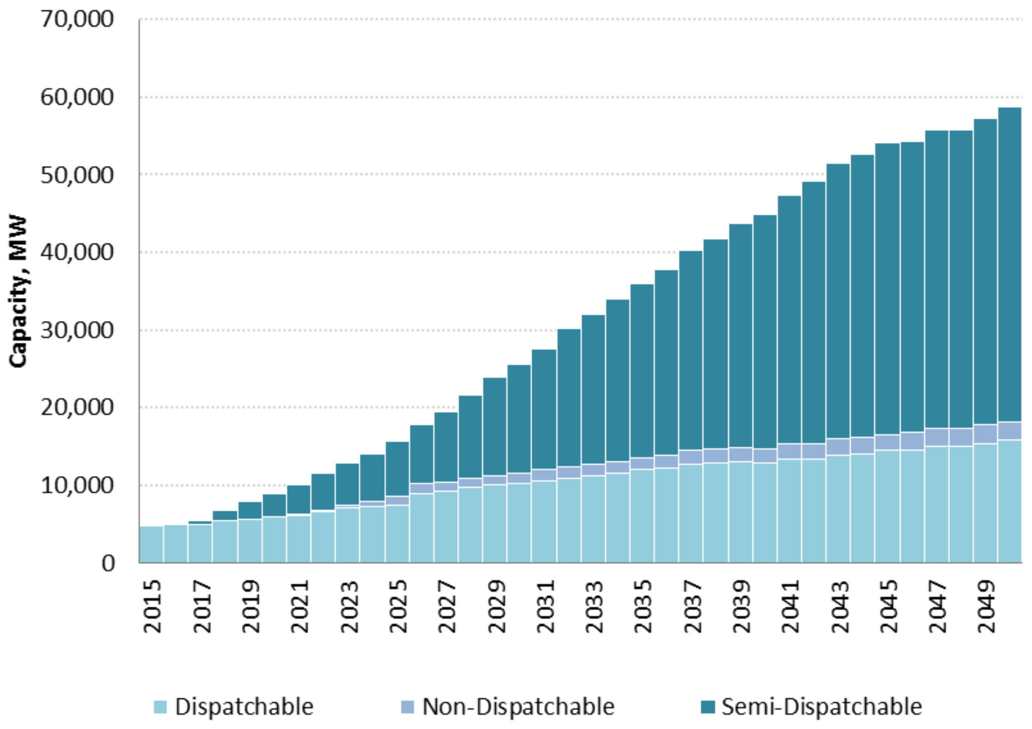


Figure 53, shows the dispatchable, semi-dispatchable and non-dispatchable components of installed capacity and it can be seen that semi-dispatchable increases to around 69% of the total system capacity compared to around 25% in the BAU by 2050. Based on operational simulations with this resource mix, it appears to be operationally feasible, although the reliance on generation forms that provide storage and having flexibility in the demand side play important roles. It is clear that short-term renewable energy solar and wind forecasting systems will be important, as will real-time updates on demand that can be controlled. Furthermore, control systems that can allow the dispatch of flexible resources on both supply and demand sides of the industry and across the region will be required.

Figure 53 Myanmar Installed Capacity by Dispatch Status (SES, MW)



6.7 Reserve Margin and Generation Trends

Figure 54 plots the reserve margin under the SES. Figure 55 and Figure 56, respectively, show the installed capacity mix and generation mix for different categories of generation in the power system. The reserve margin in the SES increases to almost 300% by 2030 as significant resources are invested into Myanmar generation projects (and transmission) to supply Thailand relieving potential energy constraints in Cambodia and Viet Nam. The reserve margin is naturally higher in the SES due to the lower capacity factor of renewable energy technologies like solar PV or wind compared to conventional technologies. Renewable technologies generally have much lower capacity factors and require more capacity to meet the same amount of energy produced from thermal-based technologies[28].

[28] Conventional reserve margin measures, based on peak demand and capacity alone are generally not a useful measures for systems with energy limited resources, high levels of renewable energy, battery storages and high levels of controllable demand side resources, as compared to power systems that are dominated by thermal generators and inelastic demand.

Figure 54 Myanmar Reserve Margin (SES)

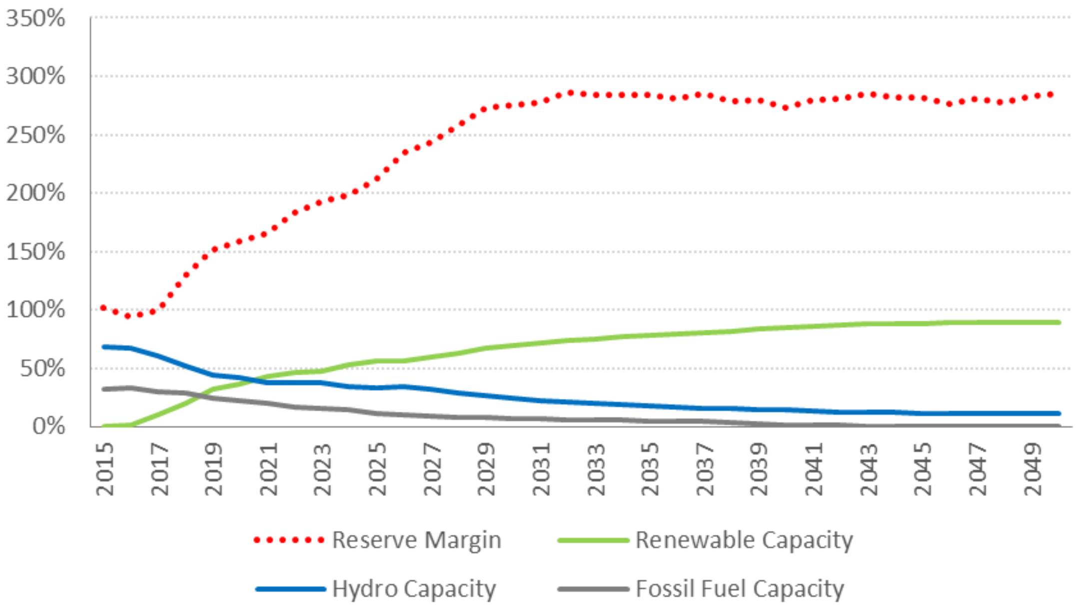


Figure 55 Myanmar Installed Capacity Shares for SES by Generation Type

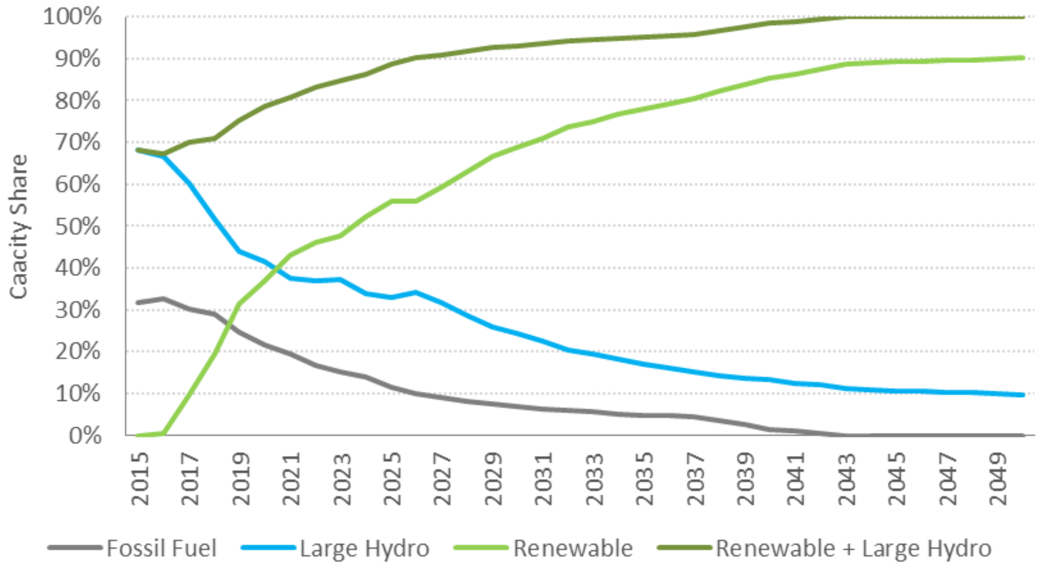
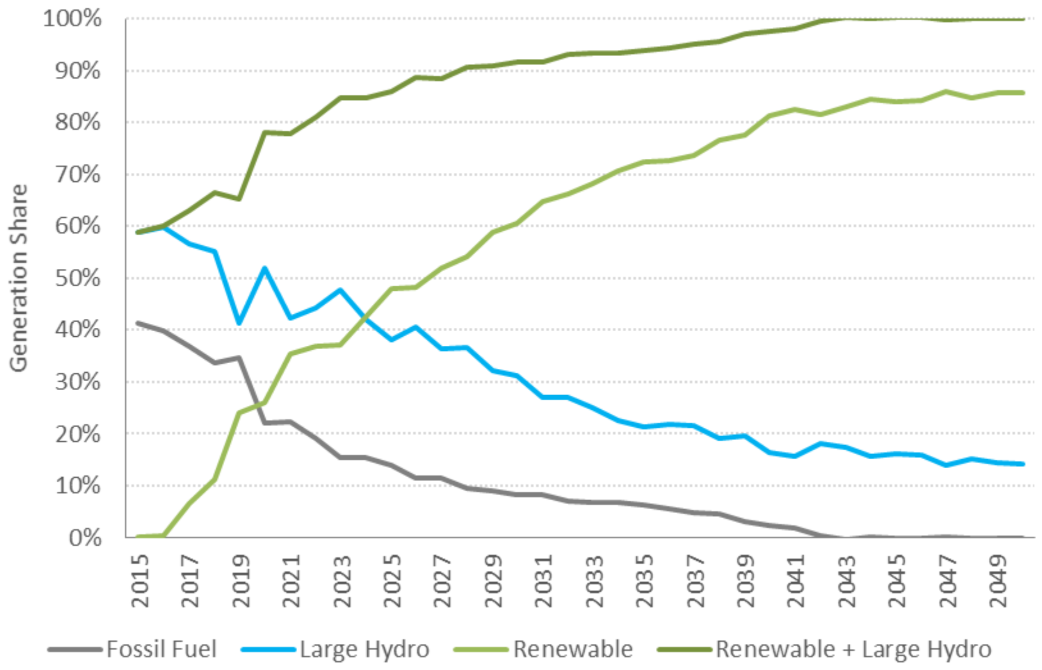


Figure 56 Myanmar Generation Shares for SES by Generation Type



6.8 Electrification and Off-Grid

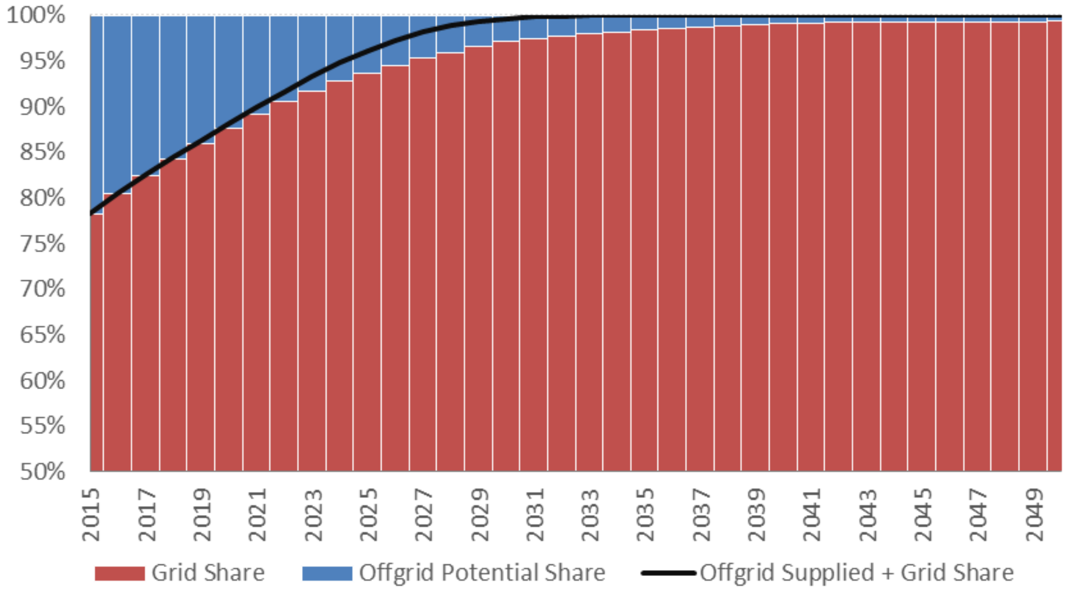
Myanmar in the SES is assumed to have slower grid electrification rates than the BAU with off-grid demand met by off-grid technologies (solar PV and battery storage in the interim before the transmission network is built out to all the provinces). As existing off-grid supplied regions are connected from 2030, existing mini grids are assumed to be integrated into the main grid. By 2030, the SES has similar electricity access rates as the BAU, but not all is connected to the main grid.

Figure 57 shows the percentage of total demand divided into grid and off-grid potential demand. Off-grid potential demand is demand that is not yet being satisfied either by grid connection or an off-grid power supply solution[29]. In 2015, 78% of total demand is grid-connected demand (red) and the rest is potential off-grid demand (blue). Over time, grid based demand increases due to progress with electrification while potential off-grid demand is supplied by solar PV and battery storage technologies. The black line represents the combined percentage of demand that has access to electricity either via grid connection or via an off-grid solution. The cost of off-grid supply based on solar PV and battery storage is assumed to cost US$171/MWh declining to US$101/MWh by 2030, reaching US$74/MWh by 2050[30].

[29] It is an estimate of the amount of demand that would be present if the household was either connected to the grid or supplied by an off-grid solution.

[30] Based on technology cost assumptions, 25% of solar PV generation stored for off-peak use and an 85% battery efficiency.

Figure 57 Off-grid Potential Demand Share (SES)



7 Advanced Sustainable Energy Sector Scenario

7.1 Advanced Sustainable Energy Sector Scenario

The ASES assumes that the power sector is able to more rapidly transition towards a 100% renewable energy technology mix under an assumption that renewable energy is deployed more than in the SES scenario with renewable energy technology costs declining more rapidly compared to BAU and SES scenarios.

7.2 Demand Growth

Figure 58 plots Myanmar's forecast energy consumption from 2015 to 2050 with the BAU and SES energy trajectory charted with a dashed line for comparison. The SES energy savings against the BAU are due to allowing Myanmar's energy demand to transition towards energy intensity benchmarks of comparable developed countries in Asia. The ASES applies an additional 10% energy efficiency against the SES demands excluding transport.

The ASES demand grows at a slower rate of 6.1% pa over the period from 2015 to 2050 with the commercial sector at 6.0% pa, industry growing at 5.9% pa and residential sector growing at 4.9% pa. Demand from the transport sector in the ASES is doubled and grows to 18 TWh or 18% of total demand by 2050, or 30% of all vehicles. Residential sector growth slows due to lower electrification rates as off-grid potential demand is supplied via solar PV and battery in mini and micro grids from 2025. Off-grid demand grows to almost 5 GWh by 2050.

Figure 59 plots the peak demand of Myanmar. The firm blue line represents peak demand in Myanmar without any demand side management impacts. Demand side management reflects demand responses to tight supply and network conditions. This is assumed to grow to as much as 17.5% of demand across all sectors by 2050, representing the portion of flexible demand that is not enabled via technology (i.e. battery storage). The load factor associated with the ASES is also assumed to reach 80% (compared to 75% under the BAU case) by 2030 as a further consequence of enhanced demand side management measures relative to the BAU.

Key drivers for demand growth and the demand projections are summarised in Table 17.

Figure 58 **Myanmar Projected Electricity Demand (2015-2050, ASES)**

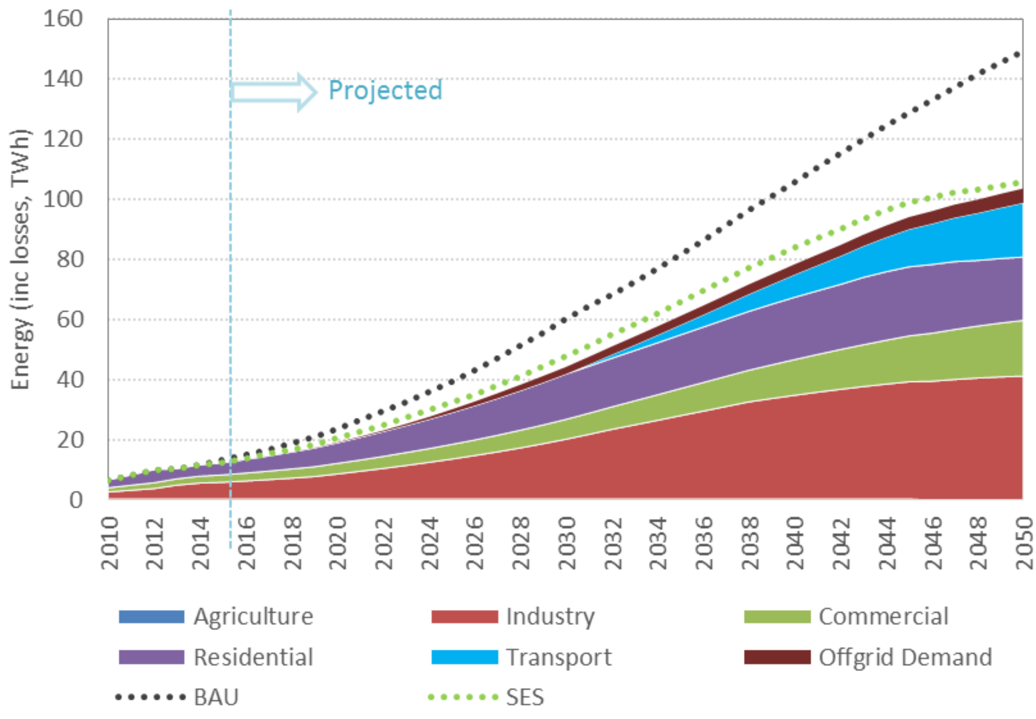


Figure 59 **Myanmar Projected Electricity Demand (ASES, MW)**

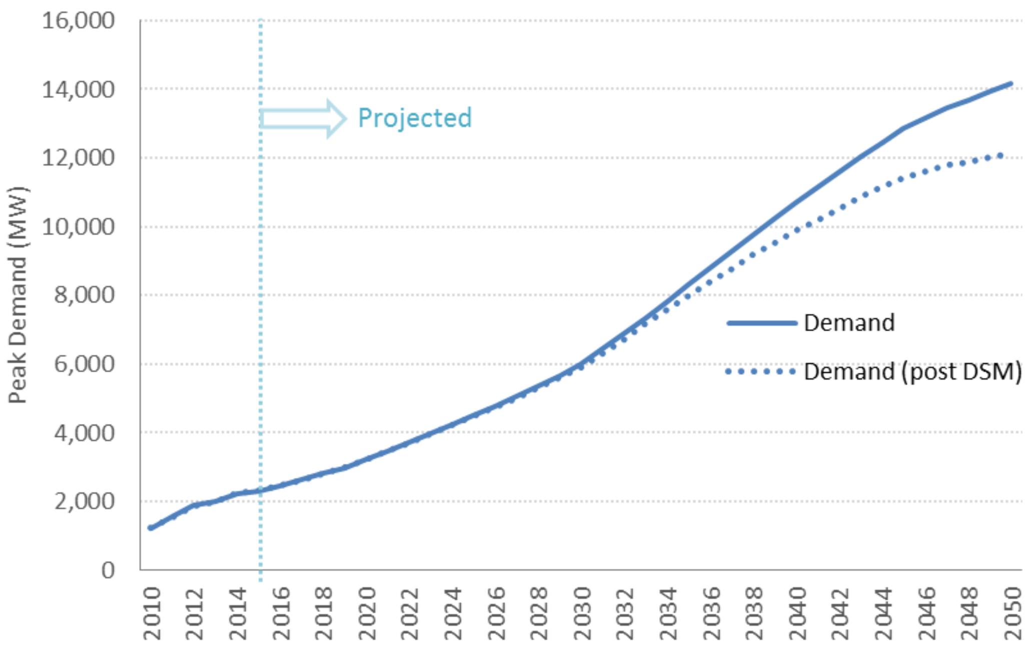


Table 18 Myanmar Demand and Demand Drivers (ASES)

No.	Aspect	2015-30	2030-40	2040-50
1	Demand Growth (pa)	8.4%	6.0%	2.9%
2	GDP Growth (Real, pa)	7.0%	5.6%	3.1%
3	Central grid connected electrification Rate (Population)	41.4%	58.7%	60.0%
4	Population Growth	0.56%	0.12%	-0.13%
5	Per Capita Consumption (kWh)	339	736	1,334
6	Electricity Elasticity*	3.23	2.17	1.81
7	Electricity Intensity (kWh/US$)	0.099	0.126	0.166

** Electricity elasticity is calculated as electricity demand growth divided by the population growth over the same period*

7.3 Installed Capacity Development

Figure 60 plots the installed capacity developments under the SES and Figure 61 plots the corresponding percentage shares. Table 19 and Table 20 provide the statistical details of the installed capacity and capacity shares by type including the 2010 levels. Existing thermal plant are retired earlier than in the SES to meet the imposed renewable generation targets across the region. By 2050, there is 31 GW of installed solar PV supported by 9 GW of battery storage capability mainly to defer generation for off-peak periods. Significant investment in onshore wind, bioenergy and CSP technologies occur to meet the rising demands, accounting for 20%, 6%, and 5% of total installed capacity by 2050. Myanmar is forecast to have sufficient agricultural residues to meet its biomass requirements in the SES. Up to 3.7 GW of off-grid technology is installed to provide Myanmar with close to 100% electricity access by 2030.

Figure 60 Myanmar Installed Capacity by Type (ASES, MW)

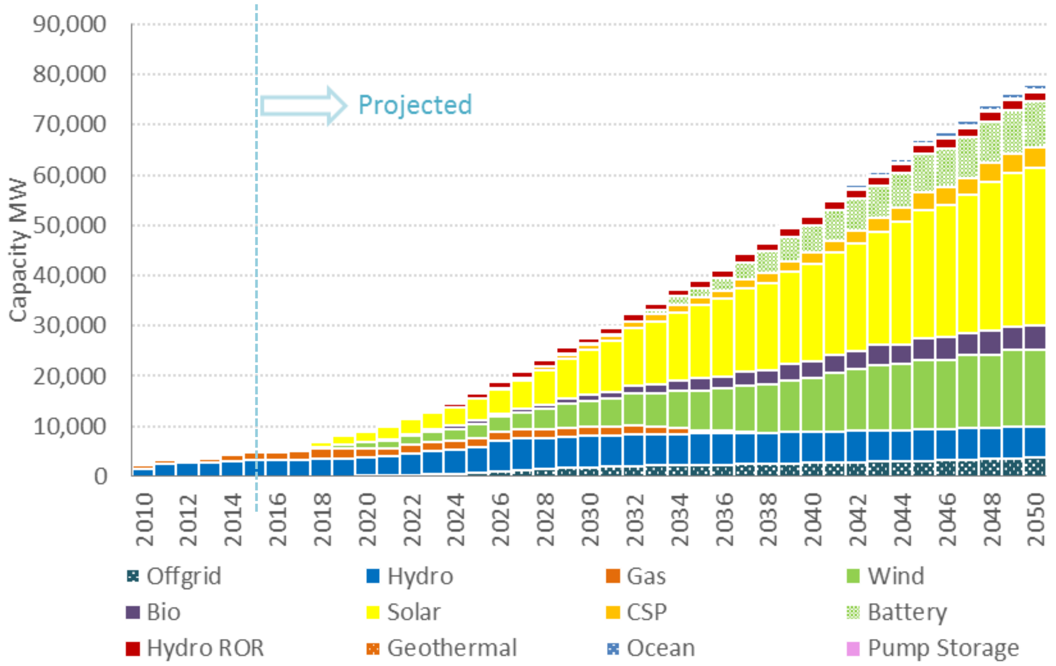


Figure 61 Myanmar Capacity Shares (ASES, %)

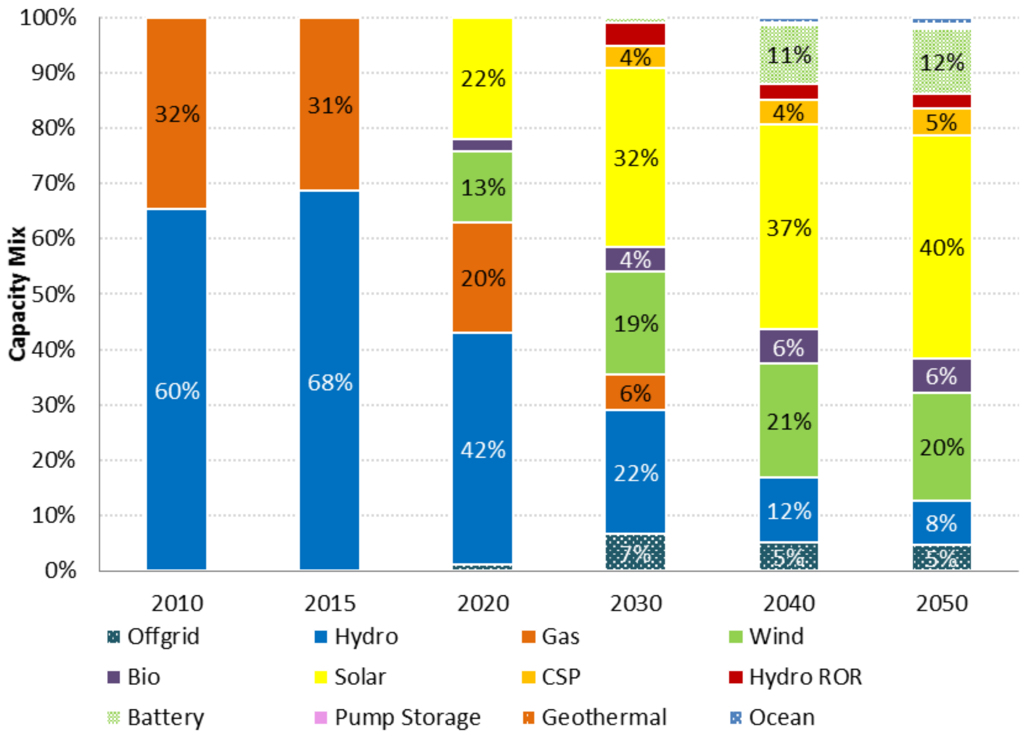


Table 19 Myanmar Capacity by Type (ASES, MW)

Resource	2010	2015	2020	2030	2040	2050
Coal	130	30	0	0	0	0
CCS	0	0	0	0	0	0
Diesel	70	0	0	0	0	0
Fuel Oil	0	0	0	0	0	0
Gas	770	1,490	1,774	1,774	0	0
Nuclear	0	0	0	0	0	0
Hydro	1,450	3,252	3,748	6,213	6,213	6,213
Onshore Wind	0	0	1,149	5,149	10,749	15,299
Offshore Wind	0	0	0	0	0	0
Biomass	0	0	205	1,205	3,205	4,805
Biogas	0	0	0	0	0	0
Solar	0	0	1,959	8,959	19,459	31,459
CSP	0	0	0	1,050	2,250	3,900
Battery	0	0	0	210	5,511	9,199
Hydro ROR	0	0	0	1,200	1,600	2,000
Geothermal	0	0	0	50	250	350
Pump Storage	0	0	0	0	0	300
Ocean	0	0	0	0	500	1,000
Off-grid	0	2	94	1,814	2,655	3,696

Table 20 Myanmar Capacity Share by Fuel (ASES, %)

Resource	2010	2015	2020	2030	2040	2050
Coal	5%	1%	0%	0%	0%	0%
CCS	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Diesel	3%	0%	0%	0%	0%	0%
Fuel Oil	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Gas	32%	31%	20%	6%	0%	0%
Nuclear	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Hydro	60%	68%	42%	22%	12%	8%
Onshore Wind	0%	0%	13%	19%	21%	20%
Offshore Wind	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Biomass	0%	0%	2%	4%	6%	6%
Biogas	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Solar	0%	0%	22%	32%	37%	40%
CSP	0%	0%	0%	4%	4%	5%
Battery	0%	0%	0%	1%	11%	12%
Hydro ROR	0%	0%	0%	4%	3%	3%
Geothermal	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Pump Storage	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Ocean	0%	0%	0%	0%	1%	1%
Off-grid	0%	0%	1%	7%	5%	5%

7.4 Projected Generation Mix

ASES grid generation is plotted in Figure 62 and generation shares in Figure 63. The corresponding statistics for snapshot years are provided in Table 22 and Table 23. Myanmar's generation mix in the earlier years to 2020 is similar to the BAU case as committed new generation projects are commissioned and this has largely been kept the same. A notable difference is that there is an increase in wind and solar projects from 2016. Further non-renewable developments beyond 2019 cease; gas generation levels decline entirely by 2037 as units are retired while large-scale hydro generation continues at current levels.

Of the renewable technologies, by 2050, solar contributes the highest generation share (61 TWh), wind generation makes the next largest contribution to the generation mix (33 TWh), large hydro at 23TWh then CSP and bioenergy (17 TWh and 16 TWh respectively). By 2050, new renewable energy sources (excluding large-scale hydro) make up some 86% of the total generation requirement or 100% including large-scale hydro generation. Off-grid generation accounts for 3% of total generation by 2050.

Figure 62 Myanmar Generation Mix (ASES, GWh)

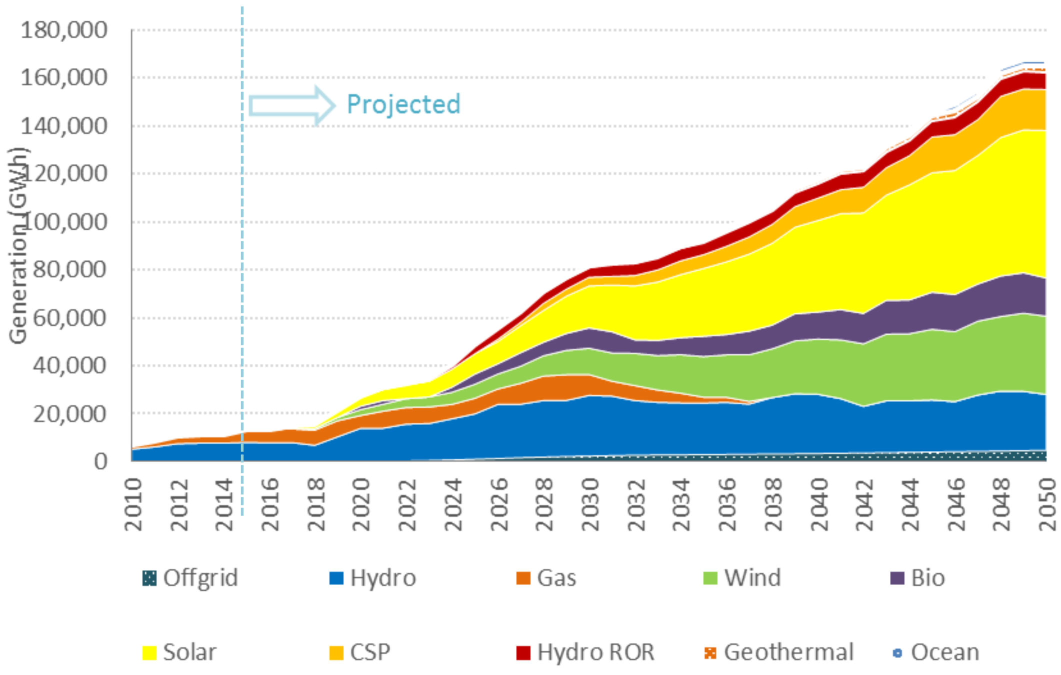


Figure 63 Myanmar Generation Mix (ASES, %)

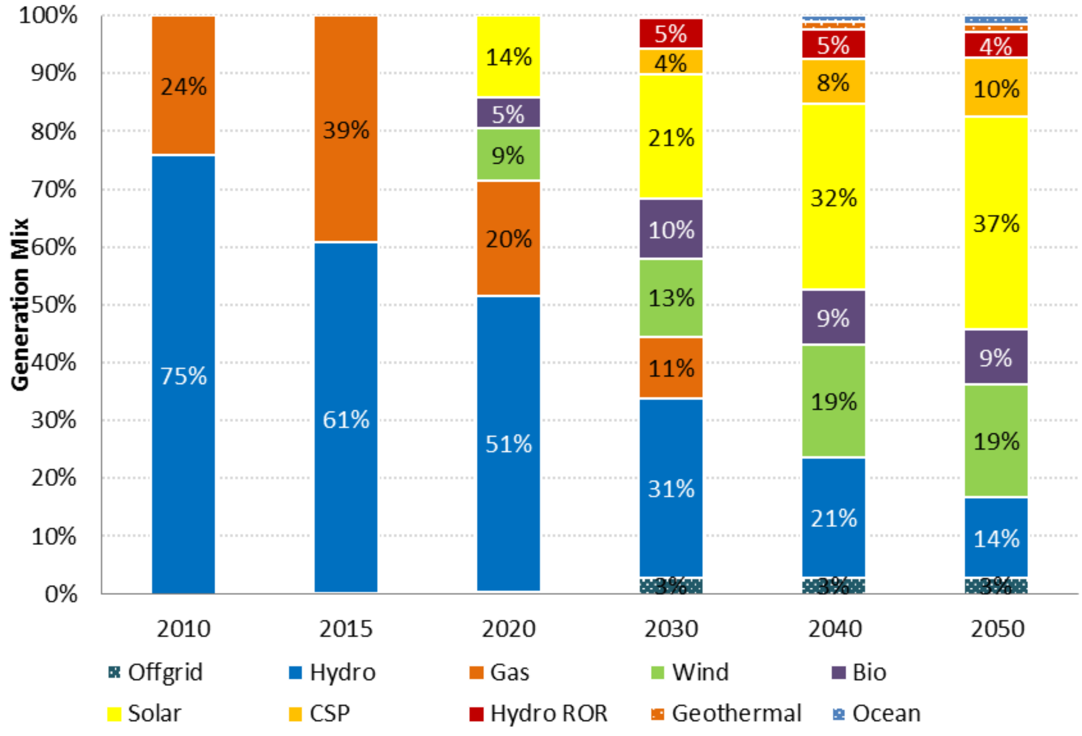


Table 21 Myanmar Generation by Type (ASES, GWh)

Generation	2010	2015	2020	2030	2040	2050
Coal	0	0	0	0	0	0
CCS	0	0	0	0	0	0
Diesel	30	0	0	0	0	0
Fuel Oil	0	0	0	0	0	0
Gas	1,678	5,233	5,345	8,728	0	0
Nuclear	0	0	0	0	0	0
Hydro	5,263	8,099	13,788	25,280	24,715	23,287
Onshore Wind	0	0	2,435	10,980	22,981	32,593
Offshore Wind	0	0	0	0	0	0
Biomass	0	0	1,441	8,445	11,261	15,923
Biogas	0	0	0	0	0	0
Solar	0	0	3,836	17,501	38,141	61,453
CSP	0	0	0	3,606	9,297	17,062
Battery	0	0	0	0	0	0
Hydro ROR	0	0	0	4,415	5,887	7,358
Geothermal	0	0	0	333	1,651	2,304
Pump Storage	0	0	0	0	0	357
Ocean	0	0	0	0	1,318	2,628
Off-grid	0	2	122	2,341	3,426	4,771

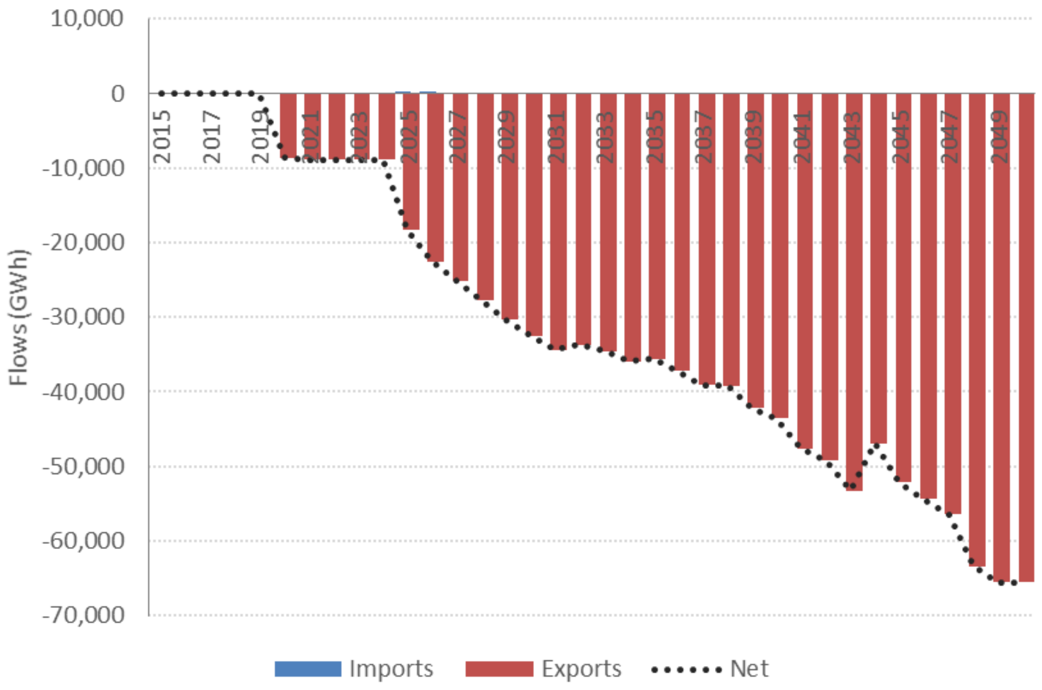
Table 22 Myanmar Generation Share by Type (ASES, %)

Generation	2010	2015	2020	2030	2040	2050
Coal	0%	0%	0%	0%	0%	0%
CCS	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Diesel	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Fuel Oil	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Gas	24%	39%	20%	11%	0%	0%
Nuclear	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Hydro	75%	61%	51%	31%	21%	14%
Onshore Wind	0%	0%	9%	13%	19%	19%
Offshore Wind	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Biomass	0%	0%	5%	10%	9%	9%
Biogas	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Solar	0%	0%	14%	21%	32%	37%
CSP	0%	0%	0%	4%	8%	10%
Battery	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Hydro ROR	0%	0%	0%	5%	5%	4%
Geothermal	0%	0%	0%	0%	1%	1%
Pump Storage	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Ocean	0%	0%	0%	0%	1%	2%
Off-grid	0%	0%	0%	3%	3%	3%

7.5 Grid to Grid Power Flows

Figure 64 plots the imports and exports in the ASES with the dotted line representing the net interchange. The power flows in the ASES are greater in magnitude compared to the SES after 2040, with a greater amount of exports from Myanmar as Thailand retires all of its gas plant. Up to 65 TWh is exported into Thailand by 2050, equivalent to 65% of Myanmar's electricity demand. The significant export out of Myanmar is driven by the need to optimise renewable energy resources across the region, and Myanmar's vast resources to achieve a 100% renewable energy target by 2050.

Figure 64 Myanmar Imports and Exports (ASES)



7.6 Generation Fleet Structure

To gain insight into the nature of the mix of generation technologies deployed in the ASES, we present a number of additional charts. Figure 65 and Figure 66 show Myanmar's installed capacity by generation type for the ASES – this is clearly biased towards renewable generation forms as there are no additional thermal projects or large-scale hydro built after 2015.

Figure 65 Myanmar Installed Capacity by Type (ASES, MW)

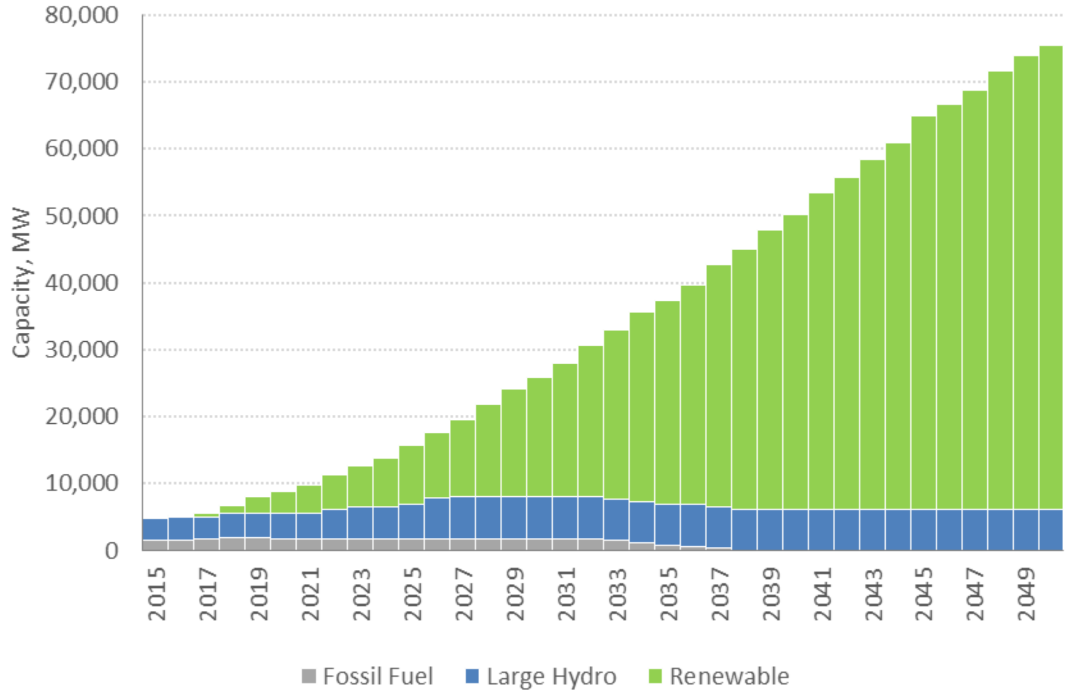


Figure 66 Myanmar Generation Mix by Type (ASES, GWh)

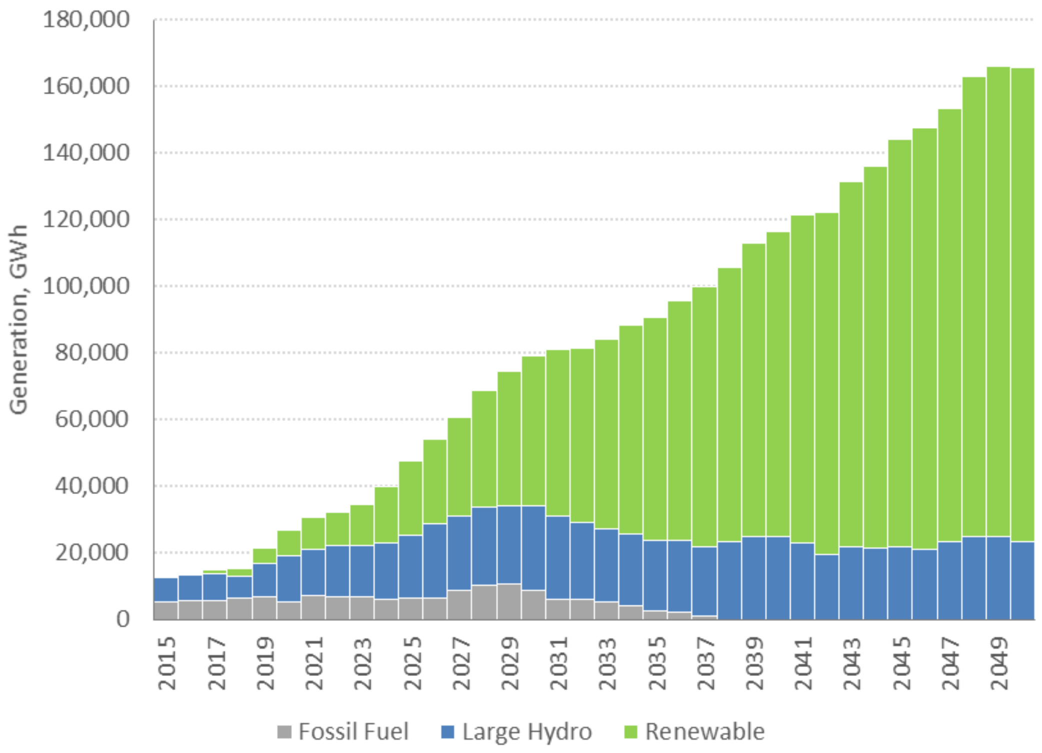
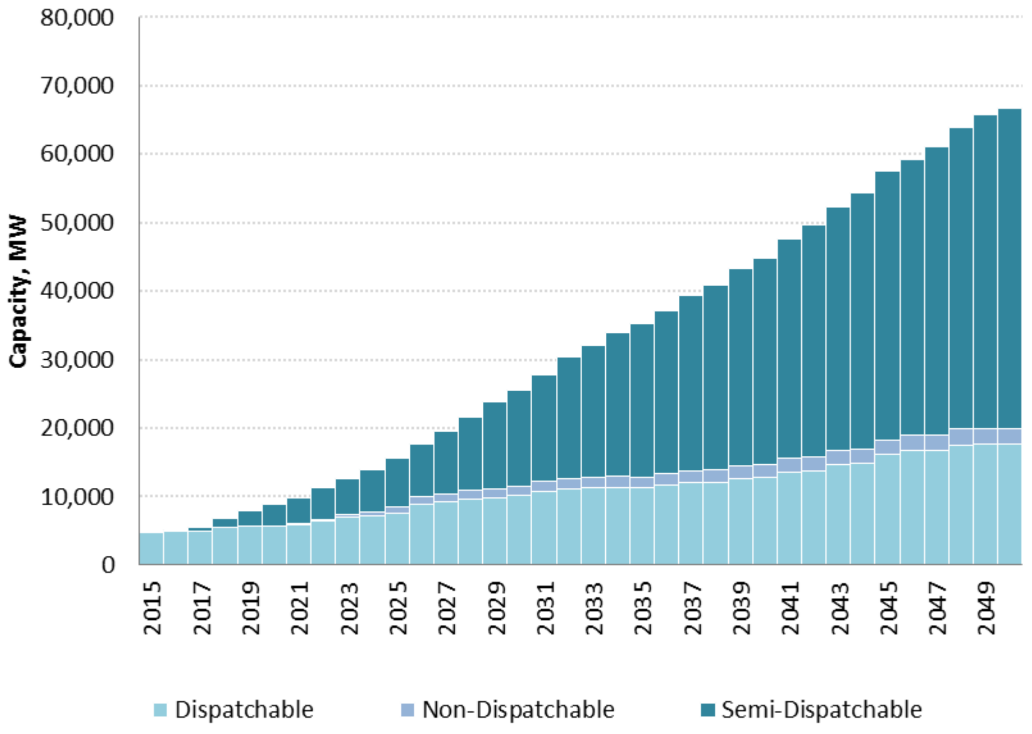


Figure 67, shows the dispatchable, semi-dispatchable and non-dispatchable components of installed capacity and it can be seen that semi-dispatchable increases to around 70% of the total system capacity compared to around 25% in the BAU by 2050. Based on operational simulations with this resource mix, it appears to be operationally feasible, although the reliance on generation forms that provide storage and having flexibility in the demand side play important roles. It is clear that short-term renewable energy solar and wind forecasting systems will be important, as will real-time updates on demand that can be controlled. Furthermore, control systems that can allow the dispatch of flexible resources on both supply and demand sides of the industry will be required.

Figure 67 Myanmar Installed Capacity by Dispatch Status (ASES, MW)



7.7 Reserve Margin and Generation Trends

Figure 68 plots the reserve margin under the ASES. Figure 69 and Figure 70, respectively, show the installed capacity mix and generation mix for different categories of generation in the power system. The ASES reserve margin trends increases over 350% as conventional base-load technologies are retired early around the region and Myanmar's renewable energy resources are developed to meet growing demands and to achieve a 100% renewable generation target by 2050, in Myanmar and abroad.

It is worth noting conventional reserve margin measures are generally not suited to measuring high renewable energy systems in the same context used for thermal-based systems. Renewable technologies generally have much lower capacity factors and require more capacity to meet the same amount of energy produced from thermal-based technologies.

Figure 68 Myanmar Reserve Margin (ASES)

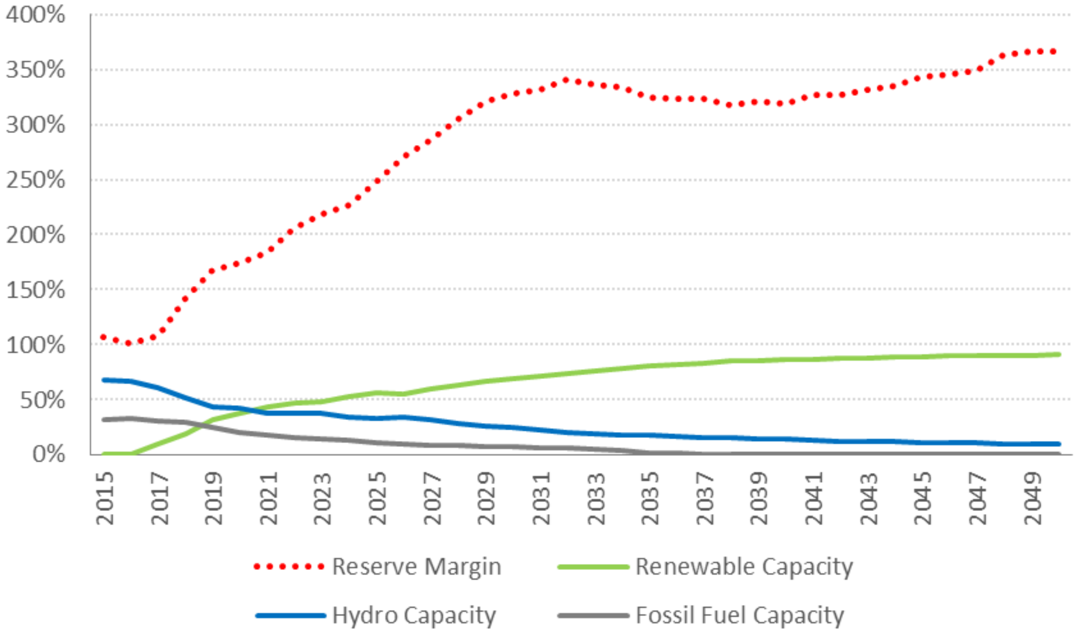


Figure 69 Myanmar Installed Capacity Shares for ASES by Generation Type

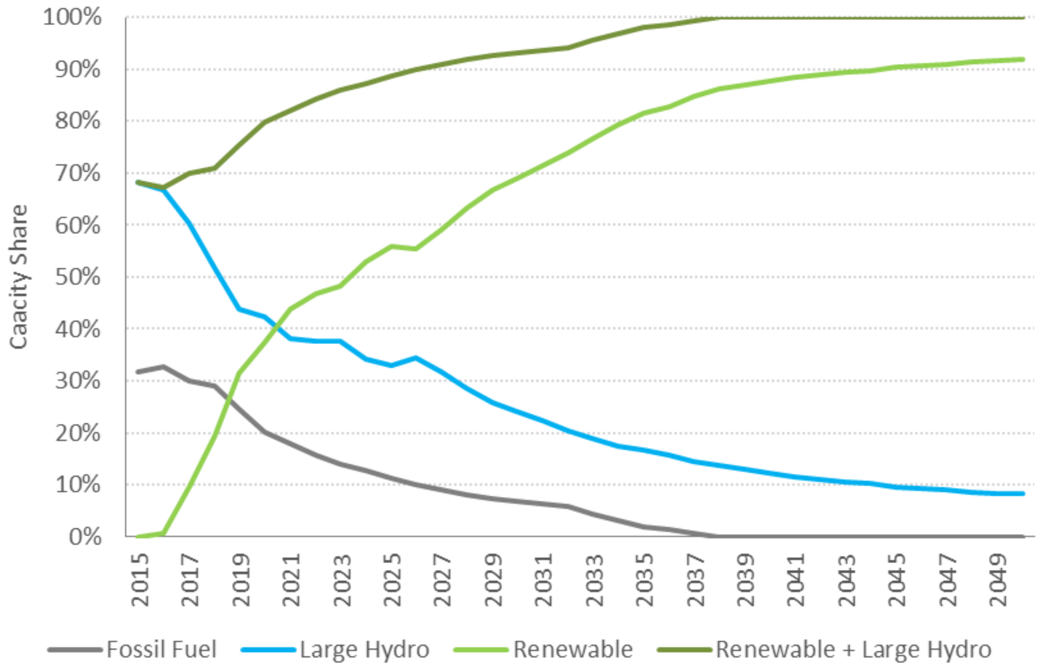
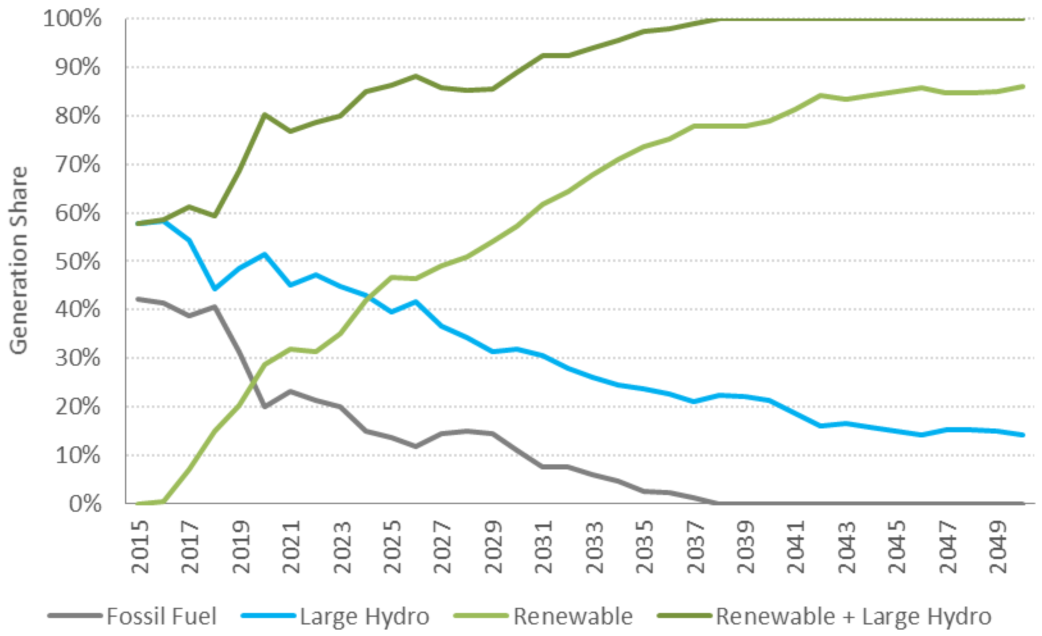


Figure 70 Myanmar Generation Shares for ASES by Generation Type



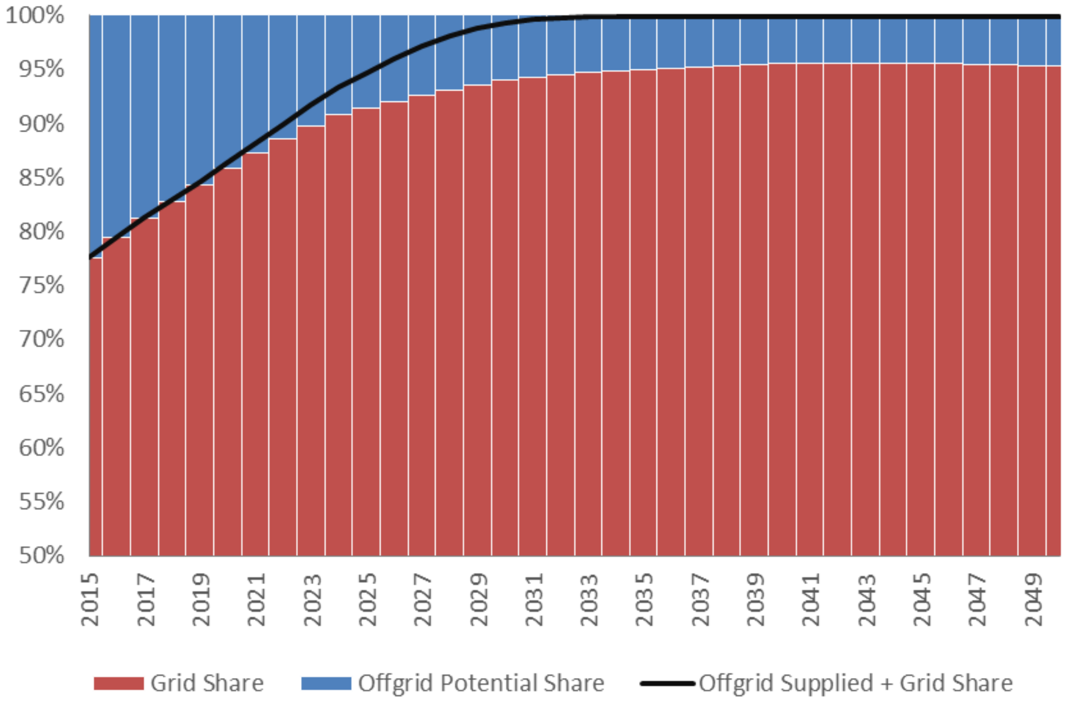
7.8 Electrification and Off-Grid

Myanmar in the ASES assumes slower electrification rates than the SES with central grid electrification ceasing as battery storage and solar PV based grids become cheaper than the grid cost of power which occurs from 2030. Demands continue to increase as off-grid per capita demand increases with the state of the economy. By 2030, the ASES has similar household electricity access rates as the BAU.

Figure 71 shows the percentage of demand split into grid and total off-grid potential demand in GWh terms. In 2015, 78% of total grid and potential off-grid demand is grid-based (red). Over time, grid based demand increases due to grid electrification efforts, and off-grid demand is supplied by solar PV and battery storage technologies. Grid electrification stops when off-grid technology reaches parity with grid-based cost of generation around 2030 and off-grid potential demand is supplied entirely by off-grid technologies. By 2050, grid based demand increases to 95% and off-grid demand converges to 5%. The cost of off-grid supply based on solar PV and battery storage is assumed to cost US$171/MWh declining to US$87/MWh by 2030, reaching US$63/MWh by 2050[31].

[31] Based on technology cost assumptions, 25% of solar PV generation stored for off-peak use and an 85% battery efficiency.

Figure 71 Off-grid Potential Demand Share (ASES)



8 Analysis of Scenarios

Section 5, section 6 and section 7 presented projections of capacity and generation mix for the BAU, SES and ASES scenarios respectively. In order to understand the implications of the SES and ASES over the BAU, we have formulated a set of metrics to assist in their comparison.

These are as follows:

- Overall energy consumption per year;
- Peak electricity demand per year;
- Renewable energy percentage comparisons;
- Carbon emissions measures;
- Hydro power developments;
- Analysis of bioenergy situation;
- A number of simple security of supply measures; and
- Interregional power flows.

8.1 Energy and Peak Demand

Figure 72 compares the total electricity consumption of the BAU, SES and ASES with Figure 73 plotting the percentage reduction in electricity consumption of the SES relative to the BAU and ASES relative to the BAU. As can be seen the energy consumption, the SES is lower than the BAU with the main driver being enhancements in energy efficiency in the SES. The reduction in energy in the ASES is partially offset by the doubling of transport demand.

Figure 72 Myanmar Energy Demand Comparison

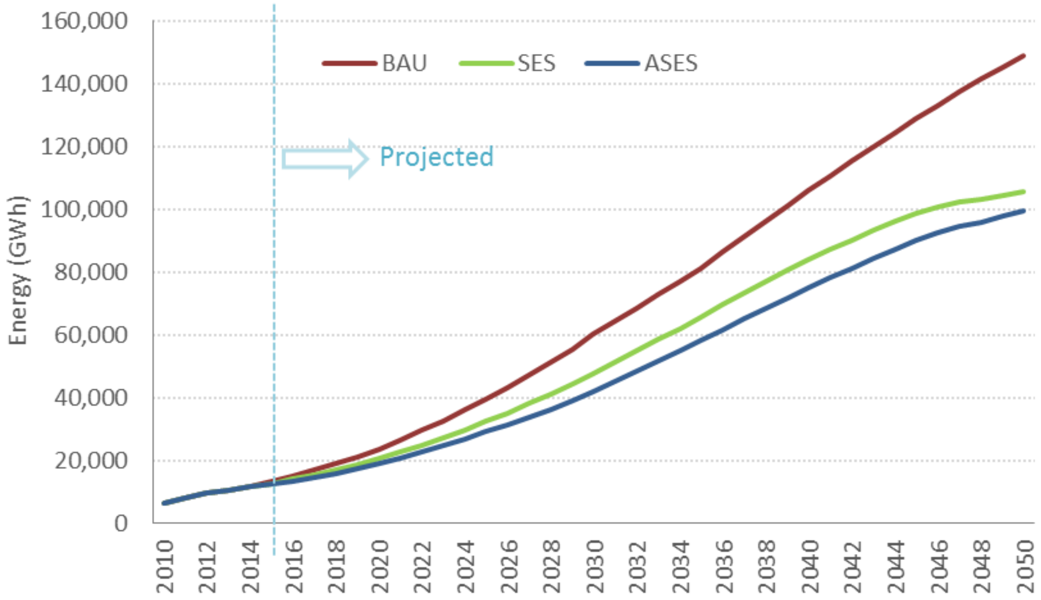


Figure 73 **Myanmar Percentage Reduction in Electricity Demand**

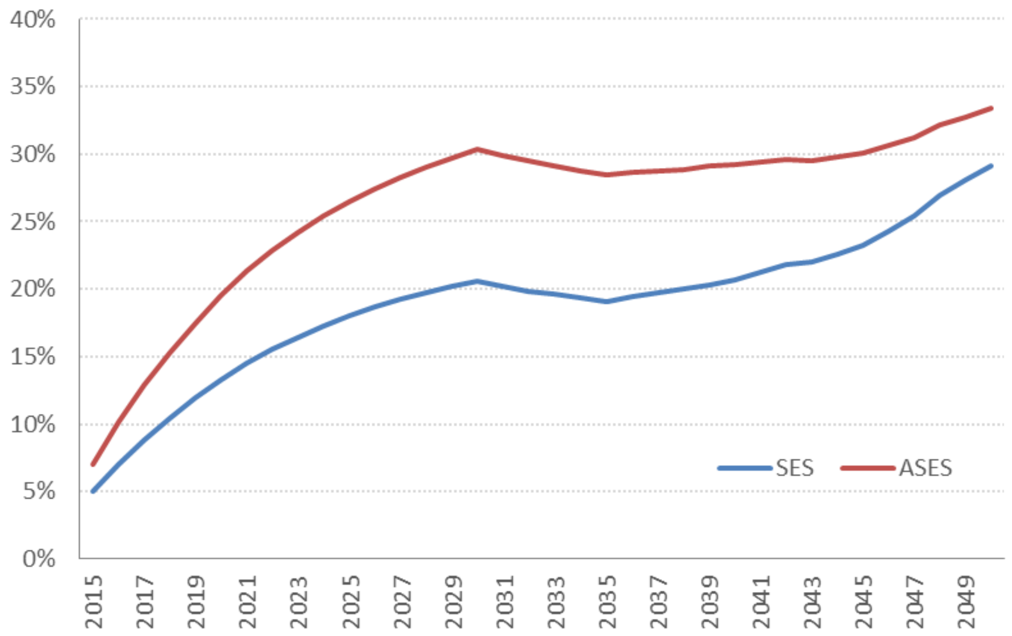


Figure 74 compares peak load and shows the same relativities. This is attributable to improvements in load factor (80% in SES and ASES). On top of this the SES and ASES has contributions from flexible and controllable demand that allows reductions in peak demand consumption (not shown here).

Figure 74 **Myanmar Peak Demand Comparison**

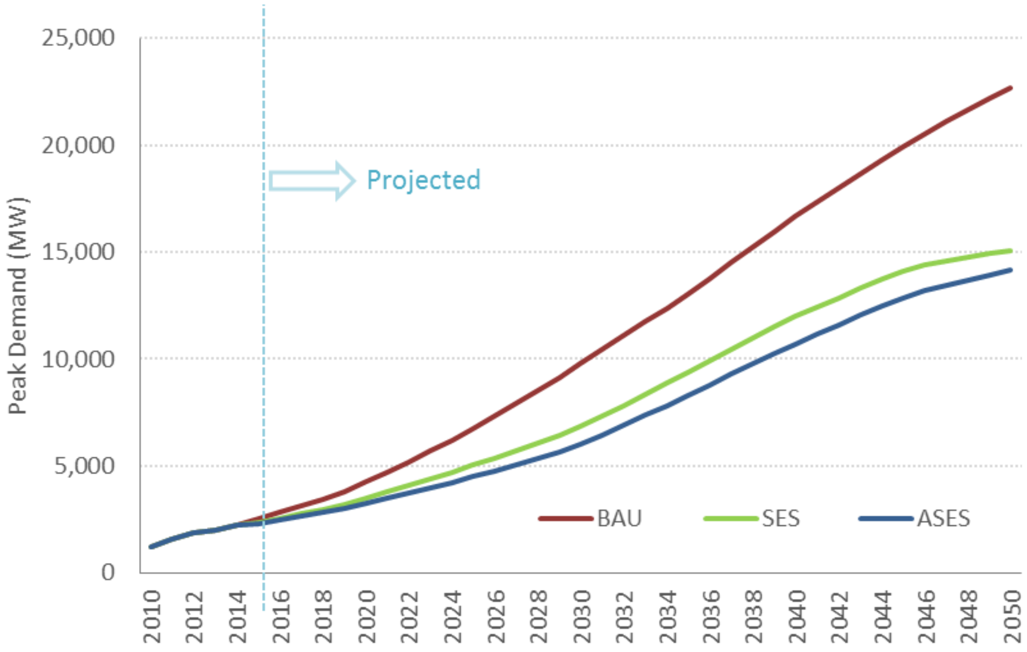


Figure 75 Myanmar Electricity Access Rate Comparison

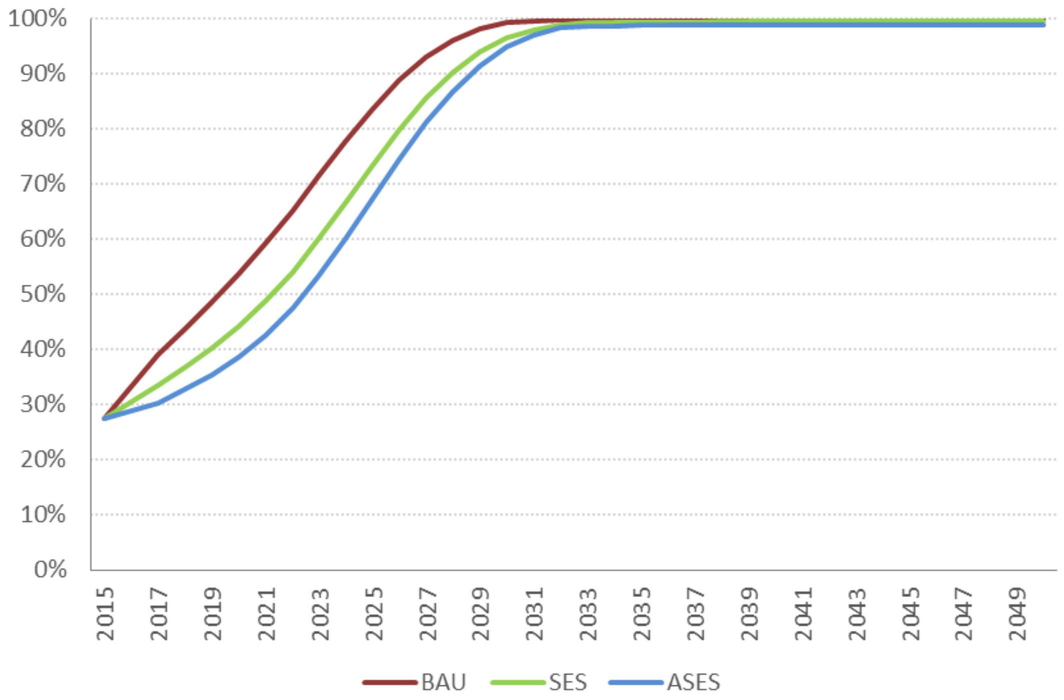
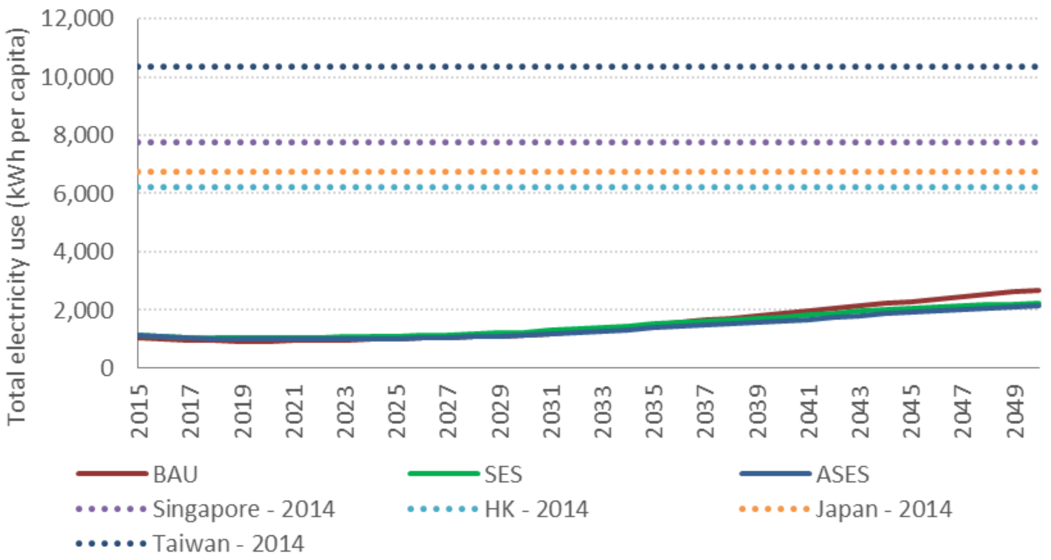


Figure 75 plots the access rates in the three scenarios and shows that although the BAU has overall higher access rates by means of electrification leading up to 2030, the SES and ASES achieve similar access to electricity rates via off-grid technologies within a few years beyond 2030. By 2030 the BAU has achieved some 99% via central grid connection whereas the SES achieves 97% access and the ASES achieves 95% with the deployment of off-grid solutions. The SES reaches full electricity access by 2032 and ASES by 2033.

8.2 Energy intensity

Figure 76 plots the per electrified capita electricity consumption per annum across the scenarios. Electricity consumption includes all electricity consumption across the country. In the BAU, per capita consumption levels increase at a rate of 2.7% to reach 2,684 kWh pa. In the SES, it increases more slowly at 2.0% pa to reach 2,239 kWh pa and the ASES at 2,148 kWh by 2050. The SES and ASES assumes higher energy efficiency savings. The per capita electricity use stays flat and dips a little in the earlier years as electricity demand growth does not keep pace with the electrification efforts.

Figure 76 Myanmar Per Capita Consumption Comparison (kWh pa)



8.3 Generation Mix Comparison

Figure 77 and Figure 78 below show the renewable capacity and generation mix between the two scenarios. Renewables (including large-scale hydro) reach 61% in the BAU which is equivalent to a 41% generation mix compared to the SES and ASES which have renewables (including large-scale hydro) accounting for 100% of total capacity and generation by 2050.

Figure 77 Myanmar Renewable Installed Capacity Mix

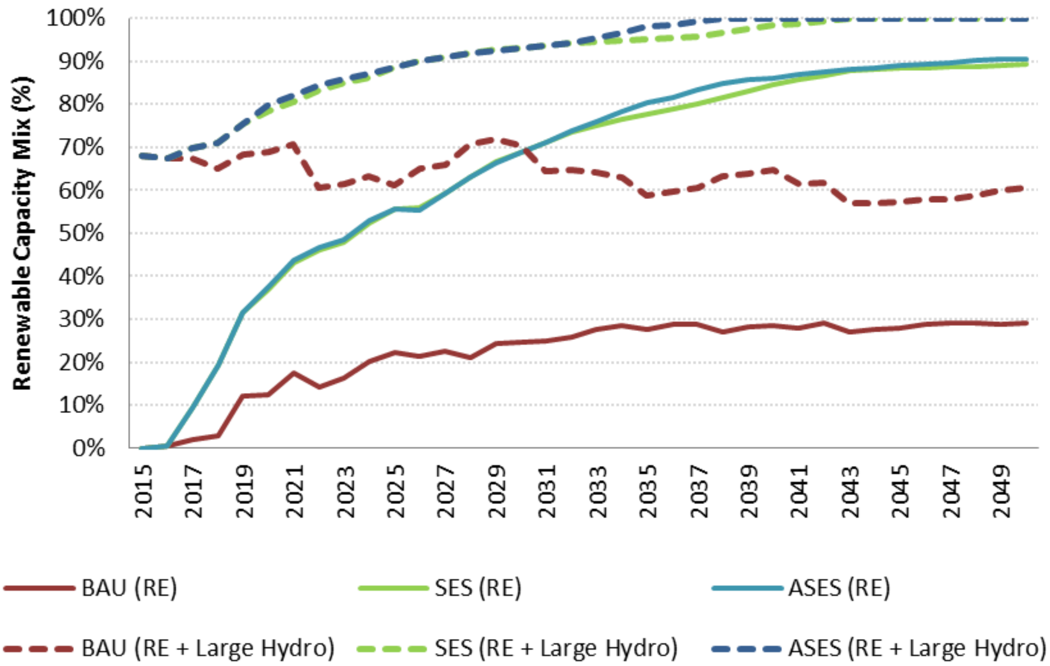
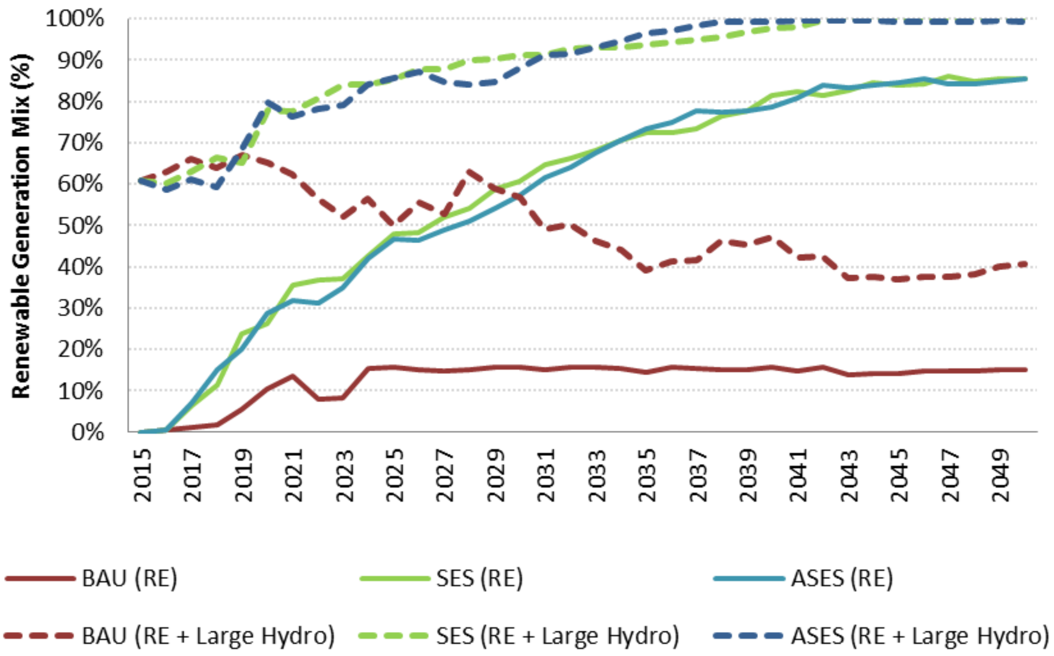


Figure 78 Myanmar Renewable Generation Mix Comparison



8.4 Carbon Emissions

Figure 79 and Figure 80 show the carbon intensity of Myanmar's power system and the total per annum carbon emissions respectively. The carbon intensity increases in the BAU as more coal-fired generators enter the system. The BAU trajectory then trends towards 0.48t-CO2e/MWh. The SES and ASES scenarios trend towards 0 as Myanmar reaches 100% renewable generation by 2043 and 2038 respectively[32].

In terms of total carbon emissions, the shift towards the SES and ASES saves up to 75 mt-CO2e, per year by 2050, 100% saving from the BAU. The BAU emissions level continues to peak as a result of increasing demands and the reliance on coal.

[32] We assume zero emissions from hydro and biogeneration.

Figure 79 Myanmar Carbon Intensity Comparison

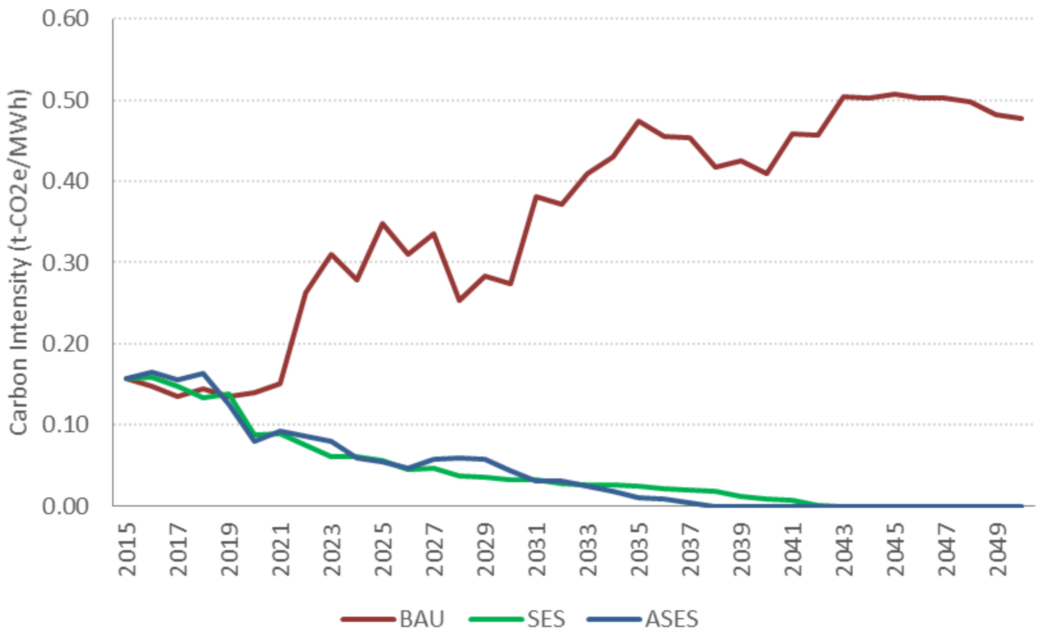
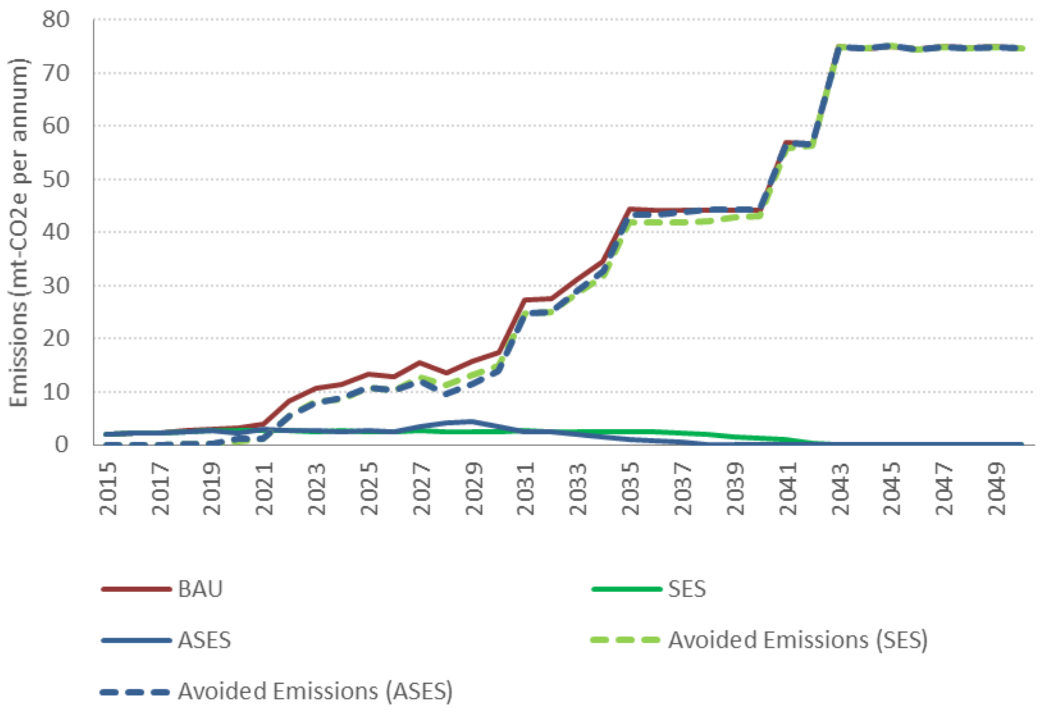


Figure 80 Myanmar Carbon Emissions Comparison



8.5 Hydro Power Developments

Table 23 lists the hydro generation projects and commissioning year under the three scenarios. Hydro projects are assumed to be refurbished as required to maintain operations throughout the modelling horizon. Up to 2,500 MW of non-committed large-scale hydro is developed to support renewable energy technologies in the SES and ASES[33].

Table 23 Myanmar Generation by Type (ASES, GWh)

Hydro Projects	Installed Capacity (MW)	Year Commissioned by Scenario		
		BAU	SES	ASES
Upper Nam Htwan	3.2	2016	2016	2016
Mong Wa	60	2016	2016	2016
Thahtay	111	2018	2018	2018
Upper Keng Tong	51	2018	2018	2018
Upper Baluchaung	30.4	2018	2018	2018
Upper Yeywa	280	2022	2022	2022
Shweli(3)	1050	2026	2023	2023
Middle Paunglaung	100	2027	2026	2026
Deedoke	66	2028	2025	2025
Dapein-2	140	2028	2026	2026
Upper Thanlwin(kunlong)	1400	2028	Not Commissioned in the SES or ASES scenarios	
Shweli-2	520	2037		
Middle Yeywa	320	2038	2025	2025
Bawgata	160	2038	2026	2026
Naopha	1200	2038	Not Commissioned in the SES or ASES scenarios	
Mangtong	225	2040		
Wan Ta Pin	33	2040	2026	2026
Solue	160	2040	Not Commissioned in the SES or ASES scenarios	
Keng Wang	40	2041	2026	2026
Manipur	380	2048	Not Commissioned in the SES or ASES scenarios	
Gawlan	120	2048		
Hkan Kawn	140	2048	2026	2026
Lawngdin	600	2049	Not Commissioned in the SES or ASES scenarios	
Tongxinqiao	340	2050		
Nan Tu (Hsipaw)	100	2050		

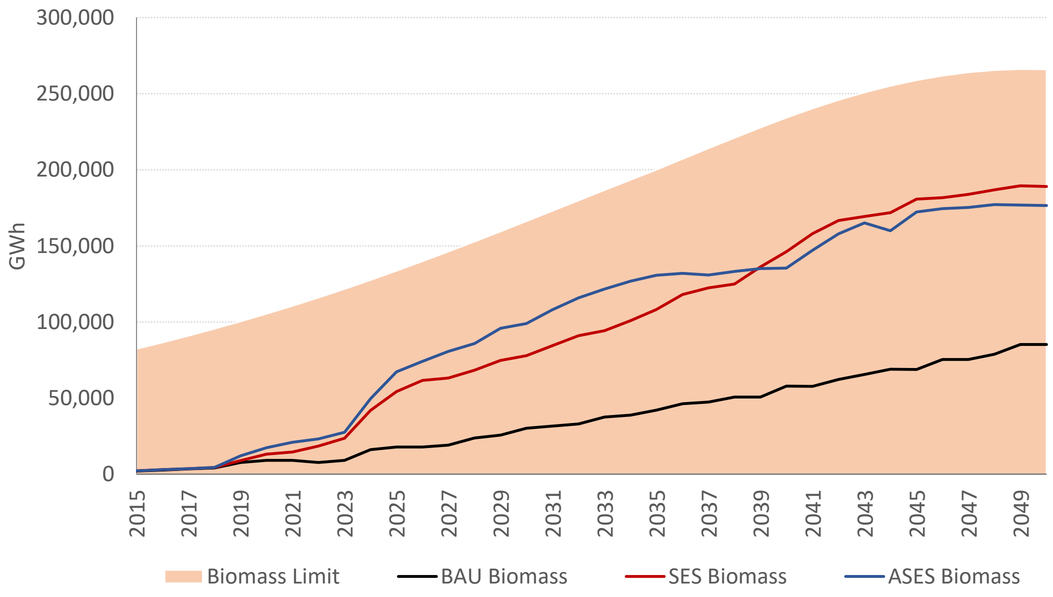
[33] The selected large hydro projects for future construction are example hydro projects and do not mean that we have a particular preference for the hydro projects that we bring online as compared to the others.

8.6 Analysis of Bioenergy

Figure 81 shows a projection of the biomass available for the GMS (converted to GWh) and the total biomass generation for each scenario for the GMS. The shaded area represents the projected total technical biomass resource availability[34] while the solid lines show the biomass consumption used by each scenario for the region. The projected available biomass was based on forecast growth rates in the agricultural sectors of each country. It was assumed that no more than 75% of the total projected available biomass resource was used. The remainder of the bioenergy requirements for each scenario was then assumed to be satisfied by biogas technologies.

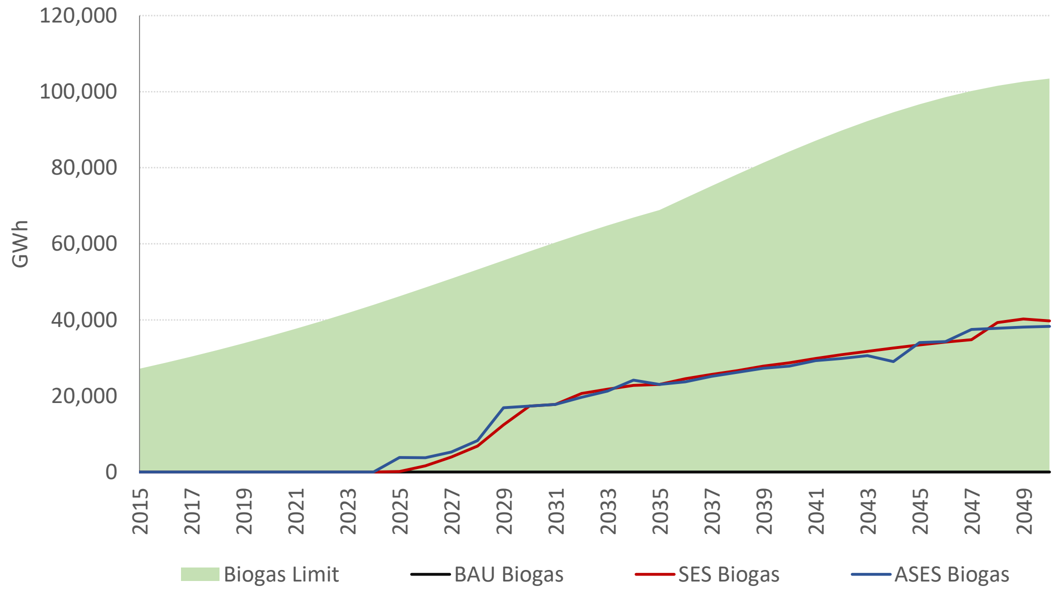
Figure 82 shows a similar chart to Figure 81 for the GMS except for biogas. The shaded area in this chart represents the amount of biogas available (again in units of GWh) and the corresponding generation from biogas in each scenario. This shows that the SES and ASES are dependent on biogas while the BAU is assumed to not deploy this technology. Based on the projections the biomass and biogas resources available to the region can be seen to be sufficient to support the amount of biomass and biogas generation to 2050.

Figure 81 Projected Biomass Availability and Consumption in the BAU, SES and ASES scenarios for the GMS as a whole



[34] Projections of biomass availability developed by IES based on baselines established from information on biomass and biogas potential reported in 'Renewable Energy Developments and Potential in the Greater Mekong Subregion', ADB (2015) report.

Figure 82 Projected GMS Biogas Requirements



8.7 Security of Supply Indicators

Figure 83 plots the energy reserve margin calculated as the difference between the maximum annual production from all plants accounting for energy limits and the annual electricity demands in percentage terms. For exporting and resource abundant countries like Myanmar the energy reserve margins are generally high as seen in the SES and ASES cases where generation is optimised across the region. As noted previously, an energy reserve margin is more suited to measuring systems that are renewables-based.

Figure 84 charts the percentage of electricity generated using domestic resources. The percentage generated using domestic fuel sources is 100% in the SES and ASES but drops to 47% in the BAU due to imported coal requirements. Myanmar has sufficient gas reserves to support its gas generation fleet. Figure 85 below plots the highest share of generation from a particular fuel source. In the BAU, the dominance is held by large-scale hydro initially then becomes coal-fired focused through the rest of the horizon. In the SES and ASES, it is dominated by hydro then solar by around 2033. Figure 86 plots the dependence on coal in all scenarios. The coal share increases past 50% under the BAU case indicating higher reliance on coal whereas the SES and ASES remain at 0%.

Figure 83 Myanmar Security of Supply Measure: Energy Reserve

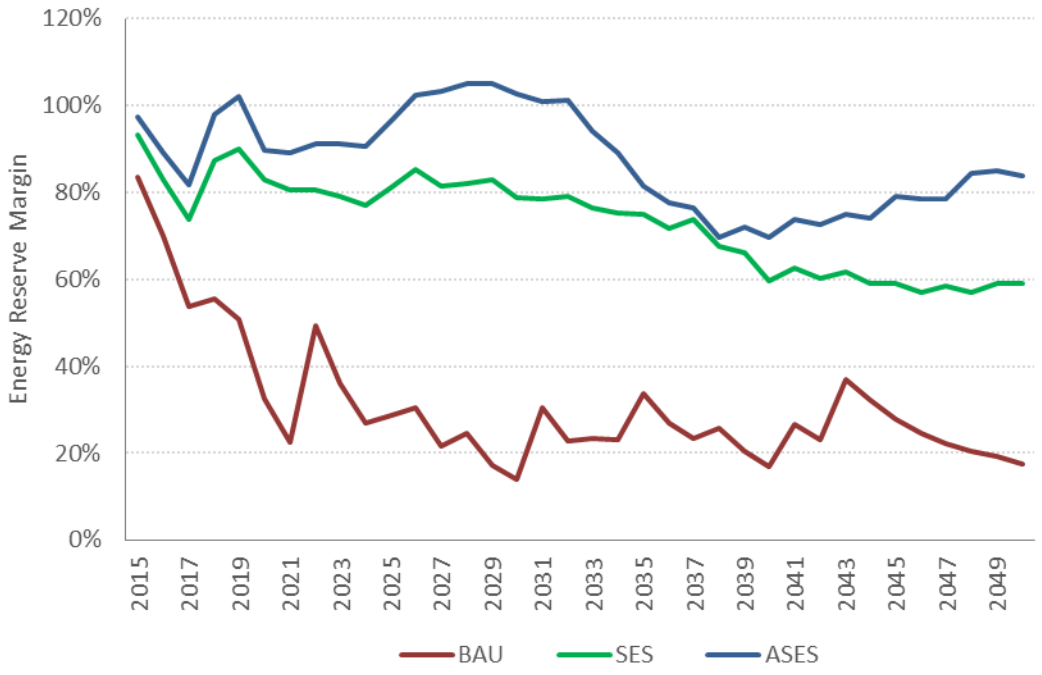


Figure 84 Myanmar Security of Supply Measure: Percentage of Electricity Generated by Domestic Resources

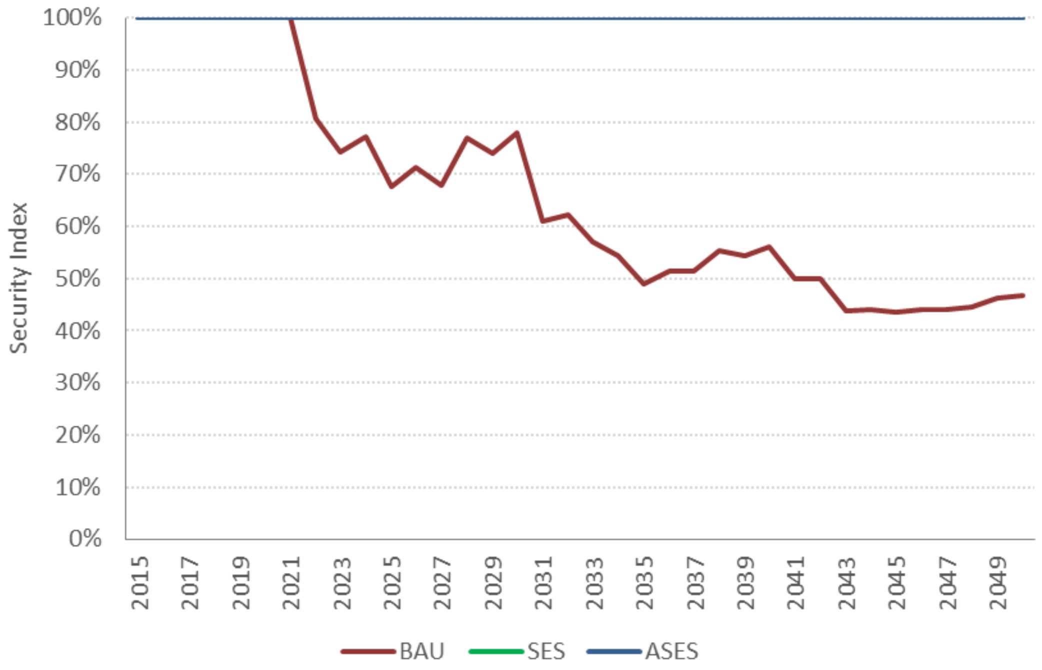


Figure 85 **Myanmar Security of Supply Measure: Maximum Dominance of a Technology in Generation Mix**

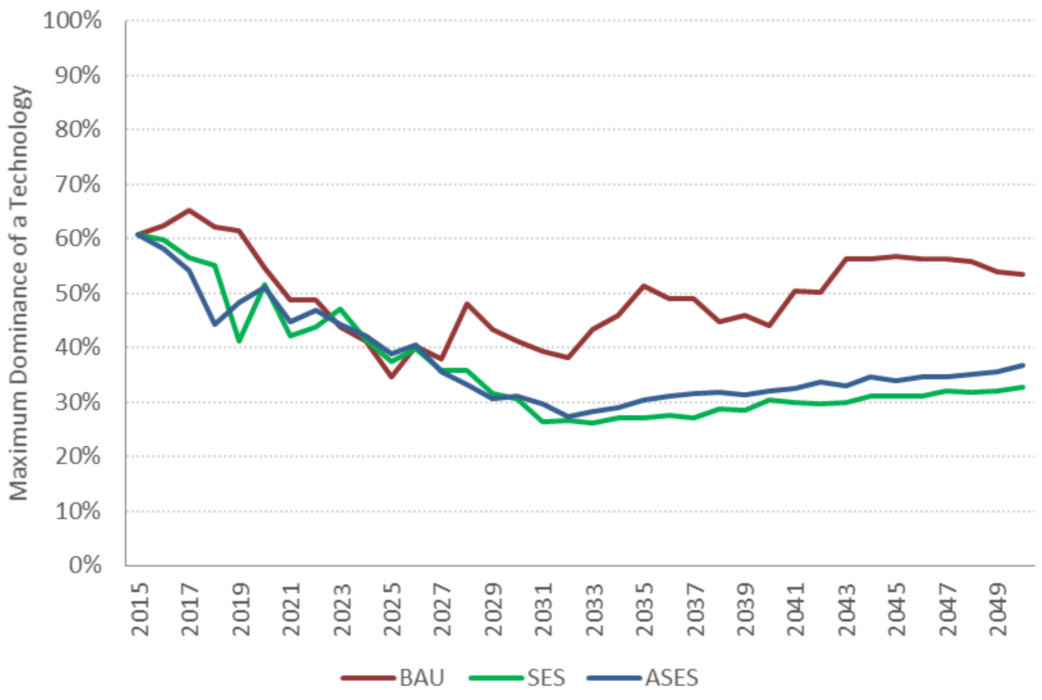
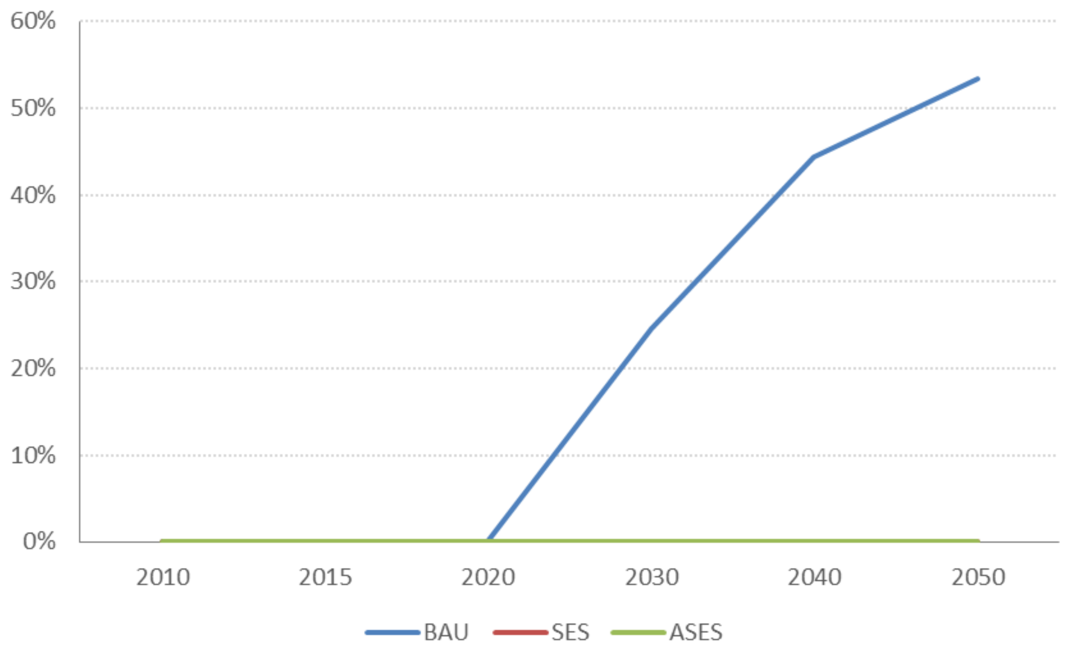


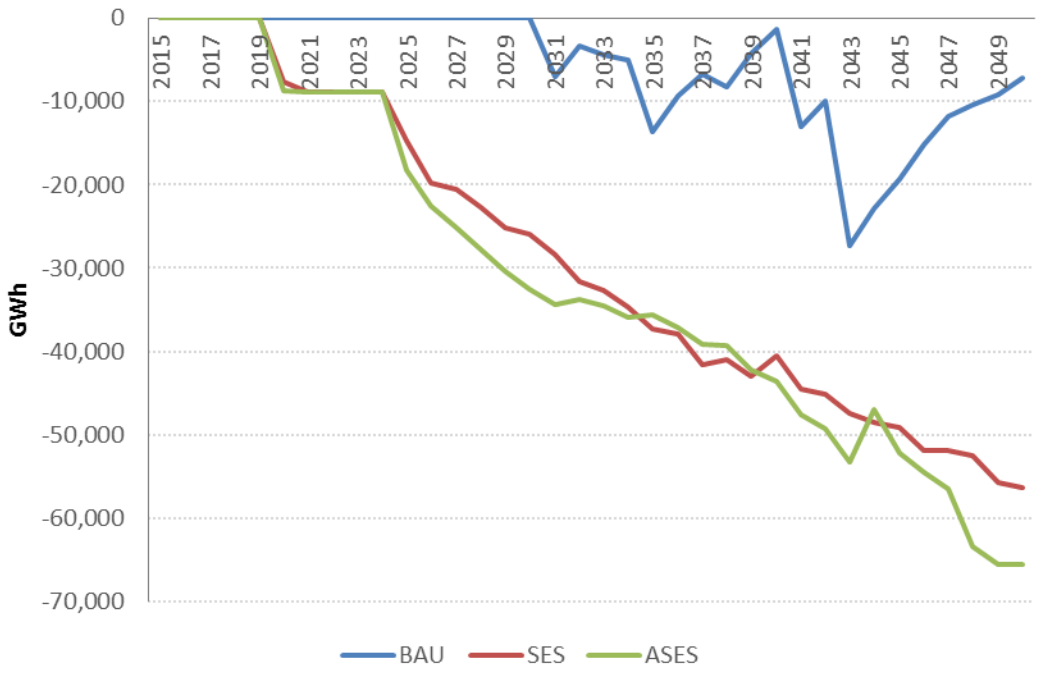
Figure 86 **Myanmar Security of Supply Measure: Coal Share**



8.8 Interregional Power Flows

Figure 87 compares the net flows in and out of Myanmar. Myanmar is a net exporter given its significant renewable resource and development potential. The SES and ASES both have a lot more exports than the BAU with the ASES scenario increasing the most especially in the last 7 or so years driven by the retirement of conventional thermal technologies in the GMS to meet renewable generation targets.

Figure 87 Myanmar Imports and Exports (GWh)



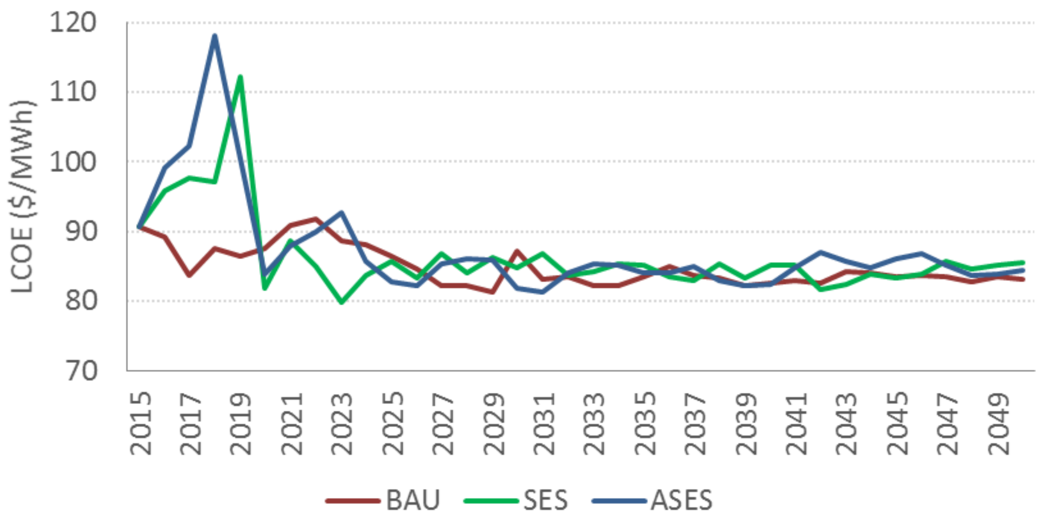
9 Economic Implications

In this section we consider the economic implications of the three scenarios and examine in particular: (1) the levelised cost of electricity (LCOE) generation for the entire system, (2) investment costs, (3) total operating and capital expenditure including the cost of energy efficiency, (4) additional transmission costs from the BAU (since SES and ASES include more off-grid developments), (5) off-grid costs and (6) implications for job creation. The analysis presented is supported by sensitivity analysis to examine how changes in fuel prices impact the LCOE and to examine how a carbon price would affect electricity costs. It should be noted that the analysis presented in this section is done for the purpose of comparison, and that the prices and costs provided are dependent on the fuel price projections and technology cost assumptions that were used in both scenarios and which have been listed in Appendix A and Appendix B.

9.1 Overall Levelised Cost of Electricity (LCOE)

The comparison of the LCOE (only includes generation costs) is shown in Figure 88. The LCOE for the BAU remains relatively flat as higher coal fuel costs are offset by lower LCOE hydro generation. The ASES and SES LCOE initially spikes up with the ramp up of solar and wind developments then closely follows the BAU LCOE as lower fuel costs are offset by more expensive renewable technology developments (CSP, battery and biogas generation). The LCOE in all three scenarios averages US$82/MWh from 2020. This LCOE analysis only compares central grid connected electricity production. It does not include the cost of externalities[35].

Figure 88 Myanmar LCOE for Generation



9.2 LCOE Composition

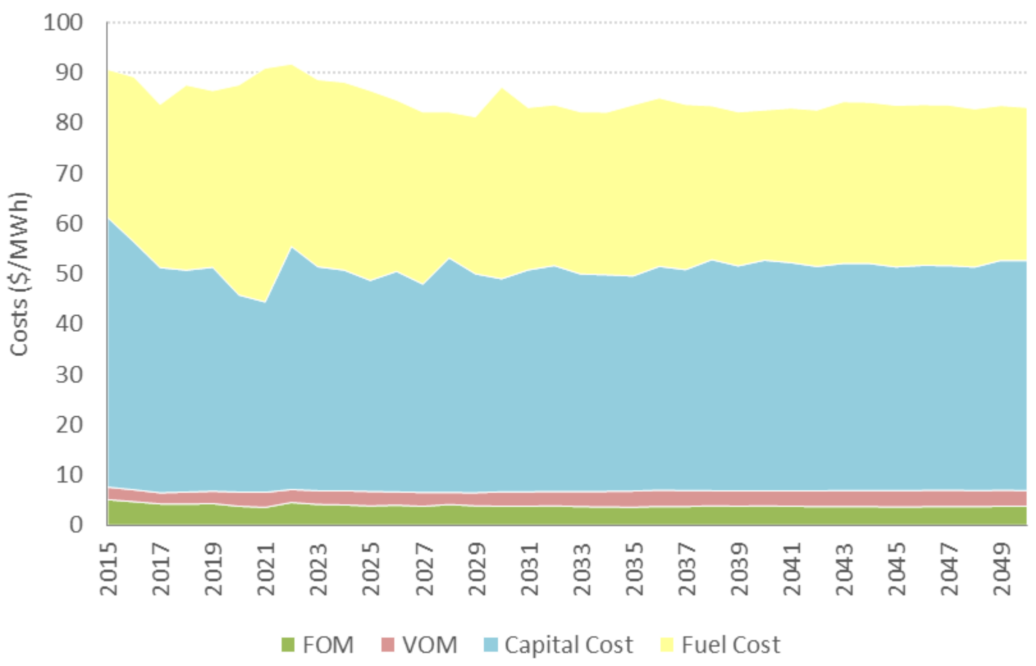
High integration levels of renewable energy allow for the avoidance of fuel costs. In order to understand the structure of the LCOE from the previous section we provide decomposed versions of the LCOE in Figure 88 for the BAU, Figure 89 for the SES and Figure 90 for the ASES. This reveals an important trend in the structure of

[35] A detailed study on the cost of externalities is presented in the following reference: Buonocore, J., Luckow, P., Norris, G., Spengler, J., Biewald, B., Fisher, J., and Levy, J. (2016) 'Health and climate benefits of different energy-efficiency and renewable energy choices', *Nature Climate Change*, 6, pp. 100–105.

the cost of electricity: a thermal-dominated system has a high portion of its costs as fuel costs while a renewable energy dominated power system is more heavily biased towards capital costs. As is shown in the SES and ASES case, the fuel cost component steadily decreases from early in the modelling[36].

The SES and ASES capital costs on a US$/MWh basis increases post 2025 due to greater investments in battery storage, CSP and some ocean energy in the SES and ASES.

Figure 89 Myanmar LCOE Composition in BAU



[36] It does not go to zero due to bio generation.

Figure 90 **Myanmar LCOE Composition in SES**

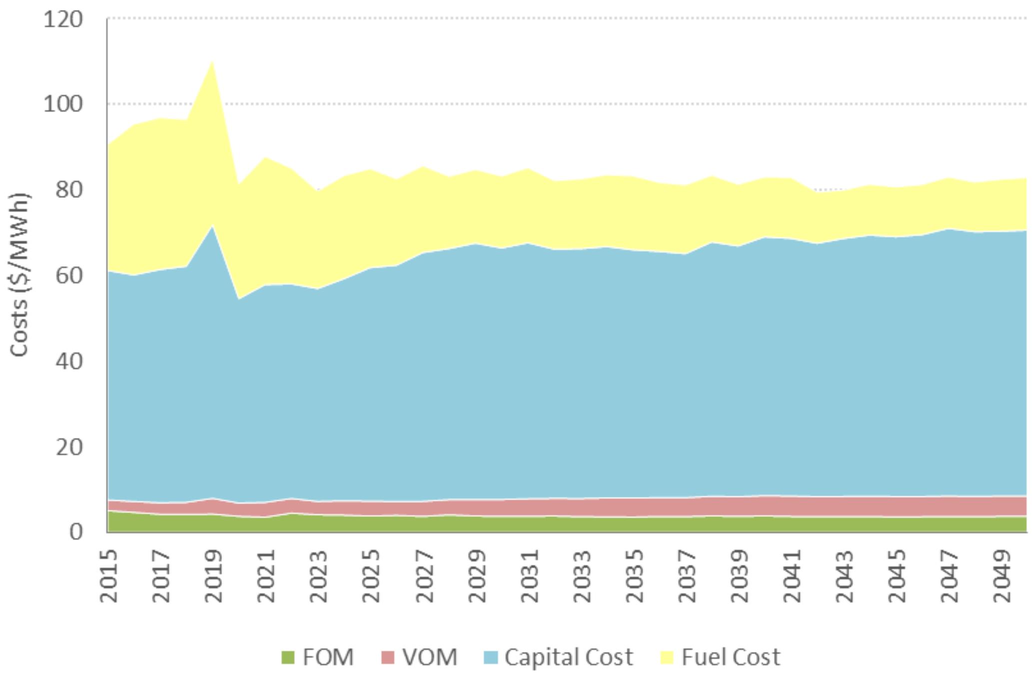
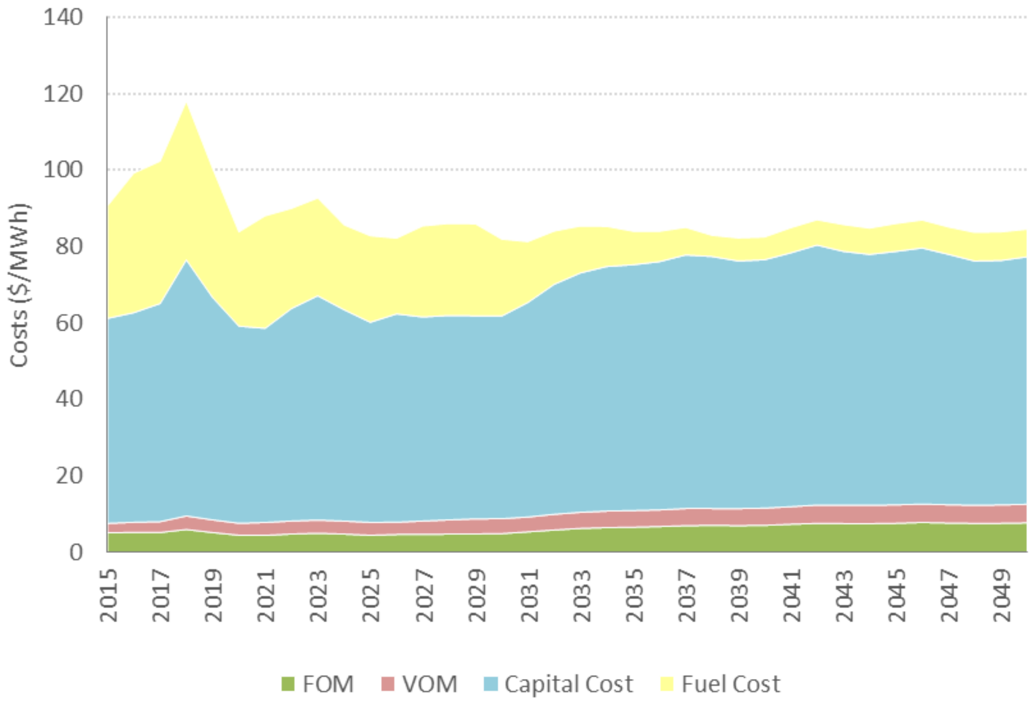


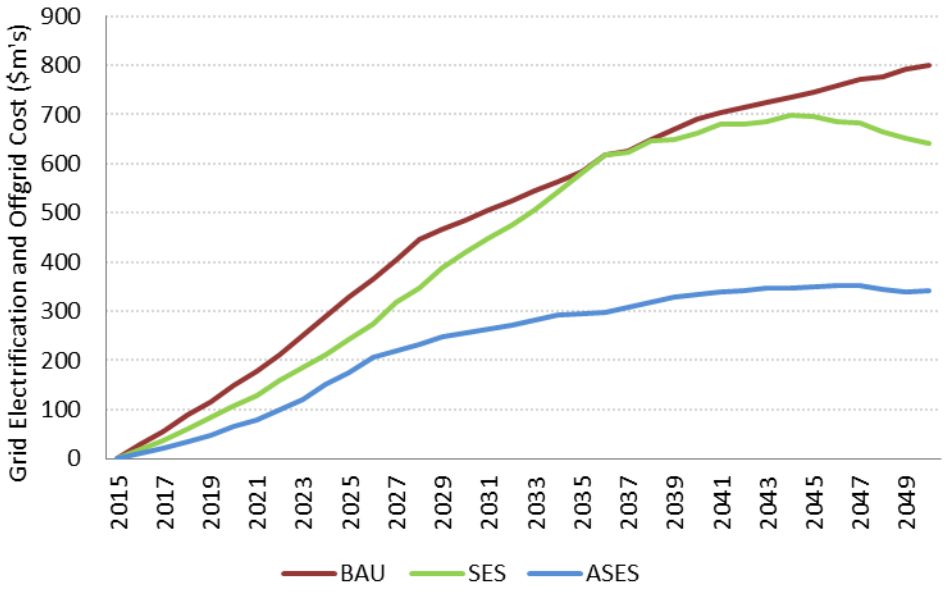
Figure 91 **Myanmar LCOE Composition in ASES**



9.3 Off-grid Cost Comparison

Figure 92 below compares the cost of providing 100% electricity access by 2050 across the three scenarios. The BAU is assumed to achieve close to 100% central grid based electrification by 2030 and the costs relate to grid electrification and grid generation costs to support the electrified loads[37]. The ASES assumes a much slower central grid based electrification which ceases around 2030 when off-grid solar and battery storage becomes economic. The ASES line comprises mainly investment costs relating to residential solar PV and battery storage and a small grid electrification cost component. The SES assumes a 100% central grid based electrification target albeit at a slower pace than in the BAU with off-grid demand supplied with solar PV and battery technology in the interim. The differences are mainly driven by the difference in electricity demands per capita between the scenarios.

Figure 92 Grid Electrification and off-grid Costs



9.4 Cumulative Capital Investment

The following section details the investment costs of meeting demand in Myanmar taking into account exports and imports i.e. costs relating to exported energy is reallocated to the importing countries. Figure 93 shows the cumulative investment in generation CAPEX, grid electrification, off-grid investment and energy efficiency in millions of Real 2014 US$. The earlier observation of the SES and ASES having lower demand owing to energy efficiency gains should be recognised. Figure 93 shows the BAU requiring higher capital investment by the end of the modelling horizon primarily. The SES and ASES includes investment in energy efficiency measures and greater investments in more expensive capital costs of renewable generation. The breakdown of costs by generation type are presented in Figure 94, Figure 95 and Figure 96.

---

[37] Myanmar National Electrification Program Roadmap and Investment Prospectus, Castalia Strategic Advisors (2014). Electrification costs were based on Myanmar's cost estimates of 100% electrification (7.2 million households by 2030) costing US$5.8 billion and pro-rated based on Myanmar population figures.

Figure 93 **Myanmar Cumulative Investment (Real 2014 US$)**

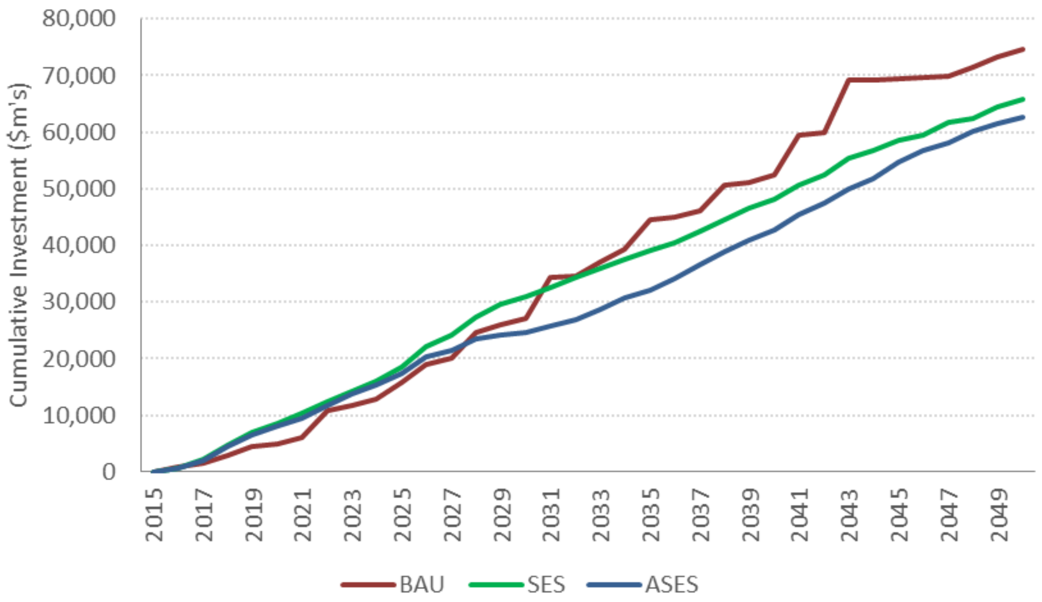


Figure 94 **Myanmar Cumulative Investment by Type (BAU, Real 2014 US$)**

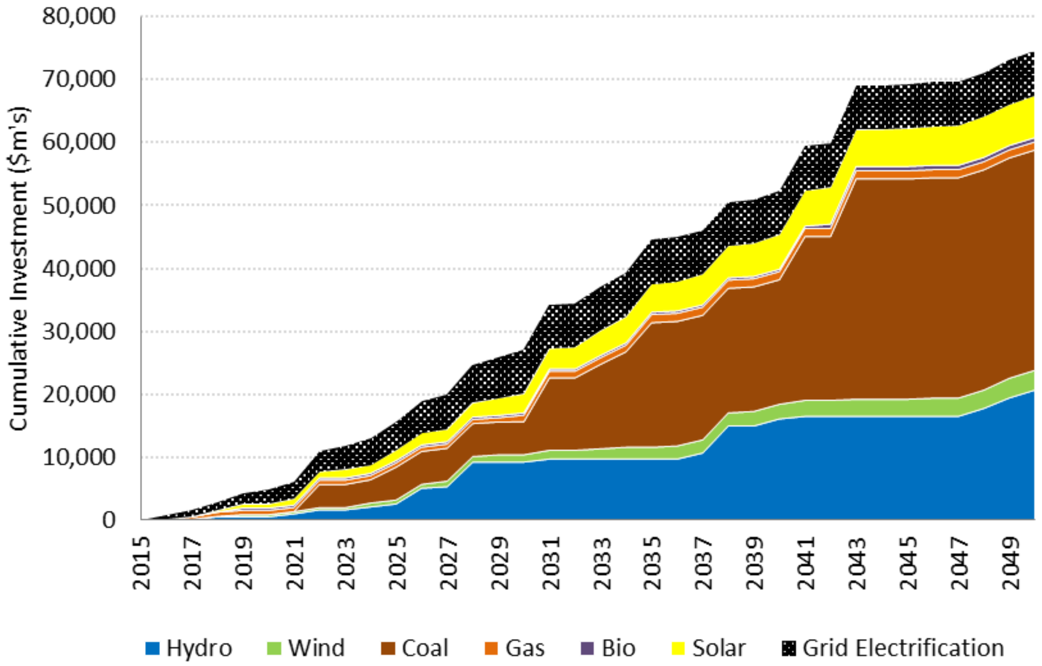


Figure 95 Myanmar Cumulative Investment by Type (SES, Real 2014 US$)

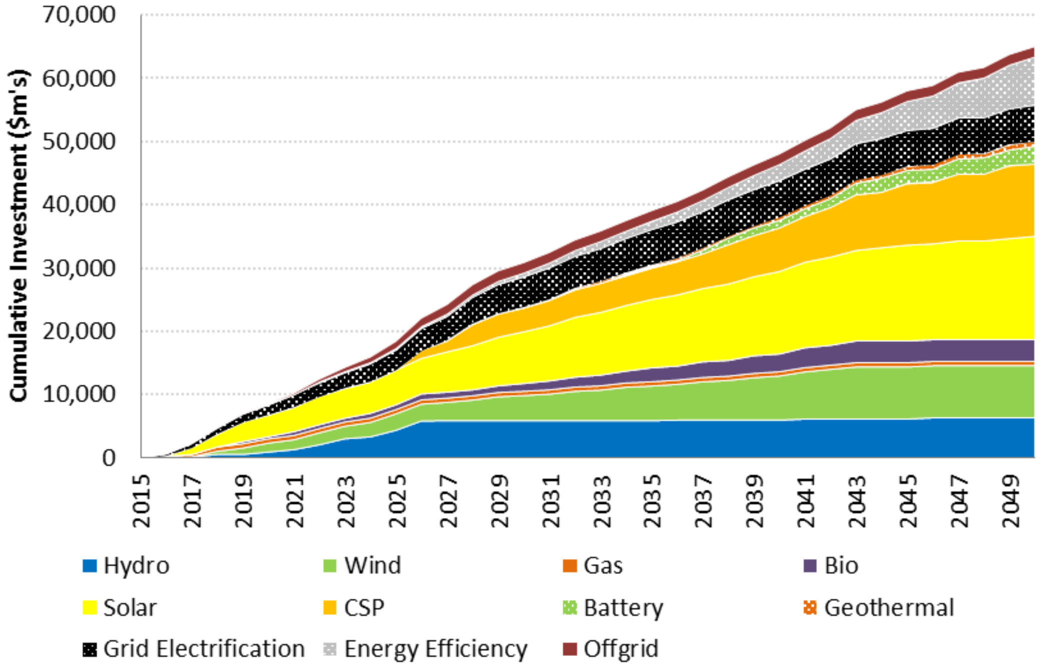


Figure 96 Myanmar Cumulative Investment by Type (ASES, Real 2014 US$)

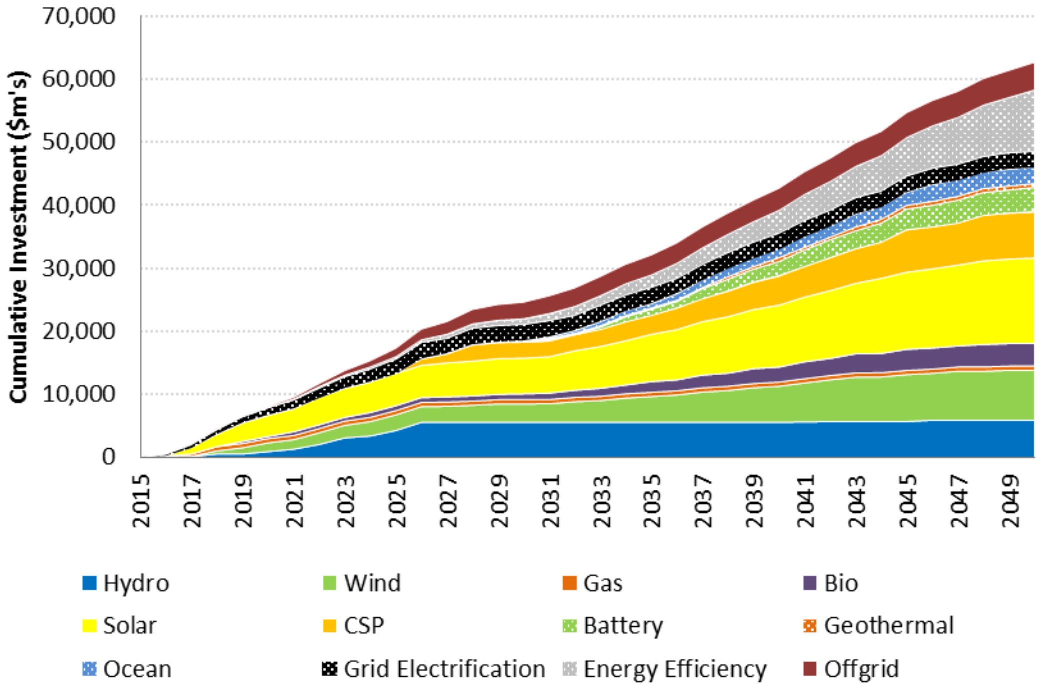


Figure 97, Figure 98 and Figure 99 plot the cumulative investment split for imports and exports. The BAU investment cost is primarily for the country's own electricity demand with only small amounts of power exported (and paid for by the neighbouring countries). By 2050, US$74 billion is required to develop the BAU generation requirements. In the SES, US$65 billion is required to develop generation projects (and energy efficiency) in Myanmar, with a further US$51 billion invested in projects within Myanmar for exporting into Thailand. The ASES requires US$63 billion with an additional US$59 billion invested in Myanmar from neighbouring countries for exports similar to the SES.

Figure 97 Myanmar Cumulative Investment of BAU (Real 2014 US$)

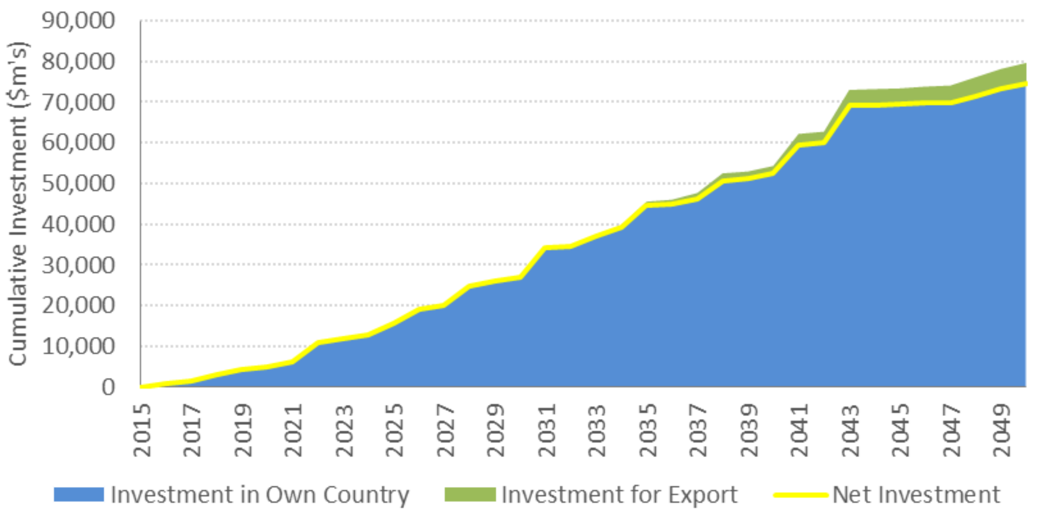


Figure 98 Myanmar Cumulative Investment of SES (Real 2014 US$)

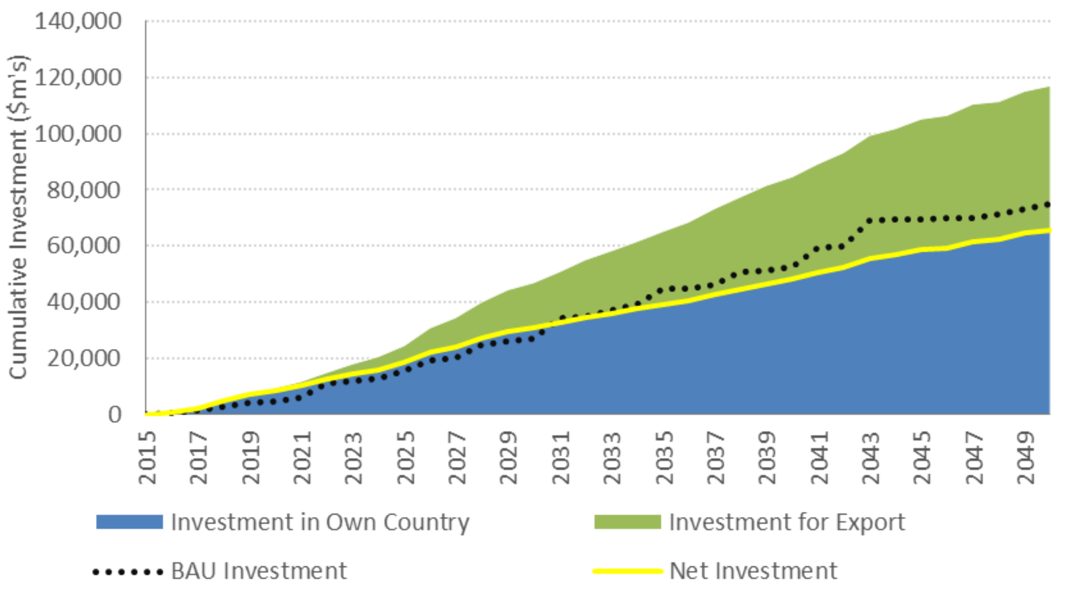
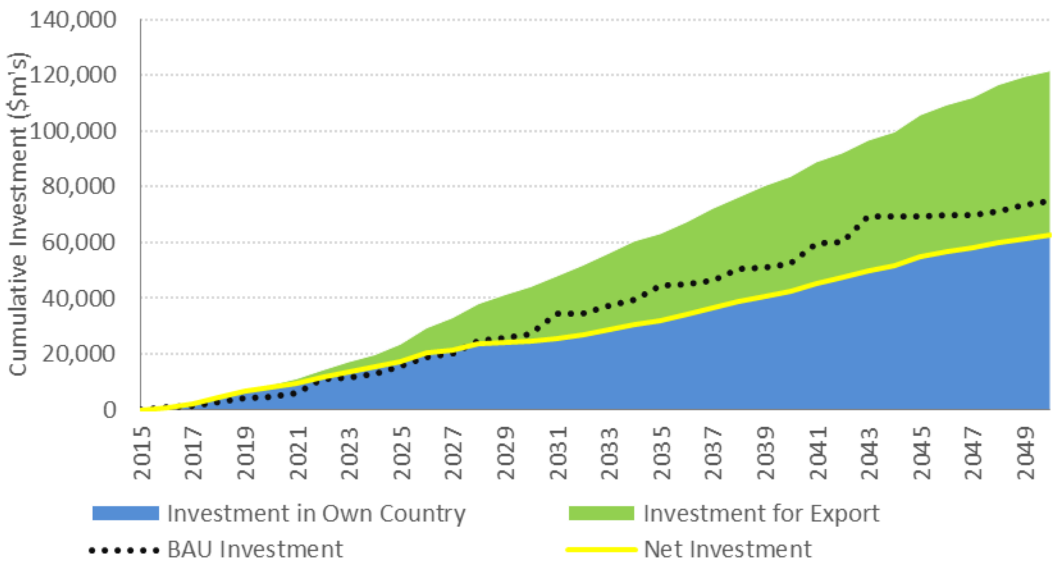


Figure 99 Myanmar Cumulative Investment of ASES (Real 2014 US$)



9.5 Operating, Amortised Capital and Energy Efficiency Costs

Figure 100 plots the total CAPEX, OPEX, grid electrification, off-grid and energy efficiency costs as a proportion of total forecast GDP. Capital expenditure has been amortised over the life of the project to derive annual capex figures. The costs have also been adjusted for exports and imports. The BAU rises to 2.6% of GDP mainly driven by the ramp up in demands in Myanmar. The BAU requires a higher cost outlay than the SES and ASES by about 0.2% of GDP through to 2050. Figure 101, Figure 102, and Figure 103 plots the total system cost for each of the scenarios.

Figure 100 **Total System Cost over GDP**

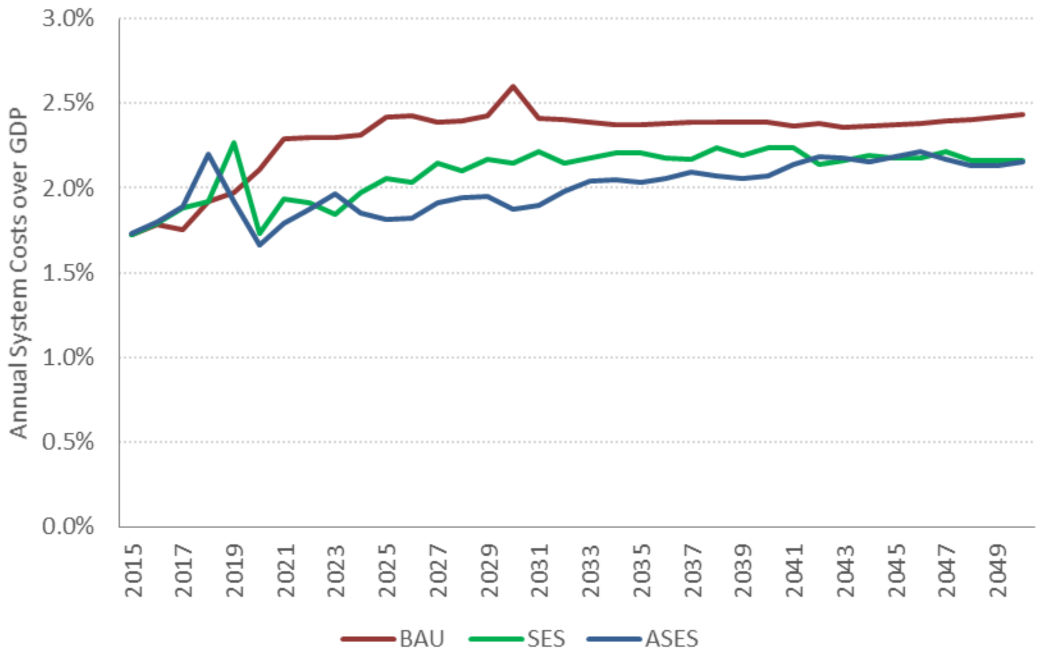


Figure 101 **Total System Cost by Type (BAU)**

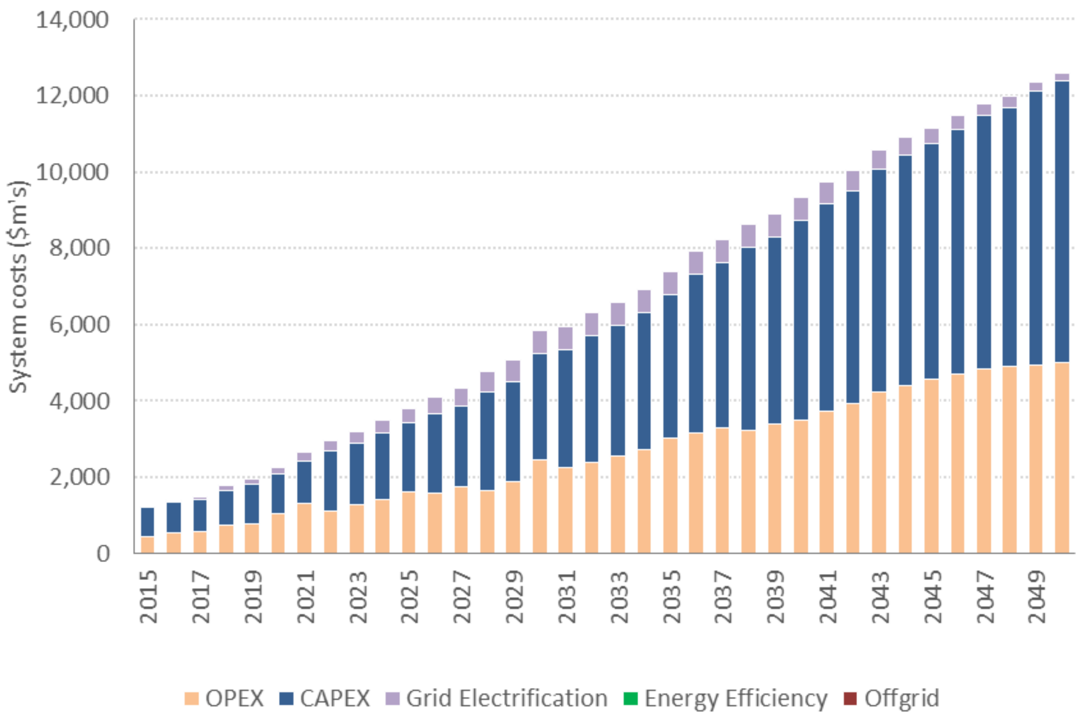


Figure 102 Total System Cost by Type (SES)

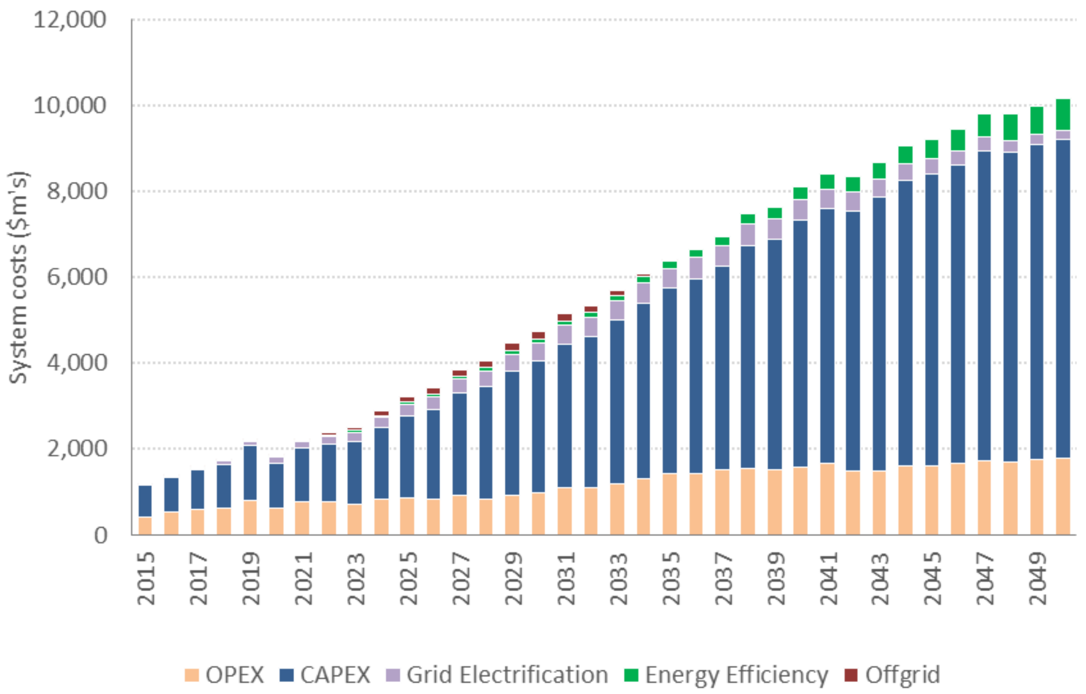


Figure 103 Total System Cost by Type (ASES)

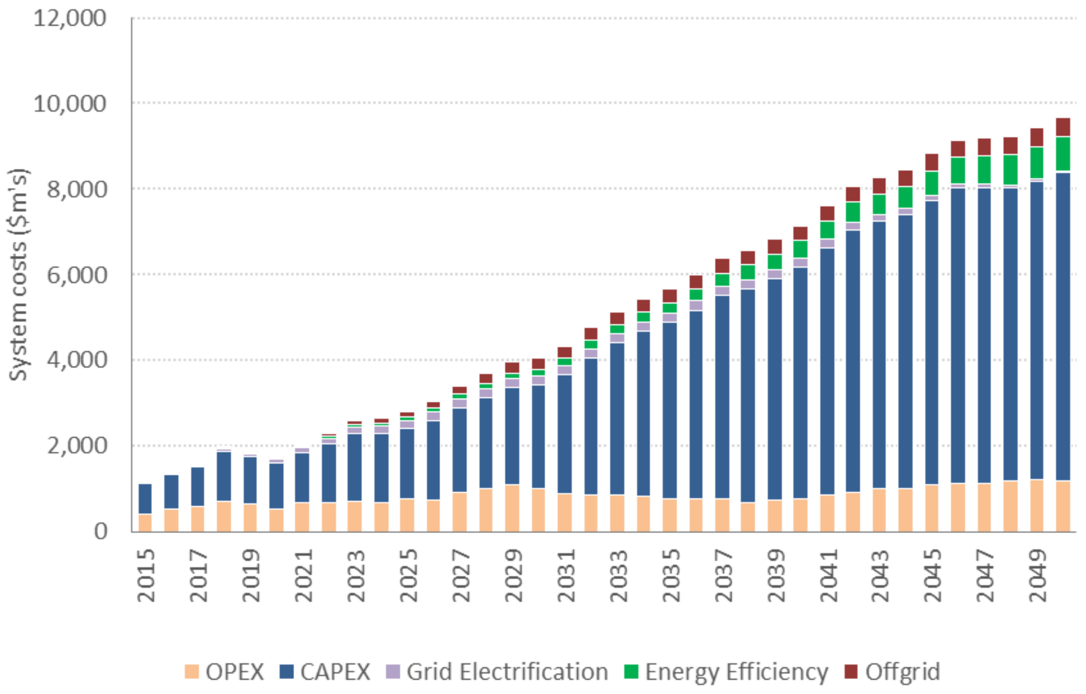
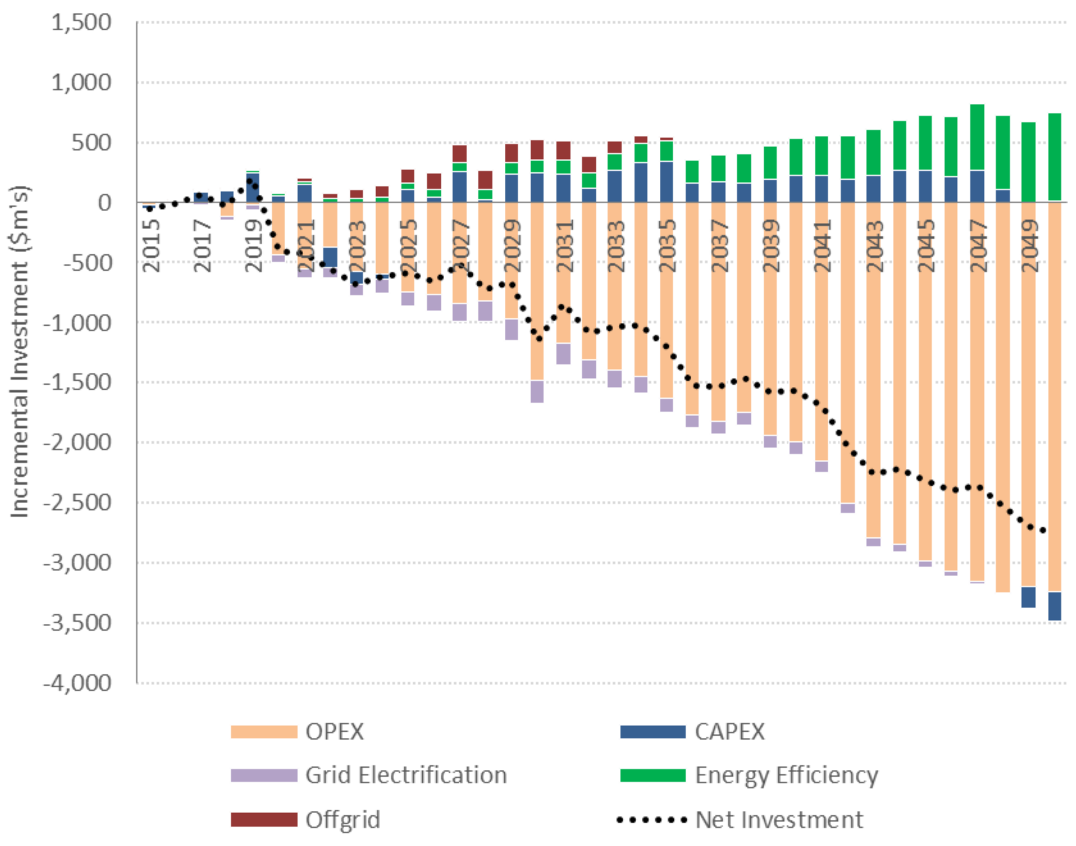


Figure 104 and Figure 105 plots the difference in amortised CAPEX, OPEX, grid electrification and energy efficiency costs between the SES and BAU, and ASES and BAU respectively[38]. The costs have also been adjusted for exports and imports. Positive amounts represent an additional investment required in either the SES or ASES and negative amounts correspond to cost savings.

For the SES against BAU case, there are fuel savings of up to US$3.2 billion as more coal capacity comes online whereas additional CAPEX in the SES is needed over and above the BAU peaking at US$340 million towards 2035. This is due to higher renewable energy technology costs against low cost conventional technologies in the earlier years. After taking into account the US$730 million pa energy efficiency cost, the SES results in significant cost savings of US$2.7 billion pa by 2050.

The ASES experiences additional cost savings in OPEX due to less coal generation offset with slightly higher energy efficiency costs. The CAPEX difference is roughly even driven by accelerated declines in renewable technology costs. Off-grid costs increase driven by greater investment in off-grid supply and is offset by savings in grid electrification costs of up to US$190 million. The ASES net cost saving reaches US$3.1 billion pa by 2050.

Figure 104 Difference in CAPEX, OPEX and Energy Efficiency Costs (SES and BAU)



[38] Off-grid costs here represent the capital costs of off-grid supply whereas grid electrification does not include generation costs.

Figure 105 Difference in CAPEX, OPEX and Energy Efficiency Costs (ASES and BAU)

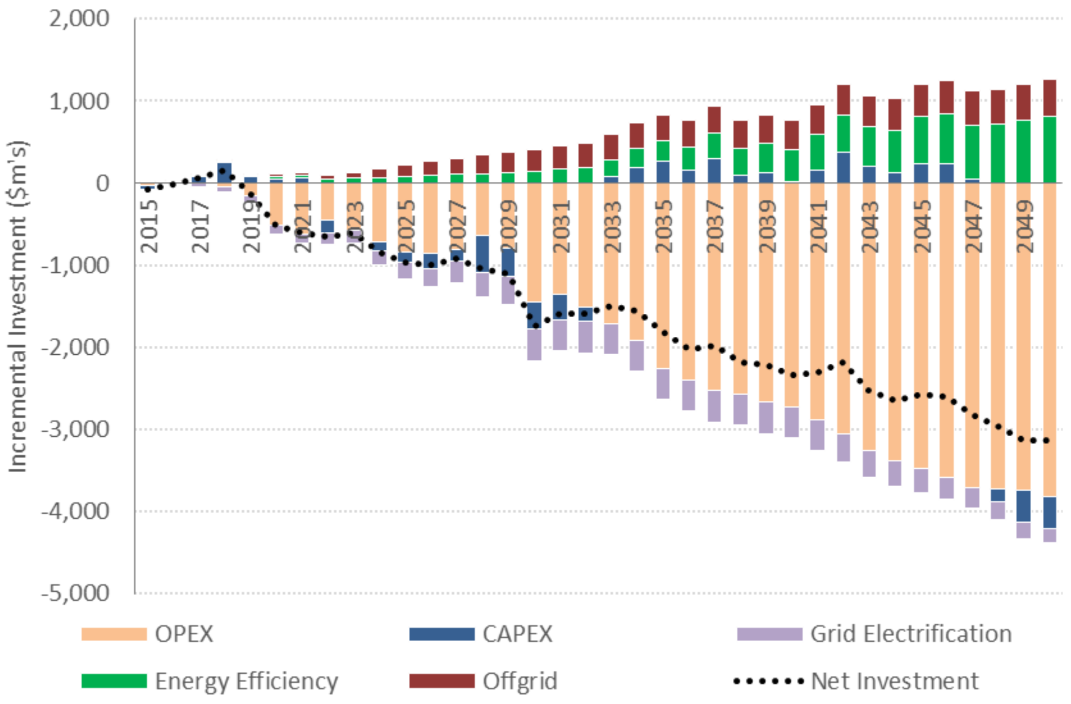


Figure 106 NPV of System Costs (Real 2014 US$)

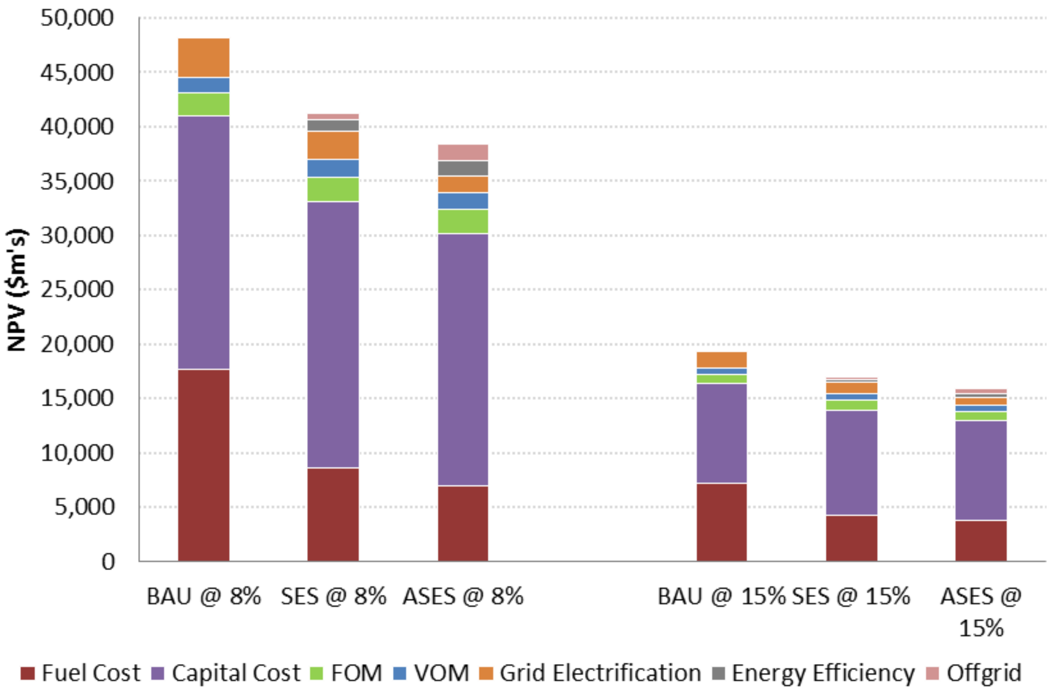


Figure 106 and Table 24 present the net present value of the power system costs by component using an 8% and 15% discount rate. Similar to the conclusions from previous charts, the BAU has the highest cost followed by SES then the ASES. The BAU is comprised of a higher percentage of fuel costs, whereas the ASES has the highest percentage relating to capital costs. The total NPV difference between the BAU and ASES is approximately US$10 billion.

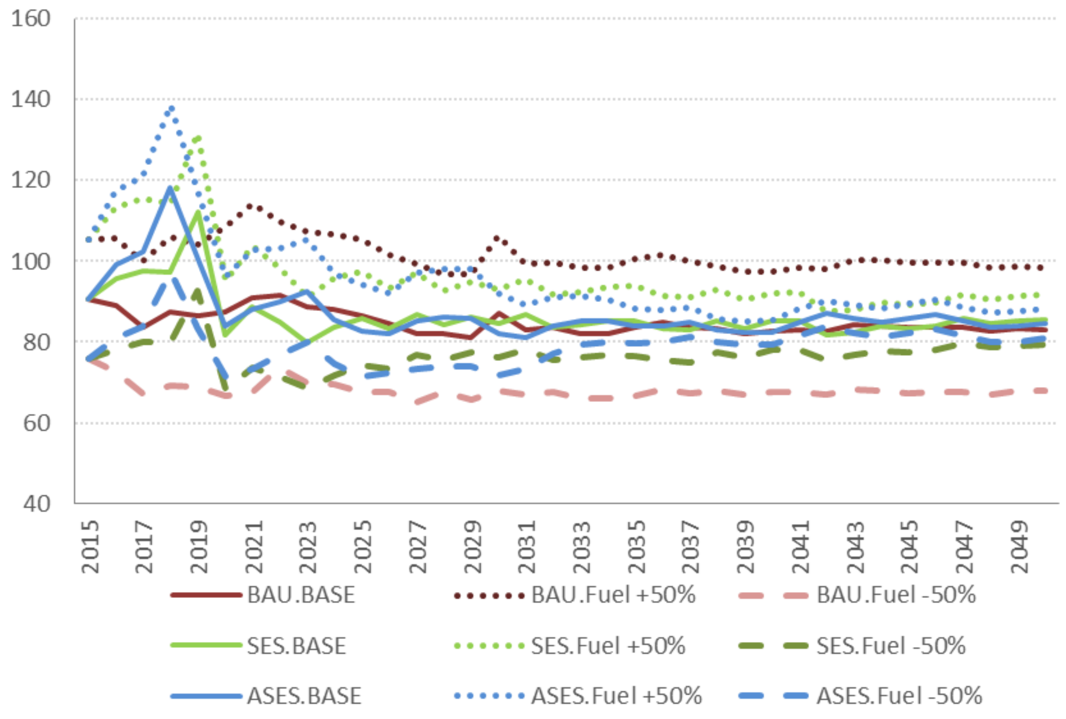
Table 24 NPV of System Costs (Real 2014 US$)

NPV	BAU @ 8%	SES @ 8%	ASES @ 8%	BAU @ 15%	SES @ 15%	ASES @ 15%
Fuel Cost	17,668	8,591	6,951	7,158	4,218	3,770
Capital Cost	23,339	24,462	23,157	9,237	9,696	9,191
FOM	2,046	2,264	2,291	835	875	862
VOM	1,516	1,671	1,514	568	613	563
Grid Electrification	3,588	2,629	1,488	1,481	1,050	658
Energy Efficiency	0	1,071	1,429	0	301	420
Off-grid	0	578	1,563	0	259	495
Total	48,157	41,265	38,392	19,279	17,012	15,959

9.6 Fuel Price Sensitivity

Figure 107 plots the LCOE of the BAU, SES and ASES as discussed in section 9.2. In addition, it plots the LCOE for a 50% increase to the fuel prices, which reflects the difference between IEA's crude oil pricing under the 450 Scenario and the Current Policies Scenario (US$95/bbl and US$150/bbl respectively). It can be seen that the LCOE of the BAU rises more (up to US$5/MWh) against a fuel price increase compared with smaller increases in the SES and ASES as would be anticipated as a direct consequence of having a higher thermal generation share in the BAU compared to renewable energy in the SES and ASES. The SES increases, and the ASES to a smaller extent, as a consequence of bioenergy generation, but still less sensitive to fuel price shocks than the BAU.

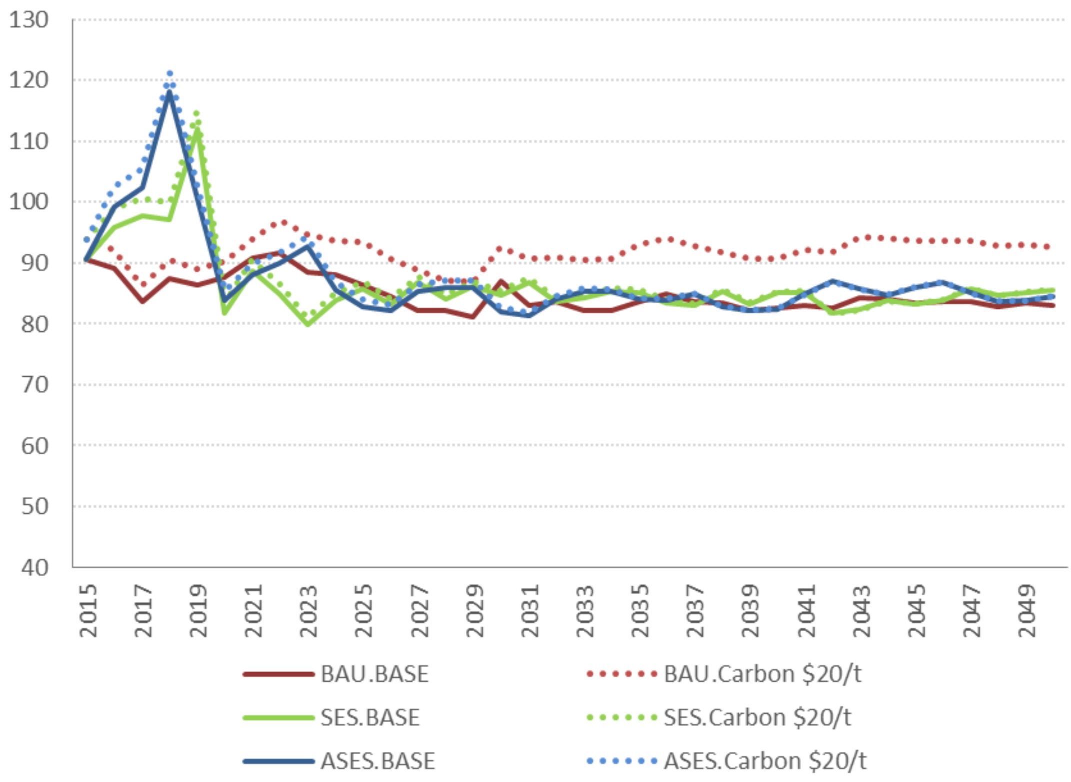
Figure 107 Myanmar Fuel Price Sensitivity (US$/MWh)



9.7 Impact of a Carbon Price

In a similar way to the previous section, Figure 108 plots the LCOE under the BAU, SES and ASES and the LCOE under a carbon price scenario. The carbon scenario puts a US$20/t-CO2 impost throughout the entire modelled period. This is intended to show the sensitivity of the BAU, SES and ASES to the carbon prices. In a similar way to the previous section, this shows that LCOE in the SES and ASES is insensitive to carbon prices by 2050 while for the BAU, it adds an additional US$8 Real 2014 US$/MWh to the LCOE because of its coal generation.

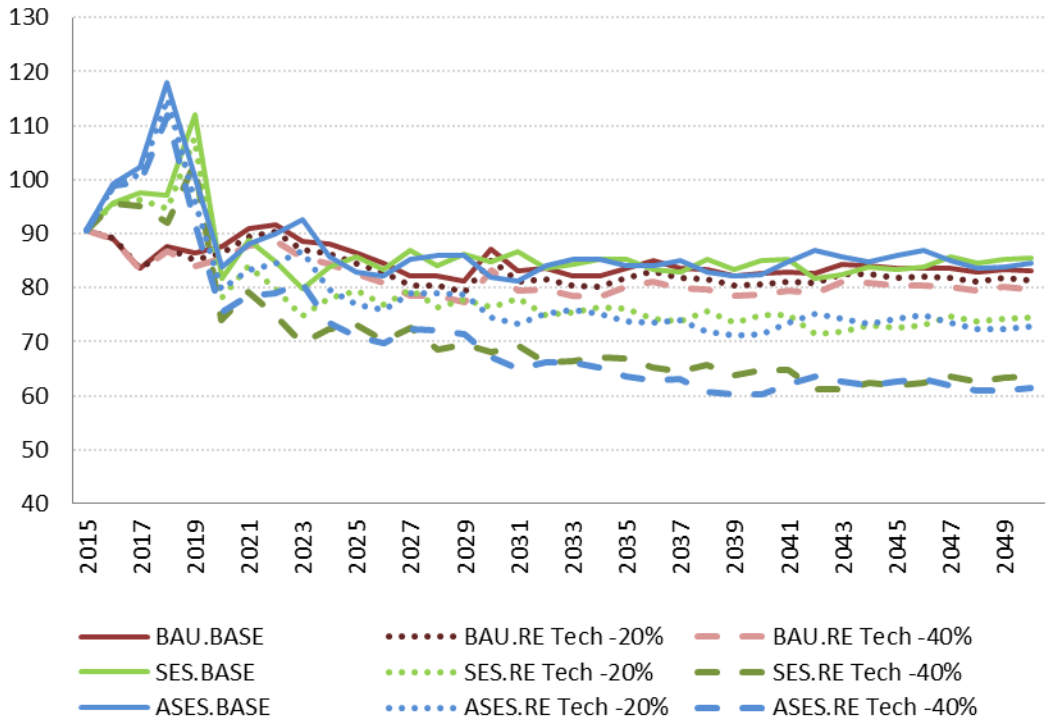
Figure 108 Myanmar Carbon Sensitivities (US$/MWh)



9.8 Renewable Technology Cost Sensitivity

Figure 109 shows the LCOE sensitivity to 20% and 40% decreases in renewable technology costs. As expected the ASES followed by the SES is the most sensitive with potential declines of up to US$23/MWh. The results also show that a 20% drop in the assumed renewable technology CAPEX will bring the SES and ASES LCOE well below the BAU.

Figure 109 Myanmar Renewable Technology Cost Sensitivities (US$/MWh)



9.9 Jobs Creation

To assess the implications for Job Creation for each scenario we applied the methodology used by the Climate Institute of Australia. The methodology is summarised in Appendix C. The numbers of jobs created for each of the scenarios are shown in Figure 110, Figure 111 and Figure 112. The job categories shown include: manufacturing, construction, operations and maintenance and fuel supply management. Figure 113 provides a comparison of total jobs created for BAU, SES and ASES. The key observations are:

- Across all scenarios, manufacturing and construction account for most of the jobs with a much smaller share attributable to O&M and fuel supply.
- The BAU job creation profile peaks at around 55,000 jobs compared to SES job creation peaking towards 140,000 or more than two times that in the BAU. This is entirely driven by renewable energy developments that require more jobs in the manufacturing and construction phases. See Appendix C for assumptions.
- The ASES job creation peaks at 155,000 jobs, almost more than three times that of the BAU driven by even more renewable energy projects required as the region moves towards a 100% renewable generation target by 2050. The significant difference against the BAU is also driven by the need to develop projects in Myanmar for exporting to its neighbouring countries.
- Different skills are required between the scenarios, BAU has people working on conventional coal and hydro, whereas the SES and ASES has people mainly working on solar & battery storage systems.
- Note that the manufacturing and fuel supply jobs shown to be created may not be created within Myanmar with manufacturing of equipment and fuel management (for imported fuels) occurring in other countries.

Figure 110 Job Creation by Category (BAU)

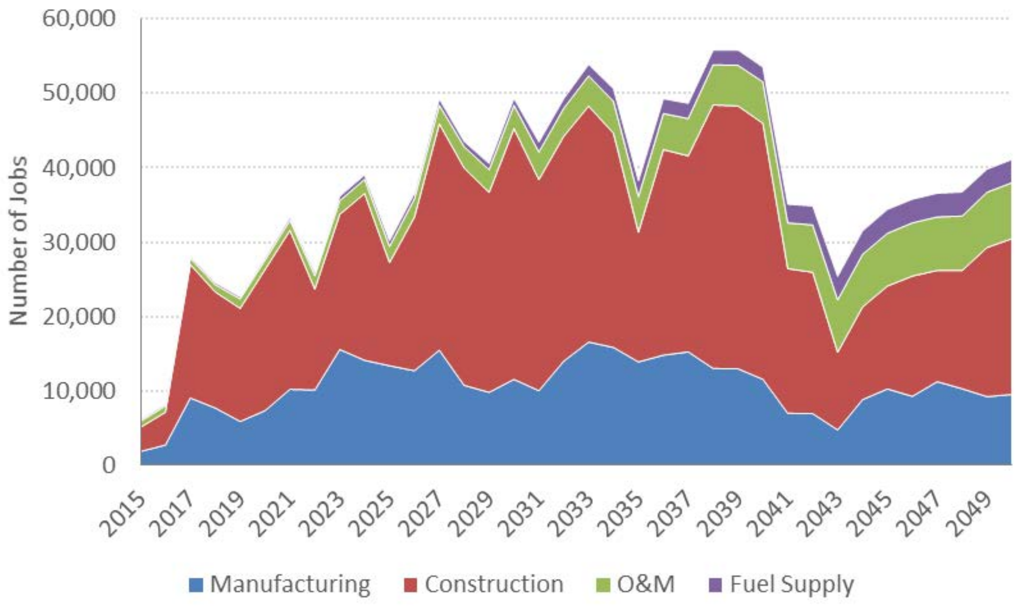


Figure 111 Job Creation by Category (SES)

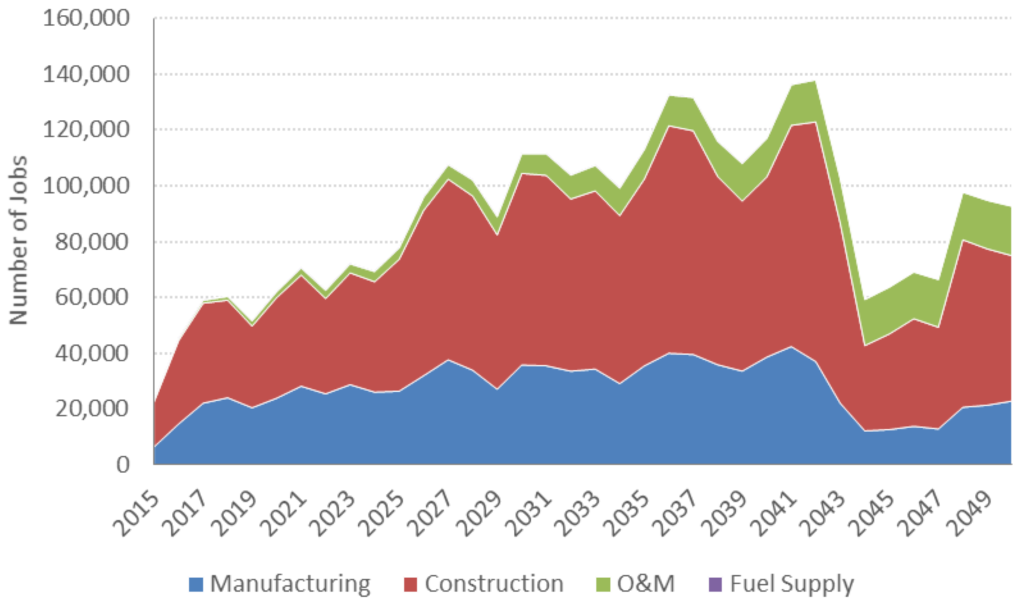


Figure 112 Job Creation by Category (ASES)

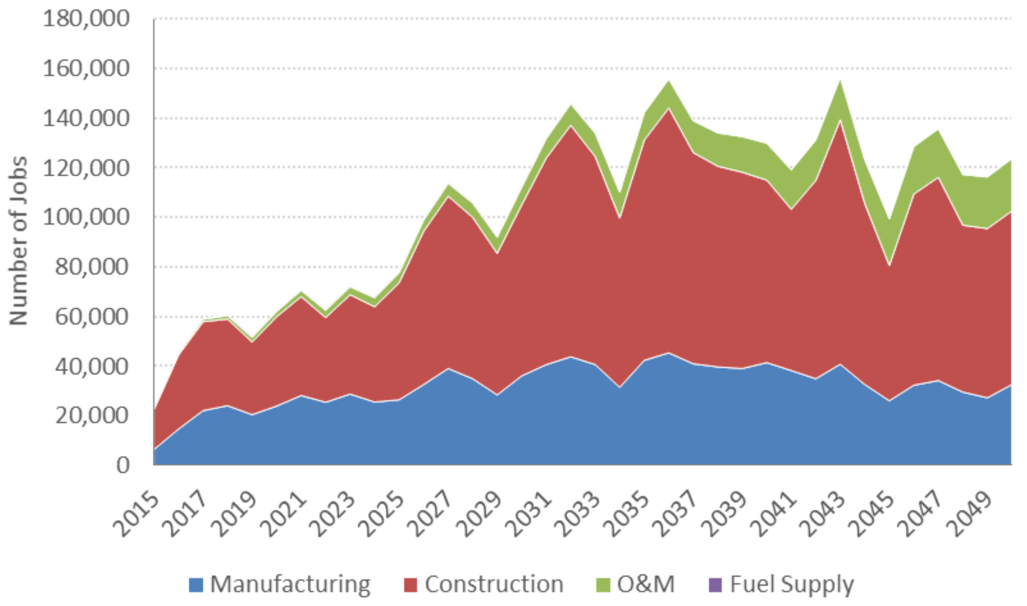
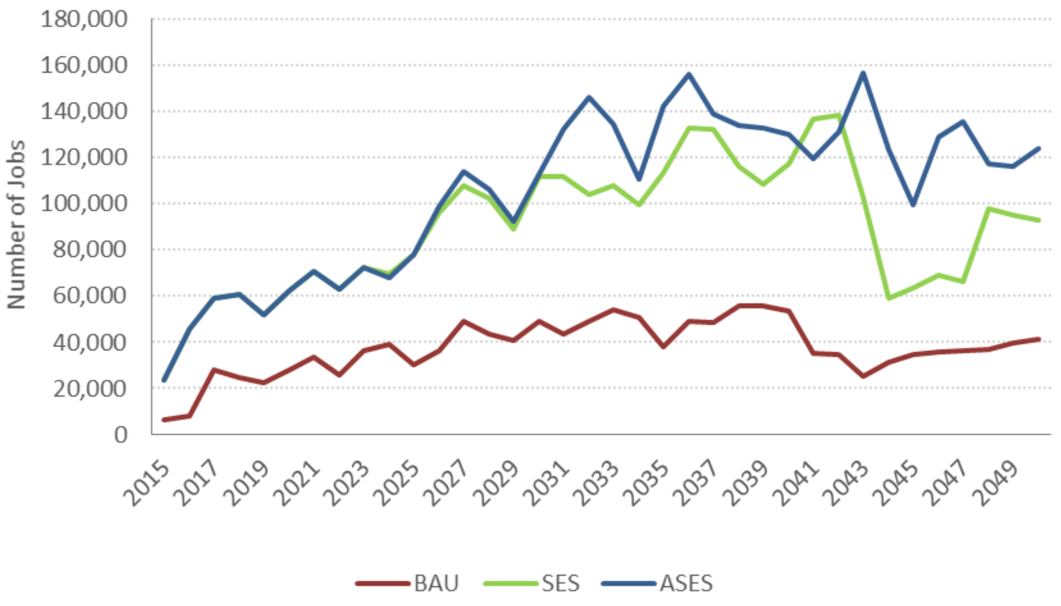


Figure 113 Total Job Creation Comparison BAU, SES and ASES



10 Conclusions

Myanmar's electricity sector has experienced significant growth in demand in the recent past putting pressure on aging and inadequate infrastructure. This has resulted in the deployment of stop gap measures in the form of investment in small gas engine technologies and distribution system rehabilitation programs. As the country's economy has been undergoing a process of economic reform, the outlook and prospects for economic growth in the near term future are optimistic. Key to economic growth in the country will be a continuous supply of energy to enable the country to prosper. The ongoing enhancement and expansion of Myanmar's electricity industry is thus an important part of enabling economic growth to occur. Myanmar also has one of the lowest electrification rates in the region. Enhancing energy access is therefore a major concern. Strategies for enhancing access to electricity include the approach of investing heavily in transmission and distribution equipment to expand the national grid as is the traditional approach, or, given advances in distributed technologies; deployment of distributed generation solutions.

In this report we have presented the findings of power system modelling of Myanmar's power system for a Business as Usual (BAU), Sustainable Energy Sector (SES) and Advanced SES (ASES) scenarios. The BAU outlook assumed that future power sector developments would be based on continued large scale hydro development, imported coal projects and at a later stage, natural gas. The SES and ASES have both taken measures to instead deploy a maximal amount of renewable energy and apply energy efficiency measures. This provides some alternative scenarios for the country's electricity sector. The SES and ASES both also assume a more rapid program of cross-border interconnection in the GMS, which allows the region to more fully exploit diversity in demand as well as geographically dispersed areas with high renewable energy potential. This allows the region to benefit from the development of Myanmar's significant solar, wind and biomass potential.

10.1 Comparison of Scenarios

The following are the key conclusions that have been drawn from the analysis:

- The SES delivers an energy efficiency gain beyond the BAU case of about 29% compared to the BAU. The ASES delivers efficiency gains of 33% after doubling transport electricity demand;
- The SES and ASES are able to achieve a power system that delivers 100% of generation from renewable energy resources (including large-scale hydro) by 2050. In contrast, 41% of the generation in the BAU is provided by renewable energy resources[39];
- By 2050, the SES and ASES avoid around 75 million tons of greenhouse gas emissions per year compared to the BAU. The SES and ASES intensity goes to zero vs. 0.48 t-CO2/MWh for the BAU case by 2050. The BAU case achieves a higher emissions intensity level because of increased coal generation reliance while the SES and ASES deliver a low emissions intensity due to widespread deployment of solar and wind technologies.
- Based on some simple measures for energy security:
  - Under the ASES and SES, Myanmar benefits from a more diverse mix of technologies and is not as dependent on a single source of primary energy as the BAU; for example, the BAU is highly dependent on large-scale hydro and coal, while the SES and ASES diversifies supply across a range of renewable energy technologies;
  - The BAU has 47% of its generation from domestically controlled and managed resources compared to the SES and ASES at 100%; and
  - The ASES and SES achieves a reliable power system through coordination on both the supply and demand side of the industry, with similar energy reserve margins as the BAU. Though as a measure of energy supply storage and flexibility the ASES and SES overall are lower than the BAU, which

[39] Large-scale hydro is included

means that the BAU would be more resilient against extreme events. This enhances the need to pursue an integrated regional power system through cross-border trading. While modelling has shown that the ASES and SES is operationally feasible (even with less directly dispatchable resources in the SES compared to the BAU), stress testing of both the BAU, SES and ASES scenarios against more significant threats to the operation of the power system would likely not be handled as well compared to the BAU. More work to understand and develop appropriate mitigation measures is required.

10.2 Economic Implications

10.2.1 Electricity Costs

Based on the outcomes of modelling the BAU, SES and ASES scenarios, we also examined the following issues in relation to electricity costs: (1) levelised cost of electricity, (2) investment requirements, (3) sensitivity of electricity prices to fuel price shocks, and (4) the implications of a price on carbon equivalent emissions for electricity prices. Based on this analysis we draw the following conclusions:

- The BAU requires higher levels of capital investment than the SES and ASES, and in relation to generation costs, the SES and ASES across the modelling period deliver a lower overall generation cost;
- Under the SES and ASES significant benefits are gained in the form of avoided fuel costs and this contributes to achieving a lower overall dollar cost for Myanmar. The observation is made that the composition of LCOE under the SES and ASES is largely driven by investment costs, hence exposure to fuel shocks is significantly reduced; and
- The LCOE under the SES and ASES is also largely insensitive to a carbon price, as could be reasonably anticipated for a power system that is entirely dominated by renewable energy.

10.2.2 Investment Implications

From 2015 to 2050, the overall investment for each scenario is similar: US$75 billion in the BAU compared to US$66 billion in the SES and US$63 billion in the ASES (Real 2014 US$). However, the composition of the investments is quite different. The BAU directs most investment (75%) to coal and hydro projects, while in the SES (and ASES) investments are spread over a wider range of technologies: 42% (33%) is directed to solar[40] and battery system technologies, with other significant investments in energy efficiency measures (12% SES and 15% ASES), wind (13% in SES and ASES) and off-grid. Clearly, compared to the BAU, the SES and ASES will require investments across a more diverse range of technologies and also technologies that are of a smaller scale and more distributed rather than a smaller number of large scale developments as per the BAU. This highlights the importance to the SES and ASES of having investment frameworks for energy infrastructure that can accommodate a larger number of smaller investments.

10.2.3 Jobs Creation

The SES and ASES scenarios both result in quite different technology mixes for Myanmar compared to the BAU. Each has quite different implications for the workforce that would be required to support each scenario. Based on analysis of the required jobs we estimate that[41]:

- The BAU from 2015 to 2050 would be accompanied by the creation of some 1.4 million job years[42] (28% manufacturing, 57% construction, 11% operations and maintenance, and 4% fuel supply);

---

[40] PV and CSP technologies.

[41] Based on the employment factors presented in Appendix C.

[42] A job year is one job for one person for one year. We use this measure to make comparisons easier across each scenario as the number of jobs created fluctuates from year to year.

- The SES would involve the creation of some 3.2 million job years (31% in manufacturing, 59% in construction, 10% in operations and maintenance and 0.1% in fuel supply); and
- The ASES would involve the creation of 3.8 million job years (30% in manufacturing, 60% in construction, 9% in operations and maintenance and 0.1% in fuel supply).

10.3 Identified Barriers for the SES and ASES

While Myanmar has abundant renewable energy resources, the renewables industry is underdeveloped, and faces a number of issues in developing viable projects, including:

- Lack of a fully transparent institutional and legal framework to support exploration, development, and deployment;
- There are no specific renewable energy incentives at present;
- Limited financial capital to support research and development, market-based investment programs, and development of physical infrastructures
- Subsidised cost of electricity and petroleum products that discourages investments into renewable energy;
- Lack of human resource capacity;
- Lack of adequate transmission and distribution infrastructure;
- Competition from cheaper gas alternatives (Myanmar has the 10th largest gas reserves of any country);
- No information and educational programs; and
- Inadequate inter-governmental cooperation in the electricity market generally.

The ASES and SES also require a high level of energy efficiency measures to be implemented. Some of the current barriers to achieving significant energy efficiency reform include:

- Lack of well-defined policies, strategies and plans for promoting energy efficiency and conservation;
- There are no specific incentives at present to encourage energy savings;
- Limited financial capital to support research and development, market-based investment programs, and development of consumer support schemes;
- Subsidised cost of electricity and petroleum products that discourages energy efficiency and conservation;
- Lack of human resource capacity; and
- Lack of information and educational plans.

10.4 Recommendations

The following are key recommendations to reduce the barriers and "enable" the SES and ASES:

- Formation of more comprehensive energy policies to create an environment that is appropriate for investment in renewable energy technologies and energy efficiency measures. Investor confidence in renewable energy investment will be enhanced by having a transparent regulatory framework that provides certainty to investors and appropriately considers the ramifications of high levels of renewable energy in the generation mix.
- Conduct more detailed assessments of renewable energy potential and make the results publicly available to enable prospective investors to understand the potential, identify the best opportunities and subsequently take steps to explore investment and deployment.
- Knowledge transfer and capability building in the renewable energy technologies and energy efficiency for policy makers, staff working in the energy industry, as well as within education institutions to ensure the human capacity is being developed to support a national power system that has a high share of generation from renewable energy. As we have shown the SES and ASES will require a large number of skilled workers to support a technology mix that is centred on renewable energy.
- Investments in ICT systems to allow for greater real-time monitoring, control and forecasting of Myanmar's national power system, including SCADA/EMS, and smart-grid technology and renewable

energy forecasting systems and tools. This will enable efficient real-time dispatch and control of all resources in Myanmar's national power system and will create an environment more conducive for the management of high levels of renewable energy in the generation mix.

- Take measures to encourage cross-border power trade in the region, as this works to the advantage of exploiting scattered renewable energy resource potentials and diversity in electricity demand. In particular:
  - Develop an overarching transmission plan that has been informed by detailed assessments and plans to leverage renewable energy potential in the region and diversity in demand and hydrological conditions. We see that in all scenarios Myanmar becomes a net exporter of electricity, however, in the SES and ASES the volume of exports is greater than in the BAU as Myanmar's high level of renewable energy are developed to benefit of the region as a whole.
  - Enhance technical standards and transmission codes in each country to allow for better interoperation of national power systems.
  - Establish dispatch protocols to better coordinate real-time dispatch of power systems in the region to make the best use of real-time information and continuously updated demand and renewable generation forecasts.
  - Develop a framework to encourage energy trade in the region, and in particular towards a model that can support multilateral power trading via a regional power market or exchange (for example).
- Take measures to improve power planning in the region to:
  - Explicitly account for project externalities and risks,
  - Evaluate a more diverse range of scenarios including those with high levels of renewable energy,
  - Take into consideration energy efficiency plans,
  - Take into consideration overarching plans to have tighter power system integration within the region, and
  - Carefully evaluate the economics of off-grid against grid connection where this is relevant.

Appendix A Technology Costs

Table 25 sets out the technology cost assumptions that were used in the modelling presented in this report for the BAU and SES scenarios. Table 26 sets out the technology costs used in the ASES. The technology costs of coal and gas do not include overheads associated with infrastructure to develop facilities for storing / managing fuel supplies. These costs were however accounted for in the modelling.

Figure 114 and Figure 115 presents the levelised cost of new entry generation based on assumed capacity factors. LCOE levels presented in Section 9 are based on weighted average LCOE's and modelled output and will differ from the LCOE's presented here. The LCOE for battery storage is combined with solar PV technology assuming 75% of generation is stored for off-peak generation.

Table 25 Technology Costs Assumptions for BAU and SES Scenarios

	Technology Capital Cost (Unit: Real 2014 US$/kW)			
Technology	**2015**	**2030**	**2040**	**2050**
Generic Coal	2,492	2,474	2,462	2,450
Coal with CCS	5,756	5,180	4,893	4,605
CCGT	942	935	930	926
GT	778	772	768	764
Wind Onshore	1,450	1,305	1,240	1,175
Wind Offshore	2,900	2,610	2,480	2,349
Hydro Large	2,100	2,200	2,275	2,350
Hydro Small	2,300	2,350	2,400	2,450
Pumped Storage	3,340	3,499	3,618	3,738
PV No Tracking	2,243	1,250	1,050	850
PV with Tracking	2,630	1,466	1,231	997
PV Thin Film	1,523	1,175	1,131	1,086
Battery Storage - Small	600	375	338	300
Battery - Utility Scale	500	225	213	200
Solar Thermal with Storage	8,513	5,500	4,750	4,000
Solar Thermal No Storage	5,226	4,170	3,937	3,703
Biomass	1,800	1,765	1,745	1,725
Geothermal	4,216	4,216	4,216	4,216
Ocean	9,887	8,500	7,188	5,875
Biogas (AD)	4,548	4,460	4,409	4,359

**Battery technology quoted on a US$/kWh basis*

Figure 114 Levelised Cost of New Entry (BAU & SES, US$/MWh)

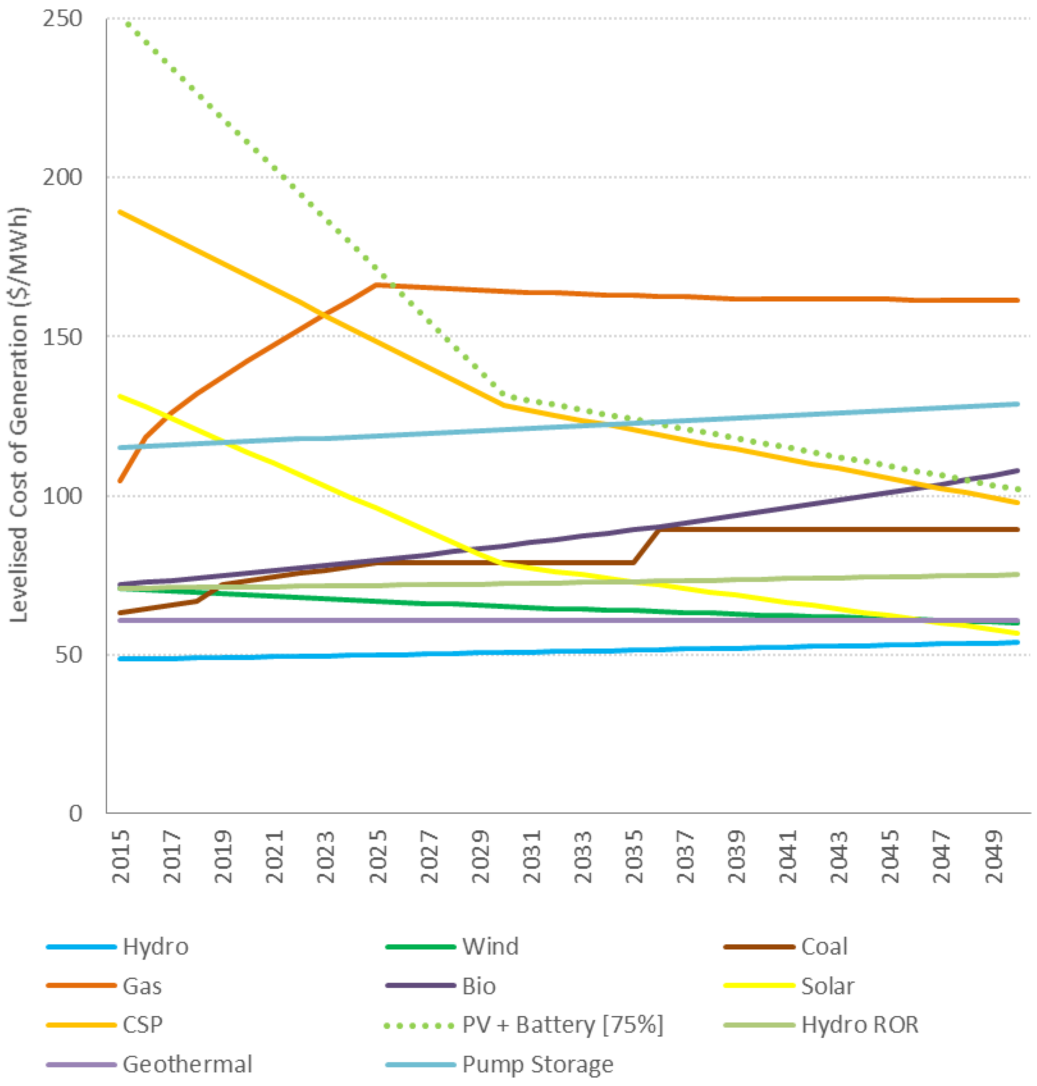
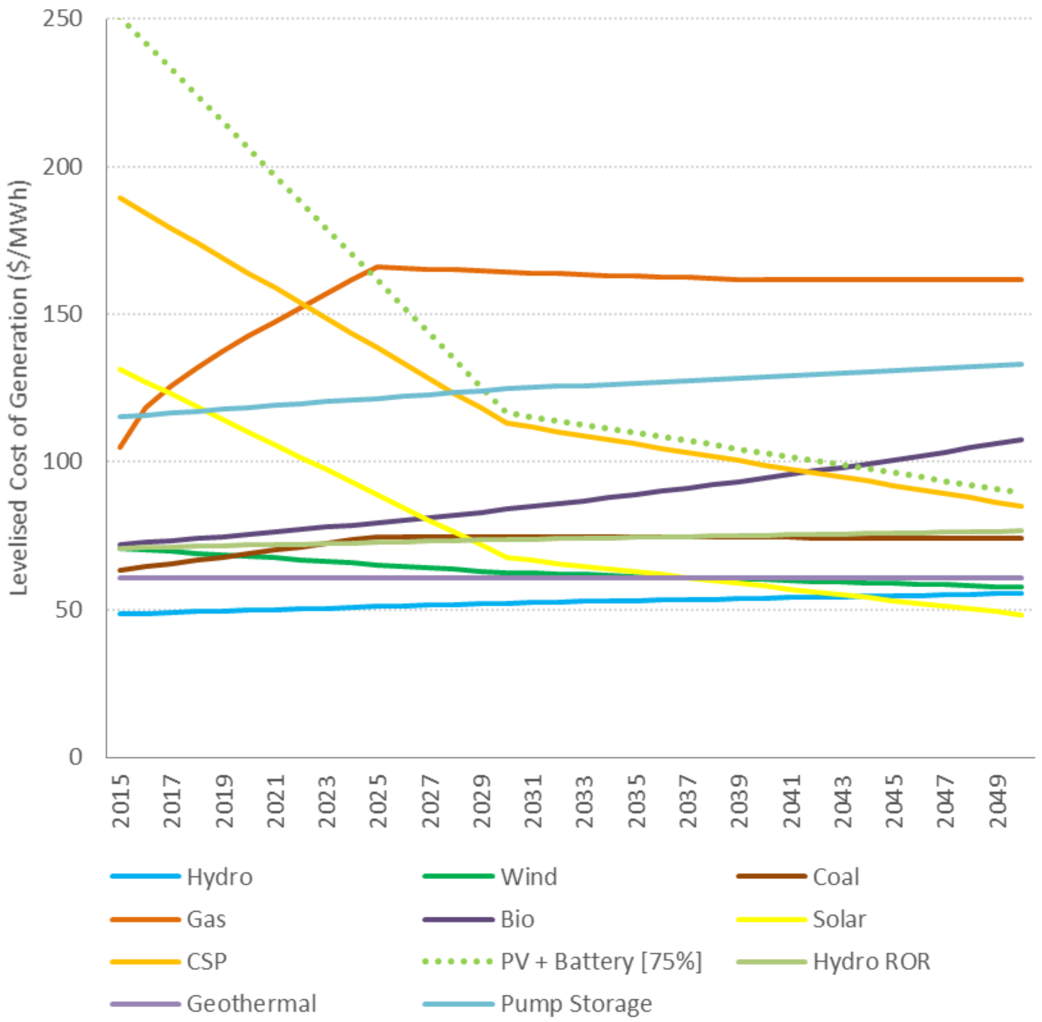


Table 26 Technology Costs Assumptions for ASES Scenario

	Technology Capital Cost (Unit: Real 2014 US$/kW)			
Technology	**2015**	**2030**	**2040**	**2050**
Generic Coal	2,492	2,462	2,450	2,437
Coal with CCS	5,756	4,893	4,605	4,334
CCGT	942	930	926	921
GT	778	768	764	761
Wind Onshore	1,450	1,240	1,175	1,113
Wind Offshore	2,900	2,480	2,349	2,225
Hydro Large	2,100	2,275	2,350	2,427
Hydro Small	2,300	2,400	2,450	2,501
Pumped Storage	3,340	3,618	3,738	3,861
PV No Tracking	2,243	1,050	850	688
PV with Tracking	2,630	1,231	997	807
PV Thin Film	1,523	1,131	1,086	1,043
Battery Storage - Small	600	338	300	267
Battery - Utility Scale	500	213	200	188
Solar Thermal with Storage	8,513	4,750	4,000	3,368
Solar Thermal No Storage	5,226	3,937	3,703	3,483
Biomass	1,800	1,745	1,725	1,705
Geothermal	4,216	4,216	4,216	4,216
Wave	9,887	7,188	5,875	4,802
Biogas (AD)	4,548	4,359	4,309	4,259

**Battery technology quoted on a US$/kWh basis*

Figure 115 Levelised Cost of New Entry (ASES, US$/MWh)



Appendix B Fuel Prices

Table 27 sets out the Free on board (FOB) fuel price assumptions that were used in the modelling presented in this report. This fuel price set was common to all three scenarios.

Table 27 Fuel Price Assumptions (Real 2014 US$/GJ)

Year	Coal	Gas	Diesel	Uranium	Fuel Oil	Biomass	Biogas
2015	2.39	10.08	13.34	0.72	9.13	2.57	1.00
2016	2.51	11.88	15.24	0.76	10.49	2.62	1.00
2017	2.63	12.91	15.28	0.80	11.68	2.67	1.00
2018	2.74	13.72	16.41	0.80	12.43	2.72	1.00
2019	2.86	14.47	17.53	0.80	13.18	2.78	1.00
2020	2.98	15.16	18.64	0.80	13.93	2.83	1.00
2021	3.10	15.81	19.73	0.80	14.65	2.89	1.00
2022	3.21	16.46	20.80	0.80	15.36	2.95	1.00
2023	3.33	17.10	21.86	0.80	16.06	3.01	1.00
2024	3.45	17.72	22.90	0.80	16.76	3.07	1.00
2025	3.56	18.34	23.93	0.80	17.44	3.13	1.00
2026	3.56	18.29	23.86	0.80	17.39	3.19	1.00
2027	3.56	18.24	23.79	0.80	17.34	3.25	1.00
2028	3.56	18.19	23.72	0.80	17.29	3.32	1.00
2029	3.56	18.14	23.65	0.80	17.24	3.39	1.00
2030	3.56	18.09	23.58	0.80	17.19	3.45	1.00
2031	3.56	18.06	23.53	0.80	17.15	3.52	1.00
2032	3.56	18.02	23.49	0.80	17.12	3.59	1.00
2033	3.56	17.99	23.44	0.80	17.08	3.67	1.00
2034	3.56	17.96	23.40	0.80	17.05	3.74	1.00
2035	3.56	17.92	23.35	0.80	17.02	3.81	1.00
2036	3.56	17.89	23.30	0.80	16.98	3.89	1.00
2037	3.56	17.86	23.26	0.80	16.95	3.97	1.00
2038	3.56	17.83	23.21	0.80	16.92	4.05	1.00
2039	3.56	17.79	23.16	0.80	16.88	4.13	1.00
2040	3.56	17.76	23.12	0.80	16.85	4.21	1.00
2041	3.56	17.76	23.12	0.80	16.85	4.29	1.00
2042	3.56	17.76	23.12	0.80	16.85	4.38	1.00
2043	3.56	17.76	23.12	0.80	16.85	4.47	1.00
2044	3.56	17.76	23.12	0.80	16.85	4.56	1.00
2045	3.56	17.76	23.12	0.80	16.85	4.65	1.00
2046	3.56	17.76	23.12	0.80	16.85	4.74	1.00
2047	3.56	17.76	23.12	0.80	16.85	4.84	1.00
2048	3.56	17.76	23.12	0.80	16.85	4.93	1.00
2049	3.56	17.76	23.12	0.80	16.85	5.03	1.00
2050	3.56	17.76	23.12	0.80	16.85	5.13	1.00

Appendix C Methodology for Jobs Creation

This section briefly summarises the methodology that we adopted for jobs creation. The methodology that we have adopted has been based on an approach developed by the Institute for Sustainable Futures at the University of Technology, Sydney and used by the Climate Institute of Australia[43]. In essence the jobs created in different economic sectors (manufacturing, construction, operations & maintenance and fuel sourcing and management) can be determined by the following with the information based on the numbers provided in Table 28.

Figure 116 Job Creation Calculations

Jobs = manufacturing + construction + operations and maintenance (O&M) + fuel, where:

Manufacturing	=	MW installed per year	x	Manufacturing employment multiplier	x	Annual decline factor (years)	x	% local manufacturing
Construction	=	MW installed per year	x	Construction employment multiplier	x	Annual decline factor years		
O&M	=	Cumulative capacity	x	O&M employment multiplier	x	Annual decline factor years		
Fuel supply (coal)	=	Electricity generation	x	Fuel employment multiplier	x	Annual decline factor years		
Fuel supply (gas)	=	Electricity generation	x	Fuel employment multiplier	x	Annual decline factor years	x	% local fuel supply

We have applied this methodology to the results in each scenario discussed in this report in order to make estimates of the jobs creation impacts and allow comparisons to be made[44].

---

[43] A description of the methodology can be found in the following reference: The Climate Institute, "Clean Energy Jobs in Regional Australia Methodology", 2011, available: http://www.climateinstitute.org.au/verve/_resources/cleanenergyjobs_methodology.pdf.

[44] The percentage of local manufacturing and local fuel supply is assumed to be 1 to reflect the total job creation potential.

Table 28 Employment Factors for Different Technologies

Technology	Annual decline applied to employment multiplier 2010-20	Annual decline applied to employment multiplier 2020-30	Construction time years	Construction per MW	Manufacturing per MW	Operations & maintenance per MW	Fuel per GWh
Black coal	0.5%	0.5%	5	6.2	1.5	0.2	0.04 (include in O&M)
Brown coal	0.5%	0.5%	5	6.2	1.5	0.4	
Gas	0.5%	0.5%	2	1.4	0.1	0.1	0.04
Hydro	0.2%	0.2%	5	3.0	3.5	0.2	
Wind	0.5%	0.5%	2	2.5	12.5	0.2	
Bioenergy	0.5%	0.5%	2	2.0	0.1	1.0	
Geothermal	1.5%	0.5%	5	3.1	3.3	0.7	
Solar thermal generation	1.5%	1.0%	5	6.0	4.0	0.3	
SWH	1.0%	1.0%	1	10.9	3.0	0.0	
PV	1.0%	1.0%	1	29.0	9.0	0.4	

REFERENCES

COP21, in December 2015, in Paris, confirmed the global willingness for avoiding addressing catastrophic climate change. That the world faces an energy crisis is beyond doubt. A lack of access to energy is one of the main causes of poverty. There's a pressing need to secure a sustainable energy supply as demand for fossil fuels and hydropower outstrips environmentally and economically sustainable supply.

We – individuals, communities, businesses, investors, politicians – must act immediately, and boldly. Half-hearted solutions are not enough. We must aim for a fully renewable and sustainable energy supply as a matter of urgency.

It is possible. The second part of this report lays out, in unprecedented detail, one way that we can do this. It isn't the definitive solution, and it isn't perfect: as we've seen, it raises many challenges and difficult questions. The modelling shows that solutions are at hand. The scenarios are presented to catalyse debate and to spur the region to action.

We now need to respond to the issues it raises. We need to take it further. But most of all, we need to act on it – each and every one of us. Starting today.

ADB (2015) *Renewable Energy Developments and Potential in the Greater Mekong Subregion* [Online]. Available at: http://www.adb.org/publications/renewable-energy-developments-and-potential-gms (Accessed: 01 February 2016).

Allianz (no date) *Power Trip*. Available at: http://www.agcs.allianz.com/insights/expert-risk-articles/energy-risks (Accessed: 01 February 2016).

Association Negawatt (no date) *La demarche negawatt*. Available at: http://www.negawatt.org/english-presentation-p149.html (Accessed: 22 January 2016).

ABEEólica (2015) *Comunicacao*. Available at: http://www.portalabeeolica.org.br/ (Accessed: 22 January 2016).

APERC (2012) *Energy Demand and Supply Outlook* [Online]. Available at: http://aperc.ieej.or.jp/publications/reports/outlook/5th/volume2/EDSO5_V2_Viet_Nam.pdf (Accessed: 22 January 2016).

BBC (2015) *Toyota plans to all but stop making carbon emitting cars by 2050*. Available at: http://www.bbc.com/news/business-34527431 (Accessed: 01 February 2016).

Bertani, R. (2015) *Geothermal Power Generation in the World 2010-2014 Update Report* [Online]. Available at: https://pangea.stanford.edu/ERE/db/WGC/papers/WGC/2015/01001.pdf (Accessed: 01 February 2016).

Bloomberg New Energy Finance (no date) *Total lithium-ion battery pack cost and traction battery production, 2010-30*.

Bloomberg New Energy Finance (2011) *Power to the people? PV and batteries for the 150 GW diesel market*. New York City: Bloomberg L.P.

Bloomberg New Energy Finance (2015) *New Energy Outlook* [Online]. Available at: www.bloomberg.com (Accessed: 22 January 2016).

Bloomberg New Energy Finance (2016a), *Clean energy defies fossil fuel price crash to attract record $329 global investment in 2015* [Online]. Available at: www.bloomberg.com (Accessed: 22 January 2016).

Bloomberg New Energy Finance (2016b), *Clean Energy Investment: Q4 2015 Factpack* [Online]. Available at: www.bloomberg.com (Accessed: 22 January 2016).

CSP Today (no date) *Storage in Power Towers*. Available at: http://www.csptoday.com/pdf/storage.pdf (Accessed: 01 February 2016).

City Research (2015) *Energy Darwinism II: Why a Low Carbon Future Doesn't Have to Cost the Earth* [Online]. Available at: http://www.citi.com/citigps (Accessed: 22 January 2016).

Clean Technica (2015) *World's Cheapest Solar Power Lands In Austin, Texas — Under 4¢/kWh! (Sort Of)*. Available at:

http://cleantechnica.com/2015/07/02/worlds-cheapest-solar-power-lands-in-austin-texas-under-4%C2%A2kwh-sort-of/ (Accessed: 01 February 2016).

Climate-KIC (2015) *Climate-KIC Start-Ups*. Available at: http://www.climate-kic.org/start-ups/solease-b-v-2/ (Accessed: 01 February 2016).

Climate Policy Initiative (2012) *San Giorgio Group Case Study: Prosol Tunisia* [Online]. Available at: http://climatepolicyinitiative.org/wp-content/uploads/2012/08/Prosol-Tunisia-SGG-Case-Study.pdf (Accessed: 01 February 2016).

DNV-GL (2014) *Modular electrification of mesogrids in Myanmar*. Available at: https://www.dnvgl.com/news/modular-electrification-of-mesogrids-in-myanmar-8159 (Accessed: 01 February 2016).

Dolor, F. (2006) *Geothermal Projects in National Parks in the Philippines: The Case of the Mt. Apo Geothermal Project* [Online]. Available at: http://www.os.is/gogn/unu-gtp-sc/UNU-GTP-SC-02-11.pdf (Accessed: 01 February 2016).

Ecologist (2015) *Finland cancels Olkiluoto 4 nuclear reactor - is the EPR finished?* Available at: http://www.theecologist.org/News/news_analysis/2859924/finland_cancels_olkiluoto_4_nuclear_reactor_is_the_epr_finished.html (Accessed: 22 January 2016).

EIA (2014) *LED bulb efficiency expected to continue improving as cost declines*. Available at: https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=15471 (Accessed: 01 February 2016).

EIA (2015) *Annual Energy Outlook* [Online]. Available at http://www.eia.gov/forecasts/aeo/assumptions/pdf/table_8.2.pdf (Accessed: 15 December 2015).

EndCoal.org (no date) *Coal Fact Sheet 4* [Online]. Available at: www.EndCoal.org (Accessed: 22 January 2016).

ENERGINET.DK (2016) *New record-breaking year for Danish wind power*. Available at: http://energinet.dk/EN/El/Nyheder/Sider/Dansk-vindstroem-slaar-igen-rekord-42-procent.aspx

Energy Transition (2014) *Citizens form cooperatives to drive the energy transition* [Online]. Available at: energytransition.de/2014/12/infographs (Accessed: 22 January 2016).

Energy Australia (2016) *What is off-peak electricity*. Available at: http://www.energyaustralia.com.au/residential/electricity-and-gas/understanding-plans/what-is-off-peak-electricity (Accessed: 21 February 2016)

Epstein, P.R. et al. (2011) 'Full cost accounting for the life cycle of coal', New York Academy of Sciences [Online]. Available at: http://www.chgeharvard.org/sites/default/files/epstein_full%20cost%20of%20coal.pdf (Accessed: 10 February 2016).

Fraunhofer ISE (2015) *Power generation from renewable energy in Germany – assessment of first*

half of 2015 [Online]. Available at: https://www.ise.fraunhofer.de/en/downloads-englisch/pdf-files-englisch/data-nivc-/power-generation-from-renewable-energy-in-germany-assessment-of-first-half-of-2015.pdf (Accessed: 22 January 2016).

German Watch (2015) *Global Climate Risk Index. Available at:* https://germanwatch.org/en/download/10333.pdf (Assessed: 5 January 2016)

Gracen, C. (2014), *SPP Regulatory Framework Options in Myanmar*(Online). Available at: https://palangthai.files.wordpress.com/2014/11/finalreport-myanmarsppregulatoryoptions1.pdf (Accessed: 24 February 2016)

Grameen Shakti (2009) *Solar Home System*. Available at: http://www.gshakti.org/index.php?option=com_content&view=article&id=58&Itemid=62 (Accessed: 01 February 2016).

Grill and Lehner (2016) *Hydropower development options and their environmental impact in the Greater Mekong Region for different energy development scenarios* [Online]. Available at: http://wwf.panda.org/what_we_do/where_we_work/greatermekong/ (Accessed: 15 February 2016).

Greenpeace (2015), *Human Cost of Coal Power: How coal-fired power plants threaten health of Thais* [Online]. Available at: https://issuu.com/greenpeaceth/docs/en?e=10477952/31653903#search (Accessed: 15 February 2016)

Horton, R. and Bachrett, R. (2015) *Integrating Climate Change into a Green Economy Approach*. [Developing a Green Economy Policy and Strategic Framework for Myanmar, Nay Pyi Taw] 2 July 2015

International Energy Agency (2016) *Energy efficiency*. Available at: http://www.iea.org/topics/energyefficiency/ (Accessed: 22 January 2016).

International Energy Agency (no date) *The Global Renewable Energy Policies and Measures database*. Available at: http://www.iea.org/dbtw-wpd/Textbase/pm/explanationre.htm (Accessed: 22 January 2015).

International Energy Agency (2014) *World energy outlook 2014*. Paris: OECD/IEA [Online]. Available at: http://www.worldenergyoutlook.org/ (Accessed: 22 January 2016).

International Centre for Environmental Management (2010). *Strategic Environmental Assessment of hydropower on the Mekong Mainstream: Summary of the Final report*. Ha Noi, Viet Nam [Online]. Available at: http://www.mrcmekong.org/assets/ Publications/Consultations/SEA-Hydropower/SEA-FRsummary-13oct.pdf (Accessed: 22 January 2016).

International Rivers (2008) *The World Commission on Dams Framework - A Brief Introduction*. Available at: http://www.internationalrivers.org/en/way-forward/world-commission-dams/world-commission-dams-framework-brief-introduction (Accessed: 01 February 2016).

IRENA (2015a) *Renewable energy and jobs – Annual review 2015* [Online]. Available

at: www.irena.org (Accessed: 22 January 2016).

IRENA (2015b) *Renewable Power Costs Plummet: Many Sources Now Cheaper than Fossil Fuels Worldwide* Available at: http://www.irena.org/News/Description.aspx?NType=A&mnu=cat&PriMenuID=16&CatID=84&News_ID=386#sthash.zAivVzAG.dpuf (Accessed: 01 February 2016).

Josephson, M. (1959) *Edison*. New York: McGraw-Hill.

Koplitz, S., Jacob, D., Myllyvirta, L., and Sulprizio, M. (2015) *Burden of disease from rising coal emissions in Asia* [International Symposium on Climate Change and Coal], 29 May [Online]. Available at: http://acmg.seas.harvard.edu/presentations/2015/koplitz_japan_symposium_20150529.pdf (Accessed: 22 January 2016).

Mekong River Commission (2015) 'Lower Mekong fisheries estimated to be worth around $17 billion a year', Catch & Culture [Online]. Available at: http://www.mrcmekong.org/assets/Publications/Catch-and-Culture/CatchCultureVol-21.3.pdf (Accessed: 18 February 2016).

Mosaic (2015) *Turn sunshine into savings*. Available at: https://joinmosaic.com (Accessed: 01 February 2016).

Myanmar Energy Partners (2016), *Myanmar Energy Master Plan Launched*. Available at: http://www.myanmarenergypartners.com/blog/2016/1/11/myanmar-energy-master-plan-launched (Accessed 22 February 2016)

Myanmar Ministry of Electrical Power (2015) *Brochure*. [Online]. Available at: https://drive.google.com/file/d/0B-lRHFZcczfea1U5M1dkblo1ckFoQ25xR2o1Smg1UzJNOXln/view?usp=sharing (Accessed: 15 February 2015)

Myanmar Ministry of Environmental Conservation and Forestry (2012), *Myanmar National Adaptation Program of Action (NAPA)* [Online] Available at: http://unfccc.int/resource/docs/napa/mmr01.pdf (Accessed: 22 February 2016)

Myanmar Ministry of Transport (2013) *Port of Yangon*. Available at: http://www.

mot.gov.mm/mpa/ygn_ports.html (Accessed: 01 February 2016).

National League for Democracy (2015) *Election Manifesto* [Online]. Available at: http://www.eng.nldchairperson.org/national-league-for-democracy-2015-election-manifesto-authorised-translation/ (Accessed: 22 February 2016)

New York Times (2015) *French Nuclear Model Falters*. Available at: http://www.nytimes.com/2015/05/08/business/energy-environment/france-nuclear-energy-areva.html (Accessed: 22 January 2016).

Orr S., Pittock, J., Chapagain, A., Dumaresq, D. (2012) 'Dams on the Mekong River: Global environmental change. Lost fish protein and the implications for land and water resources', Global Environmental Change [Online]. Available at: *http://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/Orr_et_al._2012_Mekong_GEC.PDF* (Accessed: 22 January 2016).

Pham L. (2014) 'Current status of Vietnam Ocean renewable energy', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 43, pp. 440-448 [Online]. Available at: doi: 10.1016/j.rser.2014.11.060 (Accessed: 01 February 2016).

Public Utilities Commission of Sri Lanka (2009) *Electrical Tariffs and Charges* [Online]. Available at: http://www.pucsl.gov.lk/english/wp-content/uploads/2014/03/2009-tariff-notice.pdf (Accessed: 22 January 2016).

PYO (2011) *Poison Clouds* [Online]. Available at: http://burmacampaign.org.uk/images/uploads/PoisonClouds.pdf (Accessed: 22 January 2016).

Reguero, B. (2011) 'Evaluation of global wave energy resource' *IEEE* [Online]. Available at: doi: 10.1109/Oceans-Spain.2011.6003523

REN21 (2015) *Renewables 2014 Global Status Report* [Online]. Available at: http://www.ren21.net/ (Accessed: 01 February 2016).

Reneweconomy (2014) UBS: Solar + storage is cost effective already in Australia. Available at: http://reneweconomy.com.au/2014/ubs-solar-storage-is-cost-effective-already-in-australia-20949 (Accessed: 01 February 2016).

Reneweconomy (2015) *Carbon crash, solar dawn: Deutsche Bank on why solar has already won*. Available at: http://reneweconomy.com.au/2015/carbon-crash-solar-dawn-deutsche-bank-on-why-solar-has-already-won-51105 (Accessed: 01 February 2016).

Reneweconomy (2016) *Adani puts Galilee coal mine on hold pending recovery in coal price*. Available at: http://reneweconomy.com.au/2016/adani-puts-galilee-coal-mine-on-hold-pending-recovery-in-coal-price-67892 (Accessed: 10 February 2016).

Reuters (2015a) *EDF says Flamanville reactor delayed to 2018, cost 10.5 bln*. Available at: http://af.reuters.com/article/energyOilNews/idAFL5N1182YB20150903 (Accessed: 01 February 2016).

Reuters (2015b) *UPDATE 1-Floating windfarm offshore Portugal will be Europe's second ever*. Available at: http://www.reuters.com/article/engie-renewables-idUSL8N-13B35H20151116#eYGLoVki8UFVksCo.97 (Accessed: 01 February 2016).

Rocky Mountain Institute (2016) *How Much Does Storage Really Cost? Lazard Weighs In*. Available at: http://blog.rmi.org/blog_2016_01_21_how_much_does_storage_really_cost_lazard_weighs_in (Accessed: 01 February 2016).

SI OCEAN (2013) *Ocean Energy: Cost of Energy and Cost Reduction Opportunities* [Online]. Available at: http://www.si-ocean.eu/en/upload/docs/WP3/CoE%20report%203_2%20final.pdf (Accessed: 01 February 2016).

Smart Energy Demand Coalition (no date) *A Demand Response Action Plan For Europe – Regulatory requirements and market models* [Online]. Available at: http://smartenergydemand.eu/wp-content/uploads/2013/06/SEDC-DR-FINAL-.pdf (Accessed: 01 February 2016).

Stern, N. (2007) *The Economics of Climate Change – The Stern Review* [Online]. Available at: http://www.cambridge.org/us/academic/subjects/earth-and-environmental-science/climatology-and-climate-change/economics-climate-change-stern-review?-format=PB (Accessed: 01 February 2016).

The Climate Group (2016) *The world's most influential companies are committing to 100% renewable power. Available* at: http://www.theclimategroup.org/what-we-do/programs/re100/ (Accessed: 01 February 2016).

Tritec Group (2014) *Shortest Possible Time of Construction of a Solar Power Plant on Basel Trade Fair*. Available at: http://www.tritec-energy.com/es/tritec/novedades-info-14.04.2014-01/ (Accessed: 22 January 2016).

Tschakert, P. (2015) '1.5°C or 2°C: a conduit's view from the science-policy interface at COP20 in Lima, Peru', BioMed Central [Online]. Available at: *http://climatechangeresponses.biomedcentral.com/articles/10.1186/s40665-015-0010-z* (Accessed: 22 January 2016).

UNEP (2009) *Ecofacts: Climate Change in Bangkok* [Online]. Available at: http://www.unep.org/climatechange/adaptation/ScienceandAssessments/BangkokAssessmentReport/tabid/29574/Default.aspx (Accessed: 22 January 2016).

United Kingdom Hydrographic Office (2011) *Admiralty Total Tide*, United Kingdom.

United Nations (2016) *Green Climate Fund*. Available at: http://www.greenclimate.fund/ (Accessed: 01 February 2016).

United Nations Framework Convention on Climate Change (2015) *Myanmar Intended Nationally Determined Contribution – INDC* [Online]. Available at: http://www4.unfccc.int/submissions/INDC/Published%20Documents/Myanmar/1/Myanmar's%20INDC.pdf (Accessed: 22 January 2016).

United Nations Funds for Population Activities (2015) *The 2014 Myanmar Households and Population Census Report, The Union Report: Census report Volume 2* [Online]. Available at: http://countryoffice.unfpa.org/myanmar/2014/01/21/8918/census_printed_materials/ (Accessed: 22 January 2016).

United States Nuclear Regulatory Commission (2014a) *Backgrounder on the Three Mile Island Accident*. Available at: http://www.nrc.gov/reading-rm/doc-collections/fact-sheets/3mile-isle.html (Accessed: 22 January 2016).

United States Nuclear Regulatory Commission (2014b) *Backgrounder on Chernobyl Nuclear Power Plant Accident*. Available at: http://www.nrc.gov/reading-rm/doc-collections/fact-sheets/chernobyl-bg.html

(Accessed: 22 January 2016).

United States Nuclear Regulatory Commission (2014c) *Backgrounder on NRC Response to Lessons Learned from Fukushima*. Available at: http://www.nrc.gov/reading-rm/doc-collections/fact-sheets/japan-events.html (Accessed: 22 January 2016).

"UNU-INWEH (2015) Valuing Human Waste as an Energy Resource - A Research Brief Assessing the Global Wealth in Waste [Online]. Available at: http://inweh.unu.edu/wp-content/uploads/2016/01/Valuing-Human-Waste-an-as-Energy-Resource-Web.pdf (Accessed: 22 January 2016).""

US Department of Energy, National Energy Technology Laboratory (2010) *Life Cycle Analysis: Supercritical Pulverized Coal (SCPC) Power Plant* [Online]. Available at: https://www.netl.doe.gov/File%20Library/Research/Energy%20Analysis/Life%20Cycle%20Analysis/SCPC-LCA-Final-Report---Report---9-30-10---Final---Rev-1.pdf (Accessed: 22 January 2016).

US Environmental Protection Agency (no date) [Online]. Available at: http://www.epa.gov/laws-regulations

Yusuf, A.A. and Francisco, H.A. (2009) *Climate Change Vulnerability Mapping for Southeast Asia*. Economy and Environment Program for Southeast Asia (EEPSEA) [Online]. Available at: *http://climatechange-asiapac.com/resource/greater-mekong-and-climate-change* (Accessed: 22 January 2016).

WWF (2009) *The Greater Mekong and Climate Change: Biodiversity, Ecosystem Services and Development at Risk* [Online]. Available at: *assets.panda.org/downloads/final_cc_reportlowres_2.pdf* (Accessed: 22 January 2016).

WWF (2011) *The Energy Report* [Online]. Available at: wwf.panda.org/energyreport (Accessed: 22 January 2016).

မြန်မာ့လျှပ်စစ်ကဏ္ဍကို ဂဏန်းများဖြင့် တင်ပြခြင်း

၄၆%

၂၀၅၀ ခုနှစ်တွင် မြန်မာ့လျှပ်စစ်ကို
နေစွမ်းအင်မှ ရရှိနိုင်

၀%

၂၀၄၃ ခုနှစ်မှစ၍ ရုပ်ကြွင်းလောင်စာပေါ်
မှီခိုစရာမလိုအပ်နိုင်

၃၇%

၂၀၅၀ ခုနှစ်တွင်
မြန်မာ့လျှပ်စစ်ကို
လေစွမ်းအင်မှ ရရှိနိုင်

၆၄၉၀၄ မဂ္ဂါဝပ်

၂၀၅၀ ခုနှစ်တွင်
ပြည်လည်ပြည့်ဖြိုးမြဲစွမ်းအင်
များကို အချိုးကျတည်ဆောက်
တပ်ဆင်ထုတ်လုပ်နိုင်

Working to sustain the natural
world for people and wildlife

together possible. wwf.org.mm

© Adam Oswell / WWF-Canon